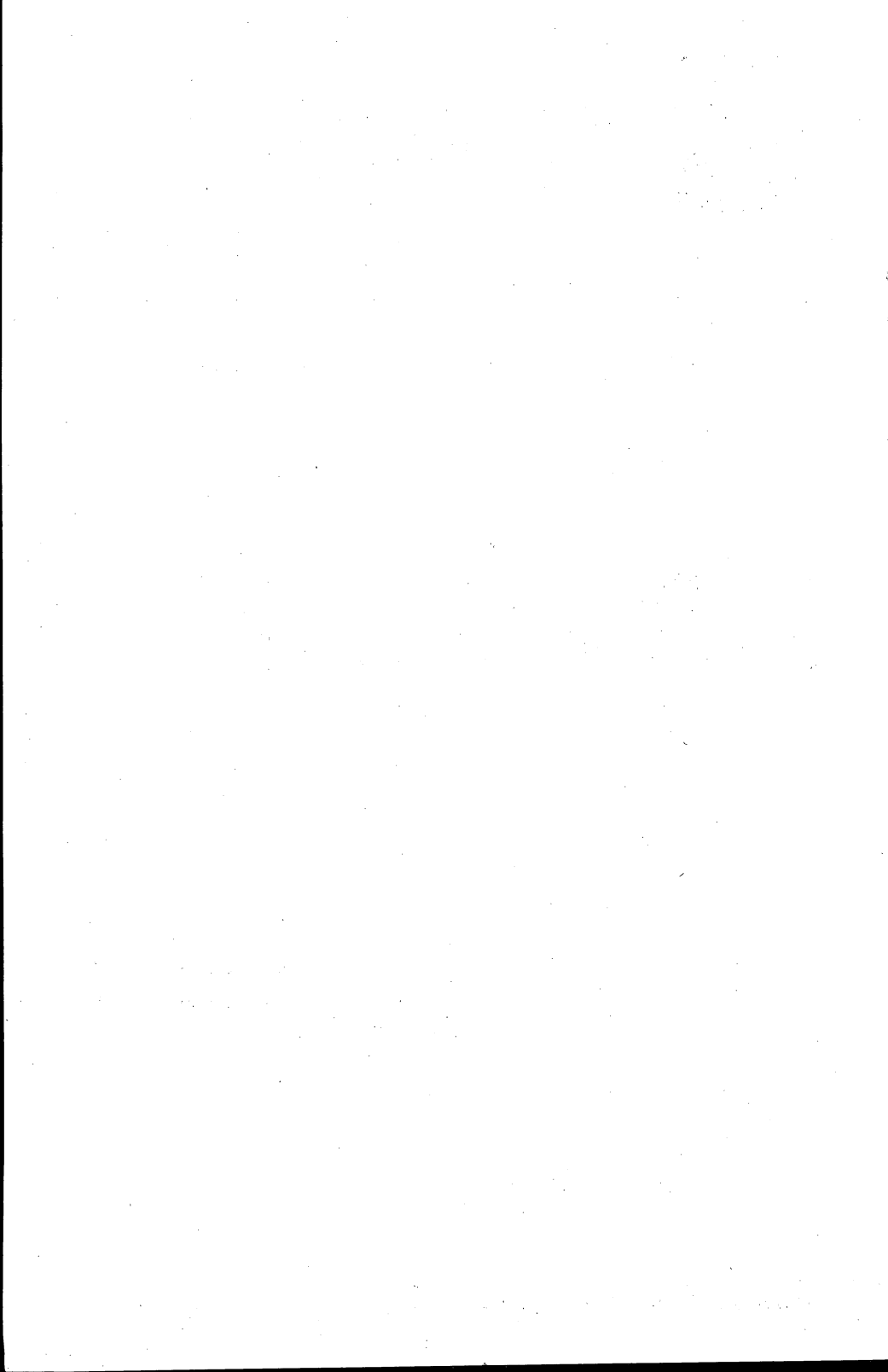




**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE
EVALUACION DE LA
PRODUCCION**

**ANTONIO VALDERRABANO H.
RUFINO RAYON CASIANO
JORGE ALBERTO OSORNO MANZO
RAFAEL RODRIGUEZ NIETO**



EVALUACION DE LA PRODUCCION

	PAG.
CAPITULO I	INTRODUCCION
I.1.	<u>Generalidades.</u> 1
I.2.	<u>Causas de la baja productividad de un pozo.</u>
I.2.1.	Problemas en los que se tiene un bajo nivel de control. 1
I.2.2.	Problemas de la formación 3
I.2.3.	Problemas de las perforaciones en la TR. 8
I.2.4.	Problemas del equipo de producción.
I.3.	<u>Bibliografía.</u> 10
CAPITULO II	REGISTROS SUBSUPERFICIALES DE PRODUCCION 11
II.1.	<u>Introducción.</u>
II.2.	<u>Condiciones dinámicas.</u> 16
II.2.1.	Medición de gastos.
II.2.2.	Identificación de los fluidos. 27
II.2.3.	Medición de temperatura. 45
II.3	<u>Condiciones estáticas.</u> 51
II.3.1.	Determinación del diámetro del agujero 51
II.3.2.	Determinación del espesor de tuberías. 53
II.3.3.	Estado de la cementación. 56
II.3.4.	Evaluación de las formaciones. 59
II.3.5.	Medidores de presión. 65
II.4.	<u>Referencias.</u> 69

CAPITULO III	
ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION	72
III.1. <u>Introducción.</u>	
III.1.1. Objetivo.	72
III.1.2. Tipo de pruebas.	72
III.2. <u>Principios matemáticos.</u>	76
III.2.1. Ecuación de difusión (ED)	76
III.2.2. Soluciones de la ED.	77
III.2.3. Representaciones adimensionales.	81
III.3. <u>Conceptos básicos relacionados con el análisis.</u>	85
III.3.1. Factor de daño.	85
III.3.2. Almacenamiento.	88
III.3.3. Principio de superposición.	103
III.3.4. Períodos de flujo.	108
III.4. <u>Pruebas de decremento.</u>	109
III.4.1. Introducción.	110
III.4.2. Bases del análisis.	110
III.4.3. Ejemplo.	114
III.4.4. Volumen drenado por un pozo.	119
III.4.5. Curvas tipo.	120
III.5. <u>Pruebas de incremento.</u>	136
III.5.1. Introducción.	
III.5.2. Bases del análisis.	136
III.5.3. Método de Horner.	137
III.5.4. Ejemplo.	139
III.5.5. Método de MDH.	142

	PAG.
III.6. <u>Pruebas en pozos inyectoros.</u>	
III.6.1. Introducción.	145
III.6.2. Pruebas de inyectividad.	145
III.6.3. Prueba de decremento (falloff).	150
III.7. <u>Pruebas de Interferencia</u>	
III.7.1. Análisis convencional.	157
III.7.2. Análisis mediante curvas tipo.	157
III.7.3. Ejemplo.	158
III.8. <u>Pruebas de presión en pozos de gas.</u>	162
III.8.1. Extensión de la teoría desarrollada anteriormente.	162
III.8.2. Uso de la función m (p)	167
III.8.3. Pruebas de decremento.	167
III.8.4. Pruebas de incremento.	169
III.8.5. Ejemplo.	170
III.9. <u>Referencias</u>	178
CAPITULO IV	
PRUEBAS DE FORMACION.	
IV.1. <u>Introducción.</u>	
IV.2. <u>Operaciones básicas de las pruebas de formación.</u>	181
IV.3. <u>Interpretación de gráficas.</u>	184
IV.4. <u>Técnicas para la determinación de productividad, permeabilidad, potencial y presión estática.</u>	191
IV.5. <u>Técnicas para determinar el radio de investigación y daño a la formación.</u>	196
IV.6. <u>Análisis cualitativo en pozos de gas.</u>	197
IV.7. <u>Análisis de datos de pruebas de formación utilizando curvas tipo.</u>	199

	PAG.
IV.8. <u>Recomendaciones para obtener buenos datos de la prueba.</u>	201
IV.9. <u>Referencias.</u>	212
CAPITULO V	
DECLINACION DE LA PRODUCCION DE UN POZO.	213
V.1. <u>Introducción.</u>	
V.2. <u>Características del yacimiento y de las curvas de declinación.</u>	214
V.3. <u>Tipos de curvas de declinación.</u>	215
V.4. <u>Obtención del límite económico.</u>	216
V.5. <u>Declinación exponencial.</u>	217
V.6. <u>Declinación hiperbólica.</u>	220
V.7. <u>Declinación armónica.</u>	223
V.8. <u>Gastos futuros y tiempos de vida útil.</u>	225
V.9. <u>Determinación de las características de un yacimiento por medio de datos de producción.</u>	226
V.10. <u>Análisis de curvas de declinación en pozos de gas.</u>	231
V.11. <u>Uso de curvas tipo para el análisis de curvas de declinación.</u>	233
V.12. <u>Soluciones analíticas.</u>	236
V.13. <u>Referencias.</u>	248
NOMENCLATURA	249
APENDICE I	
APENDICE II	

CAPITULO I

INTRODUCCION

I.1. GENERALIDADES

El departamento de producción tiene la responsabilidad de hacer que cada pozo produzca a un gasto especificado, para explotar racionalmente los yacimientos, sin sacrificar una larga vida productiva de un pozo por un corto período de sobre producción.

Para hacer recomendaciones válidas sobre la manera en que un pozo de aceite o gas debe producir, es necesaria una comprensión clara de los principios que rigen el movimiento de los fluidos desde la formación hasta la superficie.

Básicamente, es necesario conocer la situación real del pozo y la posibilidad de mejorar sus condiciones de explotación. Para esto se necesita información sobre las características del sistema roca-fluidos, el estado actual de agotamiento del yacimiento, la eficiencia de terminación del pozo, etc.

Si se encuentra que el pozo no está produciendo de acuerdo con su capacidad, se deben investigar las causas, las cuales corresponden a los siguientes tipos de problemas: del yacimiento, de los fluidos, del pozo y del equipo.

I.2. CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO.

I.2.1. Problemas en los que se tiene un bajo nivel de control.

(Problemas asociados con el yacimiento y los fluidos)

2.1.a.- Baja capacidad del yacimiento.- La baja capacidad puede ser debida a que se tienen bajas permeabilidades y/o espesores, lo cual trae como consecuencia bajos gastos de producción; para mejorarlos se pueden realizar tratamientos con ácido o fracturamientos, que aumentan la permeabilidad del yacimiento en la vecindad de los pozos.

2.1.b.- Malas características de permeabilidades relativas. Las permeabilidades relativas son función de la geometría de los granos, el grado de uniformidad y la distribución del tamaño de los poros, principalmente, para un juego de saturaciones; en menor escala también dependen de la viscosidad, tensión interfacial y gradiente de presión (Fig. 1; variaciones en curvas de K_r).

2.1.c.- Reducción de la permeabilidad absoluta.- A medida que la presión de confinamiento aumenta, la permeabilidad absoluta disminuye; este efecto es más pronunciado en rocas de baja permeabilidad. Los esfuerzos sobre la roca almacenante aumentan en la vecindad del agujero; a medida que la presión declina se reduce la permeabilidad absoluta (Fig. 2).

2.1.d.- Baja presión del yacimiento.- La recuperación de aceite depende de la presión del yacimiento y los procesos de desplazamiento. A medida que baja dicha presión, disminuye el

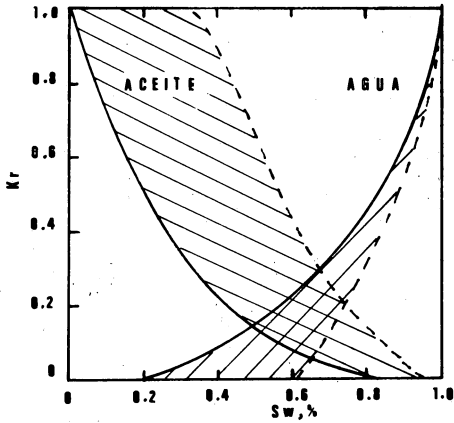


FIG. I-1 Variaciones en las curvas de K_r

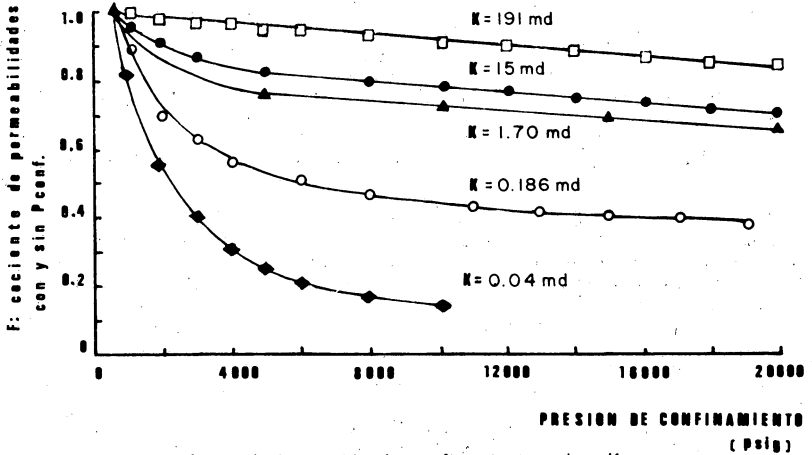


FIG. I-2 Efecto de la presión de confinamiento sobre K

gradiente de presión que permite el flujo de los fluidos hacia - los pozos.

2.1.e.- Alta relación gas-aceite.- A medida que la presión de clina la saturación de gas aumenta, una vez alcanzada la presión de saturación; al aumentar esta saturación empiezan a producirse grandes volúmenes de gas, reduciendo la producción de aceite (Fig.3).

2.1.f.- Alta viscosidad.- La viscosidad de los crudos varía en un rango muy amplio, hasta valores de muchos centipoises. De la ecuación de Darcy se puede observar que al aumentar la viscosidad disminuye la producción.

Si el yacimiento está siendo producido por empuje de gas disuelto liberado, la viscosidad del aceite se incrementa a medida que el gas es liberado.

Si los problemas de producción en el pozo son debidos a altas viscosidades de emulsiones agua-aceite en o cerca del fondo del agujero, puede ser económico romper o invadir la emulsión - con surfactantes para reducir la viscosidad del fluido producido, aumentando la producción.

2.1.g.- Alta relación agua-aceite.- La producción de agua en un pozo de aceite o gas tiene las siguientes desventajas:

1.- Reduce la saturación de hidrocarburos y por lo tanto su permeabilidad relativa.

2.- Aumenta los costos de producción, porque tiene que manejarse, separarse y deshecharse.

3.- Aumenta el gradiente de presión en las tuberías, con lo cual aumenta la presión de fondo, disminuyendo así la producción.

2.1.h.- Efectos de turbulencia.- En flujos a altas velocidades, tales como los que pueden ocurrir en las vecindades del pozo, pueden producirse caídas adicionales de presión a las calculadas por la ley de Darcy. Velocidades suficientemente altas, como para producir efectos de turbulencia, son generalmente encontradas sólo en pozos de gas. Estos efectos aparecen como un daño, disminuyendo la producción. Métodos para determinar el daño son discutidos en capítulos subsecuentes.

Los problemas que se han discutido hasta ahora están asociados con la naturaleza del yacimiento y sus fluidos, sobre los cuales se tiene poco o ningún control.

I.2.2.- Problemas de la formación.

2.2.a.- Precipitados inorgánicos.- Las aguas de formación -- contienen generalmente sólidos en suspensión; a medida que éstas

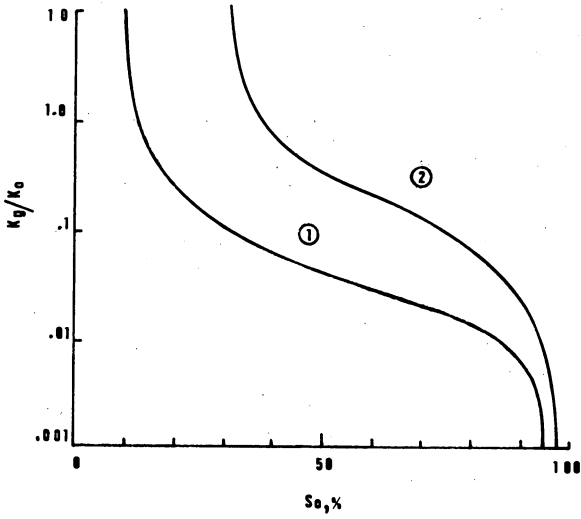


FIG. I-3 GRAFICA TIPO DE K_g/K_o V.S. S_o .

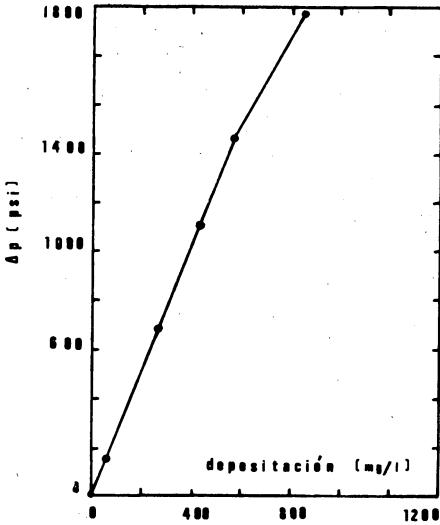


FIG. I-4 DEPOSITACION DE $CaSO_4$ V.S. CAIDA DE PRESION

son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican y -- puede ocurrir la precipitación de esos sólidos, restringiéndose la capacidad de flujo de la formación. Los precipitados más comunes son: sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de calcio y carbonato de magnesio.

La temperatura, presión, concentración de cloruro de sodio en el agua y la presencia de ciertos tipos de bacterias afectan las características de solubilidad de las aguas de formación. Cuando ocurren caídas de presión al estar produciendo, puede depositarse material sólido en los poros de la formación; debido a que la -- máxima caída de presión ocurre cerca del agujero, es allí donde se tiene la máxima depositación. El problema se agrava con la -- depositación ya que se genera un efecto de daño que propiciará una mayor caída de presión (Fig. 4).

2.2.b.- Precipitados orgánicos.- Estos precipitados han causado problemas en la superficie, en las tuberías de producción y en el yacimiento, pudiendo ser parafinas o ceras (cadenas largas de hidrocarburos) y asfaltenos (anillos aromáticos con pocas ramas y de pesos moleculares de 100 a 140 000) .

La precipitación de parafinas se debe generalmente a una disminución en la temperatura del aceite; la composición del mismo también influye en la depositación de materiales.

La depositación de asfaltenos es aparentemente un problema - de floculación o dispersión coloidal. Varios factores afectan la floculación de esas partículas coloidales, incluyendo la presencia de compuestos alifáticos, la acción de iones metálicos, la - temperatura y presión. Este último factor es la causa más probable de depositación de asfaltenos en el medio poroso.

Tratamientos mal hechos con aceite caliente son la posible - causa de la depositación de parafinas en el medio poroso. Estos tratamientos se efectúan para disolver parafinas en la tubería - de producción; la temperatura del aceite tiene que ser mayor que la temperatura del pozo para que el tratamiento sea efectivo.

2.2.c.- Baja permeabilidad al aceite.- Esto puede ocurrir como resultado del aumento de las saturaciones del agua o gas; cuando el gas se libera se reduce la saturación del aceite y por consiguiente la K_{ro} (Fig. 5; mojable y no mojable por aceite).

Existen fuen--
tes de agua, cuyo efecto dañino se puede evitar, tal como el - -
agua proveniente de otros intervalos a través de fugas en o atrás
de la tubería de revestimiento; agua utilizada como fluido de re-
paración; agua fugada a través de empacadores defectuosos; filtra-
dos de lodo y cemento y conificaciones.

2.2.d.- Daño por materiales de estimulación.- Los ácidos preci-
pitan materiales asfálticos; en zonas de anhídritas se pueden
formar precipitados insolubles de sulfatos; en zonas que contie-
nen más del 10% de carbonato de calcio, éste se puede precipitar
si se usa ácido fluorhídrico, pudiendo disolver el material ce-
mentante, con lo cual la resistencia de la roca disminuye. Cuando

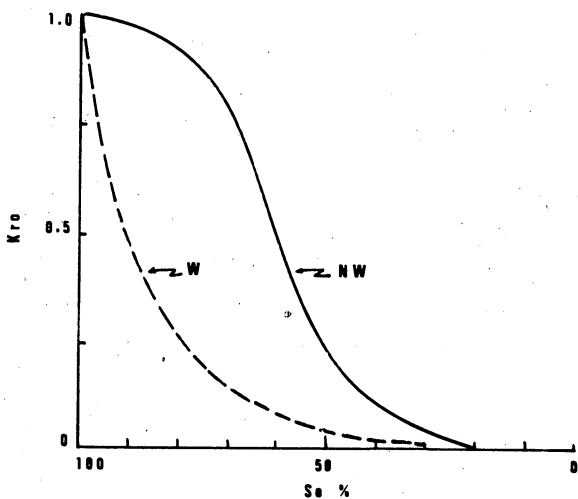


FIG. I-5 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE K_{ro} , MOJABLE Y NO MOJABLE POR ACEITE.

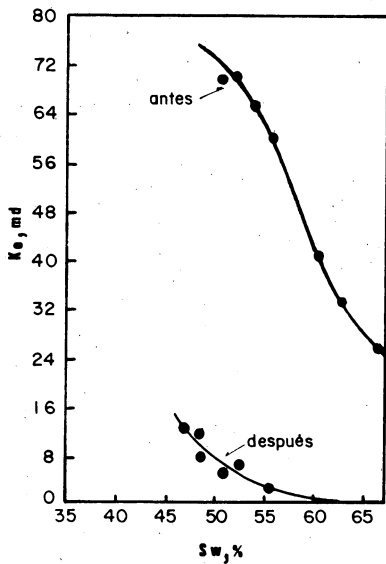


FIG. I-6 EFECTO DEL AGUA DULCE SOBRE UNA MUESTRA

los retardadores no son efectivos, los ácidos pueden formar compuestos de hierro que posteriormente se depositan al gastarse el ácido, ocasionando el taponamiento del pozo. Los ácidos pueden contribuir a la formación de emulsiones estables que pueden dañar la roca.

En recuperación secundaria, la incompatibilidad del agua de inyección y la de la formación puede originar precipitados; - además las bacterias acarreadas por el agua de inyección pueden taponar los pozos inyectoros.

2.2.e. Daño causado por el lodo de perforación.- Básicamente dos tipos de problemas se deben a los fluidos de perforación: (1) invasión del filtrado del lodo dentro del medio poroso y (2) penetración de partículas sólidas en los poros.

Filtrados de lodos base aceite o agua salada causan poco o ningún daño permanente; el agua salada aumenta la Sw disminuyendo la Kro, la cual puede recuperarse con el tiempo o con tratamientos. Filtrados de lodo de agua dulce (menores a 10,000 p.p.m.) además de altas saturaciones de agua y bajas permeabilidades relativas al aceite, pueden causar daño permanente a la formación, debido al hinchamiento y migración de partículas de arcilla.

La profundidad de invasión de las partículas sólidas varía de 2 a 30 cm, lo cual puede causar reducciones en la permeabilidad del 20 al 90%, dependiendo de los tipos de formación, de los lodos y de la presión.

2.2.f. Hinchamiento y migración de arcillas.- El agua dulce causa más daño a algunas rocas que el agua salada; los dos fenómenos que ocurren y causan el daño son: (1) Hinchamiento de las partículas de arcilla, reduciendo los canales de flujo y (2) -- Dispersión de las partículas que se transportan, hasta que ocurre un taponamiento de algunos canales de flujo. Se ha comprobado que aguas que tienen concentraciones de 5 a 10 mil p.p.m. de cloruro de calcio son más efectivas que con cloruro de sodio para evitar el hinchamiento y dispersión de las arcillas.

El agua dulce del filtrado de lodo es uno de los fluidos -- que puede causar daño a la formación; otras causas son los fluidos de terminación, la comunicación con zonas de agua dulce, los filtrados de cemento y la condensación de vapores en estimulaciones e inyección de vapor.

2.2.g. Producción de arena.- La producción de arena puede ser muy costosa, particularmente en casos donde se produce agua; además de erosionar el equipo de producción, se puede arenar el equipo y tuberías superficiales, reduciendo la producción de hidrocarburos.

* Ver la Fig. 6.

I.2.3. Problemas de las Perforaciones en la T.R.

2.3.a.- Condiciones y arreglo de los disparos.- Las condiciones y el arreglo de los disparos (baja densidad de los mismos, poca penetración, etc) originan una baja productividad (Fig 57 y 8).

2.3.b.- Taponamiento.- Una causa puede ser la depositación de escamas orgánicas e incrustaciones de parafinas y asfaltenos; en otras ocasiones se puede deber a material pulverizado, a partículas del cemento y de la formación, que pueden alojarse en las perforaciones.

2.3.c.- Calidad de los disparos.- Observaciones en algunos pozos que tenían baja productividad demostraron que pocos disparos contribuían a la producción, implicando que los demás disparos estaban taponados o mal hechos.

2.3.d.- Terminaciones parciales.- Frecuentemente este tipo de terminaciones es planeado a propósito, para evitar producciones excesivas de gas o de agua. Por eso se debe tener en cuenta este efecto para no confundirlo con un daño al pozo y concluir erróneamente que existe algún otro tipo de problema.

I.2.4. Problemas en el equipo de producción

La baja productividad en pozos es a menudo debida a un mal funcionamiento en alguna parte del equipo de producción. Estos problemas pueden presentarse en la superficie (línea de descarga, estranguladores, etc). o en el equipo dentro del pozo (T.P., bombas, válvulas de inyección de gas, etc.).

2.4.a. T.R. y cementaciones.- Los problemas en las T.R.S. y cementaciones están normalmente ligados. Por ejemplo, si el cemento no está bien adherido a la T.R., pueden formarse canales de comunicación entre zonas.

2.4.b.- T.P.- Tres son las causas principales de baja producción asociadas con la T.P.

- Perforaciones o fugas.- Las perforaciones pueden deberse a la acción corrosiva de algunos fluidos; estas fallas también ocurren frecuentemente con el roce de las varillas en los pozos de bombeo.

- Mal diseño de la T.P.- El flujo multifásico en tuberías verticales ocasiona caídas excesivas de presión, si no se diseña adecuadamente la T.P.

- Depositación de parafinas y escamas inorgánicas.- La depositación de parafinas y escamas inorgánicas en las paredes de la T.P. reducen la producción, incrementando la caída de presión, al reducirse el área de la sección transversal.

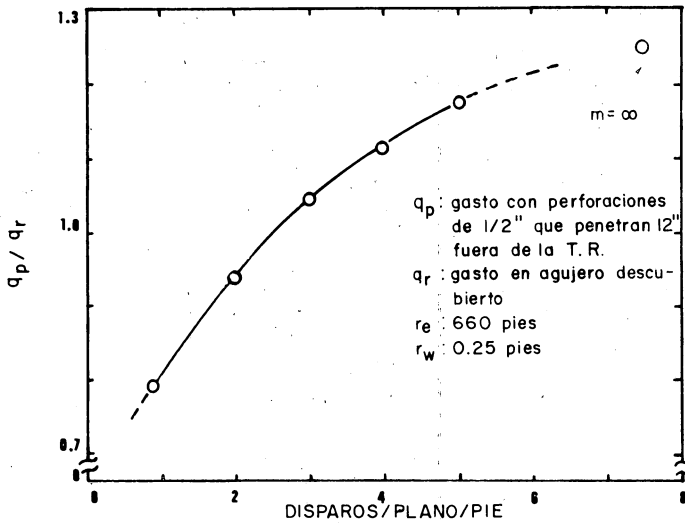


FIG. I-7 RELACION DE PRODUCTIVIDAD V.S. DENSIDAD DE LOS DISPAROS

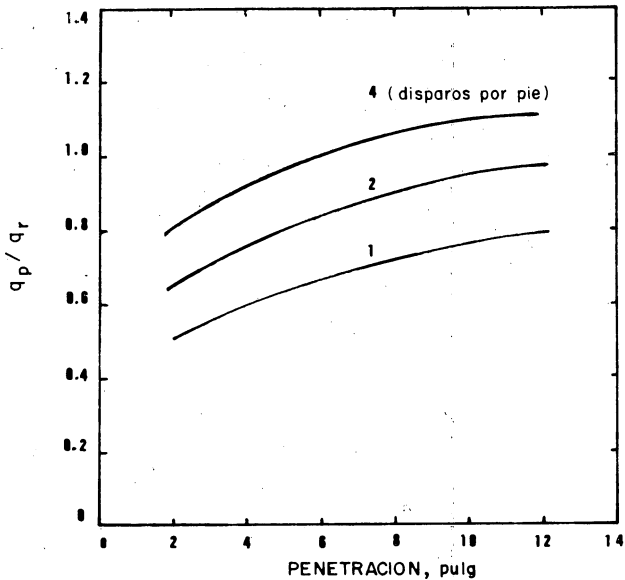


FIG. I-8 RELACION DE PRODUCTIVIDAD V.S. PENETRACION

2.4.c.- Válvulas de inyección de gas.- La corrosión y desgaste de los vástagos y asientos de las válvulas, la entrada de arena y escamas a los asientos de las válvulas y el debilitamiento de ruptura debido a corrosión y desgaste, reducen la productividad aumentando los costos de operación.

2.4.d.- Sistemas de bombeo- En adición a los problemas de diseño, una serie de problemas tales como producción de arena - - abrasiva que desgasta el metal y un volumen excesivo de gas producido reducen la eficiencia de producción.

2.4.e.- Tapones y empaques.- Los empaques de producción frecuentemente fallan después de cierto período de operación, - - con lo cual los fluidos en el espacio anular entre T.P. y T.R., pueden emigrar hacia la formación.

Un problema más serio se deriva de daños a los tapones en el fondo (tapones mecánicos, tapones de cemento o combinados), abajo del intervalo productor, utilizados para evitar comunicación a través del pozo con zonas más bajas. Estas zonas pueden ser -- formaciones productoras previas o solamente ser zonas probadas -- no productivas. Si es este el caso, el efecto en la productividad sería esencialmente el mismo que se crea por un agujero en -- la T.R.

I.3. BIBLIOGRAFIA

- 1.- Allen, Thomas, O. and Roberts, Alan, P: Production Operation. Well Completion, Workover and Stimulation. Vol. II
- 2.- Garaicochea, Petrirena, F: Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos. UNAM, abril, 1972.
- 3.- Strubhar, Malcom, R., Blackburn, James, S., Lee, W., John.: Production Operation. Course II. Well Diagnosis, SPE of - - AIME, 1972.

CAPITULO II

REGISTROS SUBSUPERFICIALES DE PRODUCCION

II.1. INTRODUCCION

Los registros de producción son los registros que se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo. Estos registros han permitido conocer, cada vez con mayor detalle, el comportamiento no solo de los pozos, sino también de las formaciones. - Por ejemplo, algunos de los beneficios que se pueden obtener son: evaluación de la eficiencia de terminación, información detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos, detección de zonas ladronas, canalización de cemento, perforaciones taponadas, fugas mecánicas, etc. Entre los registros de producción se tienen los siguientes: de temperatura, de gastos, de presiones, de diámetro interior de tuberías, etc.

El uso de dichos registros, para resolver problemas en los pozos, data de 1936, año en que fueron utilizados por primera vez los registros de temperatura. En la actualidad los registros de producción han alcanzado un desarrollo notable, permitiendo hacer mediciones con las que es posible resolver muchos de los problemas que se presentan con frecuencia en los pozos productores o inyectores.

Paralelamente, con el perfeccionamiento de las herramientas para correr los registros de producción se han ido desarrollando técnicas depuradas de interpretación, permitiendo que las intervenciones en los pozos sean más efectivas.

Mediante el uso de una variedad de herramientas por el interior de la T.P.^{*}, se puede llegar a un análisis confiable de casi todos los problemas de producción o inyección.

Los registros de producción pueden considerarse como una rama de los registros geofísicos¹, y pueden ser tomados en pozos produciendo artificialmente. En pozos productores fluyentes las dos principales áreas de registros de producción son en problemas del yacimiento y en problemas de pozos. En el caso de pozos inyectoros los registros de producción son utilizados principalmente en la terminación de los perfiles de inyección (para determinar la inyección de un mayor volumen de agua y su mejor distribución dentro de la formación⁽⁸⁾). Su aplicación en pozos que producen artificialmente es para verificar o revisar el aparejo de producción.

Existen cuatro condiciones básicas en relación con el pozo, las cuales se determinan con la ayuda de los registros de producción; estas condiciones son:

* Esto a veces es muy problemático, por incrustaciones, depositación de parafinas, etc.

- a).- Estado mecánico del pozo
- b).- Integridad de la cementación
- c).- Comportamiento del pozo
- d).- Evaluación de las formaciones

a).- Estado mecánico del pozo.- Para que el pozo se comporte como se planeó es necesario que todos los componentes que lo integran funcionen correctamente, tales como la tubería de revestimiento, la tubería de producción, empacadores, tapones, válvulas etc. Los registros de producción permiten detectar fugas, daños de corrosión interna y externa en las tuberías, así como daños en los empacadores y otros dispositivos.

b).- Integridad de la cementación.- Esta condición es muy importante; se dice que una cementación es buena cuando se tienen un sello hermético entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Hay casos en los cuales esto no se logra, lo que ocasiona que haya migración de fluidos de una formación a otra.(Fig. II-1).

c).- Comportamiento del pozo.- En el análisis del comportamiento del pozo es donde los registros de producción tienen mayor aplicación, ya que por medio de ellos se puede saber de qué parte del yacimiento se está produciendo agua o gas; qué perforaciones están contribuyendo a la producción o cual es el perfil de inyección o producción, etc. (Fig. II-2).

d).- Evaluación de las formaciones.- La localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite y de las nuevas zonas de hidrocarburos, así como la determinación de la saturación inicial de fluidos en cada zona y como varía ésta debido a la producción o a movimientos extraños de fluidos, todo esto a través de la TR, forman parte de la evaluación de formaciones a partir de registros de producción. (Fig. II-3).

La experiencia indica que las mediciones hechas en la superficie no son adecuadas para determinar la eficiencia de los sistemas de producción. En muchos casos, pozos que aparentemente estaban produciendo sin problemas, se encontró que tenían fallas en el fondo, las cuales, de no haberse corregido, hubieran reducido apreciablemente la recuperación final. Para algunos casos, dichas fallas hubieran evitado la aplicación efectiva de procesos de recuperación secundaria (15).

Las herramientas de los registros de producción operan con una línea eléctrica y registran las señales en la superficie; han sido diseñadas para correrse con cable y grabar gráficas o cintas magnéticas con información sobre las condiciones del pozo, las cuales proporcionan los datos necesarios para evaluar la eficiencia en la terminación del mismo. Las herramientas están diseñadas para resistir presiones hasta de 10,000 psi y temperaturas hasta de 300°F. El equipo de control de presión permite producir los pozos

P O Z O

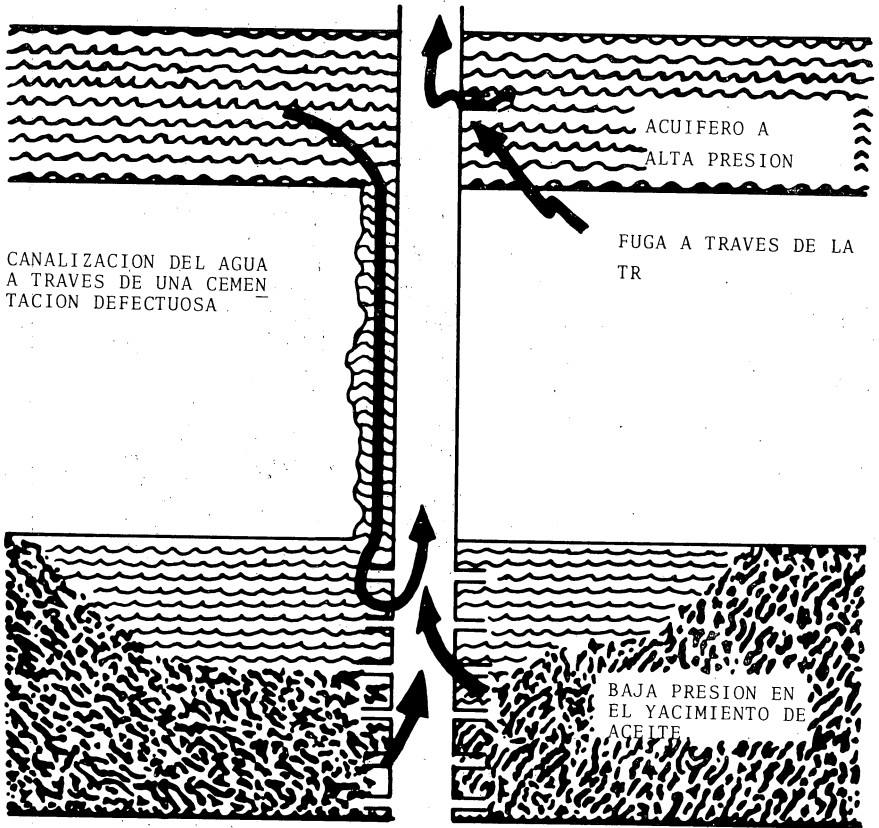


FIG. II-1

PROBLEMAS EN LA CEMENTACION Y EN LA TR

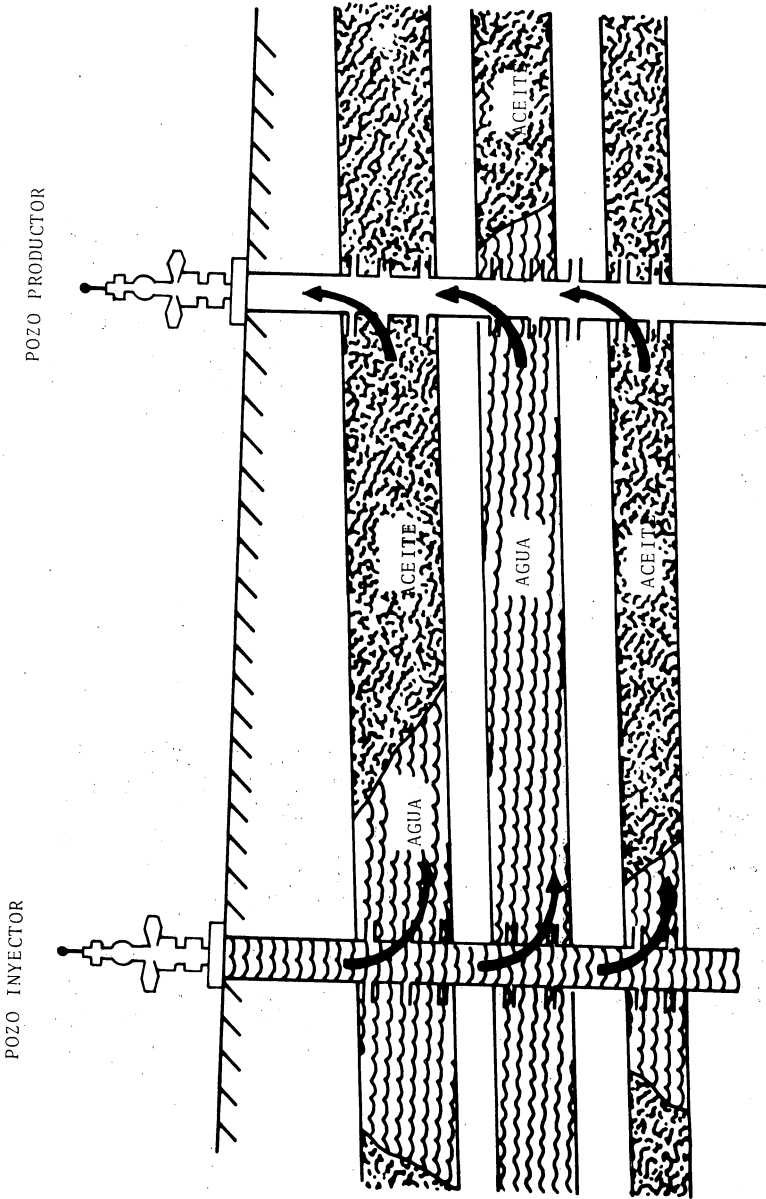


FIG. II-2
COMPORTAMIENTO DE LOS
POZOS

P O Z O

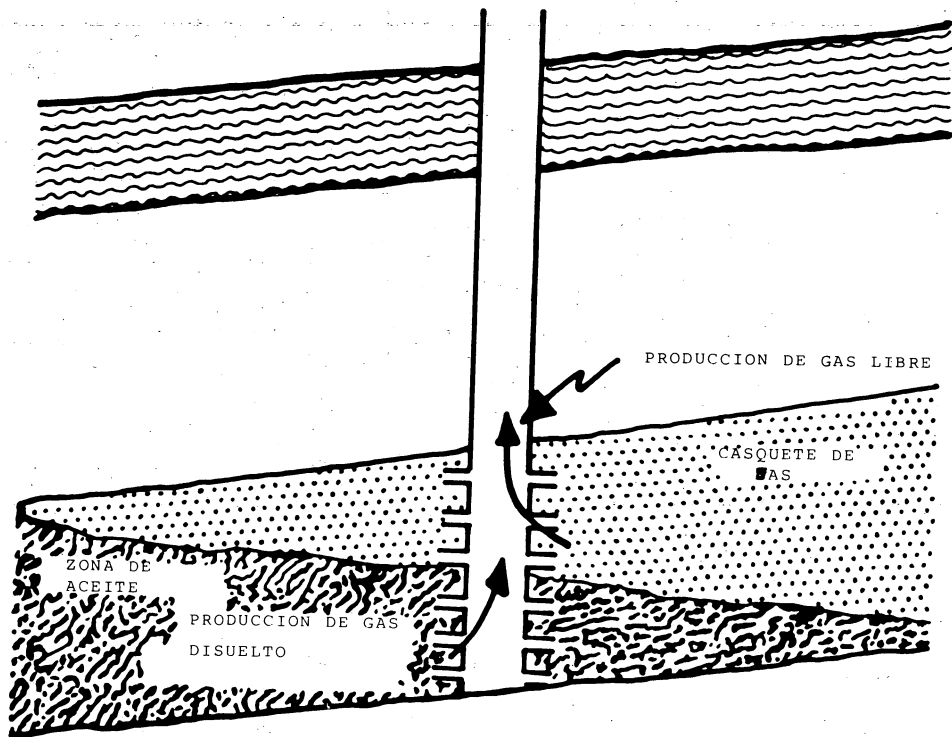


FIGURA II-3

EVALUACION DE FORMACIONES

con presiones en la superficie tan altas como 6000 psi y en pozos de inyección con presiones hasta de 7 200 psi.

II.2.- Condiciones dinámicas

Bajo estas condiciones se puede efectuar lo siguiente:

II.2.1.- Medición de gastos

II.2.2.- Identificación de fluidos

II.2.3.- Medición de temperaturas.

II.2.1.- Medición de gastos.

Existen básicamente dos tipos* de medidores de gastos de tipo hélice (molinete): los medidores de flujo continuo y los medidores de flujo con empacador inflable. En los medidores de flujo continuo parte del fluido pasa a través de la sección del medidor y la otra parte pasa entre la tubería de revestimiento y la herramienta que contiene al medidor; se determina un porcentaje del flujo total. En el medidor de flujo con empacador inflable todo el flujo se hace pasar por la sección del medidor. Existe además - otro medidor, el cual se basa en la determinación de la velocidad de partículas radioactivas en el flujo de fluidos.

II.2.1.a.- Medidor de flujo continuo (Fig. II-4).- El medidor de flujo continuo es un velocímetro tipo hélice (molinete) que se utiliza para medir las velocidades de los fluidos en el interior de las tuberías de producción y revestimiento. La herramienta es colocada en el centro de la columna de fluido por medio de centradores de resorte y corrida a una velocidad constante en contra de la dirección del flujo. La velocidad de la hélice, que es una función lineal de la velocidad del fluido respecto a la herramienta, se registra continuamente contra la profundidad.

La flecha de la hélice es soportada por pivotes de baja fricción que dan lugar a una velocidad crítica**de 2 rps. Un pequeño magneto está montado en la flecha de la hélice, de tal manera que se genera una señal de corriente alterna en una bobina a medida que gira la hélice. La frecuencia de esta señal es medida y grabada por el equipo instalado en la superficie.

Este tipo de medidor es más efectivo para mediciones de flujo en una sola fase con gastos de producción altos. Por ejemplo el gasto mínimo es de 400 bbl/d en tuberías de 4 1/2" y de 1000 bbl/d en tuberías de 7". Para obtener una determinación más precisa, la velocidad del fluido debe ser de 20 ft/min aproximadamente.

Si el diámetro del agujero y la viscosidad de los fluidos permanecen constantes, el registro puede presentarse en una escala en por ciento del flujo total (Fig. II-5).

* Recientemente apareció el de diámetro total ("fullbore")

** Velocidad de la hélice debida únicamente a la velocidad con la que se baja la herramienta (ver la Fig. II-5).

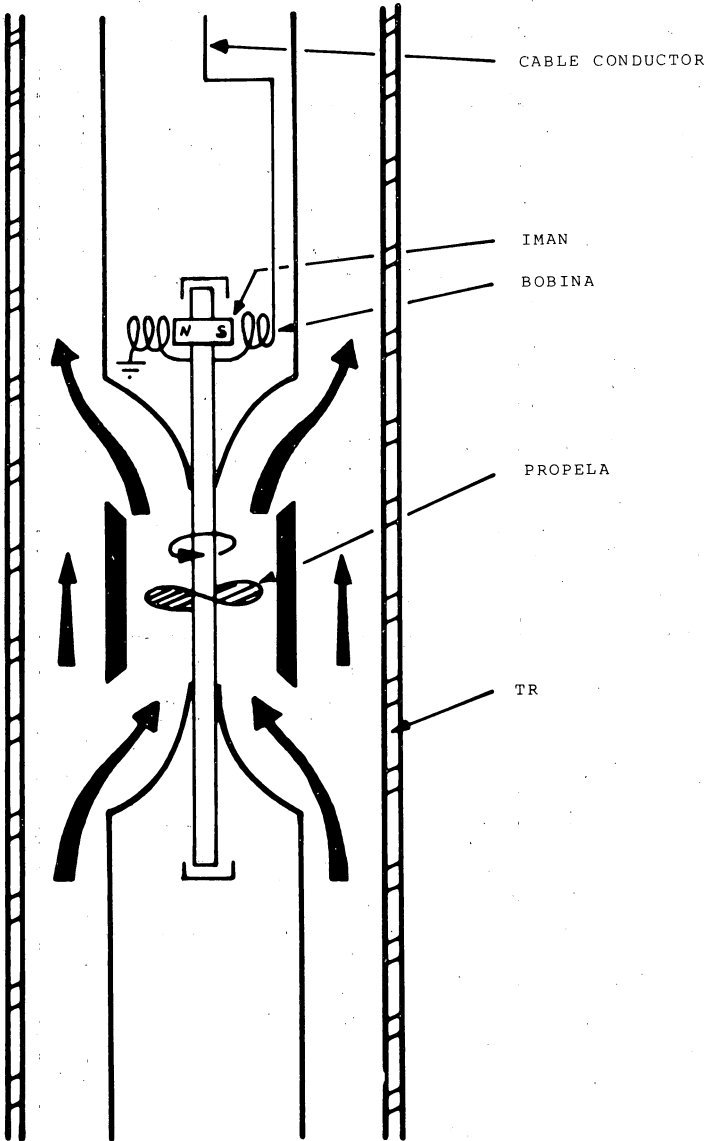


FIGURA II-4

MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO.

P O Z O

VELOCIDAD DE LA PROPELA EN RPS

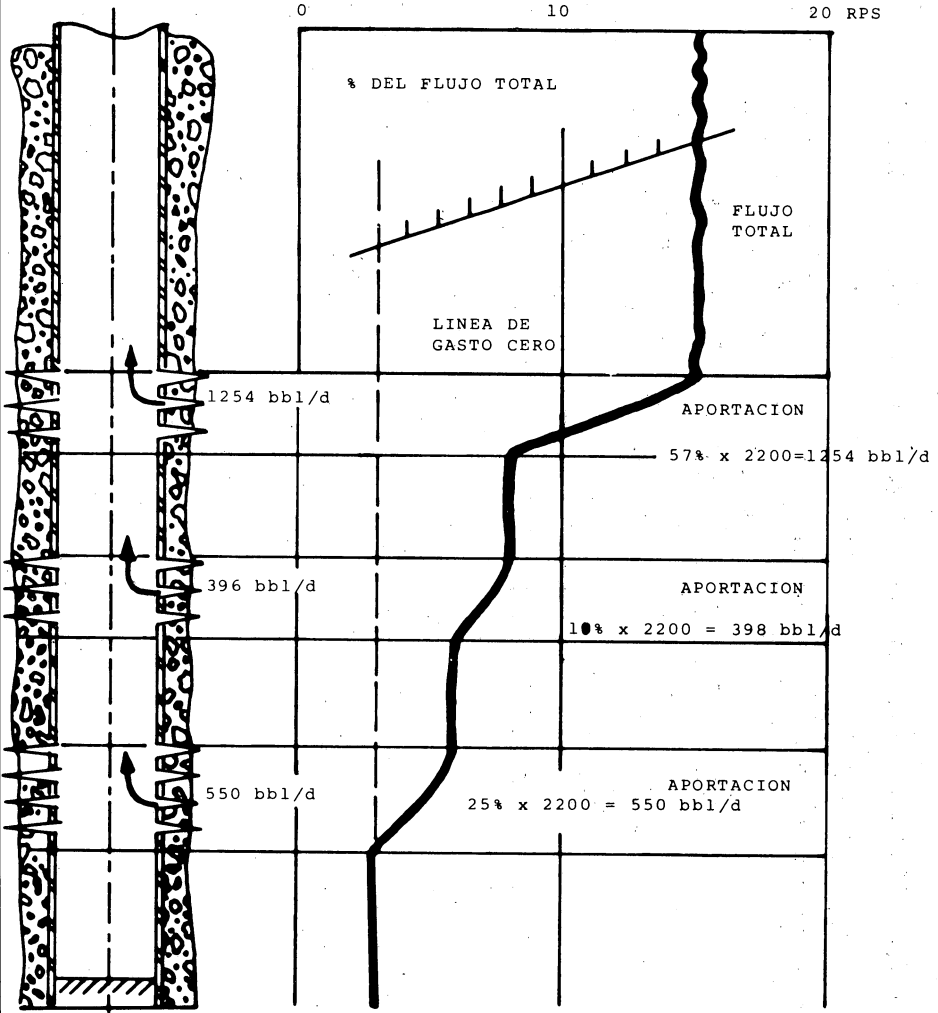


FIGURA II-5

MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

En el procedimiento de interpretación se utilizan los conceptos de línea de cero flujo y línea de flujo total, que son, respectivamente, la línea donde la velocidad de la hélice se debe sólo a la velocidad con la que se baja la herramienta (corresponde a una zona abajo del último intervalo disparado, donde no hay movimiento de fluidos) y la línea correspondiente a una zona arriba de todos los intervalos disparados.

Existen tres factores principales que afectan la velocidad -- de la hélice: velocidad y viscosidad de los fluidos y diámetro del agujero. La velocidad de los fluidos es el parámetro por determinar el diámetro se obtiene con el calibrador del agujero y, para tomar en cuenta el efecto de la viscosidad, es necesario hacer una calibración. (1), (14)

II.2.1.b.- Medidor de flujo con empacador inflable.- El medidor de flujo con empacador inflable (Fig. II-6) es similar al medidor de flujo continuo, sólo que cuenta con un empacador inflable, el cual al sellarse contra las paredes del pozo hace que todo el flujo pase a través de la sección de medición; el empacador es resistente a los hidrocarburos y se infla con una bomba hidráulica (3). Las restricciones causadas por el empacador pueden ocasionar que la herramienta sea empujada hacia arriba cuando se tengan altos gastos de producción; esto impone un límite superior al gasto, de aproximadamente 1900 bbl/d, con un registrador de 2 1/8" en una T.R. de 7" -- (4).

Debido a que el flujo de fluidos pasa a través de la sección de medición, este medidor proporciona el gasto absoluto. La velocidad de la hélice es afectada por cambios en la viscosidad de los fluidos sólo en mínimo grado.

En la Fig. II-7 se presenta una gráfica de la velocidad de la hélice contra gasto, para el medidor de flujo con empacador inflable, la cual se determina empíricamente en el laboratorio. La diferencia entre un fluido de viscosidad 1cp con otro de 60cp es muy pequeña, como puede verse en la gráfica.

Existen medidores en tamaños menores de 1 1/16" para operar en tuberías de 2 3/8" de diámetro nominal, teniendo un rango de resistencia a la temperatura hasta de 285°F y a la presión -- hasta de 10,000 psi.

En la sección de medición se pueden instalar dispositivos para identificación de los fluidos.

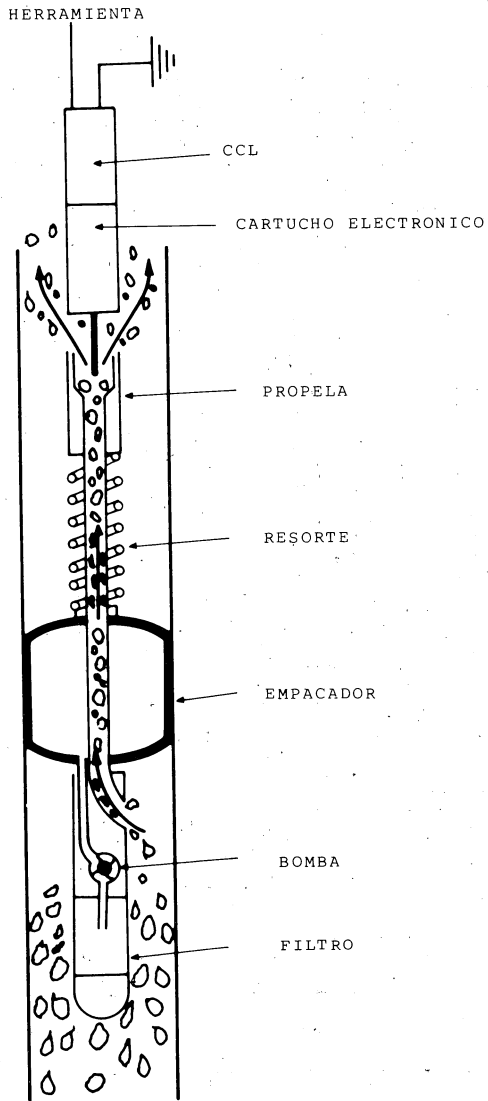


FIGURA II-6 MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR

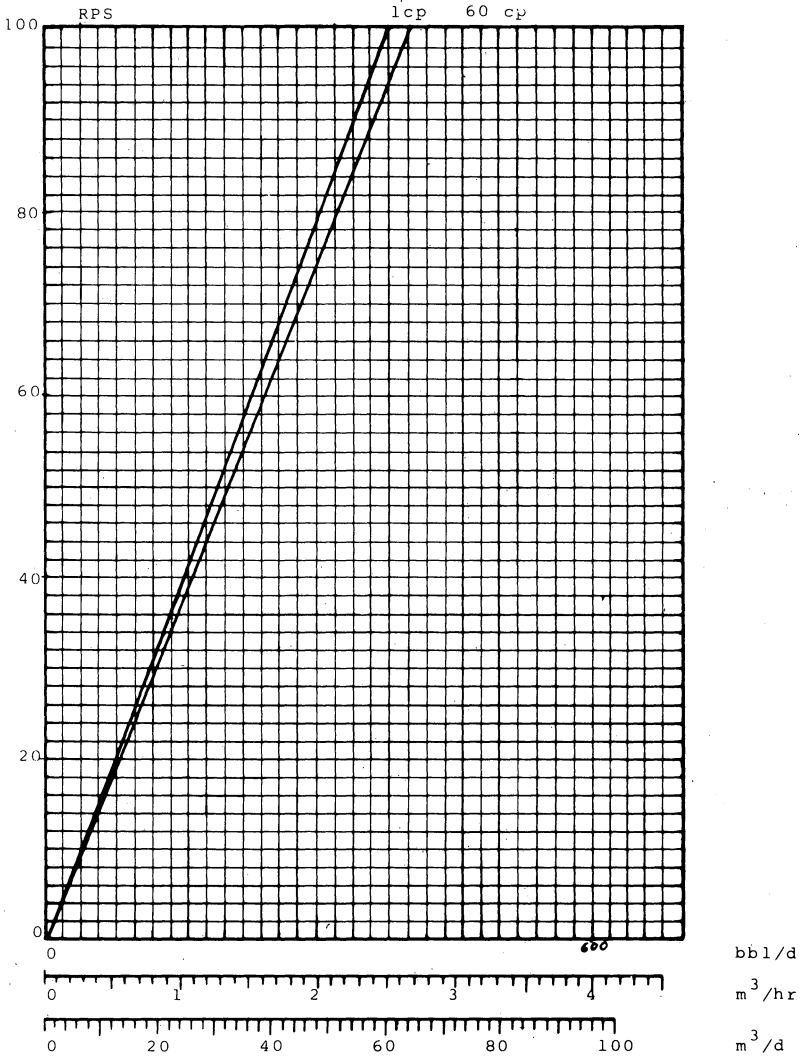


FIGURA II-7 RESPUESTA DEL MÓDULO DE FLUJO CON EMPACADOR

II.2.1.C.- Herramientas de trazadores radioactivos

(Fig. II-8)

Las herramientas de trazadores radioactivos están constituidas por un inyector y dos detectores; llevan una pequeña cantidad de material radioactivo. Este material es inyectado en el flujo y se toma el tiempo que tarda en pasar de un detector a otro; conociendo o determinando el diámetro del pozo se obtiene el gasto. Para tener una mayor precisión, los gastos deben ser altos, ya que el movimiento lento del material radioactivo dificulta la determinación del tiempo de llegada.

El trazador radioactivo es usado principalmente en pozos de inyección de agua; se utiliza además para determinar canalizaciones detrás de las tuberías y para detectar fugas en la TP, TR y en los empacadores. En la Fig. II-9 se muestra un ejemplo de cómo se determina el tiempo en que el "bache" radioactivo se mueve de un detector al otro; la película es impulsada -- por un mecanismo de tiempo y la herramienta permanece estática. La película tiene una escala de seis segundos entre líneas separadas 2 pies; la distancia entre los picos (momentos en los que el bache pasa por los detectores) puede ser convertida fácilmente a tiempo. A este registro se le llama "velocidad de disparo".

El gasto puede ser calculado con la siguiente ecuación ⁽¹⁴⁾:

$$q_{bl/d} = \frac{8.904(d_h^2 - d_t^2) h}{4t}$$

donde

d_h : diámetro interior de la T.R., pulgadas.

d_t : diámetro de la herramienta, pulgadas.

h : separación de los detectores, pulgadas.

8.904 : factor de conversión de pulgadas³/seg. a bl/d.

t : tiempo leído del registro, seg.

Con este registro se pueden obtener adecuadamente velocidades desde 2 hasta 100 pies/min; para velocidades mayores se debe usar el medidor de flujo continuo, en tanto que para velocidades menores de 2 pies/min. se puede usar el registro "intervalo controlado" (a muy bajas velocidades, la dispersión del bache radioactivo disminuye la precisión de las medidas con el registro de "velocidad de disparo").

Un bache radioactivo es colocado en la TR y la herramienta se pasa a través del bache (Fig. II-10, corrida 2); se anota la profundidad del bache y el tiempo. Después de un corto tiempo -

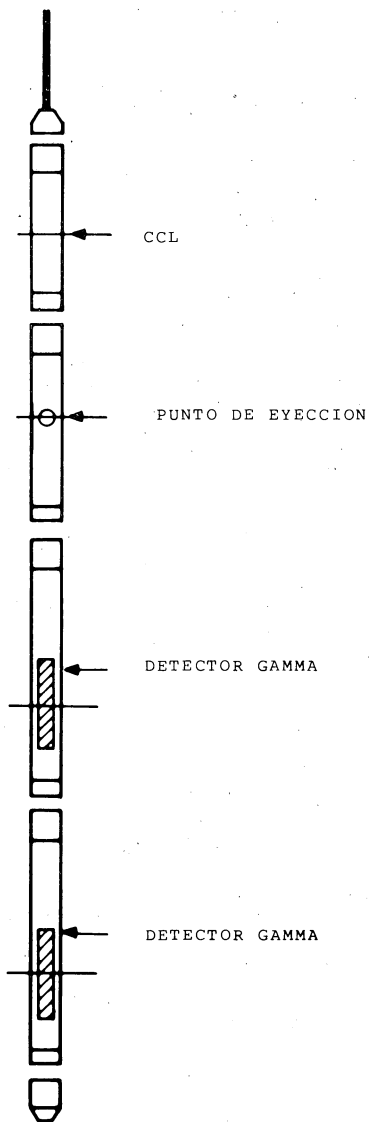
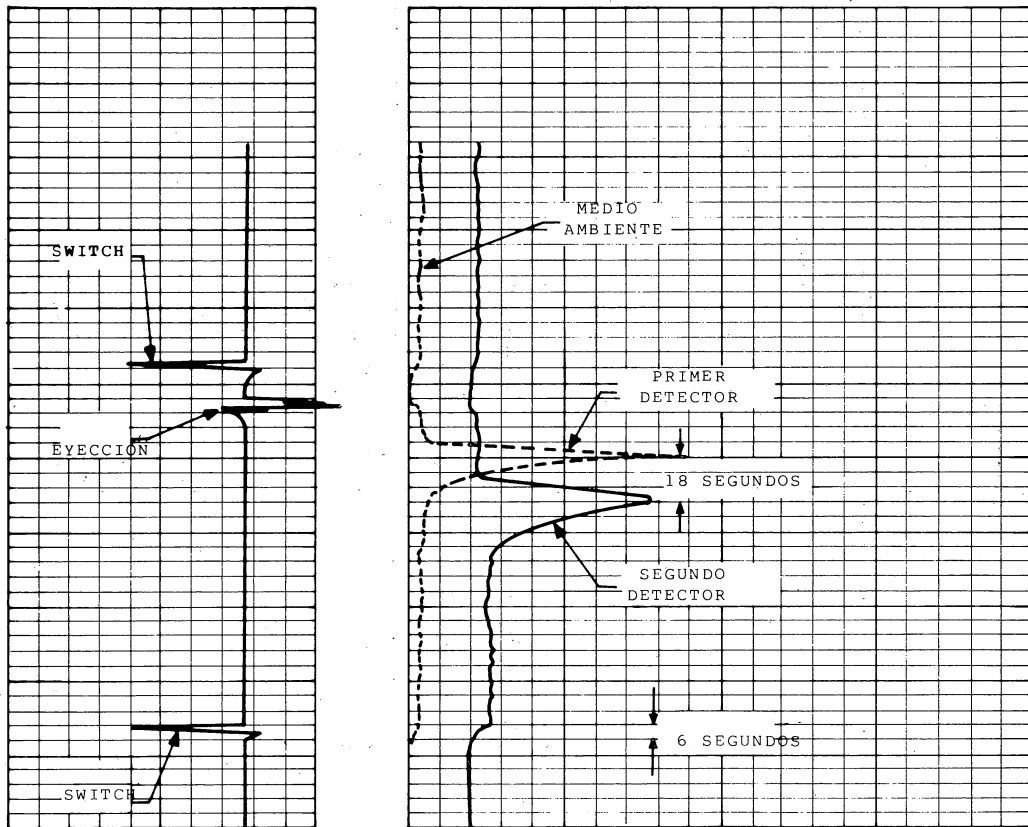


FIGURA II-8 TRAZADOR RADIATIVO

"VELOCIDAD DE DISPARO"

FIGURA II-9



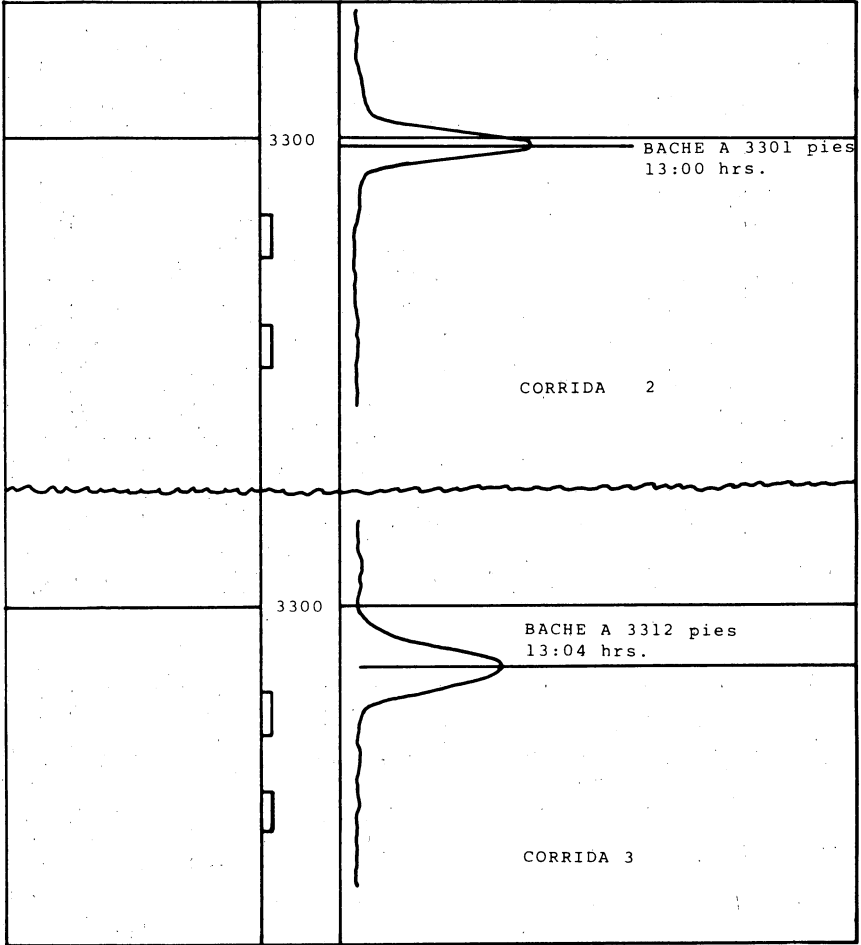


FIGURA II-10

REGISTRO DE "INTERVALO CONTROLADO"

se pasa otra vez la herramienta por el bache (Fig. II-10, corrida 3) y de nuevo se anota la profundidad y el tiempo; con estos datos la velocidad puede ser determinada. En la Fig. II-10 el bache se desplazó 11 pies en 4 minutos (2.75 pies/min); conociendo el diámetro del agujero, la velocidad puede ser convertida a gasto (nótese que se trata de un pozo inyector).

Al seleccionar los trazadores debe considerarse su intensidad de radiación, su vida media, tipo de fluidos en el pozo, y la temperatura de fondo.

En pozos inyectores de agua los registros con yodo radioactivo en soluciones en agua (Yodo I-131) son los más usados, ya que el yodo tiene una vida media muy corta (8.1 días) y es miscible con agua.

Para registros en pozos inyectores de gas, el yoduro de etilo (C_2H_5I) o el yoduro de metilo (CH_3I) se usan comúnmente. Ambos son líquidos que contienen el isótopo yoduro I-131, por lo que tienen una vida media corta (8.1 días). El yoduro de metilo tiene un punto de ebullición relativamente bajo, de 108.5°F.

Los detectores de rayos gamma de uso común son tubos Geiger y cristales de centelleo. El detector de centelleo es mucho más sensible, sin embargo el contador Geiger es más utilizado por ser más resistente. La potencia de resolución es pequeña, obteniéndose en ocasiones registros de correlación de baja calidad.

II.2.2.- Identificación de los fluidos.

Es raro tener un pozo que esté produciendo un solo fluido. Muchos pozos producen algo de agua con aceite y/o gas. Los pozos de aceite generalmente producen a una presión menor a la presión de burbujeo, dando lugar a una mezcla de dos fases; otros producen tres fases (agua-aceite-gas).

Por lo anterior, se comprende que es necesario determinar también la identidad de los fluidos, para tener así completamente definida la producción de un pozo.

A baja velocidad de la mezcla ocurre segregación gravitacional en la T.R.; esto altera la distribución de fluidos y puede conducir a resultados muy erróneos. La distribución de los fluidos en movimiento dentro de la T.R. puede no coincidir con las relaciones de los fluidos producidos en la superficie. La diferencia se origina debido a que los componentes de la mezcla tienen distintas velocidades verticales; el componente ligero asciende más rápidamente que el componente pesado.

La diferencia en las velocidades de los fluidos en la T.R. debe tomarse en cuenta cuando las medidas en el fondo se

relacionen con los gastos de producción en la superficie, porque los dispositivos medidores de la fracción de los fluidos obedecen sólo a los volúmenes ocupados por los componentes; no a sus velocidades relativas. Esto puede ser explicado considerando un caso en donde solamente aceite está siendo producido en un pozo con un nivel de agua sobre las perforaciones: El aceite entra a la T.R. y se mueve a través del agua. Una medición de densidad de una muestra representativa del fluido debajo del nivel del agua reflejará una apreciable fracción de agua. Esto dará lugar a una confusión, en vista de la ausencia de producción de agua en la superficie. Sin embargo, en este caso sólo el aceite se está moviendo; la velocidad del agua hacia arriba es cero.

Un fenómeno similar ocurre cuando se producen aceite y agua; el aceite se mueve a una velocidad vertical mayor, ocupando una fracción menor de la sección transversal que la que pudiera ser supuesta sobre la base de la fracción de aceite producida.

La diferencia entre la fracción de volumen del aceite en la T.R. y en la producción de aceite en la superficie es función no sólo de la velocidad de flujo, sino también en las características físicas del aceite y del agua (densidad, viscosidad, tensión superficial)(15). Debido a que amplias variaciones en estos parámetros son posibles, es difícil convertir medidas de fondo a datos de producción en la superficie y viceversa.

II.2.2.a. - Gradiomanómetro (Fig. II-11).

El gradiomanómetro está diseñado para medir cambios del gradiente de presión con gran exactitud. Mide la diferencia de presión entre dos sensores que se encuentran a dos pies uno del otro.

El núcleo del transmisor está unido mecánicamente con los sensores de presión. La posición del núcleo depende de la diferencia de presiones entre dichos sensores. La señal medida en la superficie depende de la posición del núcleo y por lo tanto de la diferencia de presión entre los sensores.

La diferencia de presión en el pozo entre dos puntos sobre una línea vertical es:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{hidrostático}} + \Delta p_{\text{fricción}}$$

El término hidrostático se debe a la densidad media de los fluidos en la tubería, en el intervalo de dos pies. El término de fricción es el resultado de las pérdidas de presión debidas a la fricción entre los fluidos y las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta.

En los gastos encontrados normalmente en las tuberías de revestimiento, el término de fricción es insignificante, por lo que el registro representa solamente el término hidrostático y puede ser usado a escala en función de la densidad media de los fluidos.

El gradiomanómetro está graduado en unidades de densidad relativa y es calibrado en la superficie, dando lecturas de -- uno en agua y de cero en el aire⁽¹⁵⁾. Si se opera dentro de la T.P. se presentan turbulencias y el efecto de fricción llega a ser importante, por lo que sólo se obtienen resultados cualitativos.

Si las velocidades de los fluidos no son lo suficientemente altas, puede ocurrir segregación gravitacional, lo cual complica la identificación de los fluidos producidos⁽¹⁵⁾, por lo que este dispositivo se utiliza principalmente para gastos altos; se puede combinar con el medidor de flujo continuo para analizar perfiles de flujo bifásico.

En la figura II-12 se presenta este registro; abajo de las perforaciones la lectura del gradiomanómetro es uno, lo que indica que el fluido es agua. En cualquier pozo que produzca algo de agua o que haya sido terminado con agua en la T.R.,

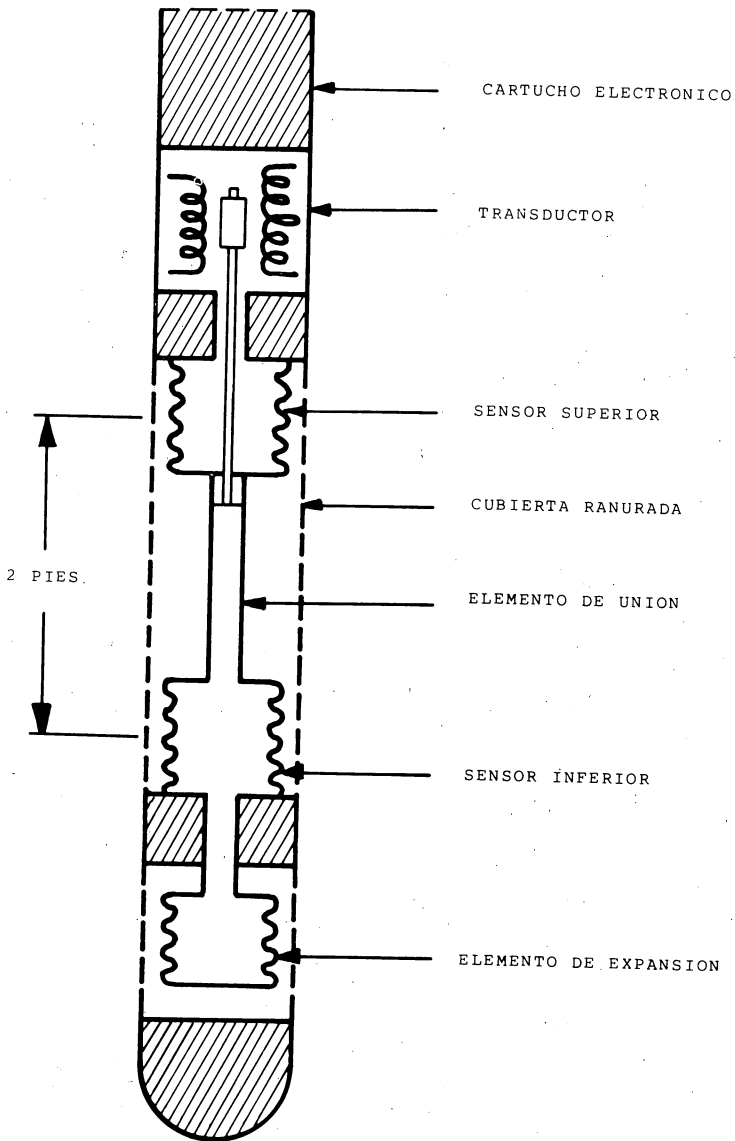


FIGURA II-11
GRADIOMANOMETRO

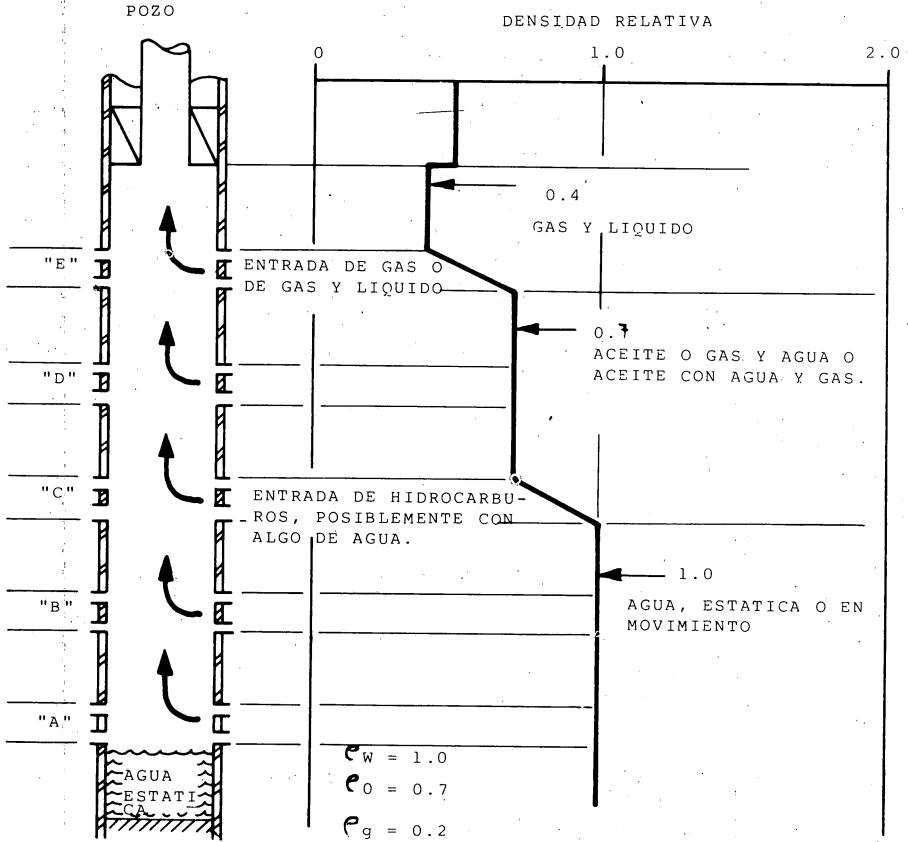


FIGURA II-12

REGISTRO TEORICO DEL GRADIOMANOMETRO

ésta se localiza abajo de las perforaciones. El medidor de flujo es necesario para saber si el agua se encuentra en movimiento.

Arriba de la zona "C" la densidad relativa del fluido es 0.7; puede ser una mezcla agua-gas o agua-aceite-gas. Nótese que no hay cambios a través de la zona "D"; para que ésta fuera una zona de entrada de fluidos, la mezcla debería de tener una densidad relativa de 0.7, lo cual es muy poco probable (para el ejemplo, podría ser una zona de entrada de aceite).

La densidad arriba de la zona "E" es 0.4, lo que indica definitivamente una entrada de gas en dicha zona, puesto que la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite, que es de 0.7.

El gradiomanómetro puede ser utilizado conjuntamente -- con un medidor de flujo, para determinar en forma cuantitativa el porcentaje de cada componente de la mezcla en dos fases; -- con esto se determina la fracción de la fase pesada (o colgamiento) de una mezcla bifásica.

Si se denota con Y_L a la fracción de la fase ligera y con Y_H a la de la fase pesada, se tiene, para una mezcla en dos fases:

$$Y_L = \frac{V_L}{V_m} \quad \text{y} \quad Y_H = \frac{V_H}{V_m}, \quad \dots \dots \dots (II.1)$$

donde V_L , V_m y V_H son los volúmenes de la fase ligera, de la mezcla y de la fase pesada, respectivamente.*

Considerando las siguientes igualdades:

$$Y_H + Y_L = 1 \quad \dots \dots \dots (II.2)$$

$$V_H + V_L = V_m \quad \dots \dots \dots (II.3)$$

$$M_H + M_L = M_m, \quad \dots \dots \dots (II.4)$$

donde M_H , M_L y M_m son las masas de la fase pesada, de la fase ligera y de la mezcla, respectivamente.

Por otra parte,

$$\rho_m = \frac{M_m}{V_m} = \frac{(M_H + M_L)}{V_m} = \frac{\rho_H V_H + \rho_L V_L}{V_m}, \quad \dots \dots (II.5)$$

siendo ρ_m la densidad de la mezcla. (densidad ponderada con respecto al volumen)

* En una longitud dada de tubería.

Usando las ecuaciones II.1 en la ecuación II.5 se obtiene finalmente

$$\rho_m = \rho_h Y_h + \rho_e Y_e \quad \dots \dots \dots (II.6)$$

Para los casos de mezclas agua-gas; aceite-gas o de agua-aceite, se tienen las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$\rho_m = \rho_w Y_w + \rho_g Y_g \quad \dots \dots \dots (II.7)$$

$$\rho_m = \rho_o Y_o + \rho_g Y_g \quad \dots \dots \dots (II.8)$$

$$\rho_m = \rho_w Y_w + \rho_o Y_o, \quad \dots \dots \dots (II.9)$$

donde los subíndices g, o, w corresponden a gas, aceite y agua.

El colgamiento a condiciones de fondo puede encontrarse cuando la densidad de cada fluido y de la mezcla son conocidas. La densidad de cada uno de los fluidos a condiciones de fondo pueden ser determinadas conociendo sus densidades a condiciones de superficie⁽¹¹⁾, en tanto que la densidad de la mezcla a condiciones de fondo se obtiene del gradiomanómetro. De lo anterior y de las ecuaciones II.2 y II.6 se tiene:

$$\rho_m = \rho_h Y_h + \rho_e (1 - Y_h),$$

de donde

$$Y_h = \frac{\rho_m - \rho_e}{\rho_h - \rho_e} \quad \dots \dots \dots (II.10)$$

Velocidad de resbalamiento. Es la diferencia positiva de las velocidades de las fases ligera y pesada, que se presenta por diferencia de densidades:

$$v_s = v_e - v_h, \quad \dots \dots \dots (II.11)$$

donde

v_s = velocidad de resbalamiento

v_e = velocidad de la fase ligera

v_h = velocidad de la fase pesada.

El gasto total se determina con el medidor de flujo mediante técnicas anteriormente discutidas y Y_h se calcula con la ecuación II.10.

Después de determinar la densidad de la mezcla mediante el gradiomanómetro, se construye una gráfica, Fig. II-13 -- (método gráfico para obtener Y_h); en el eje vertical del lado derecho se marca ρ_f a condiciones de fondo y ρ_h en el eje -- del lado izquierdo, a las mismas condiciones; se unen los puntos por una recta, dando lugar a lo que se conoce como curva de respuesta; después la densidad de la mezcla se introduce en el eje izquierdo y a partir de este punto se traza una horizontal hasta intersectar la curva de respuesta; bajando una vertical hasta el eje horizontal se obtiene Y_h ; Y_e se calcula con la ecuación II.2, en tanto que v_s se determina con la figura II-14.

Conociendo Y_h , Y_e , v_s y el gasto total, el gasto de cada una de las fases se puede obtener de la siguiente manera:

Considerando el flujo de aceite y agua, el gasto total es la suma de los gastos de las dos fases, los cuales dependen de las velocidades de las fases y del área de la sección transversal al flujo A:

$$Q_t = v_w Y_w A + v_o Y_o A, \quad \dots \dots \dots (II.12)$$

siendo $A = \frac{\pi}{4} (d_h^2 - d_{grad}^2)$,

donde

$$d_h = \text{diámetro interior de la T.R.}$$

d_{grad} = diámetro del gradiomanómetro.

para aceite y agua, de la ecuación II.11 se tiene $v_o = v_w + v_s$; substituyendo v_o y Y_o en la ecuación II.12 se llega a

$$qt = v_w Y_w A + (v_w + v_s) (1 - Y_w) A,$$

de donde se obtiene:

$$qt = A v_w + v_s A (1 - Y_w).$$

Usando la relación

$$v_{wA} = \frac{q_w}{Y_w}$$

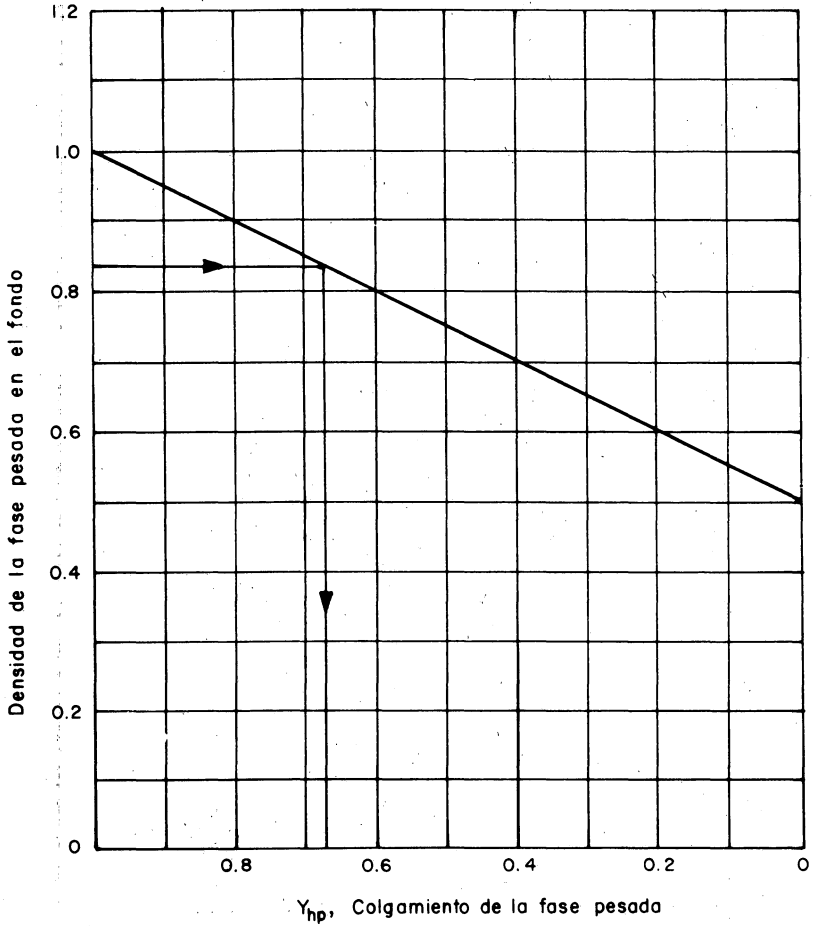


FIG.- II.13 DETERMINACION DEL COLGAMIENTO, DE DATOS DEL GRADIOMANOMETRO

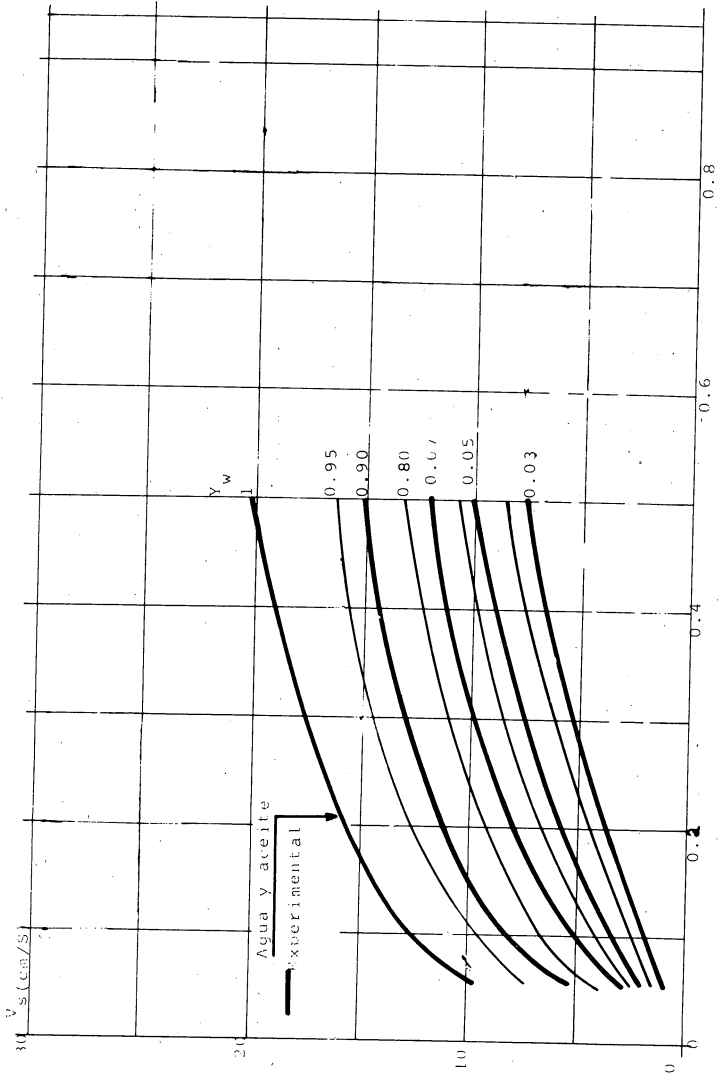

 $\rho_h - \rho_l, \text{ g/cm}^3$

FIG. II. 14

y reagrupando términos, se tiene la ecuación para cuantificar el gasto de agua que produce la zona:

$$q_w = q_t Y_w - \sqrt{s} A Y_w (1 - Y_w) \dots \dots \dots (II.13)$$

Para la fase aceite se tiene $q_o = q_t - q_w$.

Otra forma de calcular q_o es utilizando la ecuación.

$$q_o = q_t (1 - Y_w) + Y_w (1 - Y_w) A \sqrt{s} \dots \dots (II.14)$$

Para un sistema agua-gas corresponden las siguientes expresiones:

$$q_w = Y_w q_t - Y_w (1 - Y_w) A \sqrt{s}, \text{ y} \dots \dots (II.15)$$

$$q_g = (1 - Y_w) q_t + Y_w (1 - Y_w) A \sqrt{s}, \dots \dots (II.16)$$

en tanto que para un sistema aceite-gas se tiene:

$$q_o = Y_o q_t - Y_o (1 - Y_o) A \sqrt{s}, \dots \dots (II.17)$$

$$q_g = (1 - Y_o) q_t + Y_o (1 - Y_o) A \sqrt{s}. \dots \dots (II.18)$$

II.2.2.b Densímetro.

Este dispositivo forma parte de una herramienta combina da inflable* mide la densidad promedio de la mezcla de fluidos mediante un cilindro hueco, el cual contiene un vibrador que oscila, con una frecuencia natural, que varía con la densidad del fluido al pasar a través del cilindro.

Un sistema de detección apropiado mide la frecuencia de la oscilación y emite una señal eléctrica que es registrada en la superficie, según el cambio de la densidad de los fluidos; con esta información se puede determinar la densidad de la mezcla fluyente.

Debido a que el flujo de fluidos pasa a través de una sección de diámetro pequeño, las velocidades de los fluidos -- son altas cuando se efectua la medición y los efectos de resbamiento entre las fases son prácticamente despreciables.**

La herramienta se calibra con dos fluidos de densidad conocida, como el aire (0.00122 $\frac{g}{cm^3}$; 1100 cps) y el agua dulce (1 $\frac{g}{cm^3}$; 900 cps). La respuesta de la herramienta a cada fluido se grafica en papel cuadrulado (Fig. II-15); se unen los puntos con una recta. Con la gráfica obtenida y la frecuencia dada por la herramienta se puede determinar la densidad correspondiente de la mezcla (índice de densidad en la gráfica).

* Ver la Fig. II-17

** En caso contrario se corrige

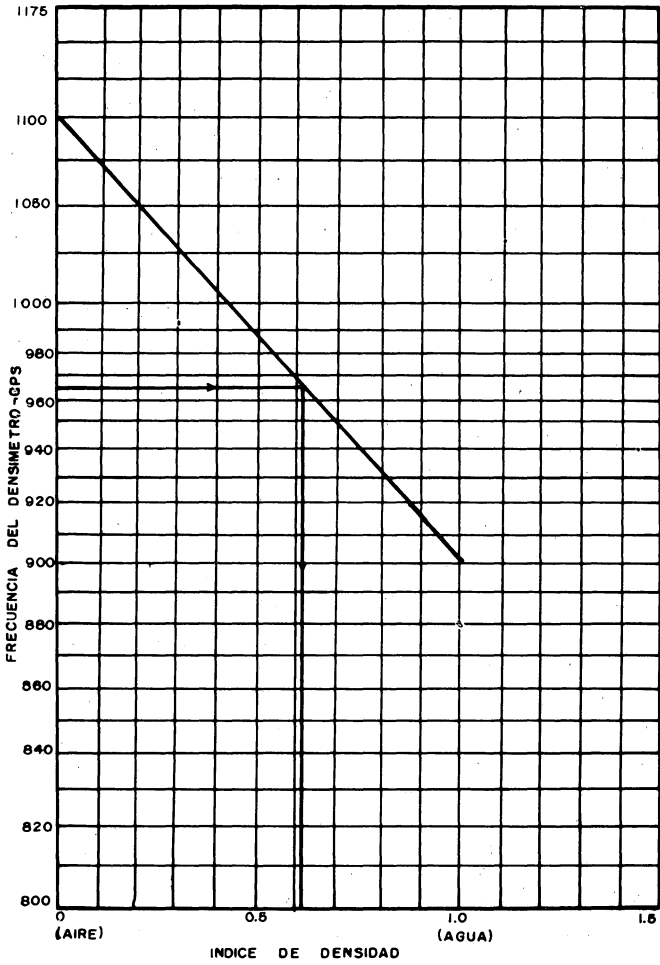


FIG.II.5.-DETERMINACION DEL INDICE DE DENSIDAD.

En mezclas aceite-agua, el índice de la fracción de agua Y_w se puede calcular con la Ec. II.10. usando la densidad de la mezcla obtenida (índice de densidad).

Para gastos mayores a 100 bl/día, el índice calculado de la fracción de agua es igual a la fracción de agua del fondo del pozo; para gastos menores se usa una figura similar a la Fig. II-16 para corregir el resultado por efectos de resbalamiento; por ejemplo, con los datos de la gráfica superior (aceite de 0.78, etc.), para $q=10$ bl/día, un índice calculado de la fracción de agua (índice de colgamiento) de 0.55 corresponde a una fracción de agua de 0.30 en el fondo del pozo.

El gasto de agua que pasa a través de la herramienta es simplemente $q_t Y_w$.

Para mezclas gas-aceite y gas-agua se procede de manera similar. Para gastos altos:

$$Y_o = \frac{\rho_m - \rho_g}{\rho_o - \rho_g} \dots\dots\dots (II.19)$$

$$Y_w = \frac{\rho_m - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \dots\dots\dots (II.20)$$

II.2.2.c.- Medidor de fracción de agua.-

El medidor de la fracción de agua forma parte de la herramienta combinada inflable (Fig. II-17); su función básica es determinar la fracción aparente de agua en el flujo que pasa a través de la herramienta. El medidor es sensible a una frecuencia eléctrica que depende de la constante dieléctrica de los fluidos (para fluidos de densidades similares, como el agua y el aceite, se obtiene una mejor diferenciación entre ellos mediante mediciones de este tipo que con mediciones de densidad); las señales son transmitidas y registradas en la superficie.

La gran diferencia entre las constantes dieléctricas de los hidrocarburos (2 a 6) y el agua (80), proporciona buenos resultados para muestras no emulsificadas (cuando la fase continua en una muestra emulsionada es conductiva, por ejemplo el agua, la medición se aproxima a la de las muestras con 100% de agua). Con gastos arriba de 200 bbl/día y fracciones de agua mayores de 0.3, las mezclas tienden a emulsificarse dentro de la herramienta.

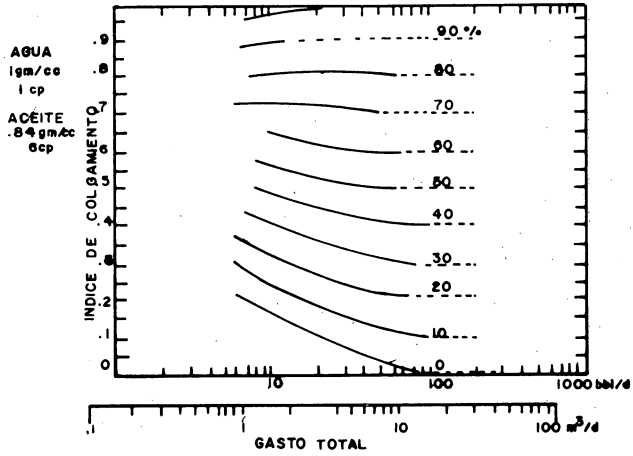
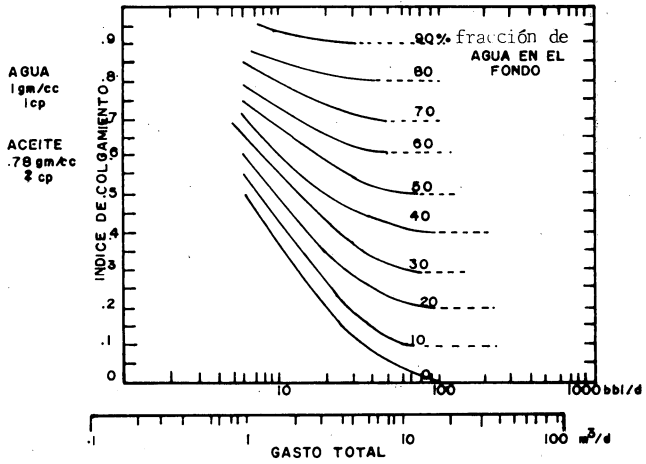


FIG. II.16.-INDICE DEL COLGAMIENTO CONTRA fracción DE AGUA EN EL FONDO.

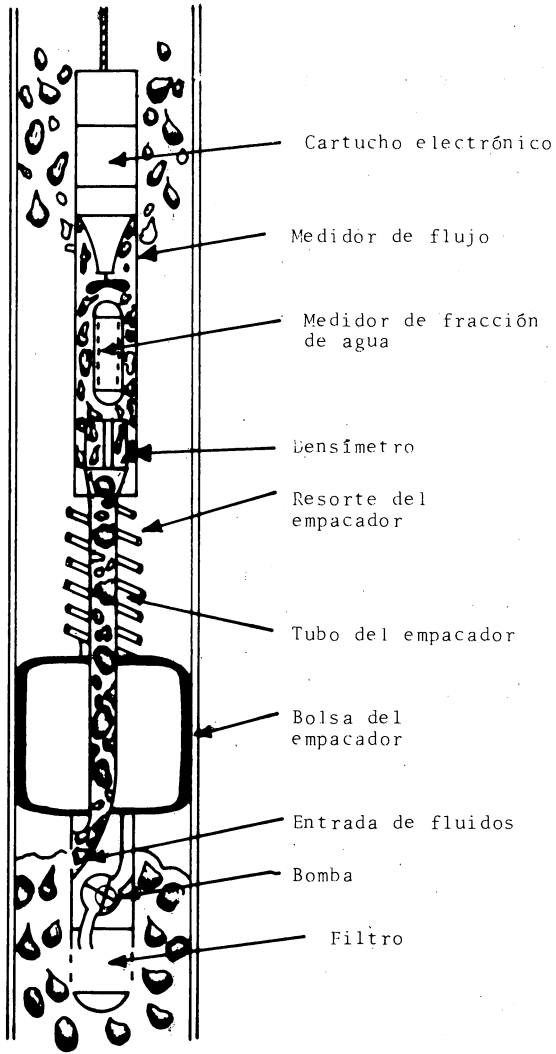


FIG. II.17.- HERRAMIENTA COMBINADA INFLABLE

Con este medidor se determina la fracción de agua en mezclas agua-aceite (en mezclas gas-agua se obtienen sólo resultados cualitativos).

La herramienta se calibra con aceite y agua en la superficie; por ejemplo en aceite (0 índice de fracción de agua) se tiene 11 000 cps. y en agua (uno de índice de fracción de agua) -- 10 000 cps de frecuencia.

El índice de fracción de agua (fracción aparente de agua en la herramienta) se puede determinar si se conoce la frecuencia de cualquier mezcla que pase por el aparato, Fig. II-18; usando este índice la respuesta del medidor de fracción de agua a condiciones de fondo se establece con una figura similar a la Fig. II-19 (la curva de respuesta, Fig. II-18, es a condiciones superficiales; para una mezcla agua-aceite, la lectura de la herramienta se introduce en el eje vertical izquierdo y el índice de fracción de agua se obtiene en el eje horizontal).

Para obtener la fracción de agua del fondo del pozo se utiliza el flujo total; el procedimiento es el siguiente: con el valor del índice de fracción de agua se entra sobre el eje vertical y con el flujo total en el eje horizontal; donde se intersecten las líneas correspondientes se lee la fracción de agua a condiciones del fondo del pozo. Las dos gráficas de la fig. II-19 son para dos sistemas agua-aceite.

Flujo en tres fases.- Para el análisis del comportamiento de un sistema de tres fases, debido a la pequeña sección transversal por donde pasa el fluido a través de la herramienta, su velocidad es incrementada, por lo que se considera que los efectos de resbalamiento entre las fases son despreciables. Por tanto, el gasto de cada fase es proporcional a su fracción de flujo y la densidad de la mezcla puede ser expresada en términos de las densidades y fracciones de las fases:

$$C_m = Y_w C_w + Y_o C_o + Y_g C_g \quad (II.21)$$

Además, se cumple que:

$$Y_w + Y_o + Y_g = 1 \quad (II.22)$$

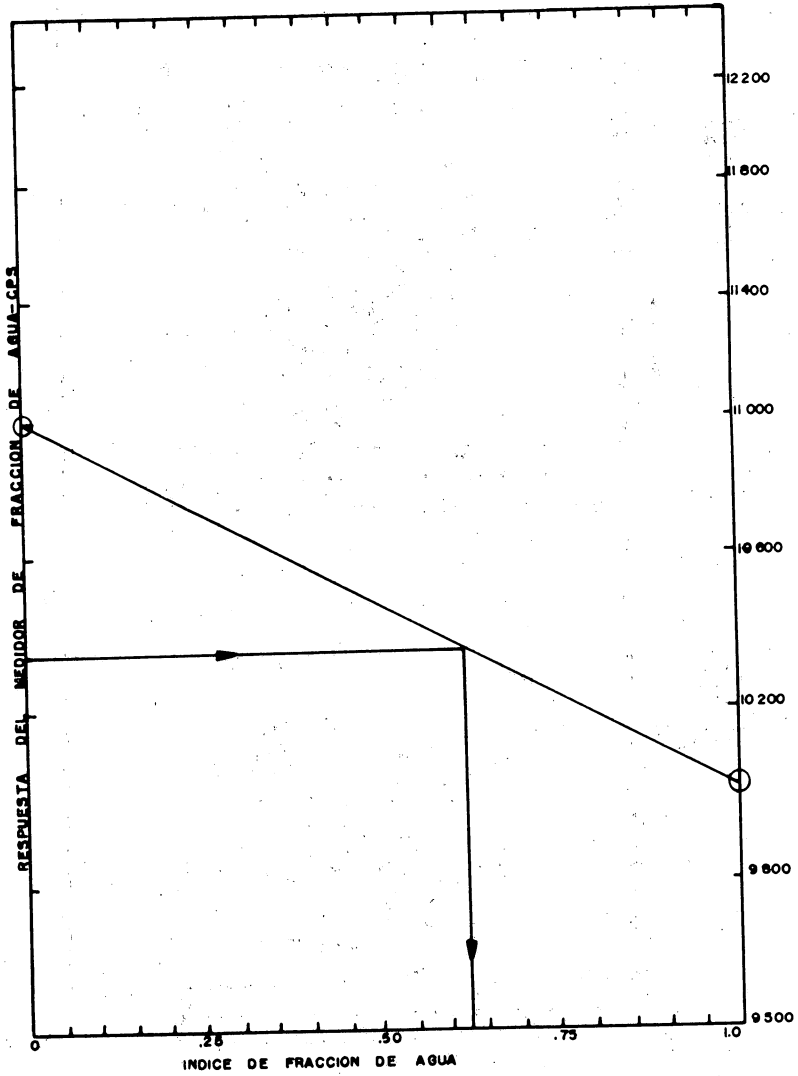


FIG.II.B.- DETERMINACION DEL INDICE DE LA FRACCION DE AGUA.

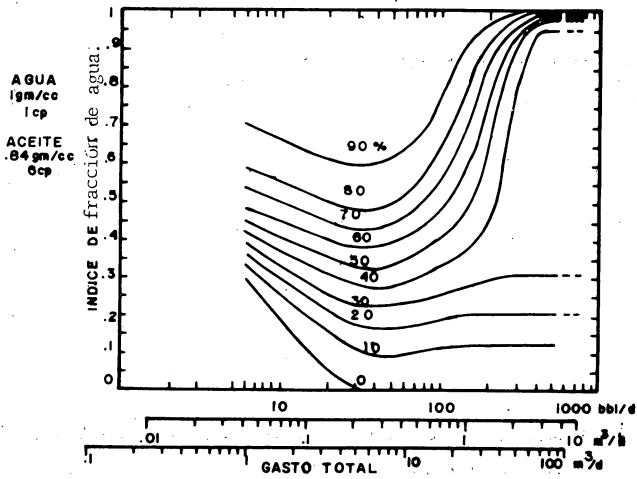
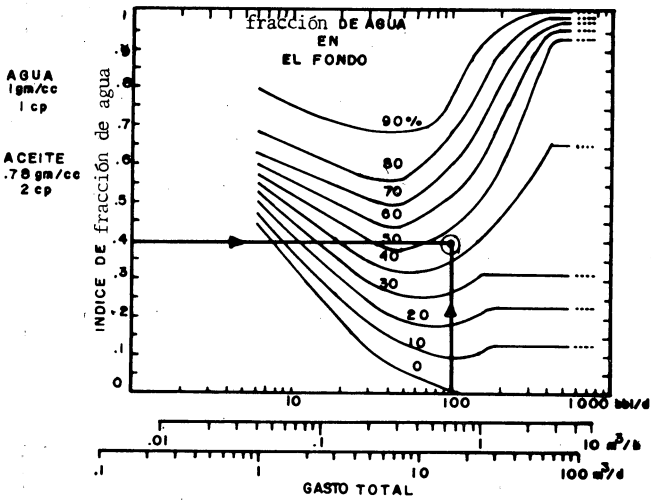


FIG. II.9.-INDICE DE FRACCION DE AGUA CONTRA FRACCION DE AGUA EN EL FONDO.

Sabiendo que Y_w puede ser conocida por el medidor de fracción de agua, es posible combinar las dos ecuaciones anteriores para determinar las fracciones de gas y de aceite:

$$Y_g = \frac{Y_w (P_w - P_o) + P_o - P_m}{P_o - P_g} \quad (II.23)$$

$$Y_o = \frac{P_m - P_g - Y_w (P_w - P_g)}{P_o - P_g} \quad (II.24)$$

Las ecuaciones que se utilizan para calcular los gastos de cada una de las fases son las siguientes:

$$q_g = q_t Y_g \quad (II.25)$$

$$q_w = q_t Y_w \quad (II.26)$$

$$q_o = q_t - (q_w + q_g) \quad (II.27)$$

II.2.3.- Medición de Temperaturas.- La temperatura es el tercer parámetro que se puede medir en los pozos en estado dinámico. Este registro fue probablemente el primero de los registros de producción; se utilizó inicialmente para localizar entradas de gas y líquido.

La herramienta de temperatura es probablemente la que más se usa, en comparación con las otras herramientas de producción; junto con el trazador radioactivo son muy importantes, porque

son las únicas herramientas, dentro de la categoría dinámica, que son afectadas por lo que acontece detrás de la tubería.

Resultados experimentales indican que se puede tener mejor -- información si se registran las temperaturas no solamente durante la producción (o la inyección) estabilizada, sino también después de haber cerrado el pozo durante varias horas.

El registro de temperatura se utiliza para localizar daños en las tuberías de revestimiento y producción, para localizar canalizaciones y establecer el gradiente geotérmico.

Termómetro de alta resolución.- Es un dispositivo que consta de un sistema de puente eléctrico (Fig. II-20) expuesto a variaciones de temperatura; el elemento sensible es un filamento metálico que controla la frecuencia de un oscilador colocado en la parte inferior de la herramienta (1), (15).

La Fig. II-21 puede ser usada para analizar las anomalías más comunes en los registros de temperatura. En flujos de líquidos hacia arriba, los siguientes puntos son típicos:

- a). La curva es vertical en los puntos de entrada
- b). La curva permanece por arriba del gradiente estático.
- c). La curva regresa horizontalmente al gradiente estático si el fluido sale del agujero.

Para flujo hacia abajo existen las siguientes características:

- a). La curva es vertical en el punto de entrada
- b). La curva permanece debajo del gradiente estático

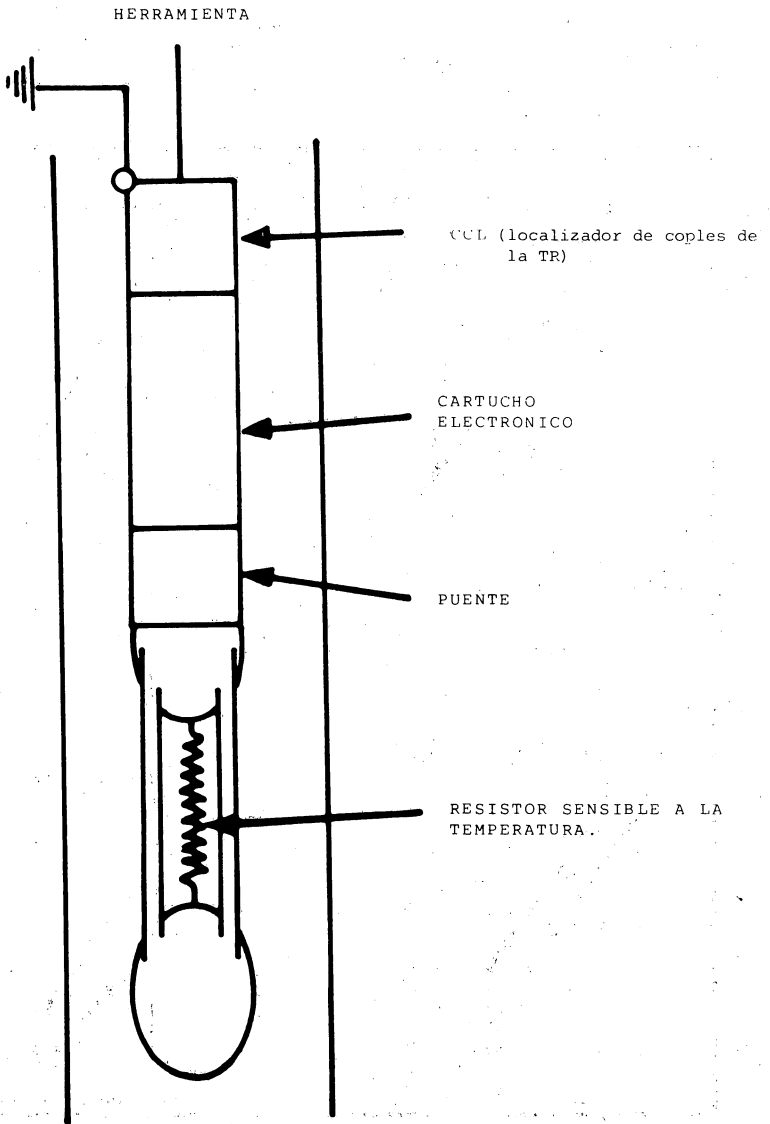


FIGURA II-20

TERMOMETRO DE ALTA SENSIBILIDAD.

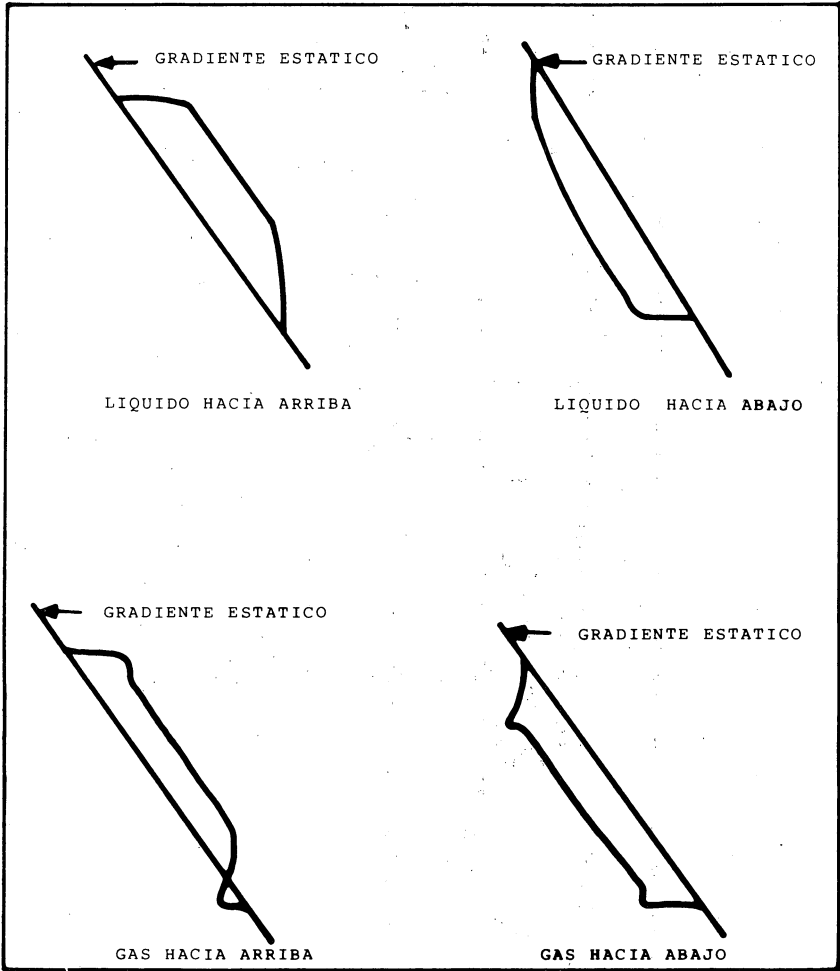


FIGURA II-21

ANOMALIAS DEL REGISTRO DE TEMPERATURAS

- c). La curva regresa horizontalmente al gradiente estático si el fluido sale del agujero.

En flujo de gas, las curvas son similares a las de líquido; además, pueden haber anomalías por enfriamiento en los puntos de entrada y salida; éstas se presentan cuando hay caídas de presión que causan la expansión del gas. Las disminuciones de temperatura pueden ser hasta de 20°F. (14)

Comportamiento de la temperatura en pozos de inyección de agua.

El comportamiento de la temperatura en el fondo del pozo ha sido estudiado utilizando un modelo matemático, para una amplia variedad de condiciones de inyección de agua, con el objeto de lograr un mayor conocimiento en la interpretación de los registros de temperatura en estos pozos. (13)

Una revisión cualitativa del comportamiento de la temperatura en pozos de inyección de agua se presenta a continuación. En las figuras II-22 a II-24 se muestran cualitativamente los efectos de la temperatura del agua en la superficie, del tiempo de cierre en los perfiles de temperatura en el fondo del pozo y de los gastos de inyección, respectivamente.

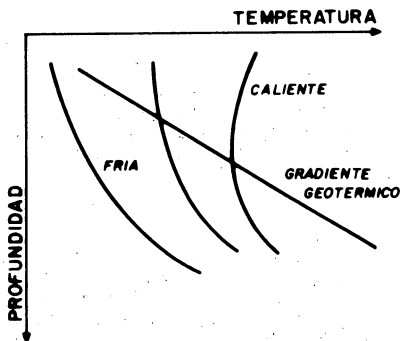


FIG. II-22. EFECTO DE LA TEMPERATURA DEL AGUA EN LA SUPERFICIE, SOBRE EL PERFIL DE INYECCION.

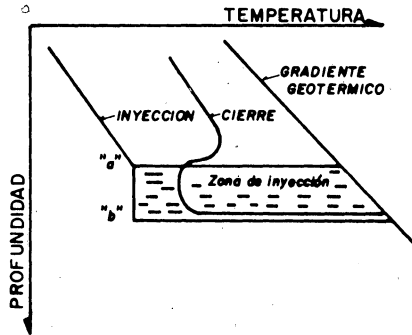


FIG. II-23.- PERFILES DE TEMPERATURA EN EL FONDO DEL POZO.

En la Fig. II-22 se muestran las condiciones originales de temperatura antes de la inyección de agua (perfil de gradiente geotérmico). Aunque el perfil es aproximadamente lineal con la profundidad, la pendiente varía con la localización geográfica y el tipo de roca; las curvas son para el mismo gasto.

Los perfiles de temperatura durante la inyección y a un tiempo después del cierre se presentan en la Fig. II-23. Cuando se cierra el pozo, la temperatura se eleva lentamente en la zona de inyección, en comparación con las demás zonas, por tanto, después de inyectar agua fría, una zona de admisión se identifica por una anomalía de enfriamiento en la curva de cierre, como se indica entre los puntos "a" y "b".

En inyecciones de agua a temperatura de superficie normal, cualquier gasto de inyección entre 0 e ∞ puede producir un perfil de temperatura con un gradiente entre las curvas extremas mostradas en la Fig. II-24. Cuando el agua entra a regiones calientes, absorbe calor y se incrementa su temperatura con la profundidad; el agua es admitida en la formación desde el punto "a" hasta el punto "b"; abajo de este intervalo la curva de temperatura cambia rápidamente hacia el gradiente geotérmico.

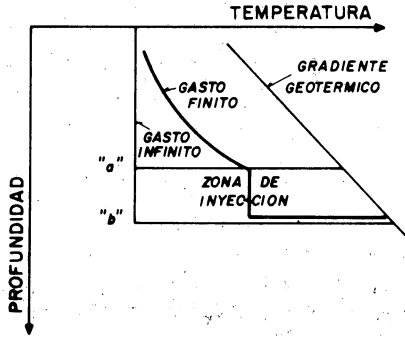


FIG. II-24.- EFECTO DE LOS GASTOS DE INYECCION EN LOS PERFILES DE TEMPERATURA.

La curva izquierda corresponde a un gasto de inyección extremadamente alto.

II.3 Condiciones Estáticas.

II.3.1.- Calibrador.- El calibrador puede ser corrido en tuberías de revestimiento o producción, así como en pozos con agujero descubierto, para registrar los perfiles del diámetro del pozo. El dispositivo consta de tres brazos

(Fig. II-25), conectados a una resistencia variable; estos brazos son flexibles y se encuentran unidos a una varilla móvil en su parte inferior. La posición de la varilla depende del diámetro del agujero o tubería; al moverse hace variar la resistencia y esto se registra en la superficie. (1,3,4)

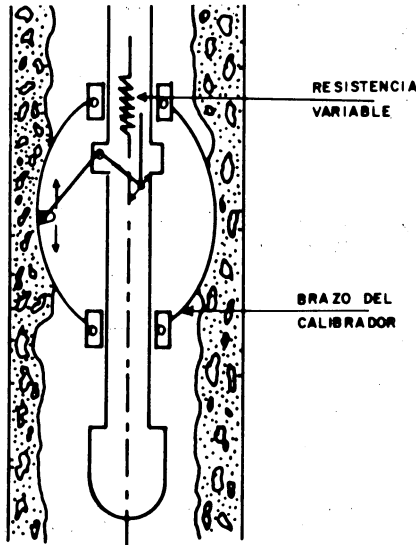


FIG. II-25 CALIBRADOR

El registro consta de una escala graduada en pulgadas, proporcionando directamente el diámetro efectivo del pozo. El calibrador ⁽³⁾ tiene un diámetro de $1 \frac{11}{16}$ "; indica variaciones en el diámetro del pozo de 2 a 12 pulgadas; su resistencia a la temperatura es hasta de 350 °F y de 10,000 psi a la presión, con una precisión en las mediciones de 0.1 pulgadas. Se utiliza como ayuda en la interpretación del gasto, en la selección del punto de asiento del empacador y para localizar daños en la tubería.

II.3.2.- Determinación del espesor de tuberías.-

Calibrador electromagnético de espesores.- El calibrador electromagnético de espesores es utilizado para inspeccionar daños de corrosión o cualquier otro tipo de daños en la tubería. La sonda (Fig. II-26) consta de dos bobinas (un vibrador y un receptor); el flujo de corriente alterna de la bobina vibradora genera un campo magnético, el cual es conducido por la tubería hasta el receptor; la señal inducida es desfasada por el vibrador de corriente, en una cantidad proporcional al espesor promedio de la tubería.

La operación normal de esta herramienta incluye una corrida hacia abajo para efectuar un registro de reconocimiento y otra hacia arriba para registro de detalle.

Cualquier picadura o agujero en la tubería es registrada; las pérdidas de peso son obtenidas ya que la herramienta responde a pérdidas de metal ya sea en la parte interna o externa de la tubería. (3,4)

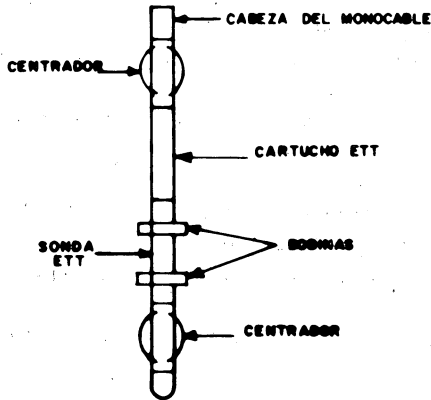


FIG. II-26 MEDIDOR ELECTROMAGNETICO DE ESPESORES.

La Fig. II-27 es el perfil proporcionado por el calibrador, representando la respuesta típica a variaciones por corrosión y daño de tuberías de revestimiento.

(A).- Esta es la respuesta típica en T.R. ordinaria; nótese que la curva varía casi linealmente a lo largo del tramo. El cambio de espesor representado por este tramo es aproximadamente de 0.05 pulgadas (puede ser también un cambio en propiedades).

(B-C).- El añadir metal a la tubería, como en los coples, - causa un incremento momentáneo en el cambio de fase.

(D).- La herramienta responde a la presencia de dispositivos fuera de la tubería. Los raspadores generalmente originan curvas iguales, de aspecto "ruidoso" ; los centradores causan saltos largos.

(E).- Una canasta puede causar dos o tres picos dependiendo de su construcción.

(F).- Las perforaciones causan el mismo tipo de respuesta -- que la corrosión moderada. La información sobre la terminación del pozo es esencial para interpretar el registro de -- espesor de tubería. Una perforación de menos de media pulgada no se puede detectar.

(G).- Esta variación es debida a un tramo de T.R. de peso ligero en la sarta; la corrosión se descarta como una probable interpretación debido a la uniformidad arriba del tramo.

(H).- Aquí se puede notar corrosión pronunciada.

CAMBIO DE FASE EN GRADOS

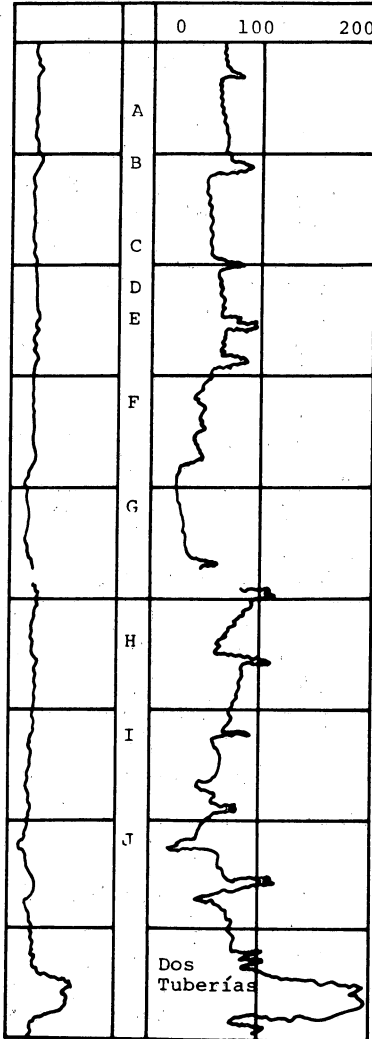


FIG. II.27-

(I).- Corrosión moderada a severa se presenta en esta parte.

(J).- Este salto indica un posible agujero en la tubería. Justamente abajo de este punto la tubería fue cortada y extraída. Una rotura de aproximadamente 2 pies de longitud fue encontrada en la parte inferior de la junta.

El registro electromagnético de espesores tiene mayor aplicación en pozos viejos, para determinar condiciones de las tuberías; se utiliza también en áreas de almacenamiento de gas, donde los daños a las tuberías causan graves problemas.

Existen calibradores para tuberías de diámetros desde 4 1/2 pulgadas hasta de 9 5/8 de pulgada; su resistencia a la temperatura es de 285 °F y 10,000 psi a la presión.

II.3.3.- Estado de la cementación.

Registro sónico de cementación*.- La herramienta (Fig. II-28) consta de dos secciones: Acústica y electrónica. La sección acústica contiene un transmisor y un receptor, generalmente espaciados tres pies. La onda sonora emitida por el transmisor viaja a través de la T.R. y es detectada por el receptor. La sección electrónica mide la amplitud de la porción deseada de la señal del receptor y la transmite a la superficie para ser registrada. (5)

La amplitud de la onda es función del espesor de la tubería y de la resistencia, de la adherencia y espesor del cemento. En tuberías no cementadas, la amplitud es máxima; en tubería cementada (completamente circundada por una capa de cemento, menor de 3/4" de espesor) la amplitud es mínima. (4)

* "Cement Bond Log"

Los tamaños estándares de la herramienta son de 1 11/16" a 3 3/8" de diámetro. Tiene una resistencia de 20,000 psi a la presión y de 350 °F a la temperatura

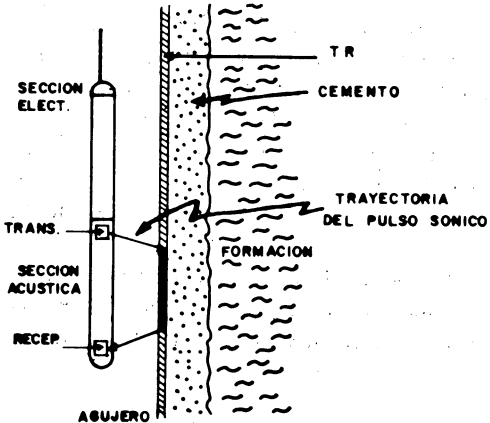


FIG. II-28- REGISTRO SONICO DE CEMENTACION.

El concepto de índice de adherencia proporciona una evaluación cualitativa de la cementación, usando solamente el registro CBL (Cement Bond Log). Excluyendo otros factores, el índice de adherencia es proporcional a la circunferencia de la T.R. en contacto con el cemento bueno. La experiencia indica que con índices de cementación mayores de 8.0, sobre una sección de 5 pies de T.R. de 5 1/2" de diámetro, generalmente no hay comunicación a lo largo de esa sección particular de T.R. Un índice de adherencia mucho menor de 8.0 indica probabilidad de canalización de lodo o cemento contaminado con lodo. (4)

En un caso se estudiaron 28 pozos; donde se obtuvieron satisfactoriamente los registros CBL, se presentaron las siguientes conclusiones considerando zonas aisladas relacionadas con la amplitud del CBL:

- 1.- Las comunicaciones son posibles, si el CBL no muestra amplitudes de 10% de la amplitud de la T.R. no cementada.
- 2.- No son posibles las comunicaciones, si el CBL exhibe una longitud continua de 10 pies, cuando la amplitud de la T.R. no cementada es menor de 5%.
- 3.- Las comunicaciones son posibles, si el CBL exhibe longitudes menores de 5 pies, cuando las amplitudes de la T.R. no cementada son menores de 5%.
- 4.- Para las situaciones no cubiertas arriba, los datos no fueron concluyentes para normar una predicción segura concerniente a la comunicación. Estas situaciones incluyen:
 - a).- Si la amplitud del CBL es menor que 5% de la amplitud de la T.R. no cementada y espesores entre 5 y 10 pies.
 - b).- Amplitudes del CBL entre 5 y 10% de la amplitud de la T.R. no cementada y espesores mayores que 10 pies.

Un adecuado control debe hacerse de la interpretación del CBL. Este control depende de:

Propiedades acústicas del fluido en la T.R.- El registro debe ser corrido en una sola fase de fluido, aceite o agua llenando el intervalo registrado.

Subsecuentes corridas deben ser repetidas dentro del 10% de la amplitud de la T.R. no cementada.

La centralización es extremadamente importante en la amplitud sónica registrada; si se obtiene una repetibilidad adecuada, entonces puede suponerse que se tiene una buena centralización. Un movimiento rápido en la señal del tiempo de tránsito es debida a la mala centralización.

Muchos registros de cementación son corridos rutinariamente como parte de las operaciones de terminación. El registro CCL*es requerido para el control de la profundidad perforada y el CBL-VDL**y curvas Δ son registradas al mismo tiempo, con un pequeño costo adicional.⁽⁴⁾

II.3.4.- Evaluación de las formaciones

II.3.4.a.- Muestreador de fluidos producidos.- El muestreador de fluidos producidos (Fig. II-29), es utilizado para recuperar fluidos representativos del pozo.⁽³⁾ La profundidad de la prueba es seleccionada de acuerdo a las características del fluido, proporcionadas por el gradío-manómetro o el densímetro,

Los orificios del muestreador permiten recuperar los fluidos sin que hayan caídas excesivas de presión; el cierre después del muestreo es controlado desde la superficie, evitando la contaminación del fluido. La muestra una vez recuperada es transferida a receptáculos PVT.

El muestreador consta de dos cámaras, separadas por una válvula y un regulador de flujo. Este regulador permite que la

* "Casing Collar Locator"

** "Variable Density Log"

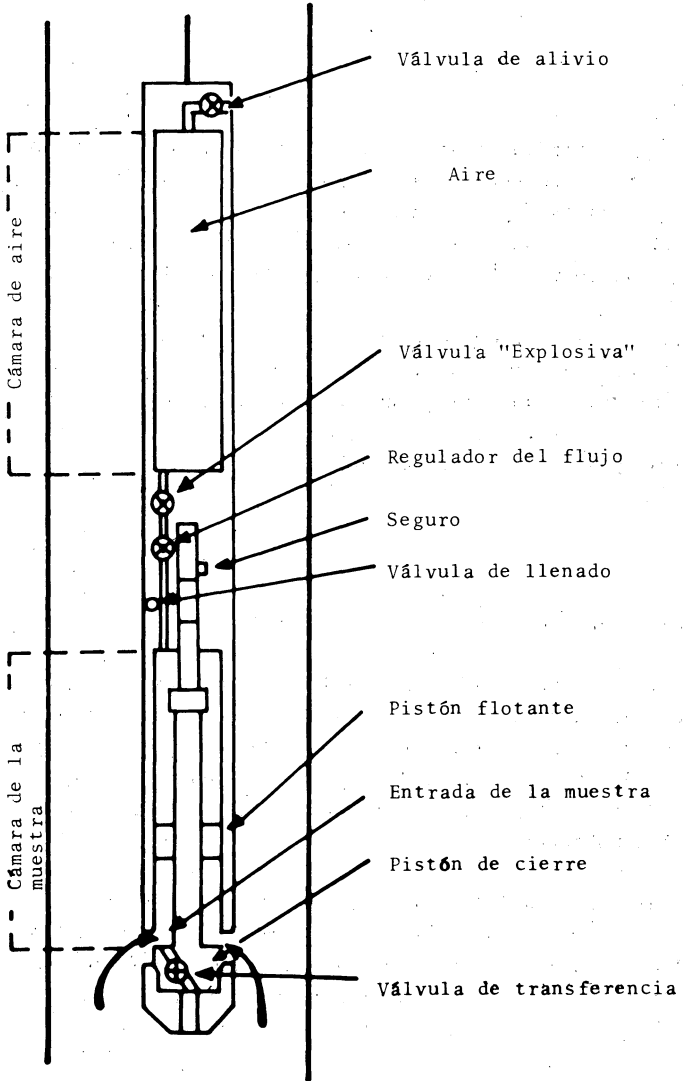


FIG. II-29 MUESTREADOR DE FLUIDOS PRODUCIDOS.

muestra sea tomada lentamente, consiguiendo así que los fluidos no estén sujetos a cambios de presión durante el proceso de muestreo. Al muestrear, la cámara inferior es llenada con aceite a una presión menor a 10,000 psi; la cámara superior contiene aire a presión atmosférica.

A la profundidad de muestreo seleccionada, la válvula es activada desde la superficie. La presión externa aplicada en un pistón flotador fuerza a la muestra a fluir a la parte superior, a través del regulador y dentro de la cámara de aire. Aproximadamente al final del viaje se cierra el porta muestras y se lleva a la superficie, conservando la muestra a la presión de fondo.

La interpretación de los fluidos recuperados se hace en un laboratorio de análisis PVT.

La herramienta tiene un rango de operación a la temperatura hasta de 350 °F y a la presión hasta de 10,000 psi.

II.3.4.b.- Registro de Rayos Gamma.- Los rayos gamma son ondas electromagnéticas de alta energía, que son emitidas por elementos radioactivos. Casi toda la radiación gamma encontrada en la tierra es emitida por el isótopo radioactivo potasio 40 y los elementos radioactivos de la serie del Uranio y el Torio. (11)

El aparato tiene un detector de rayos gamma, que originalmente era un contador Geiger-Muller; ha sido sustituido por un cintilómetro, el cual es más eficiente. Este mide la radioactividad natural de las formaciones, por lo que se registran los cambios de litología de las mismas.

Su aplicación como registro de producción está, por consiguiente, en la evaluación de las formaciones. Las principales aplicaciones en esta área son:

- a).- Determinación del contenido de lutita.
- b).- Migración de agua salada detrás de la T.R.

La herramienta para T.P. tiene un rango de operación hasta de 300 °F y 12,000 psi, a la temperatura y presión, respectivamente; para T.R., los rangos correspondientes son - - 400 °F y 20,000 psi. También existen equipos especiales con rangos a la temperatura hasta de 500 °F y a la presión hasta de 25,000 psi.

II.3.4.C.- Registro de Neutrones.- El Registro de Neutrones es utilizado para: registrar cambios en la litología, obtener porosidad, localizar contactos gas-líquido, etc.

Los neutrones son partículas neutras cuya masa es semejante a la de un átomo de hidrógeno; la energía que pierde un neutrón al chocar con otra partícula depende de la masa de ésta; cuando choca con una masa de hidrógeno se tiene la mayor --

pérdida de energía, de aquí que la mayor variación en la curva de neutrones es causada por cambios de las concentraciones de hidrógeno en la formación.

Esta herramienta tiene una fuente emisora de neutrones y un detector; cuando hay alta concentración de hidrógeno, la mayor parte de los neutrones sufrirán reducción en su energía y serán atrapados a corta distancia de la fuente.

El dispositivo registra los potentes "rayos gamma de captura", los cuales son inducidos por el bombardeo de neutrones. Los rayos gamma de captura son detectados por un contador Geiger-Muller.

El registro neutrón, junto con el localizador de coples, es utilizado para correlacionar las profundidades de agujeros adomados y descubiertos.

II.3.4.d.- Registro de Neutrones pulsado o tiempo de degradación térmica (TDT). La herramienta consta de un generador de neutrones de alta velocidad, la cual se reduce rápidamente hasta la llamada "velocidad termal" al ser capturados por -- núcleos de la formación, emitiendo radiaciones gamma que son detectadas por el aparato. Durante el tiempo de medición, la cantidad de neutrones termales disminuye exponencialmente.

El tiempo requerido para medir la disminución de neutrones termales (T_{\log}) es la constante correspondiente al tiempo de decaimiento. T_{\log} representa las propiedades de captura de neutrones de la formación.

Se grafica un valor de tiempo de decaimiento que es representativo de la velocidad de decaimiento o pérdida de neutrones termales en la formación. El cloro captura una gran cantidad de neutrones y es el elemento predominante en el proceso de

captura, con lo cual se puede decir que el registro responde al contenido de agua salada en la formación. Este registro es fácil de correlacionar con el de resistividad y es afectado por la salinidad, porosidad y contenido de lutita.

El registro TDT es la primera herramienta que permite determinar la saturación de agua a través de la T.R.; para obtener valores precisos, se requiere una buena información de la porosidad. Este registro juega un papel importante en los registros de producción, como una herramienta de evaluación de formaciones; sus principales aplicaciones son: (1) Localización de zonas de hidrocarburos en pozos ademados, (2) Control de proyectos de recuperación secundaria, ya que determina la saturación residual y (3) Correlación de las profundidades de pozos ademados.

La fórmula de saturación básica para formaciones limpias es la siguiente: ⁽¹⁴⁾

$$S_w = \frac{(E_1 - E_m) - \phi(E_h - E_m)}{\phi(E_w - E_h)} ,$$

Donde

- Sw : Saturación de agua
- E₁ : Sección transversal de captura (sigma) del registro
- E_w : Sección transversal de captura (sigma) del agua de formación.
- E_h : Sección transversal de captura (sigma) de los hidrocarburos
- E_m : Sección Transversal de captura (sigma) de la matriz de la roca
- φ : Porosidad de la formación

II.3.5. Medición de Presión. (3)

Buenas mediciones de la presión son parte esencial de las pruebas de variación de presión en pozos, que se verán en el capítulo III. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores. Tres tipos básicos de medidores de presión de fondo son utilizados: (1) de cable de línea; (2) de registro con instalaciones permanentes; (3) de registro recuperable en la superficie.

II.3.5.a.- Herramienta de cable de línea.- El medidor de cable de línea es el más usado en la industria petrolera; se introduce al fondo del pozo con un cable. El medidor consta de tres dispositivos: (1) uno sensible a la presión, generalmente un tubo Bourdon; (2) un registrador de presión contra tiempo y (3) un reloj, el cual está diseñado para funcionar durante intervalos específicos de tiempo.

El Amerada RPG-3 es probablemente el más utilizado de los medidores con cable de línea. En la Fig. II-30 se muestran esquemáticamente las partes más importantes de este dispositivo. El reloj está colocado en la parte superior del instrumento, conectado a una sección registradora, la cual tiene una gráfica metálica cubierta con una capa negra. El reloj está diseñado para mover la gráfica verticalmente hacia la sección del estilete, el cual está conectado a una flecha unida por un resorte al tubo Bourdon.

El medidor de presión es un tubo Bourdon enrollado helicoidalmente, de libre rotación en su parte superior. El tubo es llenado con aceite por los fabricantes, el cual es protegido del fluido en el pozo por un filtro; los fluidos entran

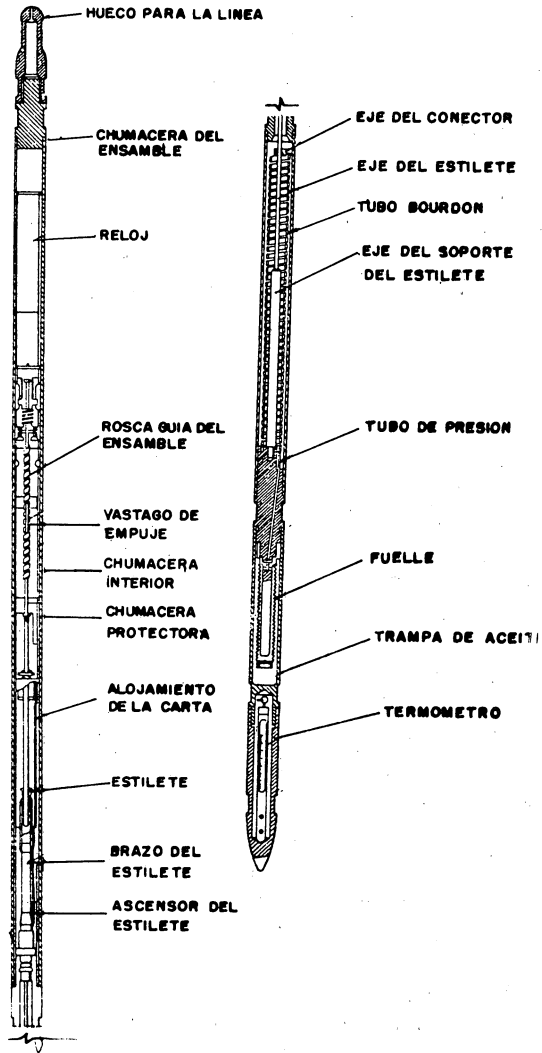


FIG. II.30. -MEDIDOR DE PRESION AMERADA R P G- 3

al final de la parte baja del medidor y transmite la presión al Bourdón, causando que éste se desenrosque y gire en su parte libre.

El movimiento es registrado en función del tiempo por el estilete, marcando líneas muy finas en la capa negra de la placa metálica. Se tiene una escala de tiempo de 5 pulgadas de longitud; la escala de presión es de 2 pulgadas.

Muchos medidores tienen dispositivos para registrar la temperatura de fondo, por medio de un termómetro de temperatura máxima; las mediciones de temperatura son importantes, ya que muchas calibraciones dependen de la temperatura.

La Sperry-Sun Well Survey Co. fabrica un medidor de presión, con cable de línea, de alta precisión ($\pm 0.005\%$); se usa para pruebas en períodos largos.

II.3.5.b.- Herramientas de registro con instalaciones superficiales permanentes.

Los registros medidores con instalaciones permanentes son agregados generalmente a la sarta de la T.P.; estos instrumentos incluyen medios para medir presiones en el fondo del pozo y vías para transmitir las mediciones a la superficie, registrándose éstas en función del tiempo. Pueden proporcionar datos de presión en forma continua o en forma ocasional.

Muchos medidores son usados con cables para transmitir la señal desde el sensor hasta el registrador en la superficie.

II.3.5.c.- Herramientas de registros recuperables en la superficie.

En la mayor parte de estas herramientas se utilizan tubos - Bourdón. La Hewlett-Packard Co. fabrica un medidor de alta precisión en el que se utiliza un cristal de cuarzo sensible a la presión; el cristal de cuarzo cambia la frecuencia de sus vibraciones con los cambios de presión. La frecuencia de las vibraciones son comparadas con la frecuencia de un cristal de referencia y la señal de frecuencia es transmitida a un equipo monitor en la superficie.

La frecuencia es convertida a presión, usando ecuaciones proporcionadas por la compañía; la exactitud del medidor Hewlett-Packard es de ± 0.5 psi.

II.4 Referencias

- 1.- Allen, Thomas, O, and Roberts, Alan, P.: Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation. Vol. II.
- 2.- Delgado R. Interpretación de registros de producción en pozos de bombeo neumático. Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Octubre 1969.
- 3.- Earlougher, R., C., Jr.: Advances in Well Test Analysis. SPE of AIME Monograph, 1977.
- 4.- Fernández M., J. J.: Interpretación del registro sínico de cementación y densidad variable. Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Noviembre 1971.
- 5.- Galván, Liceaga, J.E.: ¿Sirve para algo el registro sínico de cementación?. Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Marzo 1971.
- 6.- Langston, E., P., Shirer, J., A., Nelson, D., E.: Innovative Reservoir Management. - Key to Highly successful - - Jay/Lec Water Flood. JPT, May. 1981.
- 7.- Loab, J., Poupon, A.: Los perfiles de temperatura en pozos inyectoros de agua y gas. Petróleo Interamericano, Abril 1966.

- 8.- Maldonado, Blazio, J.: Registro de trazador radioactivo Yodo 131 en pozos inyectoros de agua. Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Septiembre 1968.
- 9.- Nava, García, M.: Perfiles de producción en el pozo productor de la prueba piloto para la inyección de agua al yacimiento Jurásico del campo San Andrés, en el estado de Veracruz. Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM. Noviembre 1969.
- 10.- Pardue, G., H., Morris, R., C., Gollwitzer, G., H., -- Moran, J., H.: Cement Bond Log- A Study of cement and casing variables. JPT, May, 1963.
- 11.- Raygoza, Flores, J.: Descripción e Interpretación de los registros de producción, Tesis Profesional, 1980.
- 12.- Schulumberger. Production log Interpretation. 1973 Edition
- 13.- Smith, R., C., Steffensen, R., J.: Interpretation of -- temperature profiles in water injection wells. JPT, June, 1975
- 14.- Strubhar, Malcom, K., Blackburn, James, S., Lee, W., John. Production Operation. Course II. Well Diagnosis. SPE of - AIME, 1972.
- 15.- Wade, R., T., Cantrell, R., C., Poupon, A. and Moulin, J.: "Production Logging - The key to optimum well performance"; JPT, February, 1965.

REFERENCIAS ADICIONALES*.

1. McKinley, R.M. et all.: "The Structure and Interpretation of Noise from Flow Behind Cemented Casing", J. Pet. Tech. (March 1973) 329-338.
2. McKinley, R.M. and Bower, F.M.: "Specialized Application of Noise Logging", J.Pet.Tech. (Nov. 1979) 1387-1395.
3. Youmans, A.H. et all.: "Neutron Lifetime, a New Nuclear Log", J.Pet. Tech. (March 1964) 319-328.
4. Schlumberger Well Services: Interpretation of TDT Logs.
5. Opsal, S.J.: "Reservoir Management in South Louisiana with the pulsed Neutron Log", J. Pet. Tech. (Feb. 1982) 419-427.
6. Gupta, B.S.: "Case Histories of Temperature Surveys in - Kuwait", J. Pet. Tech. (Dec. 1981) 2505-2514.
7. Meumier, D. et all.: "The Production Combination Tool-A New System for Production Monitoring", J.Pet. Tech. (May 1971) 603-613.
8. Anderson, R.A.: "A Production Logging Tool With Simultaneous Measurements", J.Pet. Tech. (Feb. 1980) 191-198.
9. Leach, B.C. et all.: "The Full Bore Flowmeter", SPE 5089, 49 th Annual Fall Meeting, Houston, Tex., Oct. 6-9, 1974.
- 10.- Cooke Jr. C.E.: "Radial Differential Temperature (RDT) Logging- A New Tool for Detecting and Treating Flow Behind Casing", J. Pet. Tech. (June 1979) 676-682.
11. Schlumberger, Services Catalog, 1977.
12. Schlumberger, Computed Log Services, 1979.

* Sobre registros de uso actual en Pemex o que han aparecido recientemente.

CAPITULO III

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION

III. 1. INTRODUCCION.

III.1.1 OBJETIVO.

El objetivo de las pruebas de presión, que consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir del análisis de las citadas variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

III.1.2 TIPO DE PRUEBAS

Las principales pruebas de presión se ilustran esquemáticamente en las siguientes figuras:

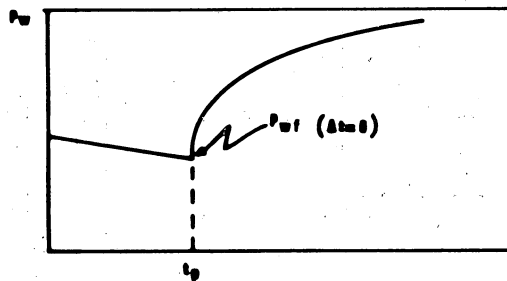
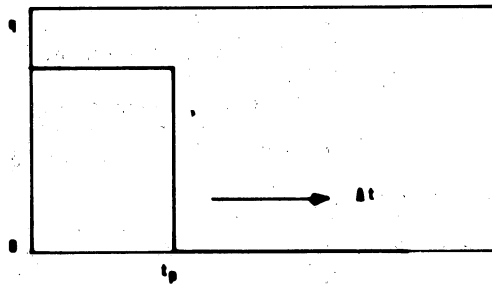
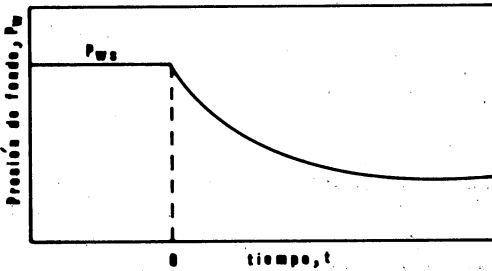
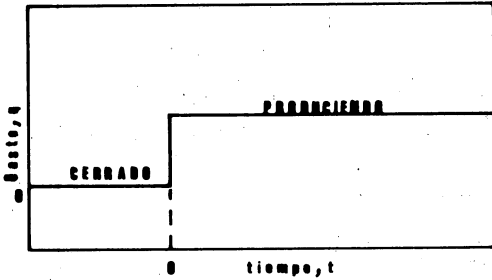


Fig. III-1
Gasto y Respuesta de
la presión.
Prueba de Decremento.

t_p : tiempo produciendo

Δt : tiempo de cierre del
pozo

Fig. III-2
Gasto y Respuesta de
la Presión.
Prueba de Incremento.

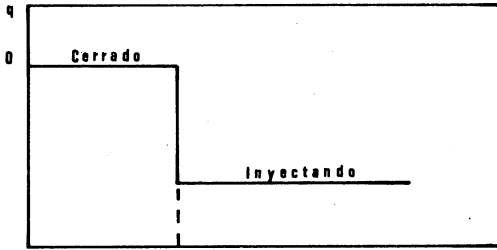


Fig. III-3
Gasto y Respuesta de
la Presión.
Prueba de Inyectividad.

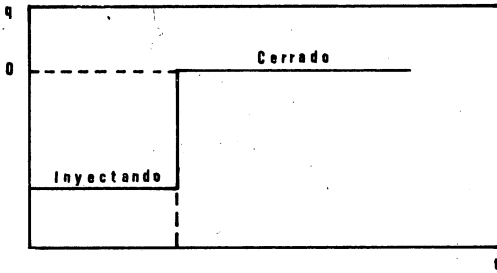
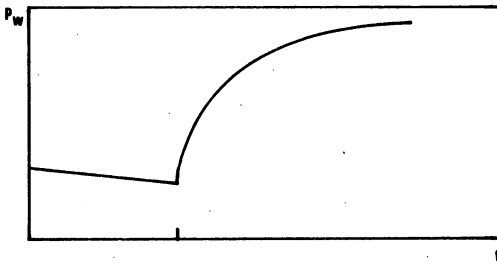
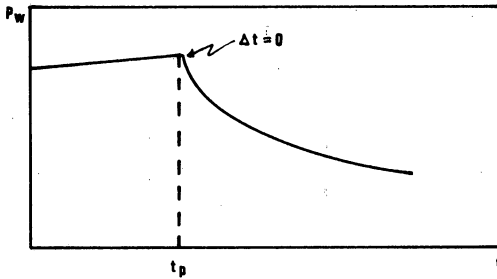


Fig. III-4
Gasto y Respuesta de
la Presión
Prueba de Decremento
en Pozos Inyectores.
(Falloff).



PRUEBA DE INTERFERENCIA

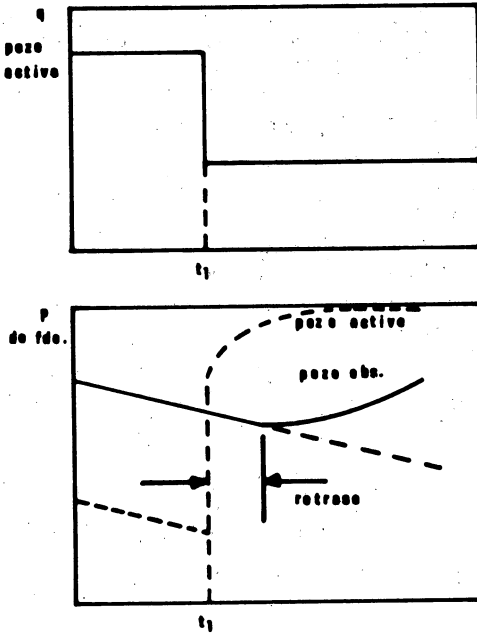
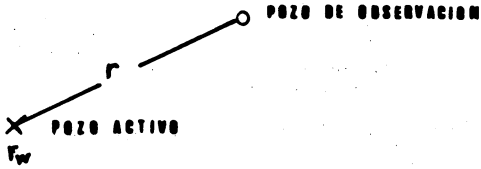


Fig. III-5 Gasto y Respuesta de la Presión. Prueba de INTERFERENCIA

III.2. PRINCIPIOS MATEMATICOS

III.2.1. Ecuación de difusión.

Aquí se presenta un desarrollo condensado. Los detalles se incluyen en el Apéndice I de estos apuntes.

La ecuación de difusión se obtiene combinando la ecuación de continuidad:

$$-\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \text{-----} \quad (\text{III.2.1})$$

con una ecuación que relaciona la velocidad del fluido en el medio poroso con el gradiente de presiones (ecuación de movimiento, que es una forma de la ley de Darcy):

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad \text{-----} \quad (\text{III.2.2})$$

y con la ecuación de estado correspondiente a un fluido ligeramente compresible:

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad \text{-----} \quad (\text{III.2.3})$$

De esta combinación resulta

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad \text{-----} \quad (\text{III.2.4})$$

que es la forma general de la ecuación de difusión, donde - además se supuso que los gradientes de presión son pequeños, lo que permitió eliminar el término de orden superior $c|\nabla p|^2$ que aparece en el desarrollo correspondiente.

De la ecuación anterior se obtiene la forma más conocida de la ecuación de difusión:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad \text{-----} \quad (\text{III.2.5})$$

que involucra las suposiciones adicionales de flujo cilíndrico, sin variación vertical de la presión.

III.2.2. Soluciones de la ecuación de difusión.

En esta sección se presentan soluciones (los detalles se incluyen en el Apéndice II) de la Ec. III.2.5. que corresponden a diferentes condiciones de frontera. Estas condiciones a su vez corresponden a situaciones idealizadas de problemas de flujo en yacimientos, que son útiles en el desarrollo de ecuaciones básicas en el análisis de presiones.

- (a) Yacimiento infinito, gasto constante en el pozo y presión inicial uniforme.

Matemáticamente, el problema consiste en resolver la Ec. V.5, con las siguientes condiciones:

- (i) $p(r, 0) = p_i$, $r \geq 0$ (condición inicial)
- (ii) $\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = - \frac{q\mu}{2\pi kh}$, $t > 0$ (condición de frontera)*
- (iii) $\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i$, $t > 0$ (condición de frontera)

Esta condición de frontera corresponde al concepto de yacimiento infinito; en la práctica equivale a tener la presión inicial a un tiempo de producción dado, en radios suficientemente grandes.

La forma más sencilla de resolver el problema es aproximando la condición (ii) por

$$(ii') \lim_{r \rightarrow 0} r \frac{\partial p}{\partial r} = - \frac{q\mu}{2\pi kh} , \quad t > 0$$

con lo cual se obtiene prácticamente la misma solución. A ésta se le llama "solución fuente lineal".

El desarrollo de la solución fuente lineal se presenta en el Apéndice II. Esta solución es:

$$p(r, t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4kt}\right), \quad \text{--- (III.2.6)}$$

* Corresponde a gasto constante en el pozo; se obtiene a partir de la forma radial de la ecuación de Darcy.

donde E_i es la función integral exponencial, cuya gráfica se encuentra en la siguiente página; también se proporcionan valores de E_i en la Tabla 1.1.

Si el argumento de $E_i < 0.0025$, la presión se puede aproximar con la ecuación

$$p(r,t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln\left(\frac{\phi\mu cr^2}{4kt}\right) + 0.5772 \right] \text{---(III.2.7)}$$

Las unidades de las ecuaciones anteriores se conocen como -- unidades de Darcy, las cuales son las siguientes:

$$p \text{ [atm] , } q \text{ [cm}^3\text{/s] , } \mu \text{ [cp] , } k \text{ [darcys] , } \\ h \text{ y } r \text{ [cm] , } c \text{ [atm}^{-1}\text{] y } t \text{ [s].}$$

(b) Yacimiento cilíndrico, gasto constante en el pozo, el cual se encuentra en el centro del yacimiento, - gasto cero en la frontera externa (yacimiento volumétrico) y presión inicial uniforme.

La única diferencia con el problema presentado en el inciso - (a) es la segunda condición de frontera:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_e} = 0 ,$$

que equivale a tener $q = 0$ en $r = r_e$.

El desarrollo de la solución de este problema se presenta en el Apéndice II.
Esta solución es:

$$p_D(r,t) = \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left(\frac{1}{4} r_D^2 + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2}{r_{eD}^2 - 1} \ln r_D - \frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD} - 1}{4(r_{eD}^2 - 1)^2} \\ + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n t_D} J_1(\alpha_n r_{eD}) [J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_D) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n r_D)]}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} , \text{---(III.2.8)}$$

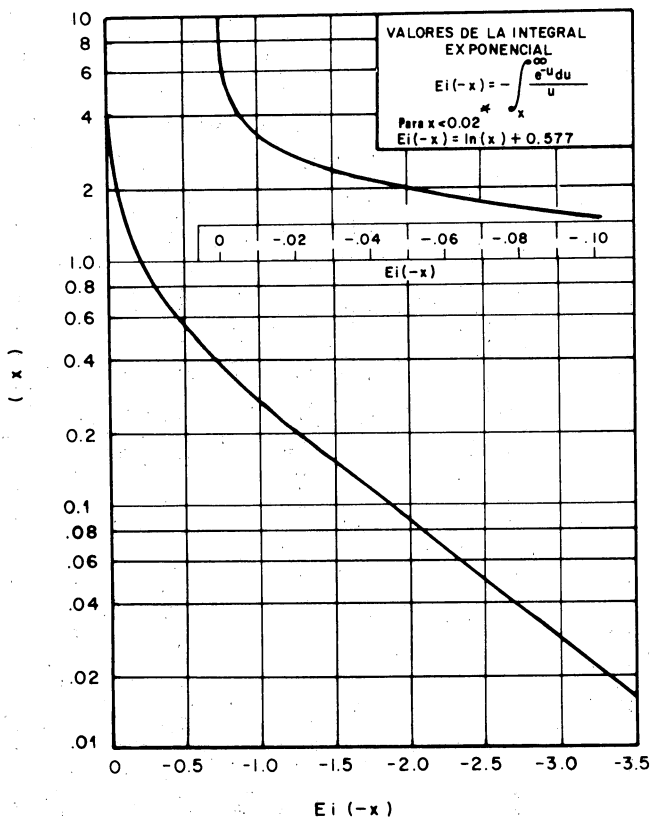
donde α_n son las raíces de la ecuación

$$J_1(\alpha_n r_{eD}) Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n) Y_1(\alpha_n r_{eD}) = 0$$

y r_D, t_D, p_D son:

$$r_D = r/r_w , \quad t_D = kt/(\phi\mu cr_w^2) , \quad p_D = 2\pi kh(p-p_i)/q\mu$$

x	$-E_i(-x)$
0	∞
0.0001	8.723
0.001	6.332
0.005	4.726
0.010	4.038
0.05	2.468
0.10	1.823
0.20	1.223
0.30	0.906
0.40	0.702
0.60	0.454
0.80	0.311
1.00	0.219
2.00	0.0489
3.00	0.0130
4.00	0.00378
5.00	1.15×10^{-3}
6.00	3.60×10^{-4}
8.00	3.77×10^{-5}
10.00	4.15×10^{-6}
10.90	1.56×10^{-6}



Otra aproximación de E_i es:

$$E_i(-x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + a_3 x^3 + a_4 x^4 + a_5 x^5 + \ln x,$$

para $x < 2$, donde

$$a_0 = 0.57721566$$

$$a_3 = -0.05519968$$

$$a_1 = -0.99999193$$

$$a_4 = 0.00976004$$

$$a_2 = 0.24991055$$

$$a_5 = -0.00107857$$

* Recientemente ya se utiliza el límite 0.0025

TABLE 1.1* - VALUES OF THE EXPONENTIAL INTEGRAL, $-Ei(-x)$

$-Ei(-x), 0.000 < x < 2.09, \text{interval} = 0.001$										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.00	+∞	6.332	5.639	5.235	4.948	4.725	4.545	4.392	4.259	4.142
0.01	4.038	3.944	3.858	3.779	3.705	3.637	3.574	3.514	3.458	3.405
0.02	3.355	3.307	3.261	3.218	3.176	3.137	3.098	3.062	3.026	2.992
0.03	2.959	2.927	2.897	2.867	2.838	2.810	2.783	2.756	2.731	2.706
0.04	2.681	2.658	2.634	2.612	2.590	2.568	2.547	2.527	2.507	2.487
0.05	2.468	2.449	2.431	2.413	2.395	2.377	2.360	2.344	2.327	2.311
0.06	2.295	2.279	2.264	2.249	2.235	2.220	2.206	2.192	2.178	2.164
0.07	2.151	2.138	2.125	2.112	2.099	2.087	2.074	2.062	2.050	2.039
0.08	2.027	2.015	2.004	1.993	1.982	1.971	1.960	1.950	1.939	1.929
0.09	1.919	1.909	1.899	1.889	1.879	1.869	1.860	1.850	1.841	1.832
0.10	1.823	1.814	1.805	1.796	1.788	1.779	1.770	1.762	1.754	1.745
0.11	1.737	1.729	1.721	1.713	1.705	1.697	1.689	1.682	1.674	1.667
0.12	1.660	1.652	1.645	1.638	1.631	1.623	1.616	1.609	1.603	1.596
0.13	1.589	1.582	1.576	1.569	1.562	1.556	1.549	1.543	1.537	1.530
0.14	1.524	1.518	1.512	1.506	1.500	1.494	1.488	1.482	1.476	1.470
0.15	1.464	1.459	1.453	1.447	1.442	1.436	1.431	1.425	1.420	1.415
0.16	1.409	1.404	1.399	1.393	1.388	1.383	1.378	1.373	1.368	1.363
0.17	1.358	1.353	1.348	1.343	1.338	1.333	1.329	1.324	1.319	1.314
0.18	1.310	1.305	1.301	1.296	1.291	1.287	1.282	1.278	1.274	1.269
0.19	1.265	1.261	1.256	1.252	1.248	1.243	1.239	1.235	1.231	1.227
0.20	1.223	1.219	1.215	1.210	1.206	1.202	1.198	1.195	1.191	1.187

$-Ei(-x), 0.00 < x < 2.09, \text{interval} = 0.01$										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	+∞	4.038	3.335	2.959	2.681	2.468	2.295	2.151	2.027	1.919
0.1	1.823	1.737	1.660	1.589	1.524	1.464	1.409	1.358	1.309	1.265
0.2	1.223	1.183	1.145	1.110	1.076	1.044	1.014	0.985	0.957	0.931
0.3	0.906	0.882	0.856	0.836	0.815	0.794	0.774	0.755	0.737	0.719
0.4	0.702	0.686	0.670	0.655	0.640	0.625	0.611	0.598	0.585	0.572
0.5	0.560	0.548	0.536	0.525	0.514	0.503	0.493	0.483	0.473	0.464
0.6	0.454	0.445	0.437	0.428	0.420	0.412	0.404	0.396	0.388	0.381
0.7	0.374	0.367	0.360	0.353	0.347	0.340	0.334	0.328	0.322	0.316
0.8	0.311	0.305	0.300	0.295	0.289	0.284	0.279	0.274	0.269	0.265
0.9	0.260	0.256	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.227	0.223
1.0	0.219	0.216	0.212	0.209	0.205	0.202	0.198	0.195	0.192	0.189
1.1	0.186	0.183	0.180	0.177	0.174	0.172	0.169	0.166	0.164	0.161
1.2	0.158	0.156	0.153	0.151	0.149	0.146	0.144	0.142	0.140	0.138
1.3	0.135	0.133	0.131	0.129	0.127	0.125	0.124	0.122	0.120	0.118
1.4	0.116	0.114	0.113	0.111	0.109	0.108	0.106	0.105	0.103	0.102
1.5	0.1000	0.0985	0.0971	0.0957	0.0943	0.0929	0.0915	0.0902	0.0889	0.0876
1.6	0.0863	0.0851	0.0838	0.0826	0.0814	0.0802	0.0791	0.0780	0.0768	0.0757
1.7	0.0747	0.0736	0.0725	0.0715	0.0705	0.0695	0.0685	0.0675	0.0666	0.0656
1.8	0.0647	0.0638	0.0629	0.0620	0.0612	0.0603	0.0595	0.0586	0.0578	0.0570
1.9	0.0562	0.0554	0.0546	0.0539	0.0531	0.0524	0.0517	0.0510	0.0503	0.0496
2.0	0.0489	0.0482	0.0476	0.0469	0.0463	0.0455	0.0450	0.0444	0.0438	0.0432

2.0 < x < 10.9, interval = 0.1

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	4.69×10^{-2}	4.26×10^{-2}	3.72×10^{-2}	3.25×10^{-2}	2.84×10^{-2}	2.49×10^{-2}	2.19×10^{-2}	1.92×10^{-2}	1.69×10^{-2}	1.49×10^{-2}
3	1.30×10^{-2}	1.15×10^{-2}	1.01×10^{-2}	8.94×10^{-3}	7.89×10^{-3}	6.87×10^{-3}	6.16×10^{-3}	5.45×10^{-3}	4.82×10^{-3}	4.27×10^{-3}
4	3.78×10^{-3}	3.35×10^{-3}	2.97×10^{-3}	2.64×10^{-3}	2.34×10^{-3}	2.07×10^{-3}	1.84×10^{-3}	1.64×10^{-3}	1.45×10^{-3}	1.29×10^{-3}
5	1.15×10^{-3}	1.02×10^{-3}	9.08×10^{-4}	8.06×10^{-4}	7.19×10^{-4}	6.41×10^{-4}	5.71×10^{-4}	5.09×10^{-4}	4.53×10^{-4}	4.04×10^{-4}
6	3.60×10^{-4}	3.21×10^{-4}	2.86×10^{-4}	2.55×10^{-4}	2.26×10^{-4}	2.03×10^{-4}	1.82×10^{-4}	1.62×10^{-4}	1.45×10^{-4}	1.29×10^{-4}
7	1.15×10^{-4}	1.03×10^{-4}	9.22×10^{-5}	8.24×10^{-5}	7.36×10^{-5}	6.58×10^{-5}	5.85×10^{-5}	5.26×10^{-5}	4.71×10^{-5}	4.21×10^{-5}
8	3.77×10^{-5}	3.37×10^{-5}	3.02×10^{-5}	2.70×10^{-5}	2.42×10^{-5}	2.16×10^{-5}	1.94×10^{-5}	1.73×10^{-5}	1.55×10^{-5}	1.39×10^{-5}
9	1.24×10^{-5}	1.11×10^{-5}	9.93×10^{-6}	8.95×10^{-6}	8.02×10^{-6}	7.18×10^{-6}	6.44×10^{-6}	5.77×10^{-6}	5.17×10^{-6}	4.64×10^{-6}
10	4.15×10^{-6}	3.73×10^{-6}	3.34×10^{-6}	3.00×10^{-6}	2.66×10^{-6}	2.41×10^{-6}	2.16×10^{-6}	1.94×10^{-6}	1.74×10^{-6}	1.55×10^{-6}

*Adapted from Nislie, R.G. "How To Use The Exponential Integral," *Per Eng.* (Aug. 1956) B171-173.

(c) El mismo problema que en el inciso (b) excepto que la presión es constante en la frontera externa. La solución es (ver Apéndice II):

$$p_D(r,t) = \ln \frac{r_{eD}}{r_D} - \pi \sum_{n=1}^{\infty} e^{-\beta_n^2 t_D} \frac{J_0(\beta_n r_{eD}) [J_1(\beta_n) Y_0(\beta_n r_D) - Y_1(\beta_n) J_0(\beta_n r_D)]}{\beta_n [J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{eD})]}, \quad (\text{III.2.9})$$

donde β_n son las raíces de la ecuación

$$J_1(\beta_n) Y_0(\beta_n r_{eD}) - Y_1(\beta_n) J_0(\beta_n r_{eD}) = 0.$$

Para tiempos grandes, el flujo llega a ser en régimen permanente. En este período, la presión está dada por*

$$p(r) = p_e - \frac{q \mu}{2\pi k h} \ln\left(\frac{r_e}{r}\right), \quad r_w \leq r \leq r_e.$$

III.2.3 Representaciones adimensionales.

Las variables representadas en forma adimensional son de uso generalizado en el área de análisis de presiones, principalmente por que de esta manera es posible incluir en las soluciones cualquier valor de los parámetros involucrados. Por ejemplo, la solución fuente lineal en forma adimensional, como se verá en esta sección, incluye valores cualesquiera de ϕ , k , μ , q , etc.

Las principales variables que aparecen en el Cap. III son presión, radio y tiempo. Estas variables en forma adimensional, utilizando unidades de Darcy para los parámetros y la variable real correspondiente, se representan como sigue:

$$p_D = \frac{2\pi k h (p - p_i)}{q \mu} \quad \text{--- (III.2.10)}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{--- (III.2.11)}$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c r_w^2} \quad \text{--- (III.2.12)}$$

* Esta ecuación también se puede obtener directamente a partir de la ley de Darcy.

De estas ecuaciones:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi khr_w} \frac{\partial p_o}{\partial r_o} \quad \text{--- (III.2.13)}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{q\mu}{2\pi khr_w^2} \frac{\partial^2 p_o}{\partial r_o^2} \quad \text{--- (III.2.14)}$$

Substituyendo estas expresiones** en la ecuación de difusión - en forma radial, Ec. III.2.5, se obtiene la ecuación correspondiente en forma adimensional:

$$\frac{\partial^2 p_o}{\partial r_o^2} + \frac{1}{r_o} \frac{\partial p_o}{\partial r_o} = \frac{\partial p_o}{\partial t_o} \quad \text{--- (III.2.15)}$$

Análogamente se obtiene la forma adimensional de la solución fuente lineal, la cual es:

$$p_o(r_o, t_o) = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_o^2}{4t_o}\right) \quad \text{--- (III.2.16)}$$

(Los valores de Ei son negativos)

Esta solución involucra valores cualesquiera de los parámetros q , k , μ , q , h y c .

En la Fig. C-2, pág. 84, se presenta la gráfica de la -- ecuación anterior; se utilizan las unidades

p (psia); q (STBD)*; μ (cp); k (md); h y r_w (pies); t (hr), con las que las expresiones correspondientes de p_D y t_D son:

* El gasto es a condiciones estándar; en la Ec. III.2.10 q está a condiciones del yacimiento.

** y además $\frac{\partial p}{\partial t}$

$$p_D = \frac{kh(p-p_i)}{141.2 q\mu B} \quad \text{--- (III.2.17)}$$

$$t_D = \frac{0.0002637 kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad \text{--- (III.2.18)}$$

Se utiliza, en la Fig. C-2, la compresibilidad del sistema roca-fluidos c_t en la expresión de t_D , en lugar de la compresibilidad del fluido c . También, por convención, se usa $p_i - p_a$ en la expresión de p_D .

Finalmente, si $\frac{t_D}{r_D^2} > 100$, $p_D(r_D, t_D)$

se puede calcular con

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right] \quad \text{--- (III.2.19)}$$

o bien con

$$p_D(r_D, t_D) = 1.1513 \left[\log \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.3514 \right] \quad \text{--- (III.2.20)}$$

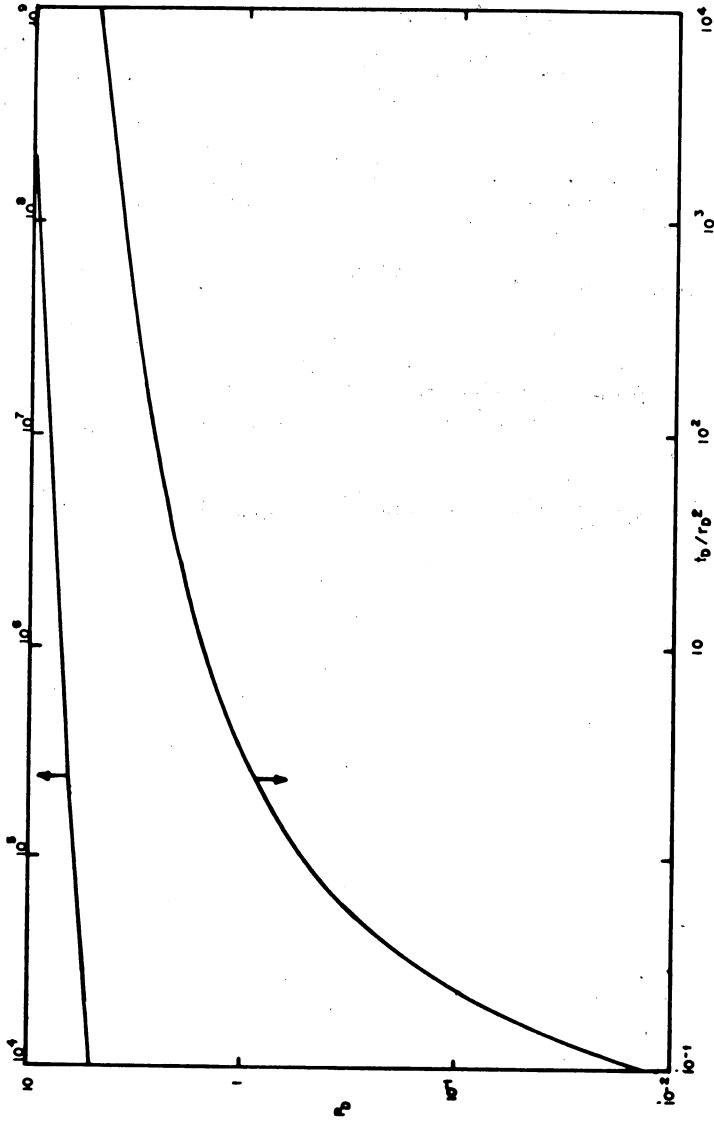


FIG. C.2.1. - GRAFICA DE LA SOLUCION FUENTE LINEAL.

III.3. Conceptos Básicos Relacionados con el Análisis de Pruebas de Presión.

Dos de los factores más importantes en las presiones medidas en un pozo son el daño a la formación y el almacenamiento del pozo.

III.3.1. Factor de Daño.

Durante la perforación, terminación o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del agujero. Para medir estos efectos, Van Everdingen y Hurst, en dos publicaciones separadas, introdujeron el concepto del factor de daño. Ellos señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones ideales calculadas para el problema bajo consideración, aunque la información real parecía ser paralela a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída adicional de presión causada por restricciones al flujo cercanas al pozo; Van Everdingen y Hurst, pensaron que esta caída de presión era resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara de la arena del pozo. Este efecto es representado por un factor de daño, s , el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño, Δp_s por:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q \mu B}{kh} s \quad (\text{III.3.1})$$

$$(-5 < s < \infty)$$

las unidades usadas en la Ecuación (III.3.1) son las unidades inglesas de campo: bls/día, psi, pie, md: La Fig. (III.3.1) ilustra la distribución de presión en un yacimiento con un pozo dañado. Puesto que el espesor de la zona dañada se considera que es infinitesimal*, toda la caída de presión causada por el daño ocurre en la "cara" de la arena.

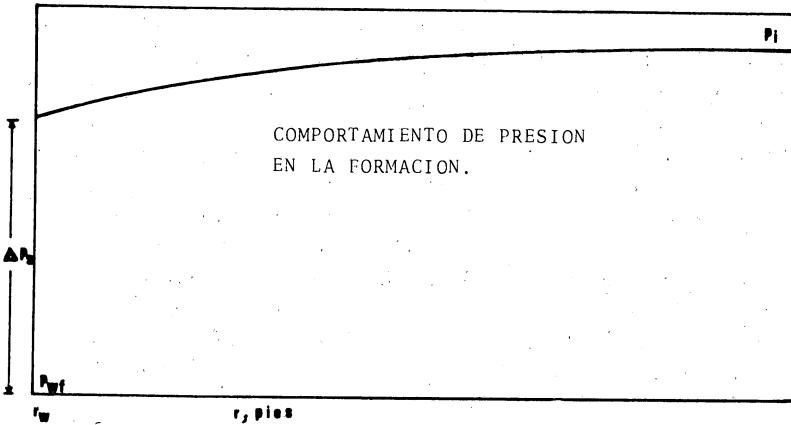


FIG. (III.3.1) COMPORTAMIENTO DE PRESION EN UN POZO DAÑADO

* Si se considera un espesor finito.

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (III.3.2)$$

(Si $k = k_s$ ó $r_s = r_w$, $s = 0$)

k : de la pendiente de la recta semilog

s : con ΔP_d (pruebas de presión).

Considerando el factor de daño, la presión de fondo fluyendo en el pozo, P_{wf} está dada por la ecuación:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2 \text{ q}\mu\text{B}}{kh} \frac{1}{2} \left[L\eta \frac{0.000264 \text{ kt}}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 \right] - \frac{141.2 \text{ q}\mu\text{B}}{kh} s \quad \text{(III.3.3)}$$

Nótese que la presión de fondo fluyendo en un pozo dañado es menor en una cantidad $141.2 \text{ q}\mu\text{B}/kh$, que la presión de fondo fluyendo en un pozo sin daño.

Para expresar* en términos de las variables adimensionales, de la ecuación anterior:

$$\frac{kh}{141.2 \text{ q}\mu\text{B}} (P_i - P_{wf}) = \frac{1}{2} \left[L\eta \frac{0.000264 \text{ kt}}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 \right] + s \quad \text{(III.3.4)}$$

Usando variables adimensionales, se tiene la ecuación:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[L\eta \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right], \text{ para } \frac{t_D}{r_D^2} > 100$$

* 1a Ec. III.3.3

Substituyendo esta relación en la ec. (III.3.4.)

$$\frac{kh}{141.2 q \mu B} (P_i - P_{wf}) = P_D (1 + t_D) + S \quad (\text{III.3.5})$$

Aunque Van Everdingen y Hurst introdujeron este concepto como una caída adicional de presión, el factor de daño también puede ser cero o negativo. Un factor de daño positivo indica que la permeabilidad cercana a la pared del agujero ha sido reducida, mientras que un factor de daño negativo indica un incremento en la permeabilidad y finalmente, un factor de daño cero indica que no hay cambio en la permeabilidad.

A lo largo de la exposición anterior, el factor de daño ha sido visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. Sin embargo, en los últimos veinte años este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como fracturas, penetración parcial, perforaciones, acumulación de condensado y flujo no Darciano en pozos de gas.

III.3.2 Almacenamiento.

Hasta aquí se ha considerado que el volumen del pozo es despreciable. No obstante, en la práctica se ha demostrado que el volumen finito del pozo y el fluido dentro del pozo, afectan las presiones medidas en el mismo. Por ejemplo, si el pozo es cerrado en la superficie, el gasto en la cara de la arena, q_{sf} ,

no se detiene inmediatamente y el fluido continúa entrando al agujero hasta que la presión ejercida por los fluidos almacenados sea suficientemente grande para detener efectivamente el flujo de la formación. Este efecto es conocido como almacenamiento de pozo y fue introducido originalmente por Everdigen y Hurst en 1949⁽⁵⁾.

Algunas veces el almacenamiento de pozo es referido como una post-producción o una descarga. Ambos términos son apropiados únicamente para especificar situaciones. La post-producción se refiere al flujo a través de la cara de la arena durante las condiciones de cierre, mientras que la descarga se refiere a una liberación del fluido durante el decremento.

Cuando un pozo se abre en la superficie, el gasto en la superficie, q , inicialmente es debido a la descarga del pozo.

Como esta descarga gradualmente disminuye a cero, el flujo en la formación se incrementa de cero a q . Por consiguiente, un gasto constante en la superficie es la suma de dos gastos que cambian en sentidos opuestos, esto es, la descarga del pozo que disminuye más el flujo de la formación que aumenta.

Esto ilustra que el efecto del almacenamiento de pozo está asociado con un gasto en la formación que varía continuamente.

La constante de almacenamiento, C , está definida por:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad ; \quad (\text{III.3.6})$$

donde:

C es la constante de almacenamiento en bls/psi; ΔV es el cambio de volumen de fluido en el pozo, a las condiciones medias del pozo, en bls; y Δp es el cambio en la presión de fondo, en psi.

El almacenamiento de pozo puede originarse de varias maneras. Los ejemplos más comunes son la compresión del fluido y el movimiento de una interfase gas-líquido. Estos dos efectos se verán a continuación con cierto detalle para entender la naturaleza fundamental del almacenamiento de pozo.

Si una parte del fluido producido en el cabezal del pozo se origina por la descarga del mismo, el resultado de la producción del fluido puede ser una caída del nivel del líquido en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Esta situación ocurre cuando un pozo de bombeo mecánico sin empacador es abierto. El volumen del fluido descargado del espacio anular por unidad de caída de presión en la cara de la arena aproximadamente será constante, esto es:

$$C = \frac{Vu}{\frac{p}{144} \frac{g}{9c}}, \dots \text{(III.3.7)}$$

{ Ec. válida para columnas de líquido, subiendo o bajando (pozos llenándose o descargándose).

donde:

V_w : Es el volumen del pozo por unidad de longitud en bls/pie;

ρ : es la densidad del fluido en el pozo en lbm/pie^3 ;

g : es la aceleración debida a la gravedad en pie/seg^2 ;

g_c : es una constante de conversión e igual a 32.17

$$\frac{\text{lbm pie}}{\text{lbf seg}^2}; \text{ y}$$

C es la constante de almacenamiento en bls/psi.

Si el pozo está completamente lleno de un líquido bajo saturado o gas (fluido en una fase) la producción del fluido producido del pozo por unidad de caída de presión aproximadamente también será constante,

$$C = V_w c, \quad (\text{III.3.8})$$

donde V_w es el volumen total del pozo en bls y c es la compresibilidad isotérmica del fluido en el pozo, en psi^{-1} .

Nótese que la compresibilidad del fluido debe ser evaluada a la temperatura media del pozo y no a la temperatura de la formación. En las ecuaciones (III.3.7) y (III.3.8) se señala que C es una constante. Realmente esto no es así ya que la compresibilidad del fluido depende de la presión; la constante de almacenamiento puede variar con la presión. Afortunadamente, tal variación en la constante de almacenamiento solamente es importante en pozos de gas o en pozos con un nivel de líquido variable durante la prueba.

Ejemplo N°1.- Se **inyecta** agua en una arena a 2,120 pies a través de una tubería de revestimiento de 4.75 in de diámetro y 16 -- lbm/pie. Calcular la constante de almacenamiento para:

- a).- Una presión de inyección en la cabeza del pozo de 400 psi,
y b).- Un vacío en la cabeza del pozo. Se estima que la compresibilidad del agua es de $3.25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ y la densidad es de 62.4 lbm/pie^3

Solución:

- a).- Cuando la presión en la cabeza del pozo es mayor que cero la ecuación (III.3.8) debe usarse para calcular C^+ . Para la TR anterior, el volumen del pozo por unidad de longitud es $V_u = 0.0161 \text{ bls/pie}$ por lo tanto; $V_w = (0.0161)(2120) = 34.13 \text{ bls}$. Usando la ecuación (III.3.8), $C = (34.13) / (3.25 \times 10^{-6}) = 1.11 \times 10^{-4} \text{ bls/psi}$.

- b).- En este caso hay un nivel de líquido variable en el pozo, así que la ecuación (III.3.7) es usada:

$$c = \frac{0.0161}{\left(\frac{62.4}{144} \times \frac{32.17}{32.17} \right)} = 3.72 \times 10^{-2} \text{ bls/psi.}$$

Como se observa en el ejemplo anterior, la magnitud de la constante de almacenamiento por cambio de nivel de líquido es mayor que la constante por compresión de fluido. En este caso hay un factor de aproximadamente 340 de diferencia.

Debe notarse que la duración de los efectos de almacenamiento puede cambiar notablemente dependiendo del parámetro físico el cual causa el almacenamiento. Indudablemente que la duración de los efectos de almacenamiento son proporcionales a C.

En la Fig. N° (III.32) se muestra esquemáticamente la relación del gasto en la cara de la arena, q_{sf} , al gasto en la superficie, q , cuando el gasto en la superficie se cambia de 0 a q en el tiempo 0. Cuando $C = 0$, $q_{sf}/q = 1$ para todo tiempo. Para $C > 0$, q_{sf}/q cambia gradualmente de cero a uno. Mientras más grande es C , la región de transición es mayor.

+ Puesto que se tiene una fase

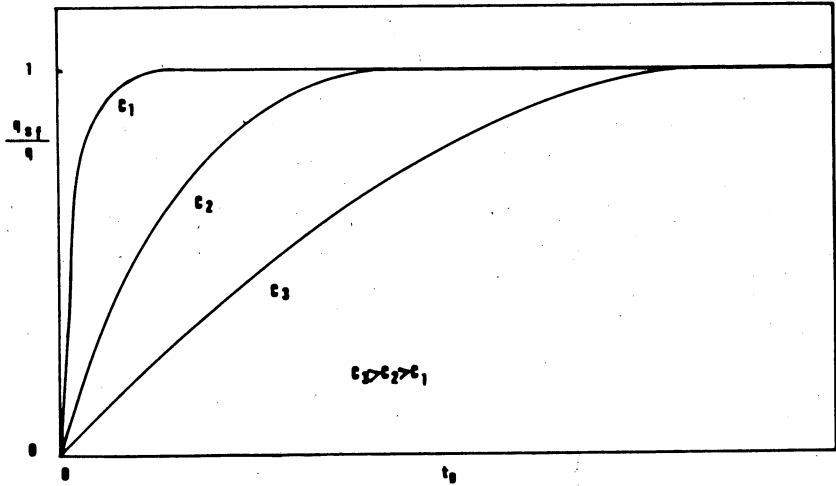


FIG. (III.3.2) EFECTO DEL ALMACENAMIENTO DE POZO EN EL GASTO QUE OCURRE EN LA CARÁ DE LA ARENA.

POZO INYECTOR

ANTES DEL CIERRE

DESPUES DEL CIERRE

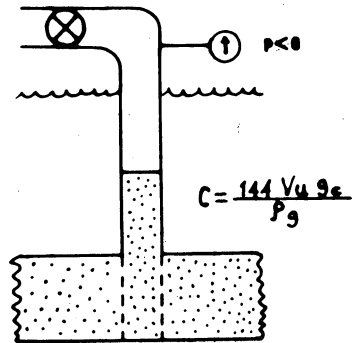
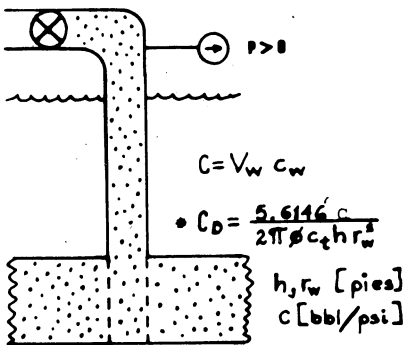


FIG. (III.3.3) CONDICIONES DEL POZO QUE MUESTRAN UN INCREMENTO EN C_D

Frecuentemente el coeficiente de almacenamiento de un pozo no es constante a lo largo de una prueba de transmisión de presión. Cambios repentinos en el coeficiente de almacenamiento son fáciles de visualizar y ocurren con relativa frecuencia. En la Fig. N°(III.3.3 se muestra una condición de pozo que puede causar un incremento en el coeficiente de almacenamiento. Cuando un pozo inyector con una alta presión en la cabeza del pozo es cerrado para una prueba "falloff", la presión en la cabeza del pozo permanece alta inmediatamente después del cierre, sin embargo, unos minutos después, la presión de fondo cae por debajo de la presión hidrostática, el nivel del líquido comienza a caer y forma un vacío; cuando esto sucede, el coeficiente de almacenamiento se incrementa de un coeficiente por compresión de fluido, ecuación (III.3.8) a otro por caída de nivel de líquido, ecuación (III.3.7). El cambio puede ser por un factor de 100 ó más. En la Fig. N°(III.3.4) se muestra el comportamiento de presión teórico para diferentes valores de C_D .

Una disminución del coeficiente de almacenamiento puede ocurrir durante una prueba de incremento de presión en un pozo productor con bombeo mecánico. En la Fig. N°(III.3.5) se muestra una terminación típica de un pozo productor que puede causar una disminución en el coeficiente de almacenamiento. Mientras el pozo está bombeando, el nivel del líquido es bajo inmediatamente después del cierre, pero sube cuando la presión aumenta. Cuando el nivel del líquido alcanza el empacador (ahí puede existir un pequeño amortiguador de gas), el coeficiente de almacenamiento cae de un valor relativamente grande por un nivel de líquido variable a un valor relativamente pequeño por compresión.

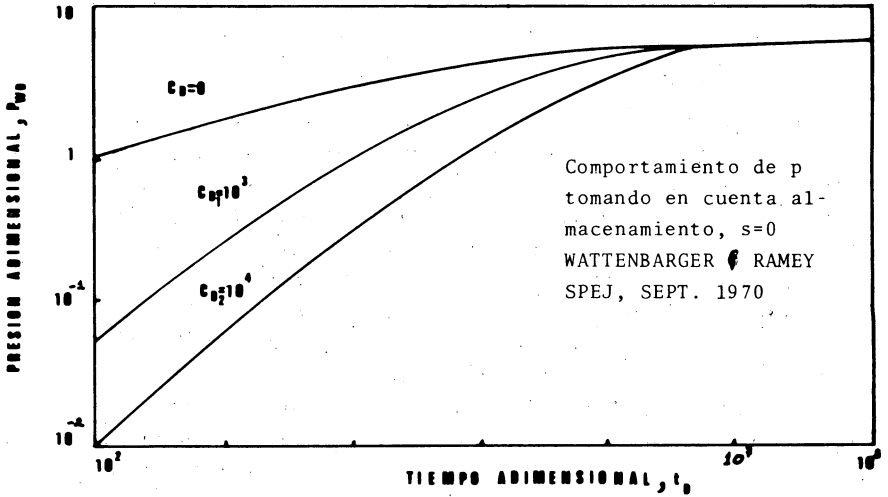


FIG. III.3.4 COMPORTAMIENTO TEORICO DE LA PRESION PARA DIFERENTES VALORES DE C_D .

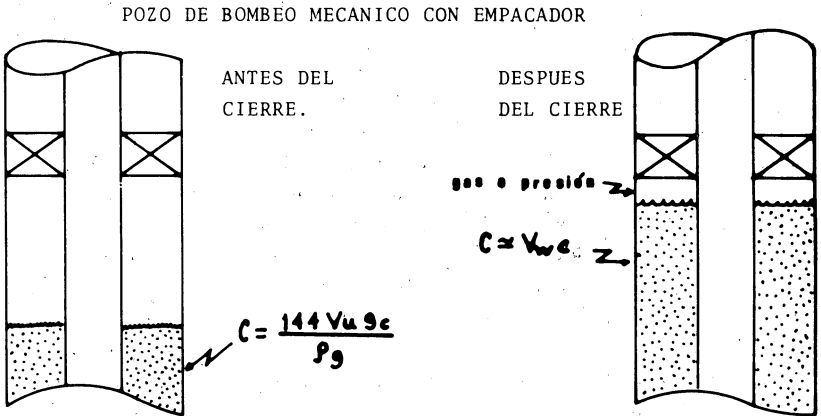


FIG. III.3.5 CONDICIONES DEL POZO QUE MUESTRAN UN DECREMENTO EN EL VALOR DE C .

De manera similar a la presión adimensional y al tiempo adimensional, la constante adimensional de almacenamiento, C_D , fue definida por Van Everdingen y Hurst como sigue:

$$C_D = \frac{c}{2\pi\phi hc_t r_w^2}, \quad (\text{III.3.9})$$

donde: C (pie³/psi), ϕ (fracción), h (pie) c_t (psi⁻¹) y r_w (pie). La ecuación anterior se transforma en la siguiente cuando se utilice C en bls/psi.

$$C_D = \frac{5.615 C}{2\pi\phi hc_t r_w^2} \quad (\text{III.3.10})$$

Para considerar los efectos del almacenamiento de pozos y del factor de daño, la ecuación de difusión debe resolverse modificando las condiciones de frontera apropiadas (Fig. C-6) (*).

El problema matemático que debe resolverse es:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}, \quad (\text{III.3.11})$$

Con las condiciones inicial y de frontera externa siguientes:

$$P_D = 0 \quad \text{cuando} \quad t_D = 0 \quad \text{para} \quad r_D; \quad (\text{III.3.12})$$

$$P_D \rightarrow 0 \quad \text{cuando} \quad r_D \rightarrow \infty \quad \text{toda} \quad t_D, \quad (\text{III.3.13})$$

Mientras que la condición de frontera interna es:

$$C_D \frac{\partial P_{wD}}{\partial t_D} - \left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = 1, \quad \psi \quad (\text{III.3.14})$$

$$P_{wD} = \left[P_D - S \left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1} \quad (\text{III.3.15})$$

El caso de un sólo pozo con un gasto de producción constante en un yacimiento infinito fué resuelto numéricamente por Agarwal, Al-Hussainy y Ramey⁽⁶⁾. La Fig. N° C-6* (Earlougher) muestra gráficamente los resultados obtenidos por estos autores.

Analizando la Fig. N° (C-6), se observan varios aspectos interesantes. Primero, todas las curvas con valores de C_D diferente de cero, forman una línea recta de pendiente unitaria (45°) -- para valores pequeños de t_D . Agarwal, Al-Hussainy y Ramey -- confirmaron esto matemáticamente cuando demostraron que, para tiempos muy cortos,

$$P_{wD}(C_D, t_D) = \frac{t_D}{C_D} \quad (\text{III.3.16})$$

o en términos de variables reales,

$$\Delta p = \frac{qB\Delta t}{24 C} \quad (\text{III.3.17})$$

La ecuación (III.3.17) proporciona un medio para calcular la -

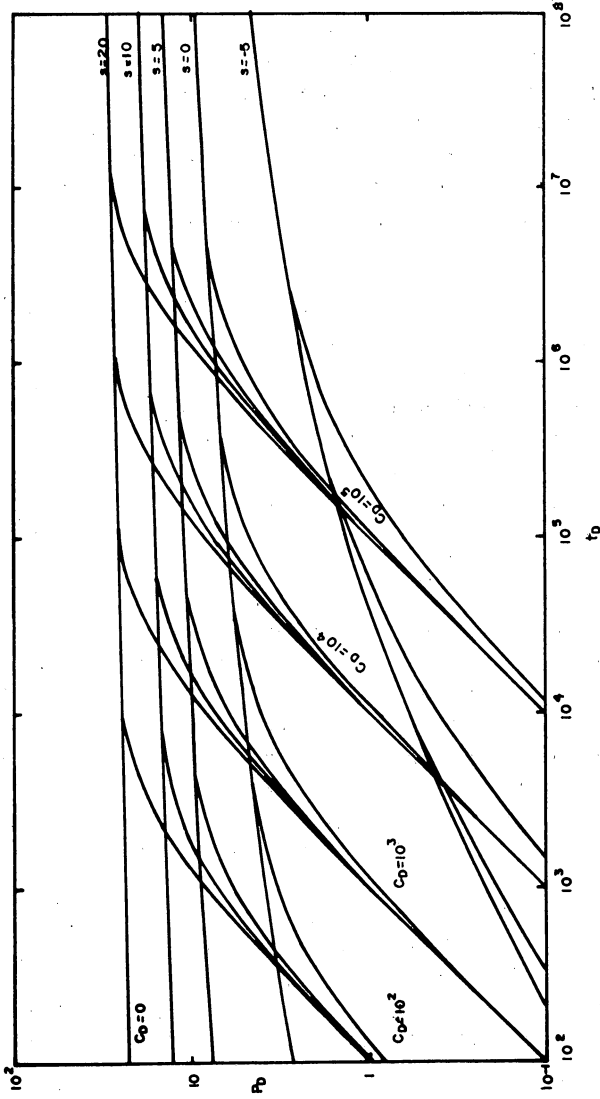


FIG. C. 6. - CURVAS TIPO QUE INCLUYEN DAÑO Y ALMACENAMIENTO, YACIMIENTO INFINITO.

la constante de almacenamiento, c , a partir de los datos de la prueba e independientemente del tipo del almacenamiento. Los valores de Δp y Δt son leídos de un punto sobre la línea de pendiente unitaria. Para el caso de una prueba de incremento de presión, Δt corresponde al tiempo de cierre, y para el caso de una prueba de decremento, Δt corresponde al tiempo de producción.

Los datos de presión para tiempos muy cortos, los cuales forman una línea recta de pendiente unitaria en la gráfica log-log de P_D contra t_D (Fig. C-6), están totalmente controlados por el almacenamiento de pozo. Ya que durante este tiempo toda la producción es debida a la descarga del pozo, los datos de presión obtenidos durante este período de flujo no describen el comportamiento del yacimiento, y consecuentemente, estos datos no pueden ser analizados para evaluar las propiedades de la formación.

Refiriéndose de nuevo a la Fig. (C-6)*, se observa que después de que termina la línea de pendiente unitaria, los datos de presión caen por debajo de la extrapolación de la línea de 45° . Después de un tiempo suficientemente grande, los datos de presión inceptan una curva de $C_D=0$ y un valor determinado de s . Para valores de t_D menores que 1700, P_D es una función lineal de t_D y la pendiente es unitaria. Como se discutió anteriormente, el almacenamiento de pozo es el factor que controla los datos de presión en este intervalo de tiempo. Para valores de t_D mayores que 1700, P_D se desvía por debajo de la línea recta de pendiente unitaria.

Finalmente, para un valor de $t_D = 9 \times 10^4$, el valor de P_D coincide con la curva de $C_D = 0$ y $S = 10$. Esto físicamente

* Considerando $C_D = 1000$

significa que para valores de t_D mayores de 9×10^4 , los efectos de almacenamiento de pozo son despreciables y este tiempo corresponde al comienzo de la línea recta semilog usada, en los métodos convencionales de análisis (Horner y Miller -Dyes-Hutchinson). Los datos comprendidos en el intervalo de $1700 < t_D < 9 \times 10^4$ están afectados tanto por el almacenamiento de pozo como por el factor de daño.

El tiempo requerido para alcanzar el comienzo de la línea recta semilog puede ser estimado de la ecuación:

$$t_D = C_D (60 + 3.5 s) \quad (III.3.18)$$

o en términos de las variables reales:

$$t = \frac{602.9 C (60 + 3.5 s)}{(kh/\mu)} \quad (III.3.19)$$

donde: t (hrs), C (pie³/psi), k (md), h (pie) y μ (cp).

Ec. III.3.18 es para pruebas de decremento y de inyectividad.

Chen y Brigham demostraron que los datos de las pruebas de incremento de presión y "falloff" son más sensibles al factor de daño y propusieron la siguiente relación:

$$t_D \gg 50 C_D e^{0.14 s} \quad (III.3.20)$$

o en función de las variables reales:

$$t \gg \frac{30143 C e^{0.14 s}}{\left(\frac{kh}{\mu}\right)}, \quad (III.3.21)$$

donde las unidades de las variables son las mismas que las de la Ec. (III.3.19).

Nótese en las ecuaciones (III.3.18) y (III.3.20) que el factor de daño influye mucho más en una prueba de incremento de presión (o en pruebas de falloff) que en una prueba de decremento de presión (o que en una prueba de inyección). Estas -- ecuaciones son muy útiles en el diseño de una prueba de transmisión de presión para determinar el tiempo en horas para -- correr una prueba antes del comienzo de la convencional línea recta semilog. Si se desea un ciclo logarítmico de la línea recta, entonces será necesario correr la prueba por un período de tiempo igual a 10 veces el tiempo calculado por las -- ecuaciones (III.3.19) ó (III.3.21).

Ejemplo III.3.- Calcular el tiempo en horas requerido para el comienzo de la recta semi-log para el -- caso de una prueba de decremento de presión; suponer que el pozo no está dañado ($s = 0$) y que el almacenamiento de pozo es causado por un nivel de líquido variable.

Considérese que fluye agua en una formación de 200 pies de espesor y 50 md de permeabilidad. El volumen del pozo por unidad de longitud es de 0.049 bls/pie.

Solución:

$$C(\text{pie}^3/\text{psi}) = \frac{(5.615) (0.049)}{\frac{62.4}{144} \times \frac{32.17}{32.17}} = 0.635$$

de la ecuación (III.3.19),

$$t \text{ (horas)} = \frac{(602.9) (0.635) (60)}{(50) (200)/(1)} = 2.3$$

Por lo tanto, se requieren 2.3 horas para alcanzar el comienzo de la línea recta semilog y 23 horas para obtener un ciclo logarítmico de línea recta.

III.3.3 PRINCIPIO DE SUPERPOSICION.

Hasta aquí, únicamente se han considerado sistemas con un sólo pozo produciendo a un gasto constante. Puesto que los sistemas reales generalmente tienen varios pozos operando a gastos variables, es necesaria una técnica más general para estudiar los problemas asociados con las pruebas de transmisión de presión.

Estos problemas de pozos múltiples y gastos variables pueden ser estudiados mediante la aplicación del principio de superposición. Este principio establece que una combinación lineal de soluciones de una ecuación diferencial lineal homogénea es también solución de dicha ecuación diferencial.

El flujo transitorio de fluidos ligeramente compresibles en un medio poroso homogéneo es descrito por la ecuación de difusión, la cual fue presentada previamente; puesto que esta ecuación es lineal y homogénea, se puede aplicar el principio de superposición para obtener soluciones a problemas de fluido complicados.

III.3.3.1 SUPERPOSICION EN ESPACIO

Consideremos dos pozos separados una distancia "d", produciendo a gastos constantes q_1 y q_2 , desde el tiempo $t = 0$; en la Fig. III.3.6 se presenta el comportamiento de la presión en el pozo 1.

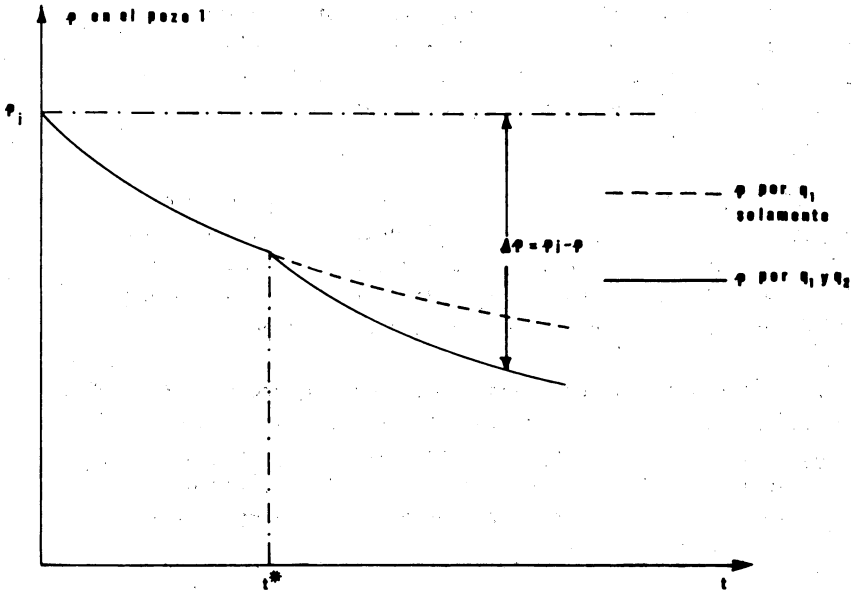
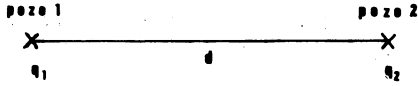


FIG. III. 3.6

El tiempo t^* depende de la distancia "d" y de las características del sistema roca-fluidos.

Despejando Δp de la expresión adimensional de la presión:

$$\Delta p = \frac{q\mu B}{2\pi kh} p_D(r_D, t_D), \quad (\text{III.3.22})$$

donde:

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left[-\frac{r_D^2}{4t_D} \right] \quad (\text{III.3.23})$$

(los valores de E_i son negativos). ⁽⁸⁾

es la solución fuente lineal de la forma radial de la ecuación de difusión.

Aplicando el principio de superposición se obtiene la siguiente ecuación para calcular Δp , en el pozo 1, a cualquier tiempo, debida a la producción en ambos pozos:

$$\Delta p_1 = -\frac{\mu B}{4\pi kh} \left[q_1 E_i \left(-\frac{r_{D1}^2}{4t_D} \right) + q_2 E_i \left(-\frac{r_{D2}^2}{4t_D} \right) \right], \quad (\text{III.3.24})$$

donde:

$$r_{D1} = r_w/r_w = 1$$

$$r_{D2} = \frac{d}{r_w}$$

III.3.3.2 Superposición en tiempo.

Ahora se considera solamente un pozo:

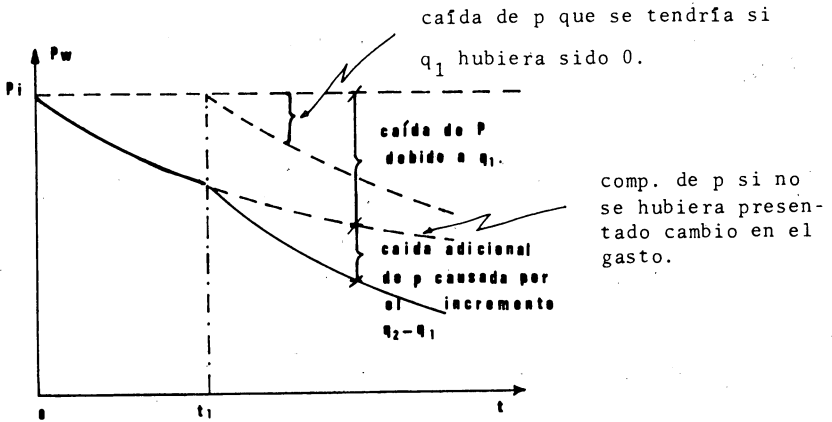
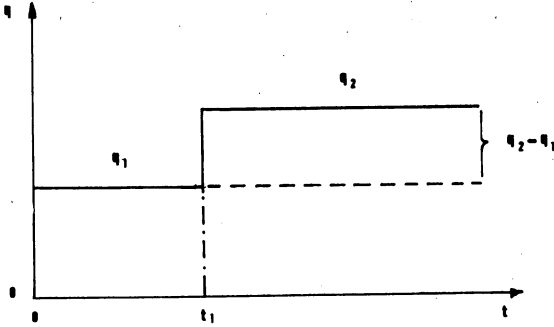


FIG. III.3.7 HISTORIA DE GASTOS Y RESPUESTA DE LA PRESION EN EL FONDO DEL POZO.

ECUACIONES PARA CALCULAR EL COMPORTAMIENTO
DE LA PRESION MOSTRANDO CUALITATIVAMENTE EN
LA FIG. III.3.7

Para $t \leq t_1$:

Δp se calcula con la Ec. III.3.22, usando $q = q_1$ (se recuerda que $\Delta p = p_i - p$).

Para $t > t_1$, aplicando el principio de superposición:

$$\Delta p = \frac{q_1 \mu B}{2\pi k h} p_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2\pi k h} p_D(t-t_1), \quad (\text{III.3.25})$$

donde:

$$p_D(t-t_1) = -\frac{1}{2} E_i \left[-\frac{\phi \mu c r_w^2}{4k(t-t_1)} \right]$$

La Ec. III.3.25 es aplicable también para los casos en los que $q_2 = q_1$; $q_2 < q_1$; $q_2 = 0$; $q_2 < 0$.

Para tres gastos (q_1 de 0 a t_1 ; q_2 de t_1 a t_2 y q_3 para $t > t_2$):

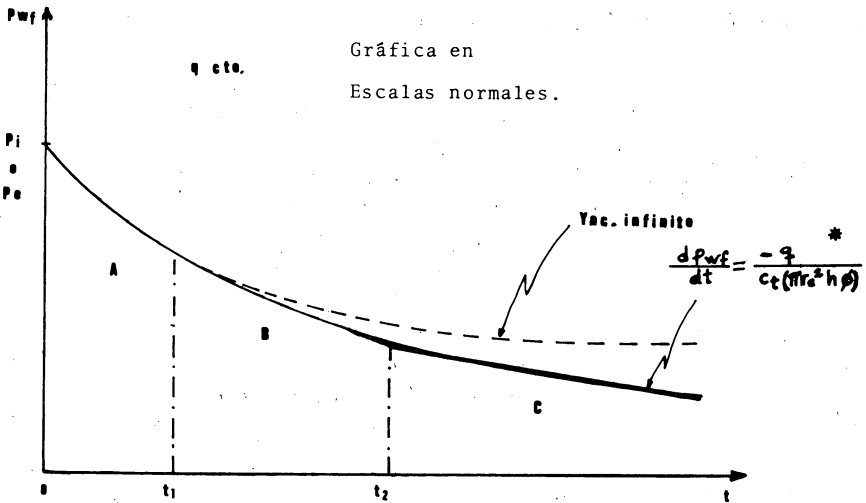
$$\Delta p = \frac{\mu B}{2\pi k h} \left[(q_1) p_D(t) + (q_2 - q_1) p_D(t-t_1) + (q_3 - q_2) p_D(t-t_2) \right]. \quad (\text{III.3.26})$$

(para $t > t_2$)

Así sucesivamente para cualquier número de cambios en el gasto.

III.3.4 PERIODOS O RÉGIMENES DE FLUJO

Comportamiento de la presión (yacimientos volumétricos).



- A: Período transitorio; (Unsteady State). Comportamiento de p igual al de un yac. infinito. (0 a t_1)
- B: Período de transición (late transient) (de t_1 a t_2)
- C: Período pseudo-permanente, (Pseudo steady state). Se caracteriza por una variación lineal de p (se presenta a partir de t_2); en este período la variación de p vs t se calcula con la expresión mostrada en la figura).

(El régimen permanente se presenta en yacimientos con p constante, en $r = r_e$).

*. Ec. 45, pág. 118, Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería de Yacimientos.

III.4 PRUEBAS DE DECREMENTO

- 4.1 Introducción
- 4.2 Bases del análisis
- 4.3 Ejemplo
- 4.4 Volumen drenado por un pozo
- 4.5 Curvas tipo

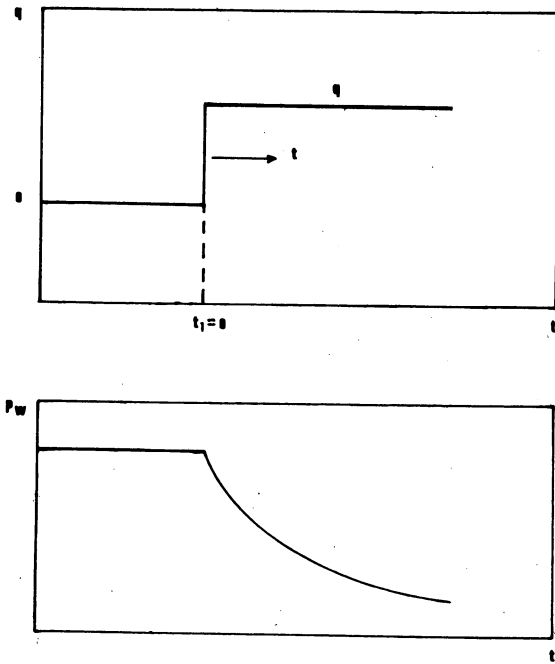


FIG. III.4.1 GASTO Y RESPUESTA DE LA PRESION.
PRUEBA DE DECREMENTO.

III.4.1 Introducción

Etapa ideal para efectuarlas: al principio de la explotación.

Información obtenida: K, s, volumen drenado.

Ventajas: económica (no hay cierre), técnica: volumen drenado.

Desventaja: dificultad de q cte.

III.4.2 Bases del análisis.

Aplicando la Ec. III.3.25:

(en este caso $q_1 = 0$; $q_2 = q$)

$$\Delta P = p_i - p_{wf} = \frac{q\mu B}{2\pi kh} p_D(t), \tag{III.4.1}$$

$$\text{donde } p_D(t) = -\frac{1}{2} E_i\left(-\frac{\phi\mu c_t r_w^2}{4kt}\right). \tag{III.4.2}$$

Considerando que se puede usar la aproximación logarítmica, con \log_{10} , unidades del sistema inglés e incluyendo el factor de daño se tiene (usando c_t en lugar de c):

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 q\mu B}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right]. \tag{III.4.3}$$

(Ec. 3.4, "Earlougher")

La gráfica de la Ec. III.4.3 es una línea recta (graficando $\log t$ vs. p_{wf}). Agrupando la intercepción y la pendiente, dicha ecuación se puede escribir como:

$$p_{wf} = m \log t + p_{1 \text{ hr}} \quad (\text{III.4.4})$$

Teóricamente, una gráfica de p_{wf} vs $\log t$ (comúnmente llamada gráfica semilog) debe ser una línea recta con pendiente m e intercepción $p_{1 \text{ hr}}$. En la Fig. III.4.2 se muestra que la porción de la línea recta (línea recta semilog) se presenta después de que desaparecen los efectos de almacenamiento; no se presentan datos después de finalizar el período de actuación igual al de un yacimiento infinito (habría una desviación de la línea recta).

La pendiente de la línea recta semilog en la Fig. III.4.2 y en la Ec. III.4.4 se observa en la Ec. III.4.3. Esta pendiente es:

$$m = - \frac{162.6 \text{ } q \mu B}{kh} \quad (\text{III.4.5})$$

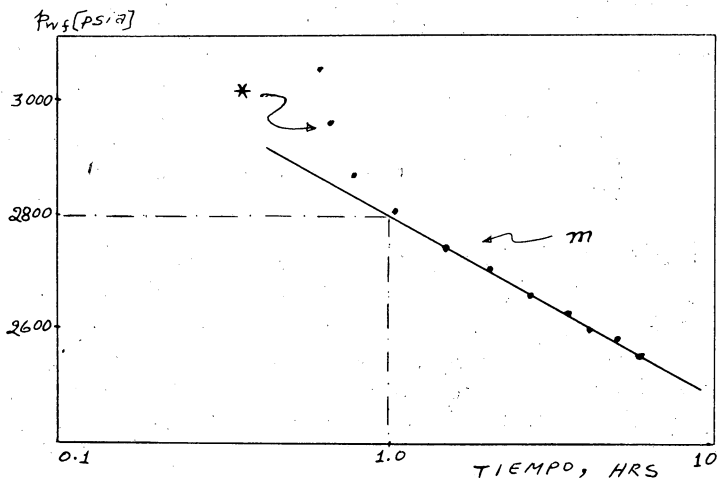


FIG. III.4.2. GRAFICA SEMILOG. SE INCLUYEN EFECTOS DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO.

* Desviación de la recta por efectos de almacenamiento.

El valor de p con $\log t = 0$, el cual ocurre a $t = 1$, se obtiene también de la Ec. III.4.3:

$$p_{1hr} = p_i - m \left(\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right) \quad (\text{III.4.6})$$

Se requieren (recomendación del autor para evitar el riesgo de cometer grandes errores al identificar la línea recta semilog y obtener la información del yacimiento) dos gráficas de datos de una prueba de decrecimiento de presión para efectuar el análisis. Una es la gráfica log-log, $\log(p_i - p_{wf})$ vs. $\log t$, que se usa para estimar el tiempo a partir del cual ya son despreciables los efectos de almacenamiento, y la otra es la gráfica semilog.

Cuando la pendiente de la curva es un ciclo en Δp por ciclo - en t (pendiente unitaria), predominan dichos efectos, por lo que no es posible obtener los parámetros del yacimiento en este período; en cambio, se puede calcular el coeficiente de almacenamiento, a partir de la citada recta de pendiente unitaria, usando la ecuación:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta p} \quad (\text{esta ecuación se obtiene de la definición de } C)$$

$$q \text{ (STB/D)}, \Delta t \text{ (hr)}, \Delta p \text{ (psi)}, C \text{ (}^{b1}\text{/psi)},$$

donde Δt y Δp se leen de esta recta; el valor de C obtenido debe concordar con el calculado con las ecuaciones vistas previamente (correspondientes a efectos de compresión o de nivel de líquido variable). La concordancia es afectada por RGA altas, inyecciones de fluidos viscosos y otros efectos.

El método de curvas tipo, que se verá posteriormente, es aplicable en el período desde que los datos se empiezan a desviar de la recta de pendiente unitaria (empiezan a sentirse aquí los

efectos de la formación) hasta que coinciden con los de la curva de $C = 0$ (tiempo en que desaparecen los efectos de almacenamiento). Con este método se puede obtener información del yacimiento en dicho período; aunque no con el grado de confiabilidad que con los métodos de la recta semilog (que se describe a continuación).

La gráfica semilog (p_{wf} vs $\log t$) debe empezar de 1 a 1.5 ciclos* en t después de que los datos en la curva log-log se empiezan a desviar de la recta de pendiente unitaria.

Otra forma* de estimar el principio de la recta semilog es mediante la ecuación:

$$t = (200,000 + 12,000 \text{ s}) C / (kh/\mu), \quad (\text{III.4.6}')$$

donde C (bb1/psi), k (md), h (pies), t (hr).

Se obtiene la pendiente m de la recta semilog y la permeabilidad de la formación se calcula despejándola de la Ec. III.4.5:

$$k = - \frac{162.6 q \mu B}{mh} \quad (\text{III.4.7})$$

El factor de daño s se calcula despejándolo de la Ec. III.4.6:

$$s = 1.1513 \left(\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \quad (\text{III.4.8})$$

La p_{1hr} debe leerse de la línea recta (o su extrapolación), para evitar el cálculo de una s incorrecta, que resultaría al usar una presión influenciada por efectos de almacenamiento. Lo anterior se ilustra en la Fig. III.4.2.

* Advances in Well Test Analysis, pág. 11

Si la prueba de decremento se extiende lo suficiente, la presión de fondo se desviará de la recta semilog y presentará -- la transición del período transitorio al pseudopermanente. (yacimiento volumétrico)

III.4.3. Ejemplo (Basado en el ejemplo 3.1 del "Earlougher").

Se tiene la siguiente información de una prueba de decremento de presión y del pozo donde se llevó a cabo:

$h = 130$ pies	$B_o = 1.14$
$r_w = 0.25$ pies	$\mu_o = 3.93$ cp
$q_o = 348$ STB/D	$c_t = 8.74 \times 10^{-6}$ psia ⁻¹
$p_i = 1169$ psia	$\phi = 0.20$

t (hr)	P_{wf} (psia)	t (hr)	P_{wf} (psia)
0.015	1159	0.6	989
		1.0	979
0.03	1149	2.0	968
		3.0	962
		4.0	958
0.06	1129	5.0	955
		8.0	950
0.09	1109	10.0	948
		14	945
0.15	1069	16	943
		20	938
0.20	1049	30	931
		40	922
0.30	1019	46	918
		54	912
		65	905
		70	901

1.- Calcular:

- (a).- C , (b).- k_o (c).- s

2.- Estimar:

- (a). El período en el que predominan los efectos de almacenamiento.
- (b). El período en el que el comportamiento de p es afectado por el almacenamiento (incluye al (a)).
- (c). El tiempo a partir del cual ya son despreciables los efectos de almacenamiento (recta semilog).

Solución:

- (a). La gráfica log-log de los datos de prueba se presenta en la Fig. III.4.3, en la que se observa, que de la recta de pendiente unitaria, para $\Delta t = 0.135$ hrs se tiene $\Delta p = 90$ psi. Por tanto, usando la Ec. III.3.17

$$C = \frac{q_o B_o \Delta t}{24 \Delta p} = \frac{348 \times 1.14 \times 0.135}{24 \times 90} = 0.0248 \text{ bl/psi}$$

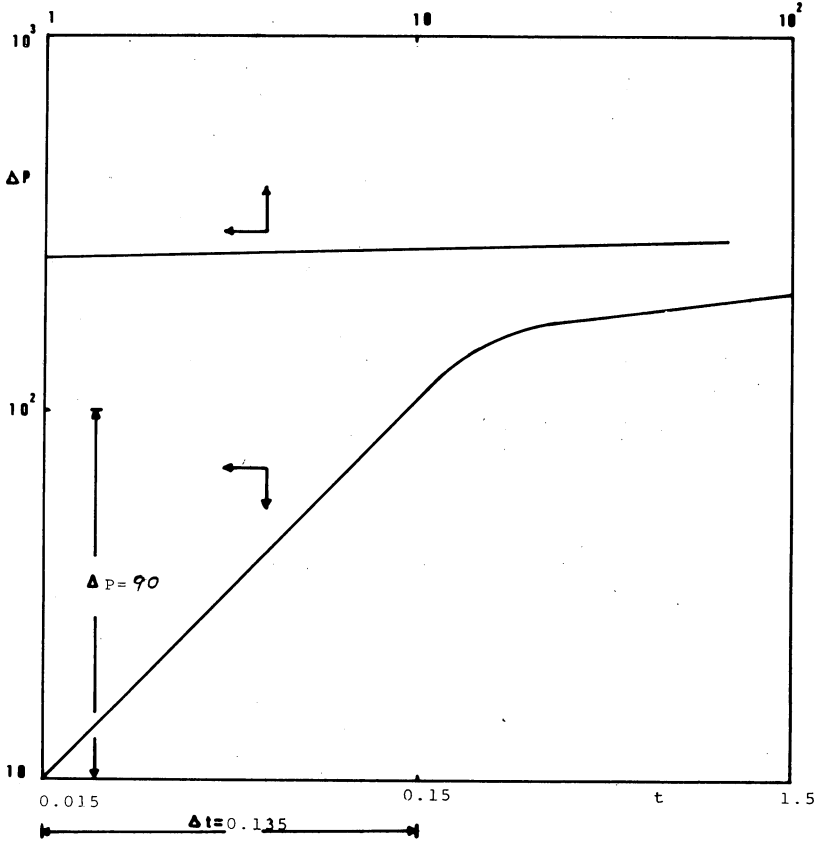


FIG. III.4.3.- DATOS DE LA PRUEBA DEL EJEMPLO III.4.3.

- b) La gráfica semi-log se muestra en la Fig. III.4.4, en la que se tiene $m = -22 \text{ psi}^2/\text{ciclo}$ y la $p_{1hr} = 970 \text{ psia}$ (en la recta extrapolada).

Aplicando la Ec. III.4.7:

$$k_o = - \frac{162.6 \text{ q B} \mu}{mh} = - \frac{162.6 \times 348 \times 1.14 \times 3.93}{(-22)(130)} = 89 \text{ md}$$

- c) Utilizando la Ec. III.4.8:

$$s = 1.1513 \left[\frac{970.0 - 1169.0}{-22} - \log \left(\frac{89}{0.2 \times 3.93 \times 8.74 \times 10^{-6} \times 0.25^2} + 3.2275 \right) \right]$$

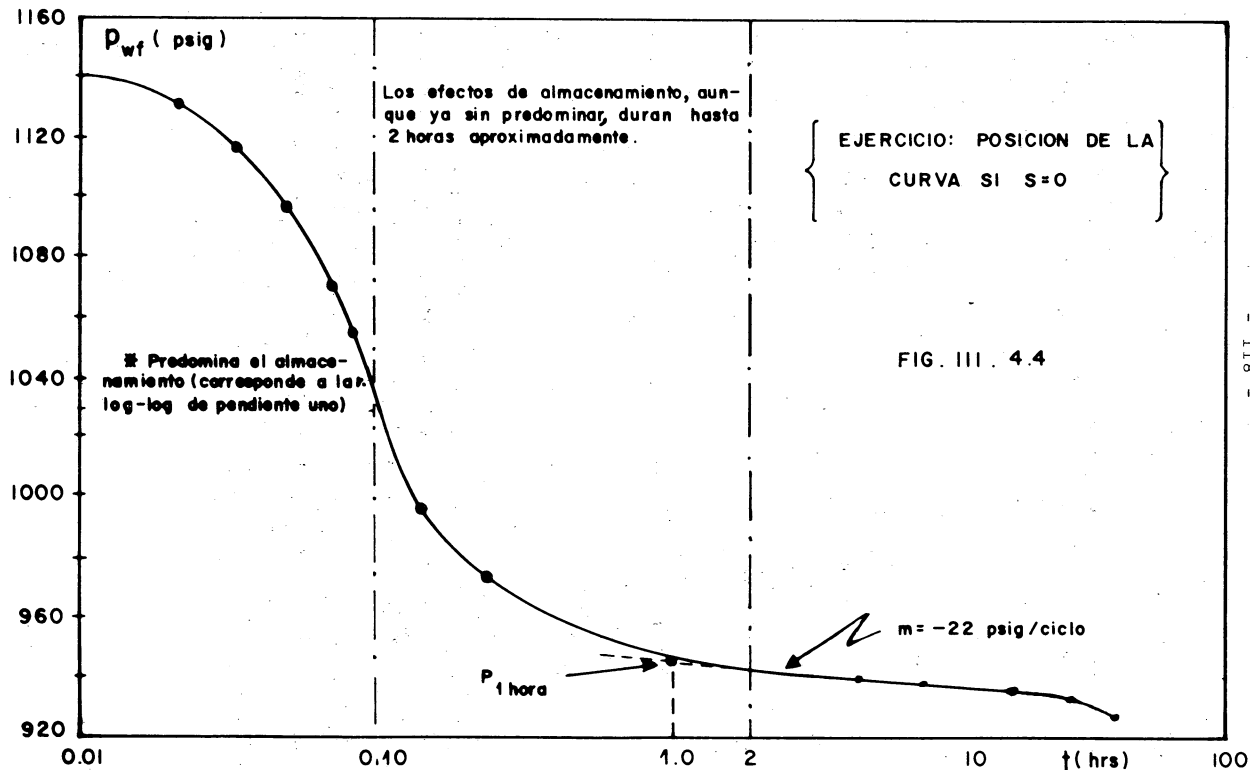
s = 4.60

- 2.a).- El tiempo en el que termina el predominio de los efectos de almacenamiento es, aproximadamente, de 0.15 hrs., según se observa en la gráfica log-log.
- b).- De la gráfica semi-log se deduce que el período en el que el comportamiento de la presión es afectado por almacenamiento termina aproximadamente en 2 horas.

REFLEJO DEL *
ALMACENAMIENTO

REFLEJO DEL
ALMACENAMIENTO

REFLEJO DE LAS PROPIEDADES
DE LA FORMACION



c).- Del inciso anterior (y de la gráfica semi-log), el tiempo a partir del cual ya son despreciables dichos efectos de almacenamiento es aproximadamente 2 hrs. Usando la Ec. - III.4.6' se tiene:

$$t = (200,000 + 12000 s) C / (kh/\mu)$$

$$t = \frac{(200,000 + 12000 \times 4.6) (0.0248)}{(89 \times 130/3.93)}$$

$$t = 2.15 \text{ hrs.}$$

Este tiempo está entre 1 y 1.5 ciclos después de que los datos de la gráfica log-log se empiezan a desviar de la recta de pendiente unitaria.

III.4.4.- Volumen drenado por un pozo.

Para el caso de un yacimiento cilíndrico, volumétrico, con q_w constante, la solución para tiempos grandes (después del período de transición) es*:

$$p_w = p_i - \frac{qt}{c(\mathcal{T}r_e^2 h \phi)} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right),$$

de donde:

$$\frac{d p_w}{dt} = - \frac{q}{c(\mathcal{T}r_e^2 h \phi)}, \quad (\text{III.4.9})$$

lo que significa que el ritmo de declinación de la presión en el pozo es constante en el período semipermanente y es inversamente proporcional al volumen poroso.

* Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería de Yacimientos, Publicación del IMP.

Este es el principio que se utiliza para determinar el volumen de drene de un pozo, conociendo el gasto de producción y la compresibilidad del fluido.

III.4.5 Análisis de Pruebas de Decremento por Curvas Tipo.

Cuando una prueba de decremento es tan corta, tal que no se llega a la línea recta semilog, los datos no pueden ser analizados en la forma vista (método convencional). En este caso se usan las técnicas de ajuste mediante curvas tipo (o simplemente técnicas de curvas tipo). El método general se aplica a muchas clases de pruebas de pozos transitorias para algún sistema con p_D y t_D conocidas. El ajuste por curvas tipo puede ser usado para pruebas de decremento, incremento, interferencia y de presión constante. Para pruebas en un solo pozo, las curvas tipo deben usarse sólo cuando las técnicas de análisis convencional no puedan ser usadas. En tales casos, el análisis por curvas tipo puede proporcionar resultados aproximados.

La técnica de curvas tipo ha sido descrita en muchas formas; el método se presenta para usarse con las Figs. C.6 a C.8 para pruebas de decremento, en un pozo con almacenamiento y daño. En forma similar se puede usar para otros casos.

Aunque el proceso de curvas tipo parece difícil cuando se describe, es realmente sencillo.

Primero, se presenta un análisis de curvas tipo general - para p_D y t_D . Después se incluye un ejemplo de análisis usando la Fig. C.8. En la Fig. 3.5* fotográficamente se ilustran los pasos.

- 1.- Seleccione la curva tipo, usualmente una gráfica log-log de p_D vs. t_D . Para proporcionar detalles específicos, el método se ilustra usando la Fig. C.6, que es la curva tipo para un sólo pozo con efecto de almacenamiento y daño en un sistema infinito. Se grafican los datos observados de Δp vs Δt en los mismos tamaños de escala que la curva tipo. Para pruebas de decremento, la diferencia de presión es:

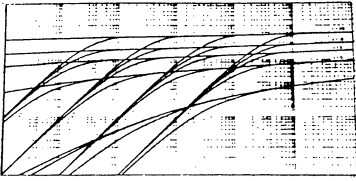
$$\Delta p = P_i - P_{wf}(t) \quad (III.4.10)$$

En general, para cualquier clase de prueba,

$$\Delta p = \left[p_w(\Delta t = 0) - p_w(\Delta t) \right] \quad (III.4.11)$$

Nótese que Δp es siempre un número positivo. El parámetro de tiempo es el tiempo que transcurre en la prueba, Δt . Para graficar los datos, use un papel calca sobre la curva tipo deseada (Fig. 3.5b); primero trace las líneas principales de la cuadrícula de la curva tipo para referencia (Fig. 3.5c) y marque las escalas de Δp (psi) y Δt (hrs) (Fig.3.5 d). Use la cuadrícula de la curva tipo, mostrada a través del papel calca como guía para graficar los datos de Δp vs Δt (Fig. 3.5 e). Con este proceso se garantiza que los datos graficados y la curva tipo tengan la misma escala.

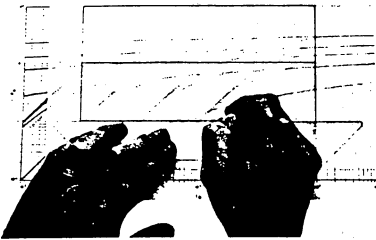
* Earlougher, Pág. 25.



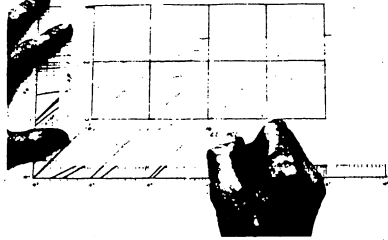
(a) Selección de la curva tipo.



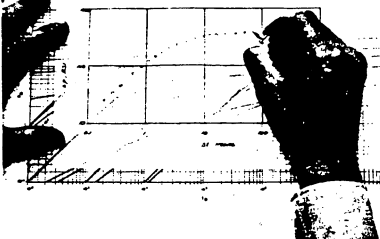
(b) Se superpone el papel transparente



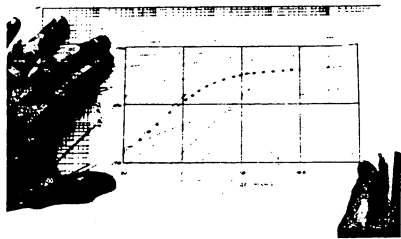
(c) Se trazan los ejes principales



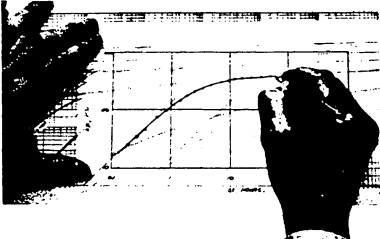
(d) Se etiquetan los ejes.



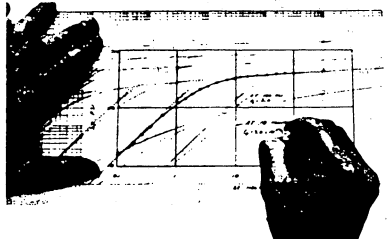
(e) Graficación de los datos.



(f) Se desliza el papel transparente

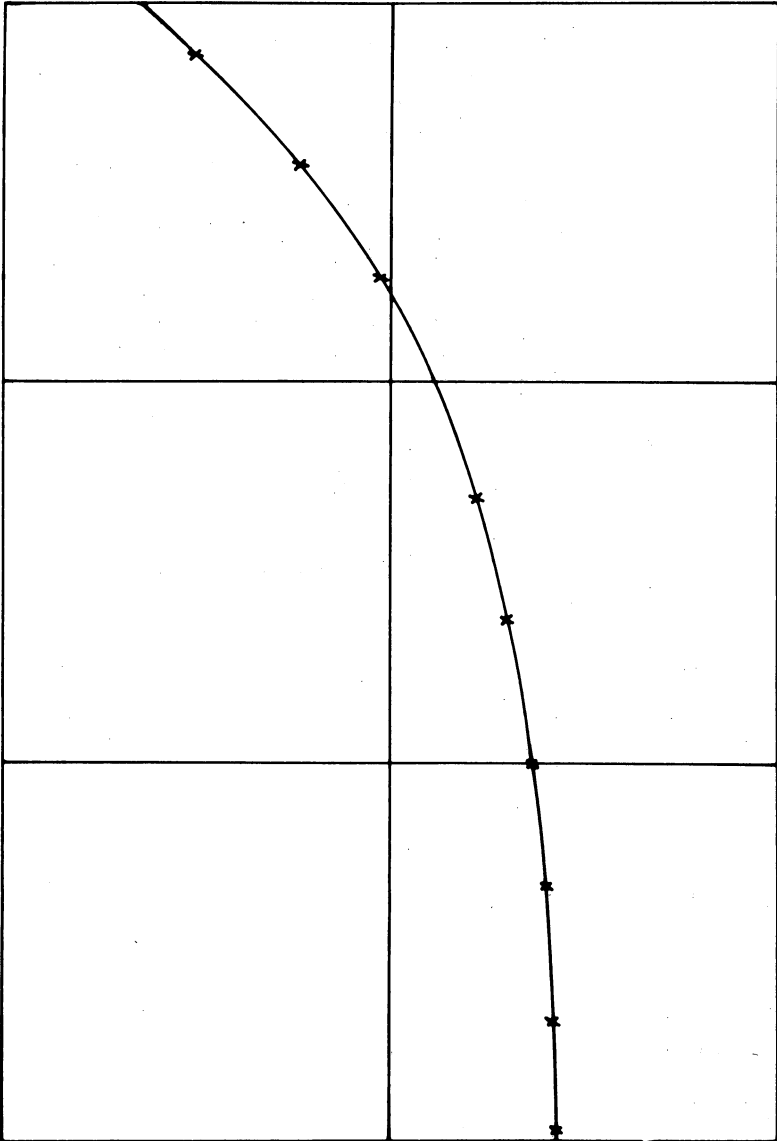


(g) Trazo de la curva ajustada.



(h) Se elige un punto de ajuste.

FIG. 3.5 SECUENCIA DEL PROCEDIMIENTO DE AJUSTE CON CURVAS TIPO⁽¹⁾.



PAPEL CALCA CON LOS DATOS GRAFICADOS.

Ignore las curvas y la escala sobre la curva tipo durante el proceso de graficación.

- 2.- Deslice el papel calca con los datos graficados manteniendo las cuadrículas paralelas hasta que los puntos graficados coincidan con alguna curva tipo (Fig. 3.5f). Las curvas tipo tienen normalmente forma similar lo cual dificulta el proceso. Después de que se hace el ajuste, trace la curva ajustada (Fig. 3.5g) y escoja un punto conveniente sobre los datos graficados, tal como una intersección de líneas de cuadrícula principales (ver la Fig. 9.4, pág. 107, del "Earlougher"). Registre los valores correspondientes a este punto ($(\Delta p)_M$ y $(\Delta t)_{M*}$) y aquéllos del punto en la cuadrícula de la curva tipo ($(p_D)_M$ y $(t_D)_M$) (Fig. 3.5h).

Los datos ajustados se usan para estimar propiedades de la formación.

- 3.- En la Fig. C.6 (la mayor parte de las figuras del Apéndice también pueden ser usadas), la ordenada de la curva tipo es la presión adimensional:

$$p_D = \frac{\Delta p \ k \ h}{141.2 \ q B \mu} \quad \text{(III.4.12)}$$

Por sustitución de los valores del punto ajustado del paso 2 y reordenando la Ec. III.4.12, se estima la permeabilidad de la formación:

* M de "match", (ajuste).

$$k = \frac{141.2 \text{ } qB\mu}{h} \frac{(P_D)_M}{(\Delta P)_M} \quad (\text{III.4.13})$$

- 4.- Similarmente, usando la definición del tiempo adimensional

$$t_D = \frac{0.000264 \text{ } k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2}, \quad (\text{III.4.14})$$

con los datos del punto ajustado en la escala de tiempo y la permeabilidad determinada, estime el producto de la porosidad por la compresibilidad del sistema; despejando ϕc_t de la ecuación anterior:

$$\phi c_t = \frac{(0.000264 \text{ } k)}{\mu r_w^2} \frac{(\Delta t)_M}{(t_D)_M} \quad (\text{III.4.15})$$

- 5.- Si la curva tipo es una de las que se tienen en la gráfica y es identificada por un (s) parámetro (s), tal como el coeficiente de almacenamiento y el factor de daño en la Fig. C.6, ese (s) parámetro (s) puede(n) ser usado(s) para estimar información adicional del pozo y del yacimiento.

La Fig. C.6 es una de las muchas curvas tipo disponibles. La Fig. C.8* es útil para análisis de pruebas de decremento e incremento de presión para pozos con almacenamiento y daño, si la línea recta semilog no se presenta. El procedimiento para el análisis de esta curva tipo, en el cual no se usan p_D y t_D , es el siguiente. La explicación es más fácil de entender si se usan los datos del Ejemplo 3.2 (Pág. 130 de estos apuntes). * Pág. 131

- 1.-a. Grafique los datos observados en la prueba; $\Delta p/\Delta t$ (psi/hr) en la ordenada vs Δt (hr) en la abscisa, en el papel calca, sobre la cuadrícula de la Fig. C.8 (en forma similar a como se ilustra en la Fig. 3.5).
- 1.-b. Estime el coeficiente de almacenamiento (este paso puede ser omitido y C puede ser estimado del paso 2.b.)

$$C = V_w c, \quad (\text{III.4.16})$$

para un pozo sin interfase gas-líquido o

$$C = \frac{V_u}{\left(\frac{\rho}{144} \frac{g}{gc} \right)}. \quad (\text{III.4.17})$$

para un pozo con cambio de nivel de líquido.

- 1.-c. Estime el valor de $\Delta p/\Delta t$ donde el valor de la ordenada de la Fig. C.8 sea igual a uno:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24 C}{q_B} \right) \text{ Fig. C.8} = 1, \quad (\text{III.4.18})$$

de donde se obtiene la expresión para estimar $\frac{\Delta p}{\Delta t}$:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_{1.0} = \frac{q_B}{24C}. \quad (\text{III.4.19})$$

Alinie los datos graficados en el papel calca, tal que el valor calculado con la Ec. III.4.19 quede en 1.0 sobre la ordenada de la Fig. C.8 (Ec. III.4.18)

- 2.a. Conservando las dos cuadrículas paralelas, deslice el papel calca horizontalmente hasta que se obtenga el mejor ajuste con una de las curvas de la Fig. C.8; un movimiento vertical ligero puede mejorar el ajuste. Trace la curva ajustada y lea el valor de $(C_D e^{2S})$ para la curva ajustada de la Fig. C.8. Escoja un punto conveniente, de coordenadas $(\Delta p / \Delta t)_M, (\Delta t)_M$ en el papel calca; lea los valores de la coordenada que queda directamente bajo este punto de la Fig. C.8.

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right) \text{ Fig. C.8, } M, \left(\frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right) \text{ Fig. C.8, } M$$

- 2.b Si se hizo un movimiento vertical durante el proceso de ajuste, recalculé el coeficiente de almacenamiento, a partir de la definición de la ordenada en la Fig. C.8:

$$C = \frac{qB \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right) \text{ Fig. C.8, } M}{24 \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_M}, \quad (\text{III.4.20})$$

donde q y B son datos observados de la prueba. Este valor del coeficiente de almacenamiento debe ser esencialmente el mismo que el valor estimado con las Ecs. III.4.16 ó III.4.17. Si no es el mismo, busque la causa, tal como empacadores defectuosos, etc.

3. Estime la permeabilidad de la formación de la definición de la abscisa en la Fig. C.8:

$$k = \frac{C \mu \left(\frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right) \text{ Fig. C.8, } M}{h (\Delta t)_M} \quad (\text{III.4.21})$$

4. Estime el factor de daño a partir del parámetro en la curva ajustada:

$$s = \frac{1}{2} \text{Ln} \left[\frac{\phi^{c_t} h r_w^2 (C_D e^{2s}) \text{ Fig. C.8, M}}{0.89359 C} \right] \quad (\text{III.4.22})$$

Con esto se termina el análisis usando la Fig. C.8; - otras curvas tipo pueden ser usadas con un procedimiento de análisis similar.

El ajuste por curvas tipo proporciona una forma de analizar datos de pruebas de variación de presión cuando no se dispone de datos suficientes para usar los métodos de análisis semilog. Si se dispone de datos suficientes, se deben utilizar los métodos semilog porque son más precisos que las curvas tipo. Sin embargo, cuando no hay otra forma de analizar los datos, cuando son insuficientes o cuando la formación está fracturada, las curvas tipo pueden proporcionar resultados útiles, aunque aproximados.

Ejemplo 3.2

Ejemplo de análisis de pruebas de decremento, mediante el uso de curvas tipo.

Una prueba de decremento de presión en un nuevo pozo de aceite es fuertemente influenciada por almacenamiento.

Sin embargo, se tienen suficientes datos para usar la gráfica semilog para estimar

$$\frac{kh}{\mu} = 3,500 \text{ m-pie/cp y}$$

$$s = 12.$$

En la Tabla 3.1 se presentan datos de Δp y $\Delta p/\Delta t$.

Otros datos conocidos son:

$$q_o = 179 \text{ STB/D}$$

$$c_t = 8.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$Bo = 1.2 \text{ RB/STB}$$

$$r_w = 0.276 \text{ pies}$$

$$h = 35 \text{ pies}$$

$$\phi = 18\%$$

Tabla 3.1. Datos de Presión para el Ejemplo 3.2

Tiempo, Δt (horas)	Cambios de - Presión, Δp (psi)	$\Delta p/\Delta t$ (psi/hr)
0.2	19.7	98.50
0.3	28.1	93.67
0.5	43.1	86.20
0.7	58.3	83.29
1.0	75.1	75.10
2.0	114.5	57.25
3.0	135.5	45.17
5.0	152.2	30.44
7.0	163.2	23.31
10.0	166.7	16.67
20.0	171.2	8.56
30.0	173.9	5.80
50.0	175.2	3.50
70.0	177.1	2.53

Analice esta prueba usando las curvas tipo de la Fig. C.8* y compare los resultados con los obtenidos mediante el análisis Semilog.

Puesto que los detalles de la terminación son desconocidos, el coeficiente de almacenamiento en el pozo no puede ser estimado.

Así, el ajuste debe hacerse sin esta ayuda (pasos de 1 lb a 1.C.). Se grafica ($\Delta p/\Delta t$) vs. Δt en el papel calca puesto sobre la Fig. C.8; en la Fig. 3.6 (sig. página) se muestran los resultados de los datos graficados. Se desliza el papel calca con los datos graficados sobre la Fig.C.8 hasta

* Pág. 131

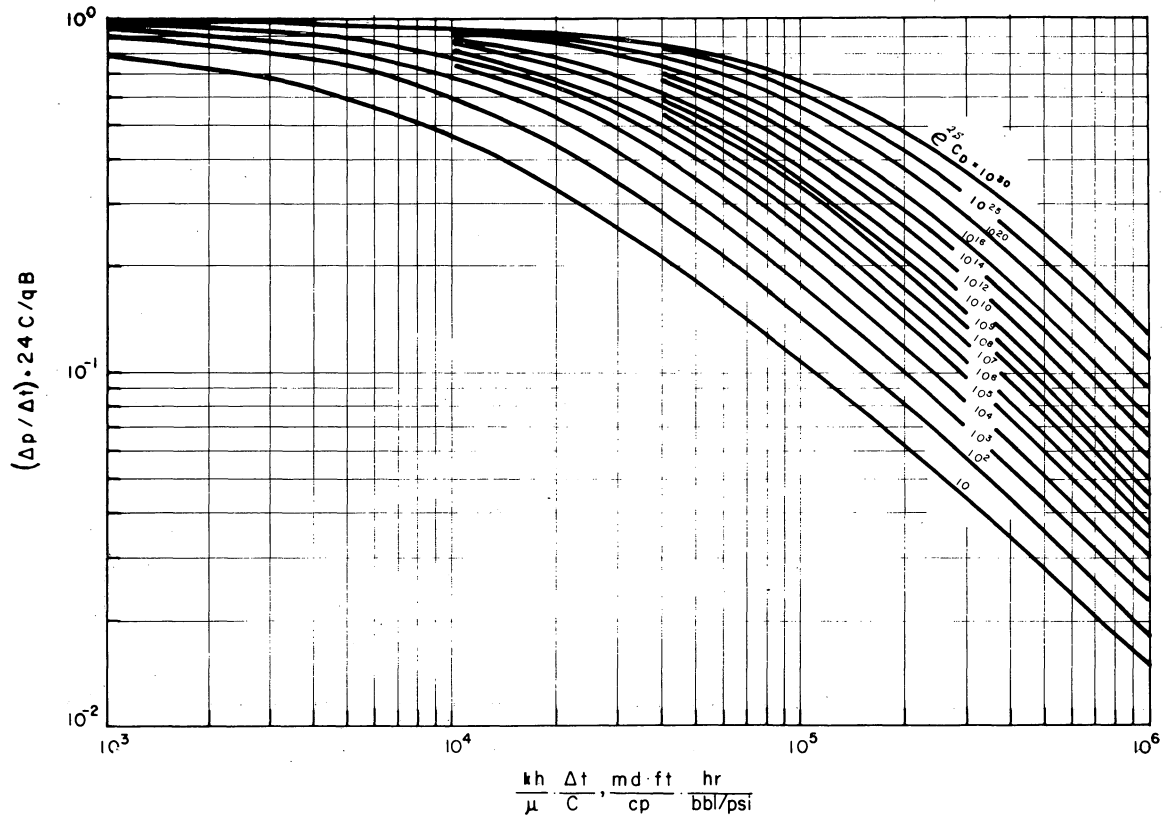


FIG. C.8 CURVA TIPO PARA UN POZO EN UN YACIMIENTO INFINITO; SE INCLUYEN EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO!

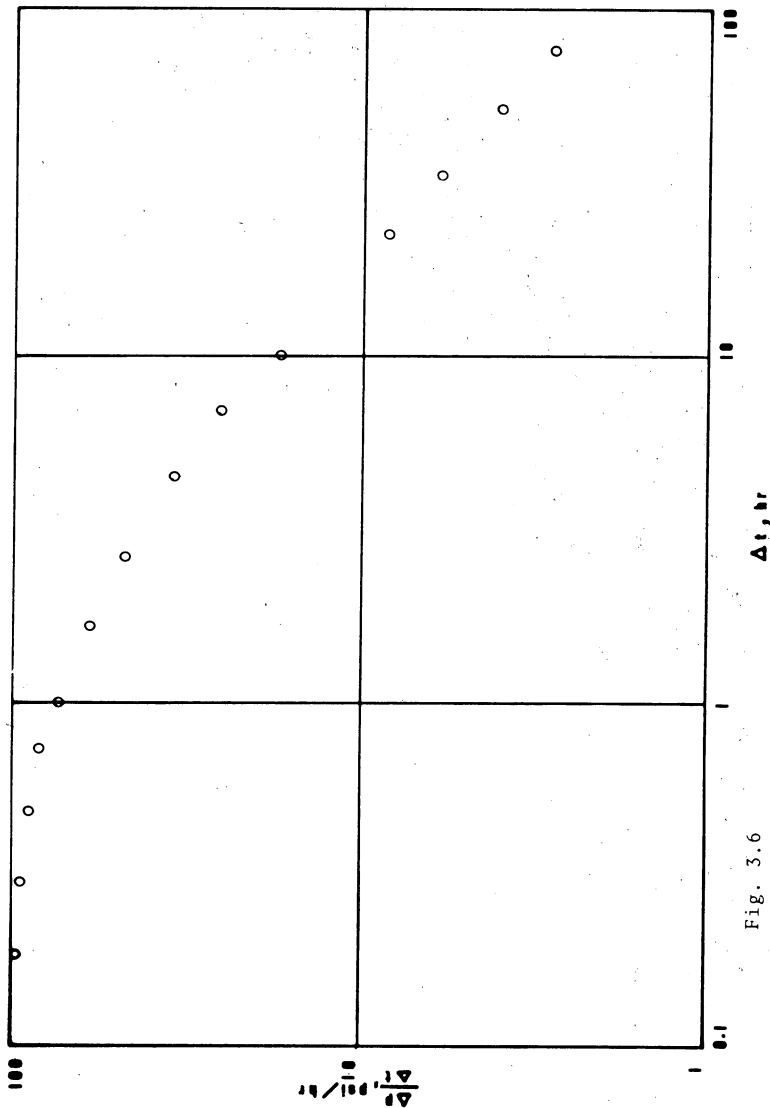


Fig. 3.6

que se tenga un buen ajuste. En la Fig. 3-7 (siguiente pág.) se muestran esquemáticamente los datos graficados ajustados a la Fig. C.8 (por claridad en la impresión, la cuadrícula es omitida); los datos del punto ajustado están dados en la propia Fig. 3.7.

Se estima el coeficiente de almacenamiento usando la Ec. III.4.20 y los datos ajustados de la Fig. 3.7:

$$C = \frac{(179) (1.2) (0.1053)}{(24) (10)} = 0.0942 \text{ RB/psi}$$

Se usa una forma modificada de la Ec. III.4.21 para calcular:

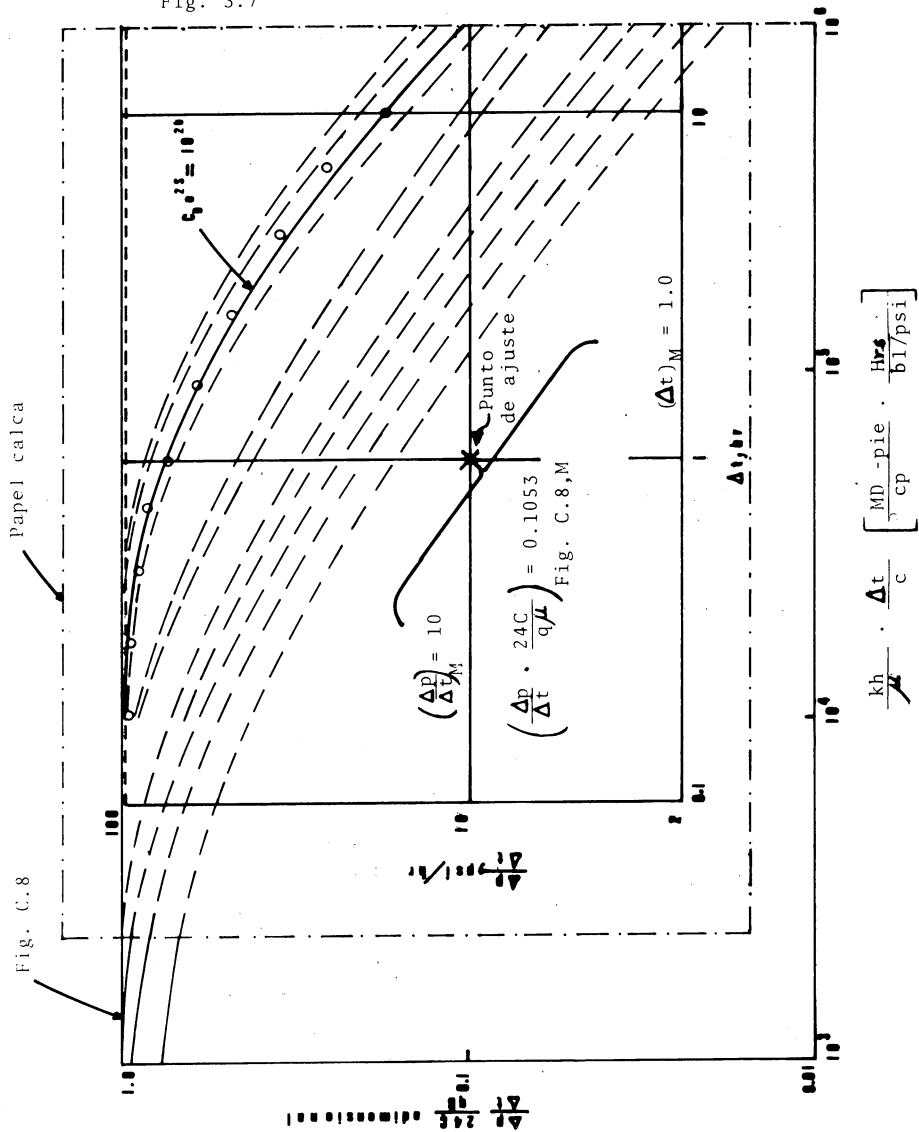
$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(0.0942) (49000)}{1.0} = 4620 \text{ md-pie/cp}$$

El factor de daño es estimado con la Ec. III.4.22:

$$s = \frac{1}{2} \text{Ln} \left[\frac{(0.18) (8.2 \times 10^{-6}) (35) (0.276)^2 (10^{20})}{(0.89359) (0.0942)} \right] = 18.0$$

Estos resultados son aproximados; la técnica normalmente debe ser usada sólo cuando fallan otros métodos de análisis. En este ejemplo se ilustra el método de análisis y se da una indicación de su precisión. Así, se analizó una prueba con suficientes datos para un análisis convencional semilog, que permita una comparación de los dos métodos de análisis (semilog y curvas tipo).

Fig. 3.7



La kh/μ de la curva tipo está dentro del 32% del valor de la gráfica semilog; pero el factor de daño tiene un error de cerca del 50%.

A pesar de la naturaleza de la aproximación de la técnica de análisis, se obtienen resultados útiles.

El coeficiente de almacenamiento $C = 0.0942 \text{ RB}/\text{psi}$ parece ser razonable. Considerando $e_o = 30^\circ \text{ API}$ y un nivel de líquido variable: $Vu = 0.0358 \text{ b}^1/\text{pie}$ (Ec. III.4.17). Esto corresponde aproximadamente a 6 pgs de diámetro interior de la tubería ($r \approx 0.25$ pies) y es consistente con lo poco que se conoce sobre la terminación.

III.5 PRUEBAS DE INCREMENTO

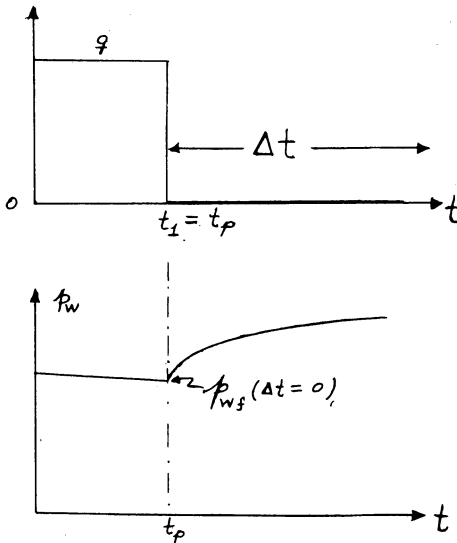
III.5.1.- INTRODUCCION

Las pruebas de incremento son ampliamente tratadas en la literatura. Se analizan para conocer las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo.

Presentan la desventaja de que se tiene que cerrar el pozo; además hay dificultad para mantener q cte antes del cierre (si la variación de q es significativa*, se usan métodos de análisis de q variable).

Recomendación.- También debe hacerse el análisis con la gráfica log-log para evitar el riesgo de una mala identificación de la porción recta.

III.5.2.- BASES DEL ANALISIS



$$t = t_p + \Delta t$$

donde t_p : tiempo de producción antes del cierre.

Δt : tiempo transcurrido a partir del cierre.

* Mayor del 20 %

FIG. 5.1

Aplicando la siguiente ecuación, estudiada anteriormente al tratar el principio de superposición en tiempo:

$$\Delta p(t) = \frac{q_1 \mu B}{2 \pi kh} p_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2 \pi kh} p_D(t - t_1)$$

(en este caso $q_1 = q$; $q_2 = 0$; $t - t_1 = \Delta t = t - t_p = t_p + \Delta t$)

$$\begin{aligned} \Delta p(t_p + \Delta t) &= \frac{q \mu B}{2 \pi kh} p_D(t_p + \Delta t) - \frac{q \mu B}{2 \pi kh} p_D(\Delta t) \\ &= \frac{q \mu B}{2 \pi kh} \left[p_D(t_p + \Delta t) - p_D(\Delta t) \right] \end{aligned}$$

Considerando que se puede usar la aproximación logarítmica, - usando \log_{10} y unidades del sistema inglés se tiene (ejercicio): (recordando que $\Delta p = p_i - p_{ws}$, donde p_{ws} es la presión durante el cierre).

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t},$$

ecuación que también puede escribirse como:

$$p_{ws} = p_i - m \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{--- (III.5.1)}$$

Nótese que, a diferencia de la ecuación para prueba de decremento (Ec. III.4.4), ahora no aparecen $\mu c_t r_w^2$ ni s (desaparecen al aplicar el principio de superposición).

La gráfica de la Ec. III.5.1 es una línea recta con intercepción p_i y pendiente $-m$ (graficando en papel semilogarítmico -

$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$ vs p_{ws}), donde:

$$m = \frac{162.6 q B \mu}{kh} \quad \text{--- (III.5.2)}$$

de la cual se despeja la permeabilidad:

$$k = \frac{162.6 q B \mu}{mh} \quad \text{--- (III.5.3)}$$

III.5.3 METODO DE HORNER.

La gráfica de p_{ws}^* vs $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ en papel semilogarítmico - es comúnmente llamada gráfica de Horner en la industria petrolera; al método involucrado se le conoce como método de Horner.

La Fig. 5.2 es una de estas gráficas, donde se muestra la sección de la línea recta. Esta puede ser extrapolada a $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$,

* p_{ws} disminuye hacia donde aumentan los valores de $(t_p + \Delta t) / \Delta t$.

($\log((t_p + \Delta t)/\Delta t) = 0$), que es equivalente a un tiempo de cierre infinito, para obtener una estimación de p_i (para períodos cortos de producción, al principio de la explotación del yacimiento).

El factor de daño se calcula con la siguiente ecuación:

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \text{ --- (III.5.4)}$$

que es similar** a la utilizada en pruebas de decremento, donde $P_{wf}(\Delta t=0)$ es la presión.

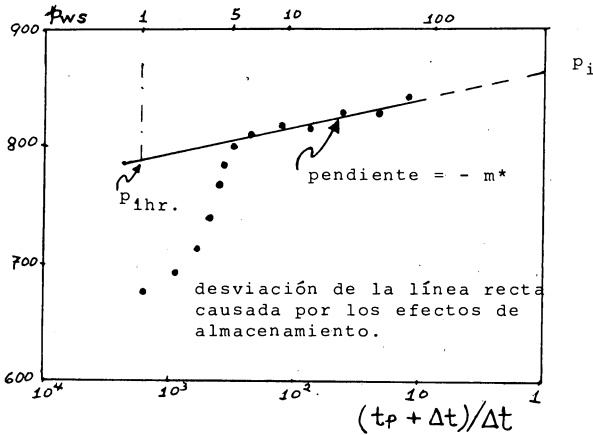


FIG. 5.2. Gráfica de Horner para datos de una prueba de incremento de presión, que muestra efectos de almacenamiento.

** La única diferencia es que en lugar de P_i ahora aparece la presión inmediatamente antes del cierre.

* Porque P_{ws} disminuye hacia donde aumentan los valores de $(t_p + \Delta t)/\Delta t$.

de fondo fluyendo inmediatamente antes del cierre. La p_{hr} -- (Pws a $\Delta t = 1$ hr) debe ser tomada de la línea recta de la gráfica de Horner. Cuando los datos de incremento no caen sobre la línea recta a 1hr, ésta deberá de ser extrapolada para 1 hora -- (como se muestra en la Fig. 5.2.)

III.5.4. EJEMPLO: ANALISIS DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESSION (5.1) (EARLOUGHER)

METODO DE HORNER

En la Tabla 5.1 se muestran los datos de incremento de presión para un pozo de aceite, con un radio de drene de 2,640 pies. Antes del cierre el pozo estaba produciendo a un gasto estabilizado de 4,900 STB/D por un período de 310 horas. Los datos del yacimiento conocidos son:

Prof. = 10,476 pies	$\mu_o = 0.2$ cp
$r_w = (4.25/12)$ pies	$\phi = 0.09$
$c_t = 22.6 \times 10^{-6}$ psia ⁻¹	$B_o = 1.55$ RB/STB
$q_o = 4,900$ STB/D	TR,DI = (6.276/12) pies
$h = 482$ pies	$t_p = 310$ hrs.
$P_{wf} (\Delta t=0) = 2761$ psig	$\bar{p} = 3,342$ psig

El almacenamiento del pozo afecta transitoriamente a la presión por lo que deberá de ser incluido en el análisis

TABLA 5.1.- DATOS PARA LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

Δt (hr), (1)	$t_p + \Delta t$ (hr), (2)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$, (3)	Pws (psig), (4)	Pws-Pwf (psig), (5)
0.0	-	-	2761	-
0.10	310.10	3101	3057	296
0.21	310.21	1477	3153	392
0.31	310.31	1001	3234	473
0.52	310.52	597	3249	488
0.63	310.63	493	3256	495
0.73	310.73	426	3260	499
0.84	310.84	370	3263	502
0.94	310.94	331	3266	505
1.05	311.05	296	3267	506
1.15	311.15	271	3268	507
1.36	311.36	229	3271	510
1.68	311.68	186	3274	513

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1.99	311.99	157	3276	515
2.51	312.51	125	3280	519
3.04	313.04	103	3283	522
3.46	313.46	90.6	3286	525
4.08	314.08	77.0	3289	528
5.03	315.03	62.6	3293	532
5.97	315.97	52.9	3297	536
6.07	316.07	52.1	3297	536
7.01	317.01	45.2	3300	539
8.06	318.06	39.5	3303	542
9.00	319.00	35.4	3305	544
10.05	320.05	31.8	3306	545
13.09	323.09	24.7	3310	549
16.02	326.02	20.4	3313	552
20.00	330.00	16.5	3317	556
26.07	336.07	12.9	3320	559
31.03	341.03	11.0	3322	561
34.98	344.98	9.9	3323	562
37.54	347.54	9.3	3323	562

1.- Calcular

(a) k , (b) s , (c) Δp_s

2.- Determinar la eficiencia de flujo la cuál se define como el cociente del índice de productividad real y el índice de productividad ideal.

SOLUCION De los datos graficados (pág.106); $m = 40$ psig/ciclo; $P_{1hr} = 3266$ psig

1.- (a) $k = \frac{162.6 \text{ } \cancel{98\mu} \text{ } mh}{40(482)} = \frac{162.6(4900)(1.55)(0.2)}{40(482)} = 12.8md$

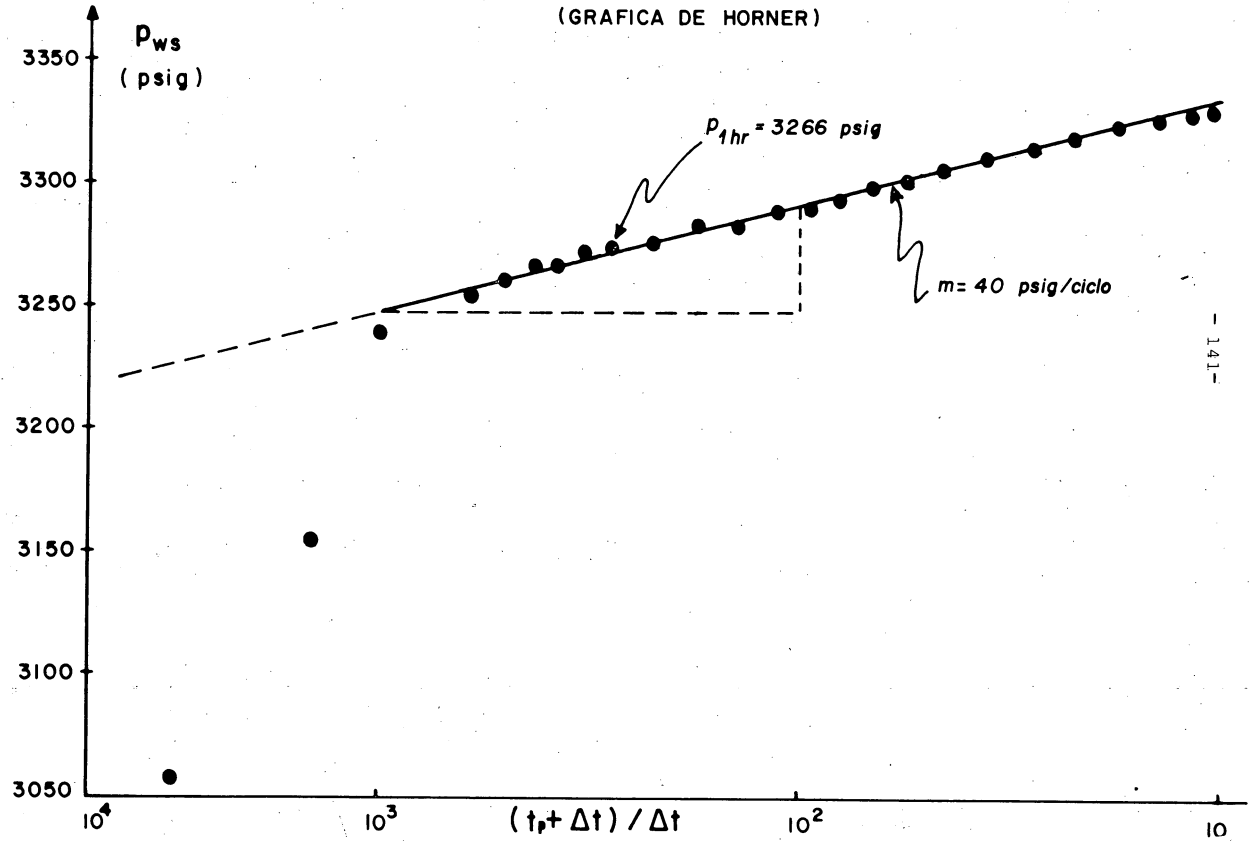
(b) $s = 1.1513 \left[\frac{3266-2761}{40} - \log \left(\frac{(12.8)(12)^2}{(0.09)(0.20)(22.6 \times 10^{-6})} \right) \right] + 3.2275$
 $s = 8.6$

(c) Δp_s se puede estimar usando la ecuación

$\Delta p_s = \frac{141.2 \text{ } \cancel{98\mu}}{kh} \cdot s = \frac{141.2(4900)(1.55)(0.2)}{(12.8)(482)} \quad (8.6)$

$\Delta p_s = 300$ psi

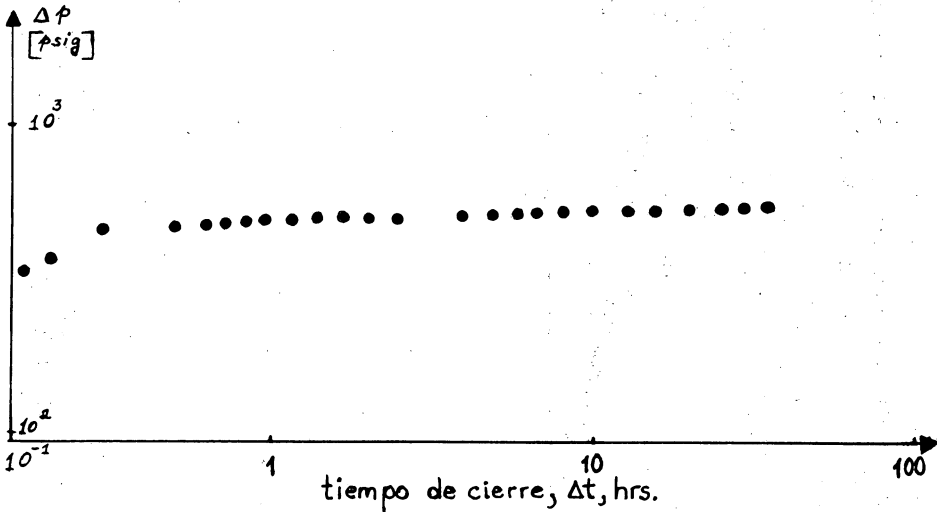
GRAFICA SEMILOG. PARA LOS DATOS DE LA TABLA 5.1
(GRAFICA DE HORNER)



2.- La eficiencia de flujo puede ser estimada con la ecuación

$$\frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{p} - P_{wf(\Delta t=0)} - \Delta p_s}{\bar{p} - P_{wf(\Delta t=0)}} = \frac{3,342 - 2761 - 300}{3,342 - 2761} = 0.48$$

Gráfica Log-log para los datos de la prueba de incremento del Ejemplo 5.1



Como no se tiene la porción recta de pendiente unitaria, se concluye que para los datos registrados no predominan los efectos de almacenamiento.

III.5.5 METODO DE MDH {Miller-Dyes-Hutchinson}. La gráfica de Horner puede ser simplificada para el caso $\Delta t \ll t_p$.

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \approx \log t_p - \log \Delta t \quad \text{----- (III.5.5)}$$

Usando el concepto de presión falsa (p^*)*, la ecuación III.5.1. puede ser escrita como:

$$p_{ws} = p^* - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right); \quad \text{----- (III.5.6)}$$

* Nota al pie de la pág. 143

sustituyendo la Ec. III.5.5 en la Ec. III.5.6, considerando

que $p_{ws,1hr} = p^* - m \log t_p$, se tiene:

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t \quad \text{--- (III.5.7)}$$

Esta ecuación indica que la gráfica de p_{ws} vs Δt en papel semilog deberá de ser una línea recta con p_{ws} pendiente $+ m$, - donde m está dada por la Ec. III.5.2. La permeabilidad y el daño se calculan con las Ecs. III.5.3 y III.5.4, respectivamente. La gráfica de p_{ws} vs $\log \Delta t$ es comúnmente llamada gráfica de MDH (Miller - Dyes - Hutchinson).

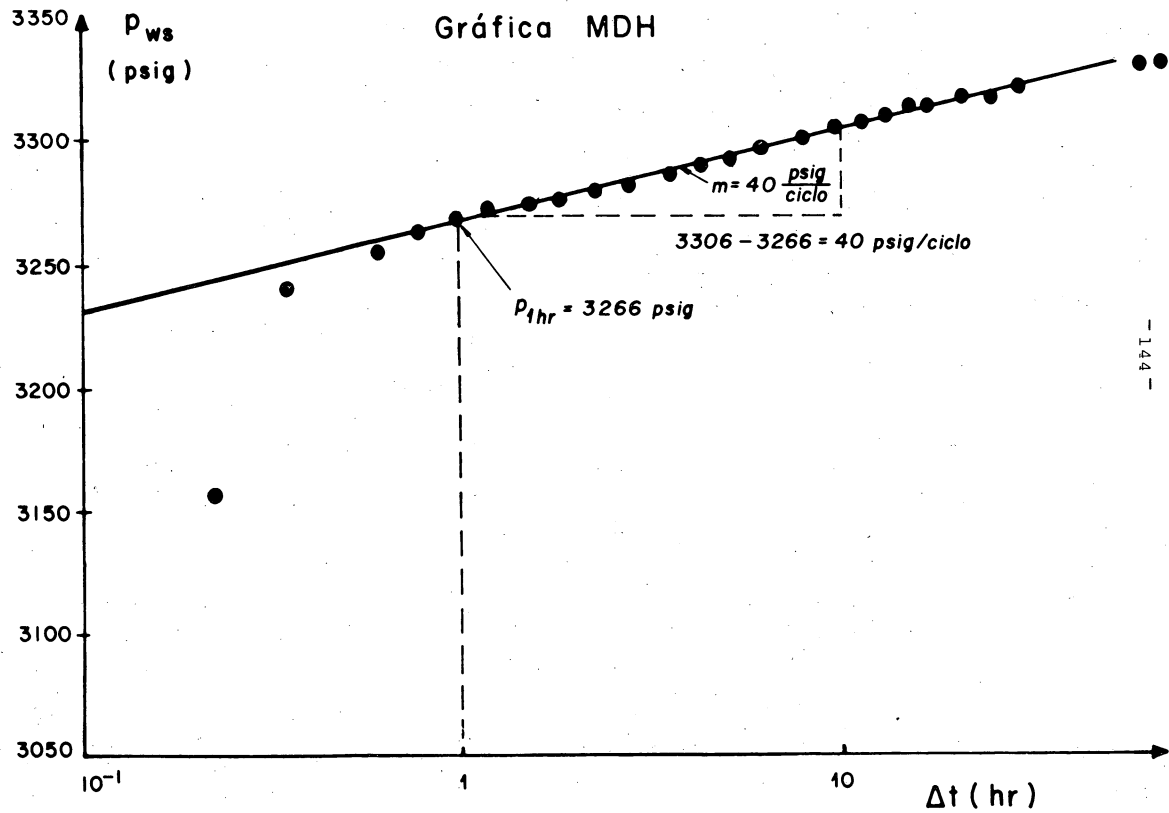
EJEMPLO: Análisis de una prueba de incremento de presión por el método de MDH.

Se usarán los datos del ejemplo anterior, ejemplo (5.1) al igual que los incisos 1.- a), b) y c).

SOLUCION.

Como se utilizan las mismas ecuaciones para calcular k , s , Δp_s ; las estimaciones obtenidas son las mismas (la gráfica se presenta en la pág. 109).

* Para yacimientos finitos la presión extrapolada de la línea recta no es una buena estimación de p_i y generalmente ha sido llamada "presión falsa", p^* .



III.6 PRUEBAS EN POZOS INYECTORES.

III.6.1. Introducción.

La literatura publicada específicamente sobre el análisis de pruebas de presión en pozos inyectores es mucho menos abundante que la correspondiente a pozos productores. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, que generalmente se tienen en procesos de inyección de agua, el análisis es similar al presentado en las Secciones III.4 y III.5. En particular, es de interés detectar un daño creciente en los pozos inyectores, para remediarlo a la brevedad posible.

III.6.2 Pruebas de inyectividad.

Este tipo de pruebas, que se conocen también como pruebas de incremento en pozos inyectores, ya fueron explicadas en la Sección III.1; ahora se incluye el análisis respectivo, para el caso en que la relación de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado sea unitaria, lo cual se cumple en la mayoría de los proyectos de inyección de agua. Cuando esta condición no se satisface en forma aproximada, se deben de tomar en cuenta las magnitudes de los "bancos" de aceite y agua.

Antes de la prueba el pozo se encuentra cerrado y la presión estabilizada; a un tiempo determinado se inicia la inyección a un gasto q constante. Por convención, $q < 0$ para inyección (se usó $q > 0$ para las pruebas en pozos productores). Se utilizan las mismas ecuaciones que en las pruebas de decremento de la Sección III.4; así, la presión se calcula con la Ec. III.4.4:

$$P_{wf} = P_1 hr + m \log t,$$

donde

$$m = - \frac{162.6 q \mu B}{kh} \quad (\text{Ec. III.4.5})$$

El factor de daño se obtiene con (Ec. III.4.8):

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_1 hr - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{g \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

En la Fig. 7.2 se presenta una gráfica semilog, típica de una prueba de inyectividad:

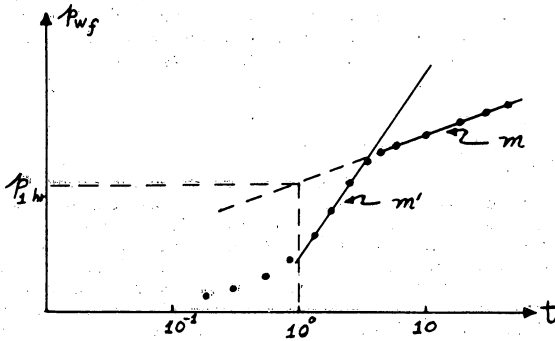


Fig. 7.2

Es recomendable, como en las pruebas de decremento, construir una gráfica log-log para estimar la duración de los efectos de almacenamiento. El inicio de la recta semilog se estima con la -- Ec. III.4.6':

$$t = (200\ 000 + 12\ 000\ s)C/(kh/\mu)$$

Por ejemplo, si no se dispusiera de esta estimación, podría tomarse erróneamente m' como la pendiente, con la cual se obtendría un valor de k menor que el correspondiente al valor de m . También sería erróneo el cálculo de s .

Datos del

Ejemplo 7.1 (Earlougher, pág. 75).

Análisis de los datos de una prueba de inyectividad. Yacimiento infinito.

En las Figs. 7.3 y 7.4 (págs. 148 y 149) se muestran los datos de presión de una prueba de inyectividad. La información conocida del yacimiento es:

$$\begin{array}{ll} c_t = 6.67 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1} & \mu = 1.0 \text{ cp} \\ \phi = 0.15 & B = 1.0 \text{ RB/STB} \\ h = 16 \text{ pies} & q = -100 \text{ STB/D} \\ p_i = 194 \text{ psig} & r_w = 0.25 \text{ pies} \end{array}$$

Las condiciones son tales que se satisface la suposición de relación de movilidades unitaria entre el fluido desplazado y el desplazante.

En la gráfica log-log se puede observar que el almacenamiento del pozo afecta los datos hasta aproximadamente 2 horas. De la porción recta de pendiente unitaria, $\Delta p = 408$ psig cuando $\Delta t = 1$ hora, por lo que

$$C = \left| \frac{q \Delta t B}{24 \Delta p} \right|^* = \left| \frac{(-100)(1.0)(1.0)}{24(408)} \right| = 0.0102 \frac{\text{bl}}{\text{psi}}$$

En la Fig. 7.4 se muestra la porción recta semi-log después de 3 horas de inyección, de la cual se obtienen $m = 80$ psig/ciclo y $p_1 \text{ hr} = 770$ psig; por tanto:

* C es siempre positivo

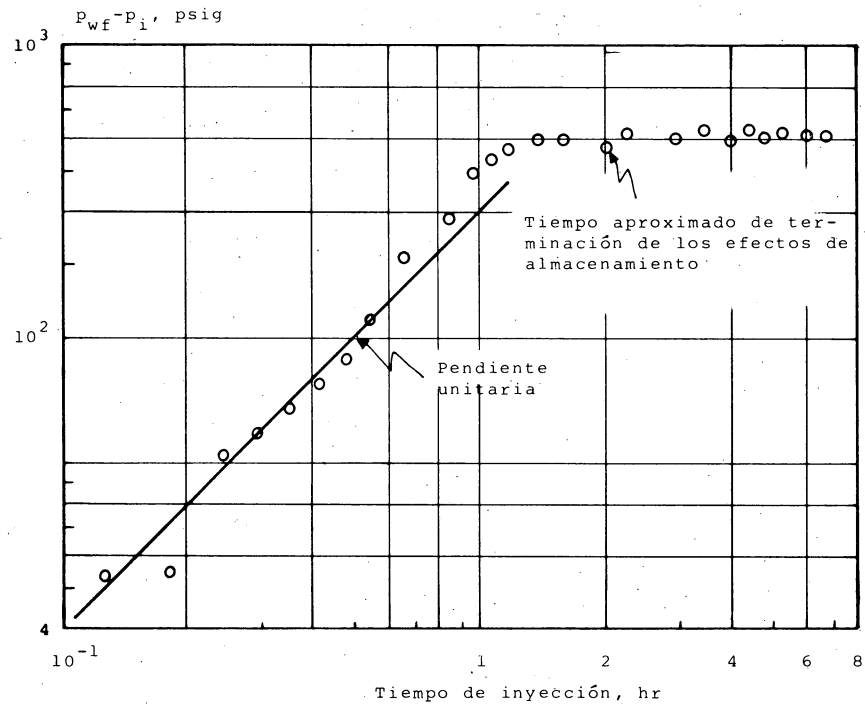


FIG. 7.3 GRAFICA LOG-LOG DE LOS DATOS DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD DEL EJEMPLO 7.1

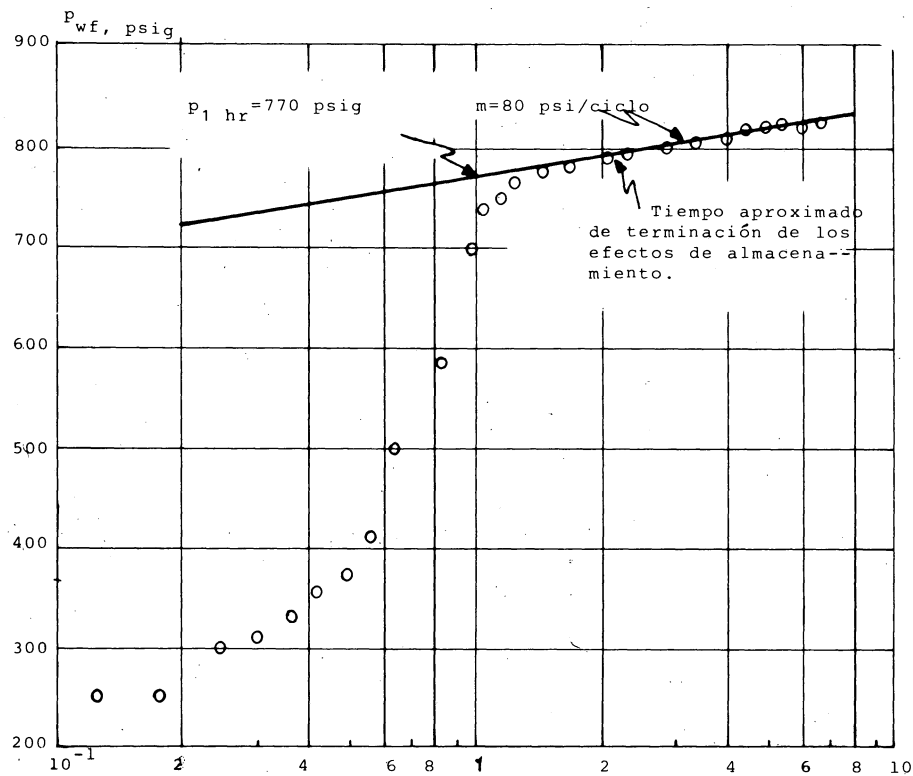


FIG. 7.4 GRAFICA SEMILOG DE LOS DATOS DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD DEL EJEMPLO 7.1

$$k = \frac{-162.6 \text{ g } \mu \text{ B}}{\text{mh}} = \frac{-162.6(-100)(1)(1)}{(80)(16)} = 12.7 \text{ md}$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$= 1.1513 \left[\frac{770 - 194}{80} - \log \left(\frac{12.7}{0.15 \times 1 \times 6.67 \times 10^{-6} \times 0.252} \right) + 3.2275 \right]$$

$$= 2.4$$

$$\Delta P_s = \frac{141.2 \text{ g } \mu \text{ B}}{kh} S = \frac{141.2(-100)(1)(1)}{12.7(16)} 2.4 = -167 \text{ psi}$$

Aquí el signo negativo indica daño, puesto que la presión disminuye hacia la formación, en la dirección positiva de r , que es lo contrario a lo que sucede en pozos productores.

III.6.3 Pruebas de decremento ("Falloff")

Estas pruebas son análogas a las pruebas de incremento en un pozo productor. Se mantiene q constante hasta que el pozo se cierra a un tiempo t_p ; una de estas pruebas se ilustra esquemáticamente en la Fig. 7.5 (pág. 116). Los datos de presión tomados inmediatamente antes y durante el período de cierre son analizados de una manera similar a los de una prueba de incremento de presión. El comportamiento de la presión puede ser expresado por la Ec. III.5.6 para ya cimientos finitos:

$$p_{ws} = p^* - m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right), \text{ --- (III.6.1)}$$

donde V_p es el volumen acumulativo inyectado desde la última estabilización de la presión y q es el gasto constante justamente antes del cierre. Los comentarios anteriores acerca del t_p apropiado para un análisis por el método de Horner también son aplicables aquí.

El método de Miller-Dyes-Hutchinson para pruebas "falloff" se aplica en forma similar a como se aplica en pruebas de incremento. Se usa la Ec. III.5.7

La presión falsa se calcula con la ecuación (1)

$$p^* = p_{1hr} + m \log(tp + 1)$$

$$\approx p_{1hr} + m \log(tp) \quad \text{--- (III.6.3)}$$

Ejemplo (Ejemplo 7.2 Earlougher)

Durante una estimulación se inyectó salmuera a un pozo y se tomaron los datos de la prueba, que se muestran en las Figs. 7.7. a 7.9. Se incluye la siguiente información:

$$t_p = 6.82 \text{ hrs}$$

$$\text{Tiempo total de cierre} = 0.67 \text{ hr.}$$

$$p_{tf}^* (\Delta t = 0) = 1,310 \text{ psig} \quad \phi = 0.25$$

$$q_w = -807 \text{ STB/D} \quad r_w = 0.4 \text{ pies}$$

$$B_w = 1.0 \text{ RB/STB} \quad \rho_w = 67.46 \text{ lbm/pie}^3$$

$$\mu_w = 1.0 \text{ cp} \quad h = 28 \text{ pies}$$

$$c_t = 1.0 \times 10^{-5} \text{ psia}^{-1} \quad \text{prof} = 4,819 \text{ pies}$$

$$c_w = 3.0 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

La Fig. 7.7 es la gráfica log-log para los datos de esta prueba. De la forma de la curva se observa que la línea recta semilog empezará a 0.1 ó 0.2 horas. Usando $\Delta p = 238$ psi y $\Delta t = 0.01$ hr de la línea recta de pendiente unitaria, se calcula el coeficiente de almacenamiento del pozo con la Ec. III.3.17, tomando signo positivo para q_w :

$$C = \frac{(807)(1.00)(0.01)}{(24)(238)} = 0.0014 \text{ RB/psi.}$$

(C debe ser positiva, haciendo caso omiso de la convención del signo). La presión en la cabeza del pozo fue siempre superior a la atmosférica; el pozo permaneció lleno durante la prueba. Así, con la Ec. III.3.8 y una compresibilidad $c_w = 3.0 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$,

* p_{tf} : presión en la superficie fluyendo el pozo.

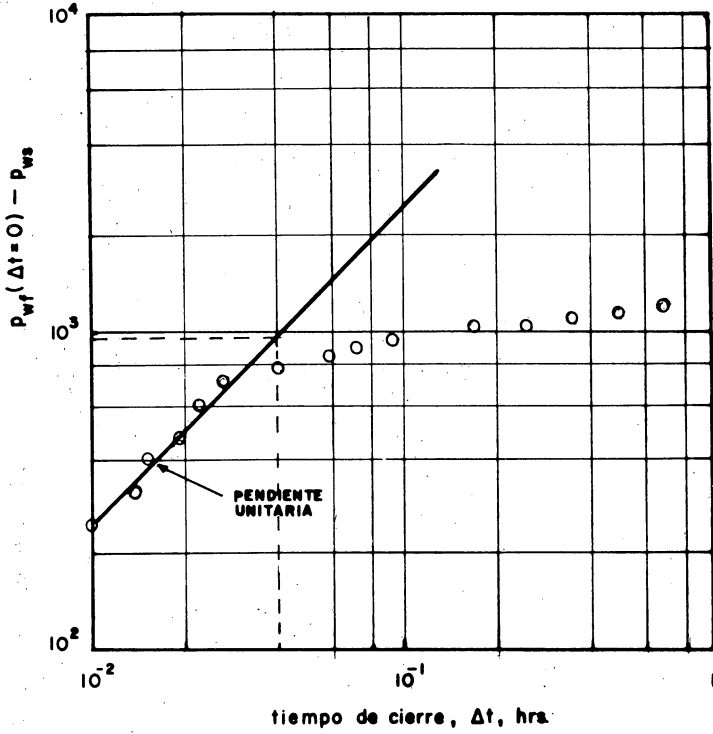


FIG. 7.7 GRAFICA log-log PARA UNA PRUEBA "FALLOFF"

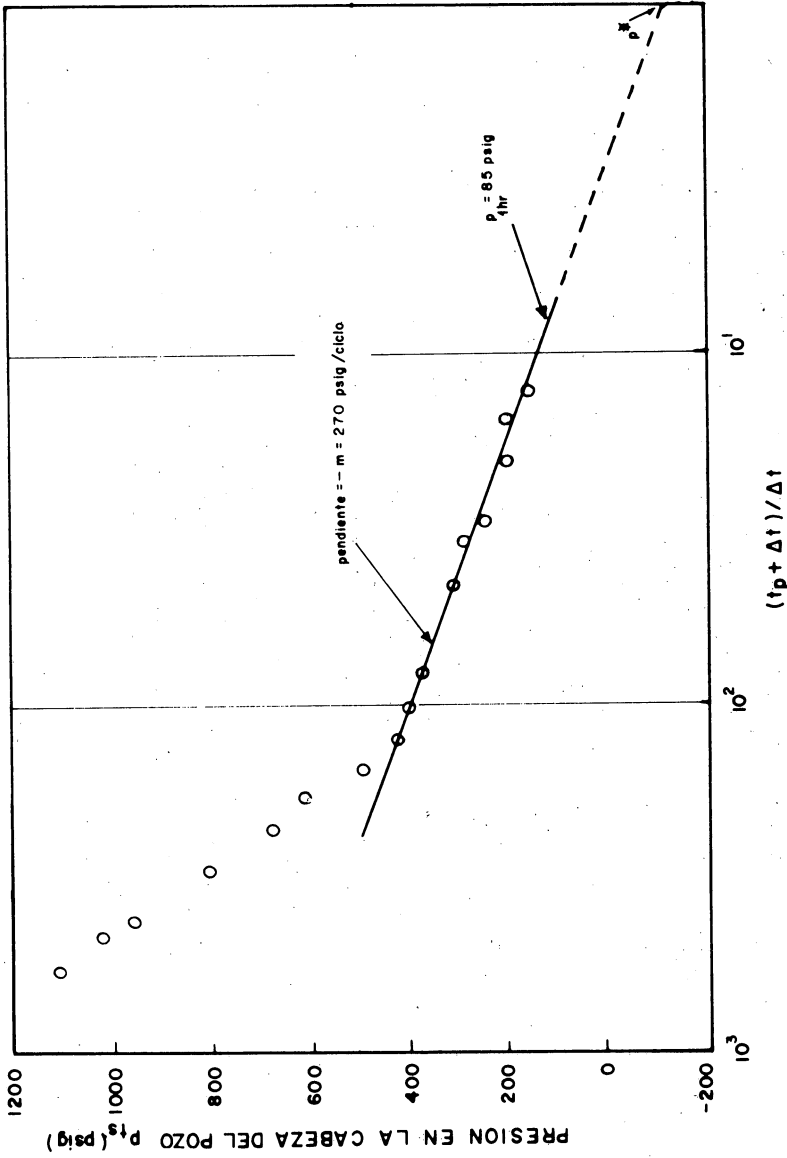


FIG. 7.8 GRAFICA DE HORNER PARA UNA PRUEBA "FALLOFF"

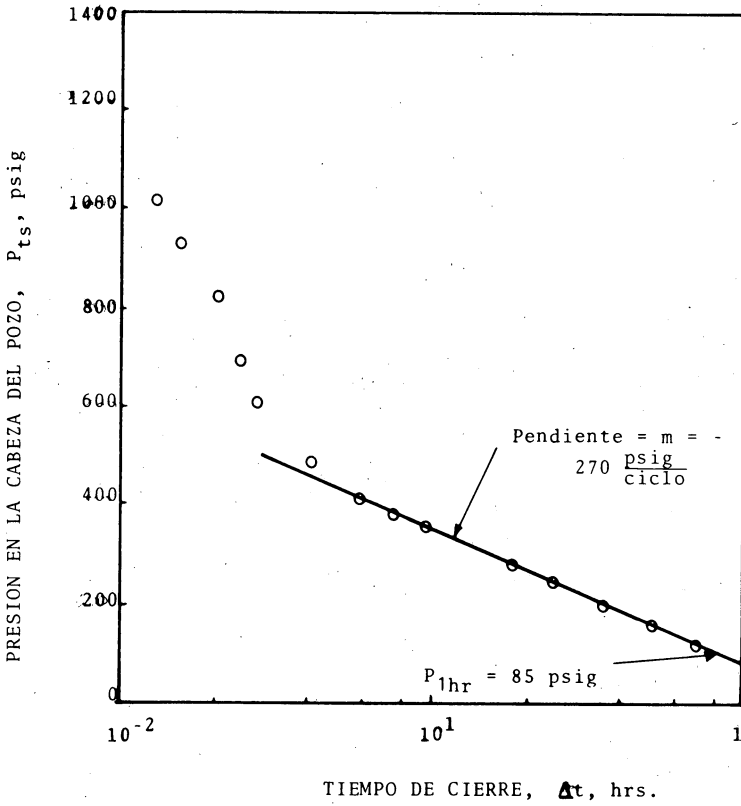


FIG. 7.9 GRAFICA DE MILLER - DYES - HUTCHINSON PARA UNA PRUEBA "FALLOFF"

se puede estimar el volumen del pozo correspondiente a $C = 0.0014$ bbl/psi: $V_w = 4.67$ bbl.

Se puede usar la gráfica de Horner para estimar k , s , y p^* . Ya que el tiempo de cierre (0.67 hr) es mucho menor que el tiempo de flujo (6.82 hr), el método de MDH también se puede usar, como se muestra en la Fig. 7.9. En las Figs. 7.8 y 7.9 se tiene que $m = -270$ psig/ciclo y $p_{1hr} = 85$ psig. Así, usando la Ec. III.5.3:

$$k = \frac{(162.6)(-807)(1.0)(1.0)}{(-270)(28)} = 17.4 \text{ md.}$$

El factor de daño se calcula con la Ec. III.5.4:

$$s = 1.1513 \frac{85 - 1.310}{-270} - \log \frac{17.4}{(0.25)(1.0)(1.0 \times 10^{-5})(0.4)^2} + 3.2275 = 0.15$$

De la Fig. 7.8, $p_{ts}^* = -151$ psig. Esta es la presión falsa en la superficie. Usando el gradiente hidrostático de 0.4685 -- psi/pie y la profundidad de 4,819 pies, se estima la presión de fondo:

$$p^* = (4,819)(0.4685) - 151 = 2,107 \text{ psig.}$$

Puesto que el tiempo de inyección es corto, se puede suponer con seguridad que $p^* = \bar{p}$, por tanto $\bar{p} = 2,107$ psig.

** Aquí se presentan datos de presión en la cabeza del pozo.

III.7.- PRUEBAS DE INTERFERENCIA. - La descripción de este tipo de pruebas se presentó en la Sección III.1.2

III.7.1. Análisis convencional.

Considere la solución fuente lineal en la forma

$$\Delta P_{\text{obs}} = P_i - P_{\text{obs}} = - \frac{q \mu B}{4 \pi k h} \text{Ei} \left(- \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} \right), \text{----- (III.7.1)}$$

donde r es la distancia entre el pozo activo y el pozo de observación y P_{obs} es la presión medida en este último pozo.

De la prueba se obtiene información de caída de presión y tiempo transcurrido, con la cual se traza una curva de ΔP_{obs} vs t. Conocidos q, μ , B y h, se usan diferentes valores de $\phi c_t / k$ y k en la Ec. III.7.1 con lo que se obtienen distintas curvas de $\Delta P_{\text{calc.}}$ vs t; los valores de $\phi c_t / k$ y k que den un mejor ajuste a la curva de valores observados, serán la mejor estimación del valor medio de estos parámetros, en la región del yacimiento influenciada por la prueba.

III.7.2 Análisis mediante curvas tipo.

La Ec. III.2.6. en forma adimensional se puede expresar como

$$P_D = - \frac{1}{2} \text{Ei} \left(- \frac{r_D^2}{4 t_D} \right),$$

según se vio en la Sección III.2 (gráfica en la Fig. C.2), donde

$$P_D = \frac{2 \pi k h (\Delta p)}{q \mu B} \text{ (III.7.2)}$$

y

$$\frac{r_D^2}{4 t_D} = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} \text{ (III.7.3)}$$

Los datos observados de Δp vs t se grafican a la misma escala que la Fig. C.2.

De la Ec. III.7.2:

$$k = \frac{q \mu B}{2 \pi h} \frac{P_D}{\Delta p},$$

que en unidades del sistema inglés se expresa como

$$k = \frac{141.2 q \mu B}{h} \frac{P_D}{\Delta p} \text{ (III.7.4)}$$

* Supuestos.

Análogamente, de la Ec. III.7.3 y usando unidades del sistema inglés:

$$\phi c_t = \frac{2.637 \times 10^{-4}}{r^2} \frac{k}{\mu} \frac{t}{(t_D/r_D)^2} \quad (\text{III.7.5})$$

El ajuste por curvas tipo es más sencillo para pruebas de interferencia que para pruebas que involucran un sólo pozo, porque generalmente se usa sólo una curva tipo, la de la Fig. C.2.

El procedimiento de ajuste es similar al que se vio para pruebas de decremento. Una vez logrado el ajuste de los datos, el punto escogido de ajuste (match point) puede ser cualquiera; por conveniencia en la lectura de la gráfica, se escoge una intersección de líneas principales en el papel calca, como se muestra en la Fig. 9.4 y se leen los valores de t , t_D/r_D^2 , Δp y p_D correspondientes al citado punto de ajuste.

La permeabilidad y el producto porosidad-compresibilidad total del sistema se calculan respectivamente -- con las Ecs. III.7.4 y III.7.5.

III.7.3 Ejemplo (Ejemplo 9.1 Earlougher).

El ejemplo de ilustración que se presenta corresponde a una prueba de interferencia; en el pozo activo (pozo A) se inyectó agua por un período de 48 horas. La respuesta de presión en el pozo de observación (pozo B); situado a 119 pies del pozo A, se registró durante 148 horas. La información del yacimiento es:

Prof. = 2000 pies	B = 1 RB/STB
q = 170 STB/D	$p_i = 0$ psig
h = 45 pies	$t_1 = 48$ horas*
$\mu_w = 1$ cp	$c_t = 9 \times 10^{-6}$ psia ⁻¹ ,
r = 119 pies	

en tanto que los datos registrados de presión se muestran en la siguiente tabla:

* t_1 = tiempo al cual se cierra el pozo activo (esto permite mejorar el análisis).

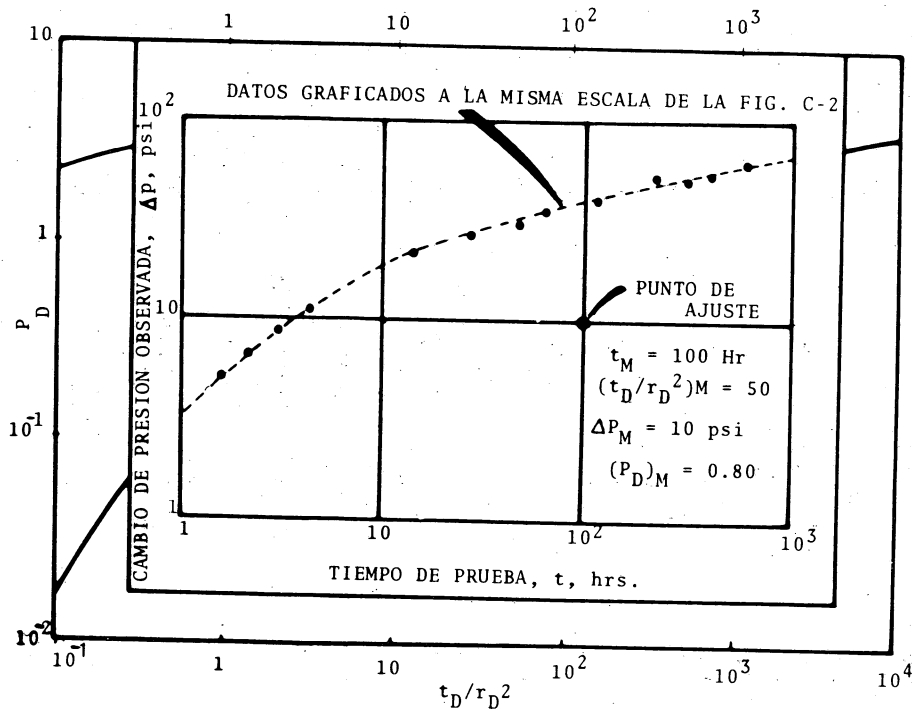


FIG. 9.4 ILUSTRACION DEL USO DE CURVAS TIPO PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.
 (usando la Fig. C.2)

TABLA

t (horas)	pw (psig)	$\Delta p = p_i - p_w$ (psi)
0.0	0	--
4.3	22	-22
21.6	82	-82
28.2	95	-95
45.0	119	-119
48.0	Fin de la Iny.	--
51.0	109	-109
69.0	55	-55
73.0	47	-47
93.0	32	-32
142.0	16	-16
148.0	15	-15

En la Fig. 9.6 se presenta el ajuste de los datos a la curva tipo de la Fig. C.2. En el punto de ajuste indicado: $\Delta p = 100$ psi, $p_D = 0.96$, $t = 10$ horas y $--$ $(tD/r_D^2) = 0.94$; aplicando las Ecs. III.7.4 y III.7.5.

$$k = \frac{141.2 \times 170 \times 1 \times 1}{45} \frac{0.96}{100} = 5.1 \text{ md}$$

$$\phi_{c_t} = \frac{2.637 \times 10^{-4} \times 5.1}{(119)^2 \times 1} \frac{10}{0.94} = 1.01 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$\text{Finalmente } \phi = \frac{[\phi_{c_t}]}{c_t} = \frac{1.01 \times 10^{-6}}{9 \times 10^{-6}} = 0.11$$

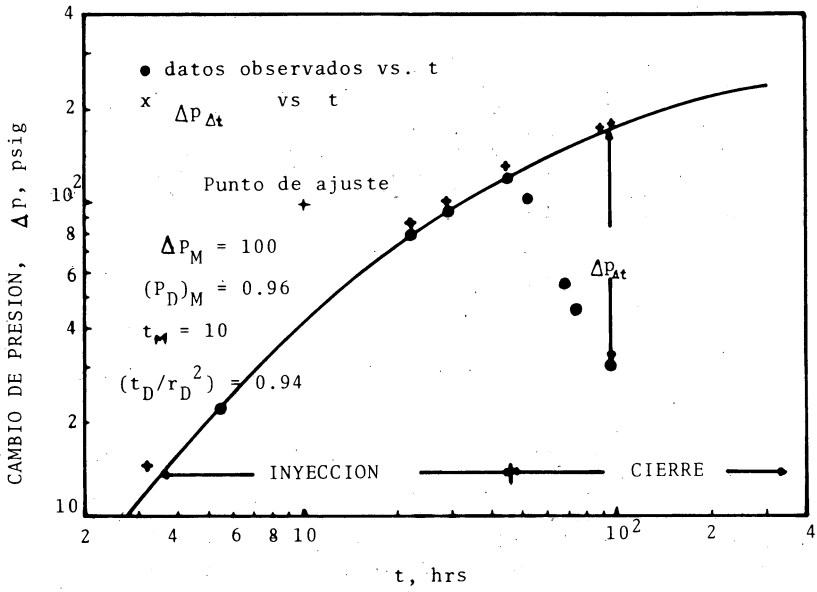


FIG. 9.6 AJUSTE POR CURVAS TIPO PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

III.8 Pruebas de Presión en Pozos de Gas.

III.8.1 Extensión de la teoría desarrollada anteriormente.

El tema "potencial absoluto de pozos de gas" se incluye en el programa de la asignatura "Principios de Mecánica de Yacimientos". Aquí se menciona sólo para referencia.

La experiencia ha mostrado que las pruebas de incremento de presión pueden ser aplicadas para pozos de gas. Tracy¹ presentó una discusión de tal aplicación, que se fundamenta en los trabajos de las referencias 10 y 11. Con base en lo anterior, la ecuación de incremento de presiones se puede expresar con aceptable aproximación de la siguiente manera:

$$P_{ws} = p^* - 162.6 \frac{q_g \mu_g B_g}{k_g h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right), \dots (III.8.1)$$

donde:

$$B_g = Z_g \frac{T}{T_{sc}} \frac{P_{sc}}{(p^* + p_{ws})/2} \dots (III.8.2)$$

Nótese que, de acuerdo con la Ec. III.8.2, B_g es calculado a una presión promedio entre la presión extrapolada, p^* , y la presión del pozo, p_{ws} . Debido a que el promedio cambia con el tiempo durante el incremento de presión, la pendiente de la curva de p_{ws} vs $\log (t_p + \Delta t)/\Delta t$ deberá también de estar cambiando con el tiempo. Este cambio generalmente es despreciable, por lo que será satisfactorio aproximar p_{ws} por p_{wf} en la ecuación para calcular B_g .

Quando la ecuación se usa de esta manera, se puede aplicar la misma forma de análisis que fue utilizada para pozos de aceite. Sólo será necesario convertir el gasto de gas de pies³/D a bbl/D dividiendo entre 5.615. El método para obtener B_g , μ_g , c_t , así como el resto del análisis, se muestra en el ejemplo que se verá posteriormente.

Sustituyendo la Ec. III.8.2 en la Ec. III.8.1 y reordenando, se obtiene lo siguiente:

$$p_{ws}^2 = p^{*2} - 325.2 \frac{q_g \mu_g Z_g T_{sc}}{k_g h T_{sc}} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots (III.8.3)$$

Se puede observar que la gráfica de p_{ws}^2 vs $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$ es una línea recta si μ_g es constante. De la Ec. III.8.1 puede verse que la gráfica de $p_{ws}^{1/5} \log(t_p + \Delta t)/\Delta t$ es una línea recta si el producto $\mu_g B_g$ es constante. A presiones arriba de 2000 psia este producto es más a menudo casi constante que μ_g y así la gráfica de p_{ws} es preferida en este rango. Aún a bajas presiones se han obtenido resultados muy satisfactorios con la gráfica de p_{ws} (sin estar elevada al cuadrado), por lo que ésta es la que se recomienda.

Ejemplo: (Ejemplo 3, Matthews y Russell)

Formación productora: arena

Diámetro del agujero = 7pg.

Prod. Acumulada, $G_p = 6,390 \times 10^6$ pies³

Prod. diaria estabilizada, $q_g = 3.01 \times 10^6$ pies³/D.

Tiempo efectivo de producción, $t = 24 G_p/q_g = 90,800$ hrs.

El resto de la información se presenta en la Fig. 3.8

A. Cálculo de la kh (md-pie) y k (md):

$$kh = \frac{162.6 q_g \mu_g B}{m} ; k = \frac{kh}{h}$$

$$h = 84 \text{ pies}$$

$$B_g = 0.00563 \text{ pie}^3/\text{pie}^3$$

$$q_g = 536,900 \text{ bl/D}$$

$$m = 17 \text{ psi/ciclo}$$

(de la Fig. 3.8)

$$\mu_g = 0.0201 \text{ cp}$$

$$kh = \frac{162.6 \times (536,900) \times (0.0201) \times (0.00563)}{17} = 581 \text{ md-pie}$$

$$k = \frac{(581)}{(84)} = 6.92 \text{ md.}$$

B. Cálculo del factor de daño, s; y pérdida de presión - debido al daño.

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_t r_w} \right) + 3.23 \right)$$

$$\Delta p_s = (m) \times 0.87(s)$$

$$k = 6.92 \text{ md}$$

$$r_w = 3.5/12 \text{ pies}$$

$$\phi = 0.16$$

$$p_{1hr} = 2,815 \text{ psig}$$

* Se obtienen al final del ejemplo.

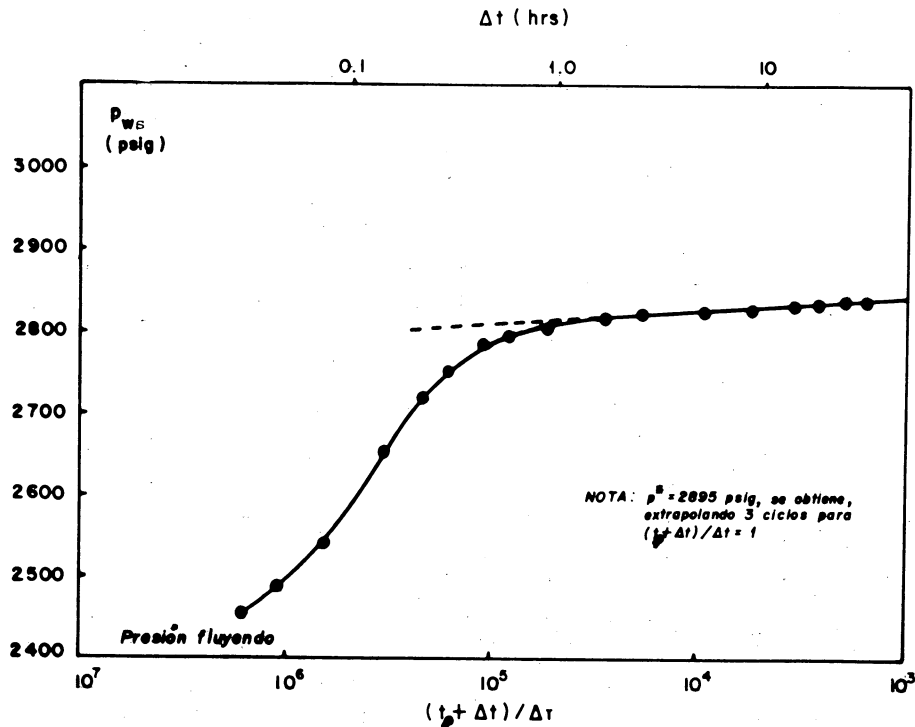


FIG. 3.8 PRUEBA DE INCREMENTO EN UN POZO DE GAS

$$\mu_g = 0.0201 \text{ cp}$$

$$P_{wf} = 2,422 \text{ psig}$$

$$c_t = 0.000254 \text{ psia}^{-1}$$

$$m = 17 \text{ psi/ ciclo}$$

$$s = 1.151 \left(\frac{(2,815) - (2,422)}{(17)} \right) - \log \frac{(6.92) (144)}{(0.16) (0.0201) (0.000254)}$$

$$(12.25) + 3.23)$$

$$s = 21.12$$

$$\Delta p_s = (17) \times 0.87(21.12) = 312 \text{ psi}$$

c. Cálculo del índice de productividad (bl/D-psi) y

Eficiencia de flujo:

$$J_{\text{real}} = \frac{q_g}{p^* - P_{wf}}$$

$$J_{\text{ideal}} = \frac{q_g}{(p^* - P_{wf}) - \Delta p_s}$$

$$\Delta p_s = 312 \text{ psi}$$

$$p^* = 2,895 \text{ psig}$$

$$q_g = 536,900 \text{ bl/D}$$

$$P_{wf} = 2,422 \text{ psig}$$

$$J_{\text{real}} = \frac{(536,900)}{(2,895) - (2,422)} = 1,135 \text{ bl/D - psi.}$$

$$J_{\text{ideal}} = \frac{(536,900)}{(473) - (312)} = 3,335 \text{ bl/D-psi}$$

$$\therefore \text{Eficiencia de flujo} = \frac{J_{\text{real}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{1,135}{3,335} = 0.34$$

* B_g , μ_g y c_t Se obtienen al final del ejemplo

Obtención de B_g , μ_g , y c_t :

$$B_g = Z \frac{T}{T_{sc}} \frac{p_{sc}}{p^* + \frac{p_{wf}}{2}}$$

$$T_{sc} = 520^\circ R$$

$$p_{sc} = 14.65 \text{ psia}$$

$$p_{Tc} = 420^\circ R$$

$$p_{Pc} = 663 \text{ psia}$$

$$T_y = 200^\circ F = 660^\circ R$$

$$\frac{p^* + p_{wf}}{2} = \frac{2895 + 2422}{2} = 2658 \text{ psig} = 2673 \text{ psia.}$$

$$p_{Tr} = \frac{T}{p_{Tc}} = \frac{660}{420} = 1.57$$

$$p_{Pr} = \frac{(p^* + p_{wf})/2}{p_{Pc}} = \frac{2673}{663} = 4.03$$

$$\therefore Z = 0.809$$

$$\therefore B_g = 0.809 \times \frac{660}{520} \times \frac{14.65}{2,673} = 0.00563$$

Usando p_{Tr} , p_{Pr} y una densidad relativa de 0.8, μ_g se obtiene de las Figs. G.3A y G.3B, págs. 156 y 157, de Matthews y Russell: $\mu_g = 0.0201 \text{ cp.}$

c_g se obtiene de la Fig. G.7A, pág. 161, siendo $0.000347 \text{ psia}^{-1}$.

La c_w saturada con gas a $(p^* + p_{wf})/2$ se estima usando la Ref. 12, Cap. 3; c_f de la Fig. G.5, pág. 159, con $\phi = 0.16$. Por tanto, para $s_w = 0.29$ y $s_g = 0.71$:

$$c_t = s_g c_g + s_w c_w + c_f$$

$$= 0.71 \times 0.000347 + 0.29 \times 13 \times 10^{-6} + 4 \times 10^{-6} = 0.000254 \text{ psia}^{-1}$$

III.8.2 Uso de la función $m(p)$ *.

En las Ecs. III.8.1 y III.8.3 se involucran gradientes de presión pequeños y se supone que μ_g y Z_g son constantes. Para los casos en los que esto no es aceptable, Al-Hussainy y Ramey¹² han demostrado que usando una pseudo-presión se obtiene una ecuación de incremento de presión análoga a la Ec. III.8.1, con la que se obtienen buenos resultados, aún en yacimientos de gas de muy baja permeabilidad, produciendo a altos gastos.

Por otra parte, a altos ritmos de producción, hay una caída adicional de presión en las cercanías del pozo debido a un flujo no-darciano (flujo turbulento)¹³. La caída adicional de pseudo-presión es proporcional al gasto, q , y es equivalente a tener un daño adicional; en este caso el daño total es ($s' = s + Dq_{sc}$). Se puede separar cada efecto mediante la realización de dos pruebas, ya que el efecto de s es constante para dos pruebas de incremento sucesivas¹².

III.8.3 Pruebas de Decremento.- Las pruebas de decremento de presión en pozos de gas son similares a las que se realizan en pozos de aceite; básicamente consisten en medir la presión de fondo continuamente durante un período de flujo a un gasto constante, partiendo de una presión estabilizada del yacimiento. La duración del período de flujo puede ser de varias horas a meses, dependiendo de la naturaleza del yacimiento y de los objetivos de la prueba.

Para el análisis de las pruebas y considerando un régimen de flujo transitorio, la caída de presión está dada por la siguiente ecuación (12).

$$m(p)_i - m(p)_{wf} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} T}{k h} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 s' \right] \dots \dots \dots (III.8.4)$$

Una gráfica de $\Delta m(p) = (m(p)_i - m(p)_{wf})$ contra t en papel semilog da una línea recta de pendiente, m , de donde

* Pseudo-presión de los gases reales.

$$k h = \frac{1.632 \times 10^6 q_{sc} T}{m} \quad (\text{III.8.5})$$

El factor de daño aparente, s' , puede también ser - calculado usando la siguiente ecuación:

$$s' = 1.1513 \left[\frac{\Delta m (p)_1}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] , \quad (\text{III.8.6})$$

donde $\Delta m (p)_1$ es el valor de $\Delta m (p)$ para t una hora.

La caída total de pseudo-presión directamente atribuida al factor de daño y efectos de turbulencia está dada por:

$$\Delta m (p)_{s'} = 0.869 m s' = 0.869 m (s + D q_{sc}) . \quad (\text{III.8.7})$$

La eficiencia de flujo en función de la pseudo-presión viene dada por la siguiente ecuación:

$$E. F. = \frac{(m (p)_i - m (p)_{wf}) - \Delta m (p)_{s'}}{(m (p)_i - m (p)_{wf})} , \quad (\text{III.8.8})$$

El potencial de flujo abierto se estima a partir de la siguiente ecuación:

$$A O F = \frac{k h m (\bar{p})_R}{3.263 \times 10^6 T \left[\log \left(0.472 \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{s}{2.303} \right) \right]} \quad (\text{III.8.9})$$

III.8.4.- Pruebas de Incremento.- Las pruebas de incremento de presión son las más simples de las pruebas en pozos de gas. Consisten básicamente en el cierre del pozo, registrando periódicamente el incremento de presión en el fondo.- En yacimientos con permeabilidades altas, la presión de incremento tiende a estabilizarse rápidamente; no así en yacimientos poco permeables, donde puede llevarse en ocasiones hasta meses.

La caída de presión es determinada por medio de la siguiente ecuación:

$$m(p)_i - m(p)_{ws} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} T}{k h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (III.8.10)$$

Al graficar $m(p)_{ws}$ contra $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ en papel semilogarítmico se obtiene una línea recta cuya pendiente es, m , mediante la cual se puede estimar el espesor permeable -- mediante la Ec. (III.8.5)

Definiendo $m(p)_{ws1}$ como la pseudo-presión al tiempo $\Delta t = 1$ y suponiendo que $t_p/(t_p + 1) \approx 1$, el factor de daño aparente puede ser calculado con la ecuación:

$$s' = 1.1513 \left[\frac{m(p)_{ws1} - m(p)_{wf0}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right], \quad (III.8.11)$$

donde $m(p)_{wf0}$ es la pseudo-presión medida justamente antes de cerrar el pozo.

Cuando el período de decremento anterior al de incremento se extiende hasta las condiciones de flujo pseudo-estacionario, el método de análisis propuesto por MDH puede ser utilizado.

La caída de pseudo-presión se estima mediante la ecuación:

$$m(p)_i - m(p)_{ws} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} T}{k h} \left[\log t_p - \log \Delta t \right] \quad (III.8.12)$$

Al graficar $m(p)_{ws}$ contra Δt en papel semilogarítmico se obtiene una línea recta con pendiente m . La permeabilidad y pseudo factor de daño pueden ser estimados mediante las Ecs. III.8.5 y III.8.11.

III.8.5. Ejemplo. - La Tabla III.9 muestra los datos de una prueba de incremento de presión en un pozo de gas. Los datos utilizados en el análisis son los siguientes:

$h = 101.7$ pies	$T = 94.8$ °C
$q_g = 5.450$ MM pies ³ /día	S.G. = 0.567
$B_g = 0.00596$	$\phi = 0.045$
$\mu_g = 0.0178$ cp	$c_t = 0.000245$ psi ⁻¹
$Z = 0.922$	$r_w = 0.3542$ pies
$t_p = 13\ 063$ hrs (estimado).	

Las determinaciones que se lograron realizar mediante la prueba fueron las siguientes:

a).- Permeabilidad.- La Fig. III.51* muestra los datos graficados de la prueba; la pendiente, m , de la porción

* pág. 176

recta de la línea es 70.08×10^6 (psia²/cp)/ciclo; de la Ec. III.8.5, se tiene:

$$k = \frac{(1.632) (5.45 \times 10^6) (662.64)}{(70.08 \times 10^6) (101.7)}$$

$$k = 0.83 \text{ md.}$$

b).- El factor de daño fue estimado a partir de la Ec.III.8.11 de donde:

$$s' = 1.1513 \left[\frac{(570.47 \times 10^6 - 102.19 \times 10^6)}{(0.83)} \right. \\ \left. - \log \frac{(0.45) (0.0178) (2.45 \times 10^{-4}) (0.3542)^2}{+ 3.23} \right] \\ s' = 2.39.$$

c).- La caída de pseudo-presión debida al daño y turbulencia, Ec. III.8.7.

$$\Delta m (p)_{s'} = (0.869) (70.08 \times 10^6) (2.39)$$

$$\Delta m (p)_{s'} = 1.45 \times 10^6 \text{ psi}^2/\text{cp.}$$

TABLA III.9.- DATOS DE INCREMENTO DE PRESION
DE UN POZO DE GAS.

Δt	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu m(p)_w}{2 p_C^2 p_{Tr}}$	$m(p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m(p)_w \times 10^{-4}$
0	—	1.06	102.19	—
0.087	150 150	1.32	127.26	25.50
0.250	52 253	1.53	147.50	45.31
0.420	31 103	1.72	165.82	63.63
0.580	22 253	1.85	178.35	76.16
0.750	17 418	2.00	192.81	90.62
0.920	14 200	2.12	204.38	102.19
1.080	12 096	2.26	217.88	115.69
1.250	10 451	2.34	225.59	123.50
1.420	9 200	2.45	236.19	134.00
1.750	7 466	2.62	252.58	150.39
2.250	5 807	2.90	279.58	177.39
2.75	4 751	3.11	299.82	197.63
3.25	4 020	3.30	318.14	215.95
3.75	3 484	3.52	339.35	237.16
4.25	3 075	3.70	356.70	254.51
4.75	2 751	3.83	369.23	267.04
5.25	2 489	4.03	388.51	286.32
5.75	2 273	4.15	400.88	297.89
6.25	2 091	4.22	406.83	304.64
6.75	1 936	4.41	425.15	322.96

TABLA III.9.- CONTINUACION.

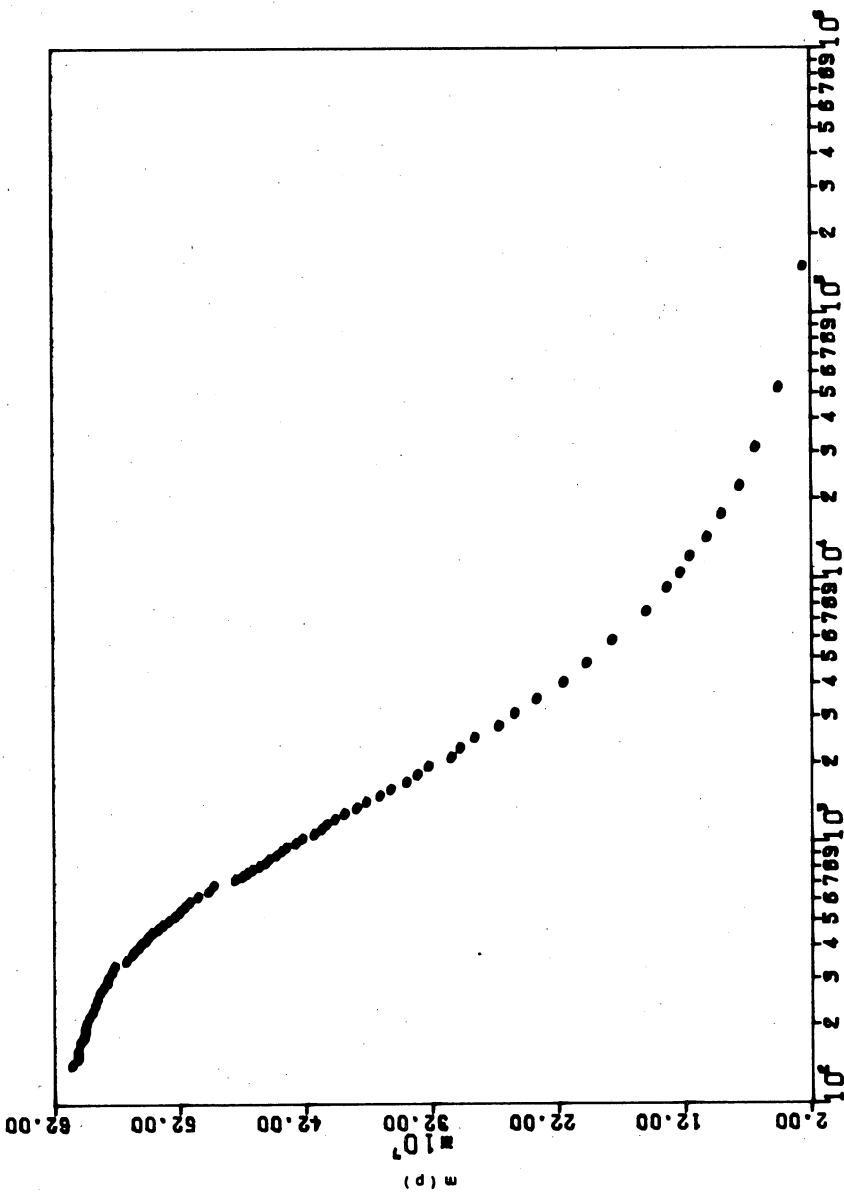
Δt	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu m(p)_w}{2 p C^2 p T_R}$	$m(p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m(p)_w \times 10^{-6}$
7.25	1 803	4.50	433.83	331.64
7.75	1 686	4.59	455.03	352.84
8.75	1 494	4.81	463.71	361.52
9.25	1 413	4.92	474.32	372.13
10.25	1 275	5.10	491.67	389.48
10.75	1 216	5.18	499.38	397.19
11.25	1 162	5.25	506.13	403.94
11.75	1 113	5.29	509.99	407.80
12.25	1 067	5.35	515.71	413.58
12.75	1 025	5.45	525.41	423.22
13.25	987	5.50	530.23	428.04
13.75	951	5.58	537.94	435.75
14.25	918	5.62	541.80	439.61
14.75	887	5.66	545.66	443.47
15.25	858	5.72	551.44	449.25
15.75	830	5.75	554.33	452.14
16.25	805	5.80	559.15	456.96
16.75	781	5.86	564.94	462.75
17.25	758	5.90	568.79	466.60
17.75	737	5.94	572.65	470.46
18.25	717	6.00	578.43	476.24
19.25	680	6.18	595.79	493.60

TABLA III.9.- CONTINUACION.

Δt	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu m (p)_w}{2 p_c^2 p_r^2}$	$m (p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m (p)_w \times 10^{-6}$
20.25	646	6.22	599.64	497.45
21.25	616	6.31	608.32	506.13
22.25	588	6.38	615.07	512.88
23.25	563	6.42	618.92	516.73
24.25	540	6.46	622.78	520.59
25.25	518	6.50	626.64	524.45
26.25	499	6.55	631.46	529.27
27.25	480	6.60	636.28	534.09
28.25	463	6.64	640.13	537.94
29.25	448	6.69	644.95	542.76
30.25	433	6.72	647.85	545.66
31.25	419	6.74	649.77	547.58
32.25	406	6.78	653.63	551.44
33.25	394	6.80	655.56	553.37
34.25	382	6.83	658.45	556.26
35.25	372	6.85	660.38	558.19
37.25	352	6.90	665.20	563.01
39.25	334	7.00	674.84	572.65
41.25	318	7.02	676.77	574.58
43.25	303	7.05	679.66	577.47
45.25	290	7.06	680.62	578.43
47.25	277	7.09	683.52	581.33

TABLA III.9.- CONTINUACION.

Δt	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu_m(p)_w}{2 p_c^2 p_r^T}$	$m(p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m(p)_w \times 10^{-6}$
49.25	266	7.12	686.41	584.22
52.25	251	7.14	688.34	586.15
55.25	237	7.16	690.26	588.07
58.25	225	7.18	692.19	590.00
61.25	214	7.21	695.08	592.89
64.25	204	7.23	697.01	594.82
67.25	195	7.24	697.98	595.79
70.25	187	7.24	697.98	595.79
73.25	179	7.25	698.94	596.75
76.25	172	7.28	701.83	599.64
82.25	160	7.30	703.76	601.57
85.25	154	7.30	703.76	601.57
88.25	149	7.30	703.76	601.57
93.25	141	7.35	708.58	606.39



$\frac{(p-\Delta p)}{\Delta p}$

FIG. III.51.- GRAFICA DE DATOS DE PSEUDO-PRESION PARA UNA PRUEBA EN POZOS DE GAS.

PSEUDO PRESION REDUCIDA	VALORES DE $m(p)_r = \frac{m(p)_r}{z p_e z} = \int_0^{p_r} \frac{p_r d p_r}{\left(\frac{M}{M_0}\right) z}$ PARA PSEUDO-TEMPERATURA REDUCIDA (T_r) DE:								
	p_r	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
	0.10	0.0051	0.0051	0.0051	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050
0.20	0.0208	0.0206	0.0204	0.0202	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200	0.0200
0.30	0.0475	0.0467	0.0461	0.0456	0.0453	0.0452	0.0451	0.0450	0.0450
0.40	0.0856	0.0839	0.0824	0.0813	0.0807	0.0803	0.0801	0.0800	0.0800
0.50	0.1355	0.1322	0.1293	0.1272	0.1261	0.1254	0.1250	0.1249	0.1249
0.60	0.1980	0.1921	0.1869	0.1833	0.1814	0.1803	0.1798	0.1798	0.1797
0.70	0.2733	0.2637	0.2555	0.2498	0.2468	0.2452	0.2445	0.2445	0.2443
0.80	0.3620	0.3474	0.3355	0.3266	0.3222	0.3222	0.3198	0.3187	0.3187
0.90	0.4638	0.4437	0.4262	0.4134	0.4073	0.4039	0.4030	0.4029	0.4029
1.00	0.5780	0.5529	0.5276	0.5095	0.5019	0.4974	0.4968	0.4967	0.4967
1.10	0.7053	0.6746	0.6400	0.6154	0.6059	0.6003	0.6004	0.6003	0.6003
1.20	0.8525	0.8083	0.7638	0.7314	0.7192	0.7131	0.7136	0.7136	0.7134
1.30	1.0318	0.9539	0.8983	0.8574	0.8416	0.8356	0.8362	0.8362	0.8360
1.40	1.2392	1.1114	1.0431	0.9930	0.9732	0.9676	0.9681	0.9680	0.9680
1.50	1.4482	1.2807	1.1978	1.1381	1.1142	1.1091	1.1091	1.1095	1.1095
1.60	1.6668	1.4616	1.3620	1.2923	1.2645	1.2599	1.2592	1.2592	1.2592
1.70	1.8359	1.6516	1.5356	1.4557	1.4240	1.4199	1.4183	1.4183	1.4203
1.80	2.0176	1.8476	1.7182	1.6280	1.5923	1.5887	1.5862	1.5862	1.5895
1.90	2.1926	2.0472	1.9090	1.8089	1.7695	1.7663	1.7632	1.7632	1.7679
2.00	2.3619	2.2476	2.1068	1.9982	1.9553	1.9526	1.9492	1.9492	1.9554
2.10	2.5272	2.4499	2.3109	2.1954	2.1495	2.1472	2.1442	2.1442	2.1519
2.20	2.6899	2.6546	2.5206	2.3999	2.3519	2.3499	2.3479	2.3479	2.3575
2.30	2.8500	2.8603	2.7354	2.6116	2.5623	2.5605	2.5602	2.5602	2.5721
2.40	3.0074	3.0658	2.9549	2.8302	2.7806	2.7788	2.7811	2.7811	2.7956
2.50	3.1622	3.2701	3.1786	3.0554	3.0067	3.0048	3.0105	3.0105	3.0280
2.60	3.3143	3.4726	3.4060	3.2872	3.2403	3.2383	3.2482	3.2482	3.2691
2.70	3.4638	3.6727	3.6367	3.5251	3.4813	3.4792	3.4942	3.4942	3.5191
2.80	3.6108	3.8701	3.8700	3.7690	3.7297	3.7272	3.7483	3.7483	3.7776
2.90	3.7553	4.0646	4.1056	4.0185	3.9851	3.9824	4.0106	4.0106	4.0449
3.00	3.8974	4.2560	4.3429	4.2735	4.2474	4.2444	4.2809	4.2809	4.3206
3.25	4.2456	4.7260	4.9417	4.9303	4.9299	4.9296	4.9903	4.9903	5.0465
3.50	4.5859	5.1857	5.5444	5.6102	5.6466	5.6563	5.7459	5.7459	5.8235
3.75	4.9183	5.6338	6.1461	6.3089	6.3944	6.4224	6.5462	6.5462	6.6503
4.00	5.2430	6.0700	6.7434	7.0228	7.1705	7.2259	7.3894	7.3894	7.5257
4.25	5.5622	6.4973	7.3356	7.7491	7.9713	8.0629	8.2745	8.2745	8.4484
4.50	5.8776	6.9181	7.9228	8.4853	8.7933	8.9296	9.2004	9.2004	9.4168
4.75	6.1892	7.3324	8.5032	9.2289	9.6339	9.8239	10.1654	10.1654	10.4297
5.00	6.4970	7.7399	9.0758	9.9772	10.4907	10.7437	11.1682	11.1682	11.4859
5.25	6.8011	8.1406	9.6400	10.7283	11.3616	11.6870	12.2073	12.2073	12.5841
5.50	7.1014	8.5345	10.1951	11.4803	12.2446	12.6520	13.2811	13.2811	13.7232
5.75	7.3980	8.9218	10.7409	12.2318	13.1379	13.6368	14.3883	14.3883	14.9020
6.00	7.6909	9.3025	11.2773	12.9815	14.0397	14.6399	15.5274	15.5274	16.1193
6.25	7.9809	9.6780	11.8066	13.7293	14.9488	15.6588	16.6956	16.6956	17.3731
6.50	8.2688	10.0495	12.3311	14.4749	15.8643	16.6915	17.8901	17.8901	18.6617
6.75	8.5546	10.4170	12.8504	15.2177	16.7846	17.7366	19.1096	19.1096	19.9911
7.00	8.8383	10.7805	13.3644	15.9569	17.7087	18.7927	20.3527	20.3527	21.3390
7.25	9.1198	11.1400	13.8730	16.6917	18.6356	19.8589	21.6184	21.6184	22.7253
7.50	9.3992	11.4956	14.3760	17.4219	19.5644	20.9337	22.9053	22.9053	24.1421
7.75	9.6764	11.8473	14.8735	18.1471	20.4942	22.0163	24.2124	24.2124	25.5882
8.00	9.9516	12.1951	15.3655	18.8669	21.4242	23.1057	25.5386	25.5386	27.0627
8.25	10.2250	12.5399	15.8527	19.5824	22.3551	24.2007	26.8821	26.8821	28.5650
8.50	10.4971	12.8826	16.3358	20.2946	23.2874	25.3004	28.2415	28.2415	30.0944
8.75	10.7678	13.2231	16.8150	21.0033	24.2205	26.4040	29.6156	29.6156	31.6502
9.00	11.0371	13.5614	17.2901	21.7081	25.1539	27.5107	31.0037	31.0037	33.2314
9.25	11.3051	13.8976	17.7612	22.4080	26.0869	28.6200	32.4048	32.4048	34.8371
9.50	11.5718	14.2315	18.2283	23.1057	27.0192	29.7311	33.8182	33.8182	36.4666
9.75	11.8370	14.5632	18.6914	23.7981	27.9502	30.8437	35.2431	35.2431	38.1191
10.00	12.1009	14.8938	19.1505	24.4860	28.8797	31.9570	36.6786	36.6786	39.7937
10.25	12.6238	15.5473	20.0600	25.8522	30.7349	34.1873	39.1379	39.1379	43.1956
10.50	13.1476	16.1969	20.9615	27.2075	32.5885	36.4211	42.5109	42.5109	46.6559
11.00	13.6662	16.8412	21.8537	28.5508	34.4352	38.6554	45.8518	45.8518	50.1691
12.00	14.1816	17.4804	22.7367	29.8815	36.2740	40.8873	48.4215	48.4215	53.7299
13.00	14.6937	18.1145	23.6105	31.1992	38.1035	43.1147	51.0703	51.0703	57.3337
14.00	15.2026	18.7435	24.4750	32.5036	39.9223	45.3355	54.4059	54.4059	60.9761
15.00	15.7081	19.3673	25.3303	33.7943	41.7295	47.5481	57.4142	57.4142	64.6533
16.00	16.2102	19.9859	26.1763	35.0712	43.6240	49.7510	60.1585	60.1585	68.3616
17.00	16.7087	20.5993	27.0132	36.3344	45.3055	51.9631	62.6494	62.6494	72.0971
18.00	17.2039	21.2076	27.8409	37.5837	47.0731	54.1231	66.4718	66.4718	75.8571

SOLUCION DE LA INTEGRAL DE PSEUDO-PRESION REDUCIDA $m(p)_r$, COMO UNA FUNCION DE T_r Y P_r .

III.9 R e f e r e n c i a s.

1. R. C. Earlougher, Jr.: Advances in Well Test Analysis, SPE Monograph 5, (1977).
2. Van Everdingen, A.F.: "The Skin Effect and Its Influence on the productive capacity of a well", Trans. AIME (1953), 171-176.
3. Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow Into a Well Bore", Pet. Eng. (Oct., 1953) B.6-B.16.
4. Rodríguez Nieto, R.: Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería de Yacimientos, publicaciones del IMP No. 74 - BH/142, (1974) y No. 76 BH/196 A, (1976).
5. Van Everdingen, A.F. and Hurst, w.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", Trans. AIME (1949), 305-324.
6. Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. and Ramey, Jr. H.J.: - "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment", - S. of Pet. Eng. J., (Sept. 1970) 279.
7. Chen, H. and Brigham, W.E.: "Pressure Buildup for a Well with Storage and Skin in a Closed Square", Preprint No. SPE 4890, 44 th Annual California Regional Meeting, (Apr., 1974).
8. Craft, B.C.; Hawkins, M.F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall, Inc. (1959).
9. Tracy, G.W.: "Why Gas Wells have Low Productivity?", Oil and Gas J. (Aug. 6, 1956)84.
10. Aronofsky, J.S. and Jenkins, R.: "Unsteady Radial Flow of Gas Through Porous Media", J. Appl. Mech. (1953) 20, 21°.
11. Bruce, G.H. et all.: "Calculations of Unsteady-State Gas Flow Through Porous Media", Trans. AIME (1953) 198.

12. Al-Hussainy, R. and Ramey, H.J. Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", J. Pet. Tech. (May. 1966) 637-642.

13. Ramey, H. J. Jr.: "Non-Darcy Flow and Wellbore - Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells", J. Pet. Tech. (Feb. 1965) 223-233.

CAPITULO IV

PRUEBAS DE FORMACION.

IV.1.- Introducción

Históricamente, las pruebas de formación se han llegado a considerar como un medio para determinar las características de productividad de una zona específica⁽¹⁾.

Los registros, los tratamientos de pozos y las pruebas de formación, tienen la misma función en la perforación moderna. Sin embargo, la interpretación cuidadosa de una prueba de formación puede proporcionar una estimación

del gasto de producción esperado de un pozo bajo varias circunstancias, las cuales no pueden ser proporcionadas por los registros. Por eso las pruebas de formación pueden ser un factor principal para determinar si una terminación es económicamente aconsejable.

Una prueba de formación es un procedimiento que provee una terminación temporal del intervalo de prueba, utilizando en este caso la tubería de perforación para conducir los fluidos producidos a la superficie; una buena prueba proporciona una muestra de los fluidos presentes en el yacimiento. Los datos de producción y presión obtenidos proporcionan estimaciones de la capacidad o potencial de la formación, presión estática del yacimiento, efectos de daño, radio de daño, índice de productividad y radio de drene o investigación; bajo condiciones ideales se pueden detectar fallas geológicas.

Las pruebas de formación pueden ser usadas para detectar yacimientos de pequeño volumen y para determinar la posibilidad de tratar el pozo para ponerlo en producción. Una buena corrida e interpretación de la prueba, probablemente de -- más información por cada peso invertido que alguna otra herramienta de evaluación.

Los datos de presión obtenidos durante los períodos de flujo y cierre son utilizados solamente para análisis cualitativos, mediante métodos convencionales de interpretación.

IV.2.- Operaciones básicas de las pruebas de formación.

Una prueba de formación se hace corriendo en el agujero una herramienta especial unida a la sarta de perforación; esta herramienta consta de:

- 1).- Un empacador de hule, el cual sella contra las paredes del pozo y su función es aislar a la formación del lodo.
- 2).- Una válvula de prueba para el control del flujo dentro de la tubería; sirve para excluir la entrada de lodo cuando se baja la herramienta hacia el fondo y para permitir la entrada de fluido de la formación durante la prueba.
- 3).- Igualador o válvula de desviación para permitir igualar las presiones en la sección del empacador, después de que la prueba de flujo ha terminado.

- 4).- Ancla, la cual soporta el peso aplicado para asentar el empacador.
- 5).- Registrador de presión que proporciona un registro completo de todo el evento, el cual puede ocurrir durante la prueba. Es recomendable tener dos instrumentos de registro de presión, para permitir una determinación exacta de datos.
- 6).- Junta de seguridad, la cual proporciona un medio de desunión de la sarta de perforación en un punto conveniente para operaciones de pesca.

Otros componentes como la válvula de cierre, dos o más relojes de accionamiento y el estrangulador, son herramientas secundarias que proporcionan información adicional acerca de la prueba de formación^(2,3). En la Fig. IV.1 se muestran los componentes principales de la herramienta de pruebas de formación.

En la Fig. IV.2 se ilustra el procedimiento de las pruebas de formación. Mientras la herramienta es bajada al fondo del pozo, el empacador va comprimido y la válvula de prueba se mantiene cerrada, permitiendo que el lodo se mueva como lo muestra la Fig. IV.2 (a)^(4,5). Después que se alcanza el fondo y los preparativos necesarios en la superficie se han efectuado, el empacador es fijado (por compresión y expansión), aislando la formación de la columna de lodo. La carga de compresión es suministrada por una carga muerta, la cual es transferida por el ancla de la tubería abajo del empacador -

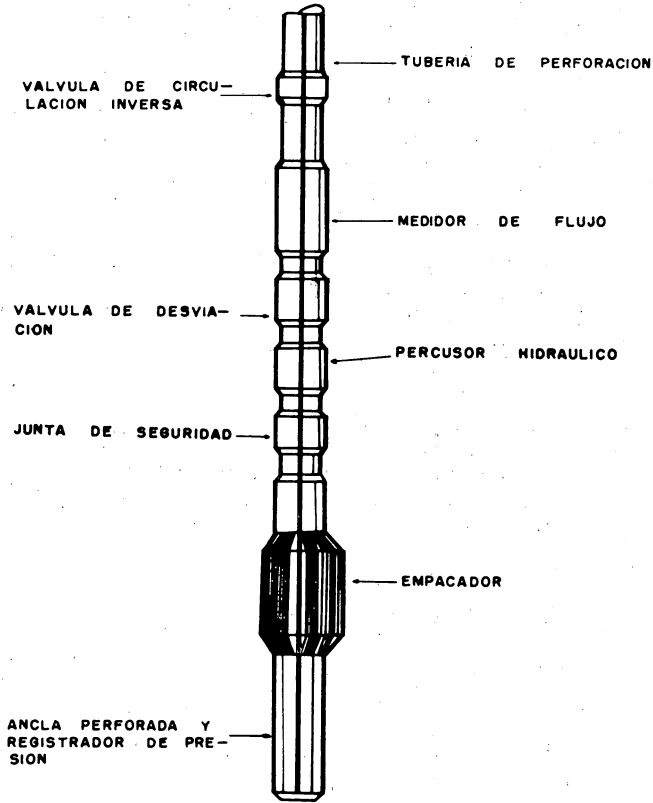


FIG.IV.I.-HERRAMIENTA USADA EN PRUEBAS DE FORMACION.

La válvula es abierta y así la sección aislada es ex puesta a la presión interior de la tubería que es baja o cercana al vacío, pudiendo entrar los fluidos de la formación a la tubería como se ilustra en la Fig. IV.2 (b).

Después de un período deseado, la válvula es cerrada y un incremento de presión ocurre abajo de la válvula, en el área cercana al pozo, donde los fluidos represionan a la formación.

A continuación, la válvula es abierta otra vez para repetir el período de flujo e incremento para obtener datos - adicionales y poder hacer comparaciones. Para algunos arre--- glos después del último período de flujo se obtiene una muestra de fluido a presión (1). A continuación se desancla el em pacador y se saca la herramienta, las condiciones del agujero dictaminan el tiempo total que la herramienta puede permane--- cer en el pozo.

IV.3.- Interpretación de Gráficas.

La secuencia total de los eventos que ocurren en una prueba de formación son registrados en gráficas de presión - contra tiempo. El aspecto de estas gráficas es variable; en - la Fig. IV.3 se muestra un caso típico. La línea denota presión atmosférica y se traza sobre la gráfica en la superficie cuando se inserta en el registrador de presión.

A medida que la herramienta se baja, en el agujero - ocurre un incremento de presión debido a la columna de lodo - (p_h). La sección (1) de la Fig. IV.3 muestra este incremento.

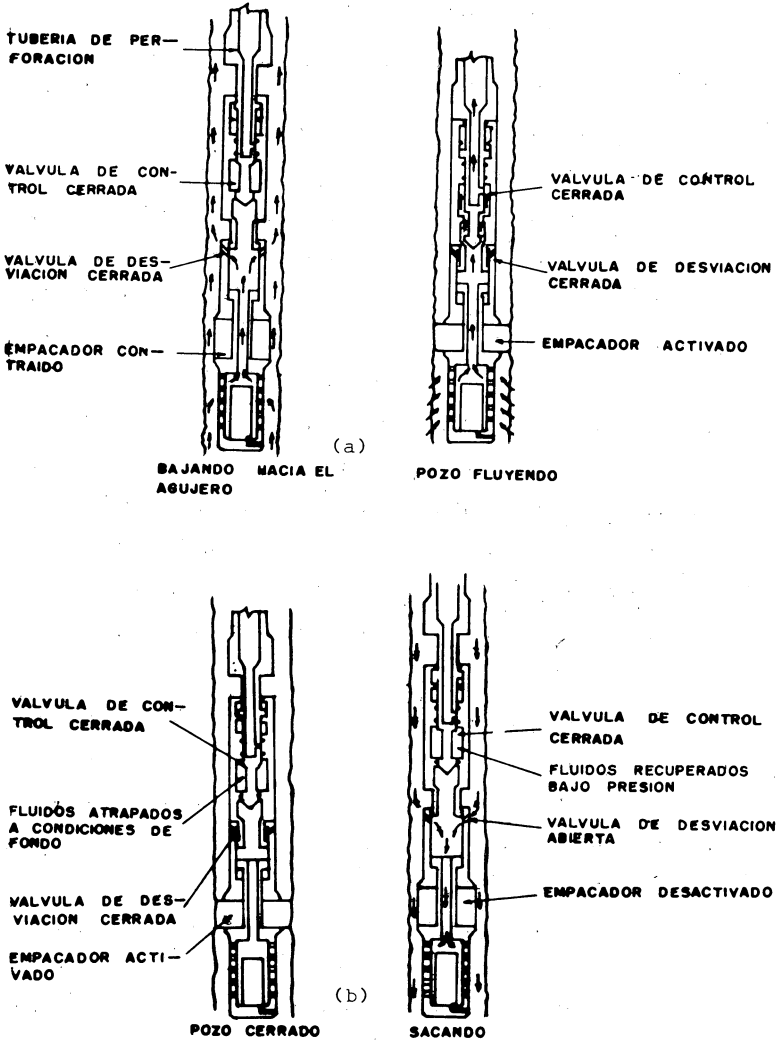


FIG. IV. 2.- SECUENCIA DE OPERACIONES DE UNA PRUEBA DE FORMACION.

El punto (2) muestra la presión inicial o hidrostática del lodo (p_{ihm}) cuando la herramienta se encuentra en el fondo del agujero y puede ser comparada con la densidad del lodo. El punto (3) es una presión anormal algunas veces observada, causada por la compresión del lodo atrapado abajo del empacador, después de abrir la válvula de prueba⁽⁶⁾. La sección (4) muestra la reducción de la presión hidrostática del lodo sobre la formación. El punto (5) muestra la presión de flujo inicial (p_{if1}) del primer período de flujo.

Cuando la herramienta de prueba es abierta, ocurre el flujo de los fluidos de la formación, comportándose la presión como se muestra en la sección (6). En el punto (7) la válvula de prueba se cierra, registrándose la presión de flujo final (p_{ff1}) del primer período de flujo y un período de incremento de presión se lleva a cabo, como se muestra en la sección (8). El punto (9) muestra la presión de cierre inicial (p_{isi}) y es una aproximación ideal del incremento inicial a una presión constante que debe ser representativa de la presión inicial del yacimiento⁽⁶⁾.

El primer período de flujo y cierre es seguido generalmente por un segundo período de flujo y cierre⁽⁷⁾. Los puntos (11), (13), (15) y (16) representan la presión de flujo inicial en el segundo período de flujo (p_{if2}), la presión final de flujo del segundo período de flujo (p_{ff2}), la presión final de cierre del segundo período (p_{fsi}) y la presión final de la columna hidrostática de lodo (p_{fhm}). La sección (17), --

muestra los efectos de desanclaje del empacador y extracción del elemento de presión del pozo con la tubería de perforación, originando un retorno de la presión a la presión ejercida por la columna de lodo.

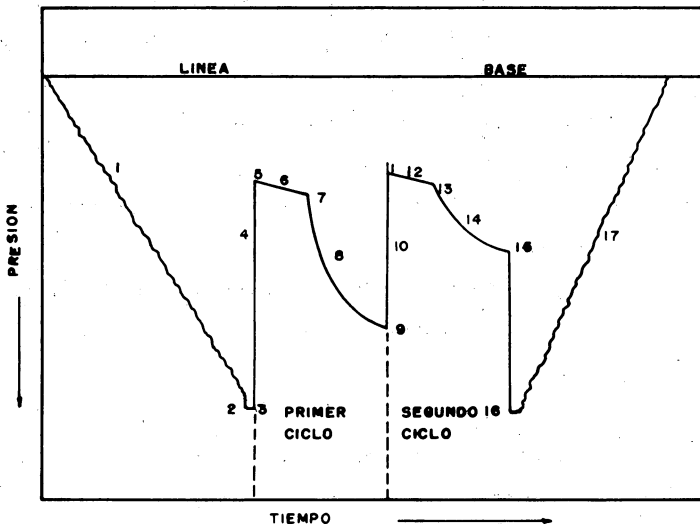


FIG.IV.3.-RESPUESTA DE PRESION DEL REGISTRADOR PARA UNA PRUEBA DE FORMACION.

Los dos segundos períodos de flujo y cierre tienen como objetivo permitir el cálculo de los parámetros del yacimiento, así como para determinar la producción de fluidos.

IV.3.1.- Perturbaciones en la Gráfica de Presión en las Pruebas de Formación.

A causa de la complejidad de la operación de las herramientas en las pruebas de formación, existe la posibilidad de que las pruebas fracasen. Sin embargo, es importante examinar cuidadosamente las gráficas de la prueba y decidir si ésta fue mecánica y operacionalmente correcta.

Para reconocer una mala prueba, se debe estar familiarizado con las características de las gráficas de las pruebas, una buena gráfica de la prueba debe tener las siguientes características:

- a).- La presión base debe ser una línea recta y clara.
- b).- El registro de las presiones hidrostáticas del todo, inicial y final, debe ser el mismo.
- c).- El flujo y el incremento de presión deben ser registrados como curvas suaves.

Frecuentemente malas condiciones del agujero, mal funcionamiento de las herramientas y otras dificultades pueden ser identificadas por medio de las gráficas de pruebas de formación. Las Figs. IV.4 a IV.8 ilustran algunos de los ejemplos de las fallas que pueden ocurrir al efectuar una prueba de formación.

La Fig. IV.4 muestra una gráfica donde se presentaron

fugas en las tuberías de perforación o pérdidas de lodo hacia alguna formación o ambos casos, causando un decremento en la presión hidrostática. Una fuga en la tubería puede ser confirmada si una gran cantidad de lodo es recuperado con los fluidos producidos. En este caso los datos de la prueba deben ser deshechados.

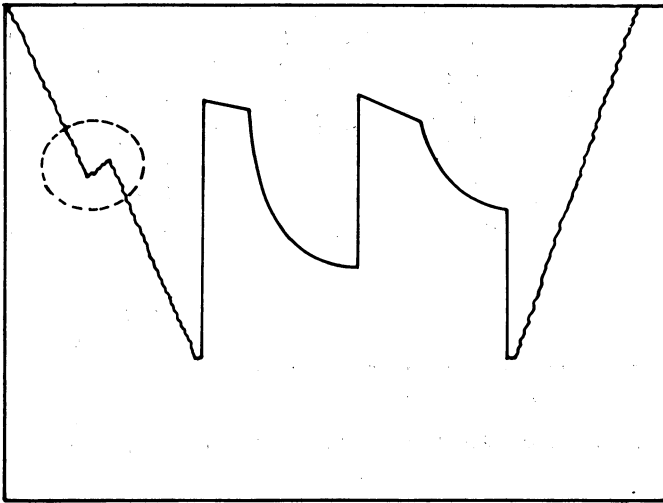


FIG.IV.4.-ROTURA DE TUBERIA O PERDIDA DE LODO HACIA ALGUNA FORMACION.

La forma escalonada en las curvas de incremento indican un mal funcionamiento en el medidor o registrador de presión (Fig. IV.5).

Como consecuencia estos datos no deben ser analizados,

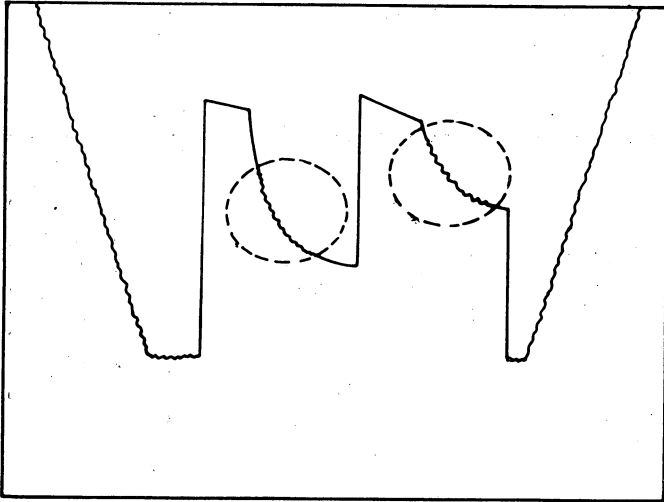


FIG.IV.5.-MAL FUNCIONAMIENTO DEL REGISTRADOR DE PRESION.

En la Fig. IV.6 puede verse la forma que adquiere la gráfica al pararse el reloj antes de tiempo o por alguna falla del mismo.

La forma de S ocurre solamente en la porción de incremento de la curva cuando existe una comunicación de fluido alrededor del empacador (Fig. IV.7). Esta comunicación puede ser debido a una fractura o mal sello del empacador, a roturas de la tubería alrededor del empacador etc..

La Fig. IV.8 muestra una gráfica donde se notan perturbaciones debidas al taponamiento del estrangulador de fondo del pozo o "pichancha". El aumento o disminución natural de la curva de presión es causado por el rompimiento y liberación momentáneo de presión.

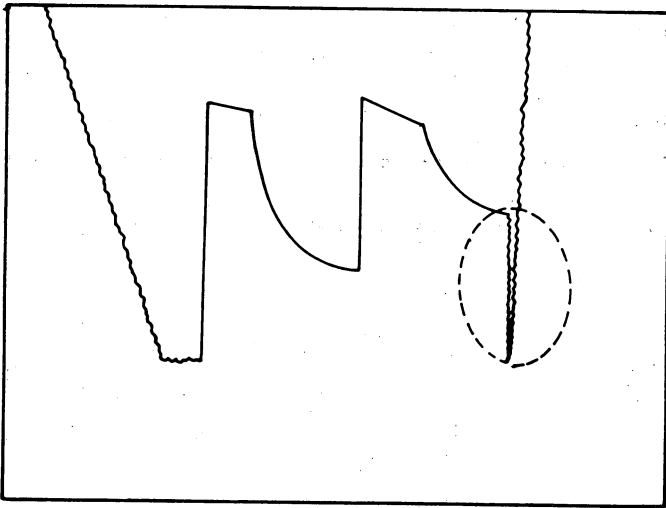


FIG. IV.6.-RELOJ DESCOMPUESTO O PARADO.

IV.4.- Técnicas para la determinación de productividad, permeabilidad, potencial y presión estática. .

IV.4.1.- Productividad de la Formación.

Análisis cuantitativos de datos de pruebas de formación

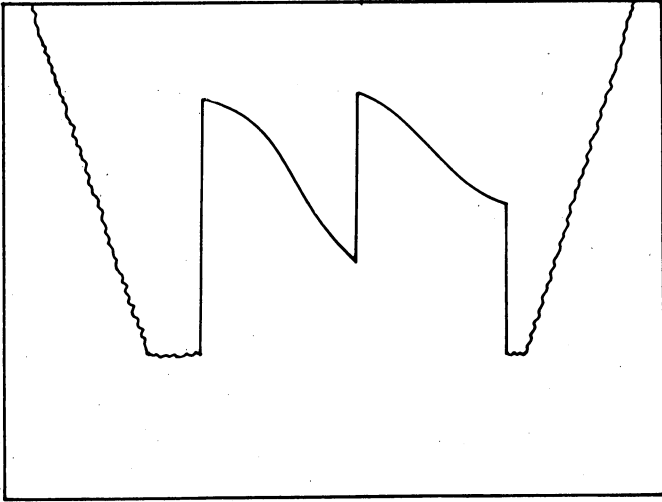


FIG.IV.7.-COMUNICACION DE FLUIDOS ALREDEDOR DEL EMPACADOR.

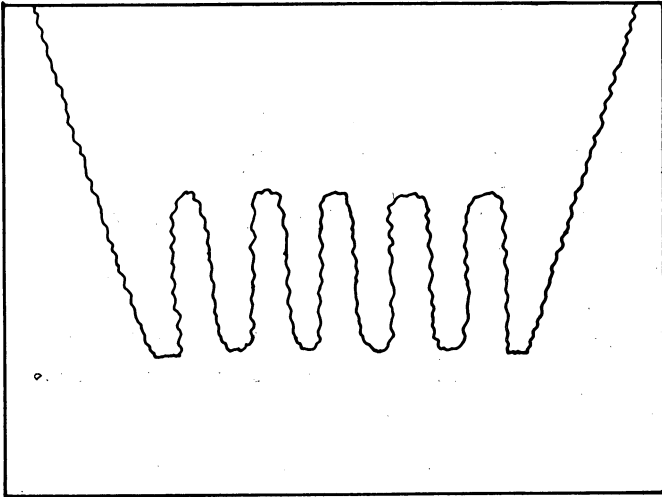


FIG.IV.8.-TAPONAMIENTO DEL ESTRANGULADOR DE FONDO.

con miras a determinar la productividad de la formación no -- son precisos; esto es una consecuencia natural de los perío-- dos de flujo relativamente cortos durante la prueba.

Puede determinarse la cantidad de fluido recuperado durante la prueba, en casos donde el fluido producido es obtenido; el gasto producido puede ser determinado en la superficie mediante mediciones a través de separadores y/o tanques de prueba. Si sólo se recupera gas, éste puede ser medido con probadores de orificio o un tubo Pitot. En muchos casos, la cantidad de líquidos recuperados es medido en términos de longitud (pies) de tubería. Este procedimiento a menudo indica descripciones un poco inciertas cuando los líquidos recuperados se encuentran mezclados. El volumen de líquidos recuperados en la tubería de perforación puede ser determinado mediante la siguiente ecuación:

$$V = b L , \quad (IV.1)$$

donde:

V = Volumen de líquidos recuperados (bbl).

b = Capacidad de la tubería (bbl/pie).

L = Longitud de la tubería (pies).

El gasto promedio, al terminar el intervalo de tiempo de prueba, es:

$$q_o = \frac{1440 V_o}{t} , \quad (IV.2)$$

donde:

q_o = Gasto de aceite (bbl/día).

t = Tiempo de duración de la prueba (min).

V = Volumen de aceite recuperado (bbl).

El cálculo del índice de productividad involucra medidas de presión de cierre de fondo (p_i) y una condición de producción estabilizada, mediciones de presión de fondo fluuyendo y el correspondiente gasto de fluidos producidos en la superficie. El índice de productividad esta dado por la Ec. - (III.113).

El índice de productividad específico explica la longitud de la sección de producción:

$$\text{IPE} = \frac{\text{Índice de productividad}}{\text{Longitud de la zona productora.}} \quad (\text{IV.3})$$

Para determinar los parámetros del yacimiento se puede usar el método de Horner. Después que los efectos de almacenamiento en el fondo del agujero han disminuido, la presión durante el cierre se obtiene mediante la Ec. (III.109).

Al graficar p_{ws} contra $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$ resulta una línea recta cuya pendiente esta dada por la Ec. (III.78). El valor de t_p es estimado a partir de la Ec. (III.121).

En la Fig. IV.9 se muestra una gráfica que ilustra este concepto.

IV.4.2.- Permeabilidad.

La determinación de la permeabilidad efectiva promedio puede hacerse suponiendo que la gráfica de incremento de

Horner origina una línea recta, de la cual puede obtenerse su pendiente ($-m$) y mediante la Ec. (III.81) determinar la permeabilidad.

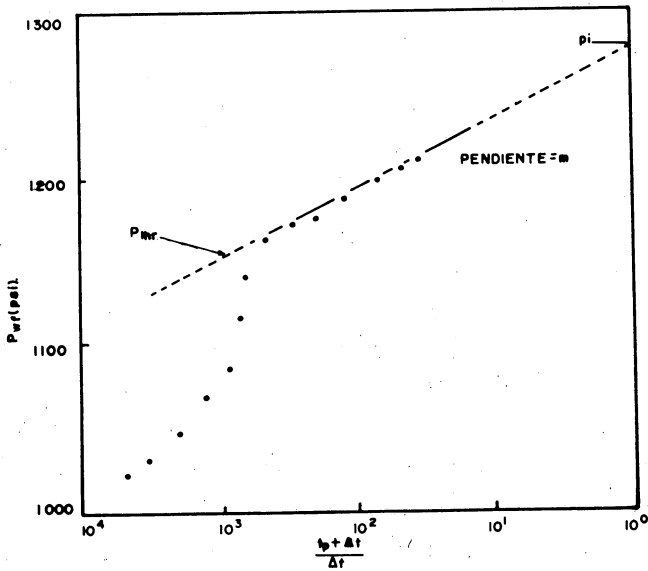


FIG. IV.9.-GRAFICA DE HORNER PARA UNA PRUEBA DE FORMACION.

IV.4.3.- Potencial o Capacidad (k.h).

El espesor de la formación (h), debe ser el espesor neto de la zona productora, el cual se puede determinar a partir del análisis de registros. Si el espesor no puede ser de finido, entonces puede determinarse el potencial o capacidad

(k h) de la formación, reordenando la Ec. (III.81).

IV.4.4.- Presión Estática del Yacimiento.

La presión estática del yacimiento se obtiene extrapolando la línea recta de la gráfica de Horner para un tiempo de cierre infinito:

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1 \quad , \quad \text{por tanto,} \quad \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] = 0 \quad .$$

Los datos proporcionados por una prueba de formación durante el período de cierre pueden ser analizados también mediante el método de MDH, según se describió en el capítulo anterior (Cap. III).

IV.5.- Técnicas para determinar el radio de investigación y daño a la formación.

Muchas veces las suposiciones de la ecuación de incremento de Horner, tales como formación homogénea, flujo en una sola fase y yacimiento infinito, no están dentro del dominio de casos reales. Si los cambios ocurren dentro del radio de investigación de la prueba de formación, pueden ser detectados por un cambio en la pendiente de la gráfica de incremento de Horner⁽⁷⁾.

Para todas las suposiciones prácticas, el radio de investigación durante una prueba de formación es equivalente al radio de drene, esto es:

$$r_d = 0.029 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_t}} \quad (\text{IV.4})$$

El factor de daño a la formación es estimado a partir de la siguiente ecuación:

$$s = \left[\frac{P_{1hr} - P_{ws} (\Delta t = 0)}{m} + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right], \quad (IV.5)$$

el término $\log (t_p + 1)/t_p$ es incluido ya que puede ser importante en una prueba de formación. Este término es insignificante cuando $t_p \gg 1$, o cuando el factor de daño es alto.

Muchos análisis de pruebas de formación reportan comúnmente la eficiencia de flujo, la cual esta dada por la Ec. (III.112).

IV.6.- Análisis cualitativo en pozos de gas.

Generalmente en las pruebas efectuadas en pozos de gas los gastos de flujo se reportan en pies cúbicos por día, haciendo necesaria la explicación de la desviación de la ley de los gases perfectos, usando el factor de desviación del gas, Z, y la temperatura absoluta del yacimiento.

En este caso la gráfica de incremento de Horner puede construirse graficando el potencial o pseudo-presión contra $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, en papel semilog como se muestra en la Fig. IV.10.

Los valores de Z y del gas pueden ser obtenidos de la literatura conociendo la densidad relativa del gas. Las ecuaciones suponen que la compresibilidad y viscosidad del gas permanecen razonablemente constantes sobre rangos de --

cambios de temperatura y presión que ocurren durante el período de flujo⁽⁷⁾. Altas caídas de presión entre el pozo y el límite del yacimiento, semejantes a las que pueden ocurrir en una zona de baja permeabilidad, pueden hacer esta suposición inválida. Si ésto es cierto, un estrangulador en el fondo del agujero debe usarse para reducir la caída de presión⁽⁷⁾.

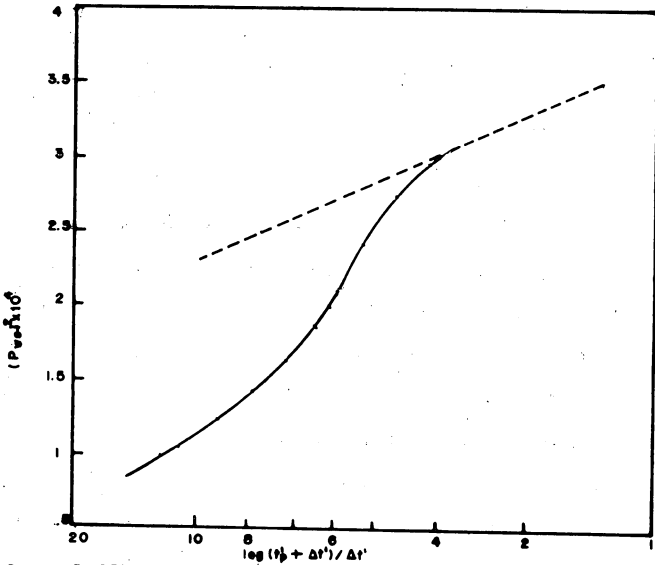


FIG.10.-RESPUESTA DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE FORMACION EN UN POZO DE GAS.

La permeabilidad, daño al pozo, caída de presión debida al daño y el potencial de flujo abierto, para un pozo de gas puede determinarse a partir de las Ecs. (III.165), --- (III.171), (III.170) y (III.169), respectivamente.

IV.7.- Análisis de datos de pruebas de formación utilizando curvas tipo.

Varios métodos de curvas tipo son utilizados para -- analizar datos iniciales de pruebas transitorias de presión.- Aunque estos métodos tienen quizás más aplicaciones en pruebas de períodos largos, pueden algunas veces ser utilizados - en el análisis de pruebas de formación para recuperar un minimo de información de una prueba donde los datos disponibles - no son suficientes para obtener una línea recta en la gráfica de Horner.

Ramey, Agarwal y Martin⁽¹⁾ proporcionan curvas que - incluyen efectos de daño que pueden ser usadas para analizar datos de períodos de flujo en una prueba de formación, que no alcanza a fluir a la superficie y en la cual no hay cambios - significativos del coeficiente de almacenamiento. Las Figs. - IV.11, IV.12 y IV.13 son curvas tipo, en las cuales la rela--ción de presión adimensional se define como:

$$P_{DR} = \frac{P_D}{P_{Do}} = \frac{P_i - P_{wf}(t)}{P_i - P_o}, \quad (IV.6)$$

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

Para el período de flujo inicial, p_o será la presión atmosférica o la presión ejercida por un fluido amortiguador en la sarta de perforación, para el período de flujo final, p_o será la presión que resulta al final del primer período de -

flujo. En las Figs. IV.11, IV.12 y IV.13 el tiempo adimensional es obtenido a partir de la Ec. (III.34).

El coeficiente de almacenamiento viene dado por la Ec. (III.59); durante el período de flujo de una prueba de -- formación el coeficiente de almacenamiento resulta de un cambio en el nivel de líquido en la sarta de perforación, este -- cambio se determina mediante la Ec. (III.57).

La técnica para ajustar curvas tipo es similar al método descrito en el Capítulo III, con una importante simplificación: la relación de presión adimensional en las Figs. IV.11 a IV.13 siempre varía de cero a uno y es independiente del -- gasto y de las propiedades de la formación. De esta manera, -- cuando los datos son graficados en papel transparente y se -- desliza sobre las figuras, la escala de relación de presión -- es fijada y solamente se desliza horizontalmente.

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

$$k = 3\,389 \frac{\mu C}{h (t)_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M, \quad (\text{IV.7})$$

Solución:

La Fig. IV.14 muestra la gráfica de los datos tabulados, los cuales se ajustaron a la curva de $C_D e^{2s} = 10^4$. Una vez ajustada la curva se seleccionó un punto al cual le correspondió un valor de 0.55 para $(t_D/C_D)_M$ y de 0.68 para $(t)_M$.

De la Ec. (III.57) se determina el valor del coeficiente de almacenamiento:

$$C = \frac{(0.0197)}{\frac{52.78}{144} \times \frac{32.17}{32.17}}$$

$$C = 0.0537 \text{ bbl/psi.}$$

Sustituyendo el valor de C en la Ec. (IV.7) se tiene

$$k = \frac{(3\ 389) (0.39) (0.55) (0.537)}{(9) (0.68)}$$

$$k = 6.37 \text{ md.}$$

A partir de la Ec. (IV.8) y con el valor de k obtenido anteriormente se determina el factor de daño:

$$s = \frac{1}{2} \text{Ln} \left[\frac{(0.14) (14 \times 10^{-6}) (9) (1.078 \times 10^{-1}) (10^4)}{(0.89359) (0.0537)} \right]$$

$$s = 3.96.$$

IV.8.- Recomendaciones para obtener buenos datos de la prueba.

La clave para que la evaluación confiable de una prueba de formación sea obtenida y registre buenos datos, consiste en la planeación conveniente para situaciones específicas.

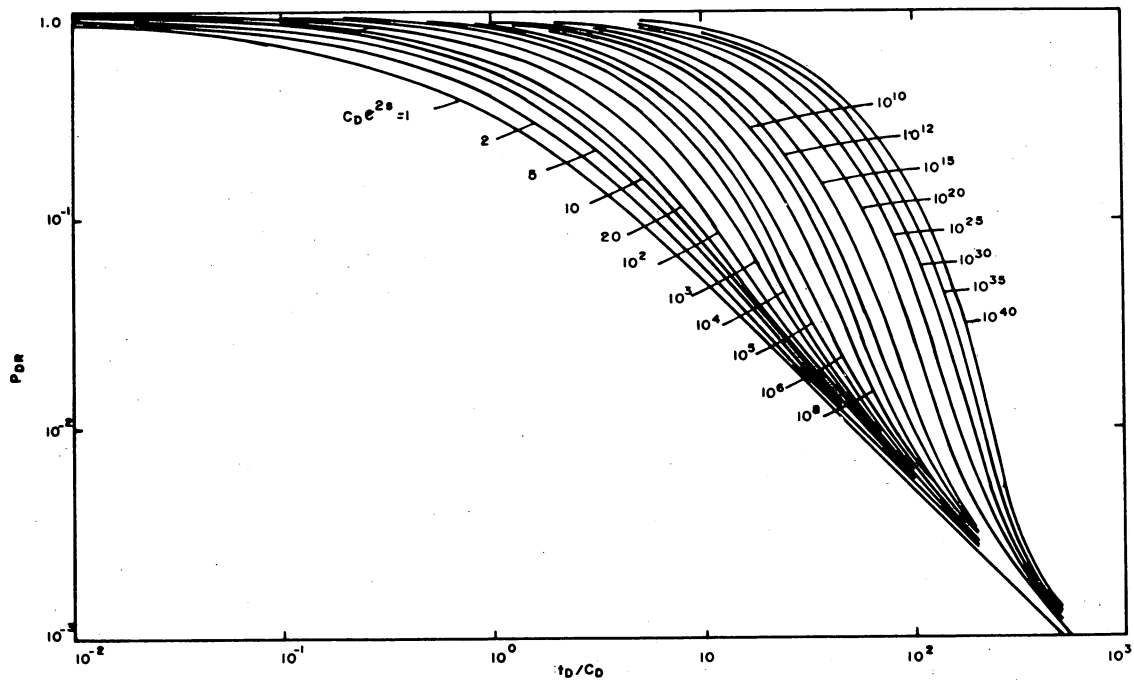


FIG.IV.12.- CURVAS TIPO (log-log) PARA PRUEBAS DE FORMACION SIN FLUJO EN LA SUPERFICIE Y PARA TIEMPOS LARGOS.

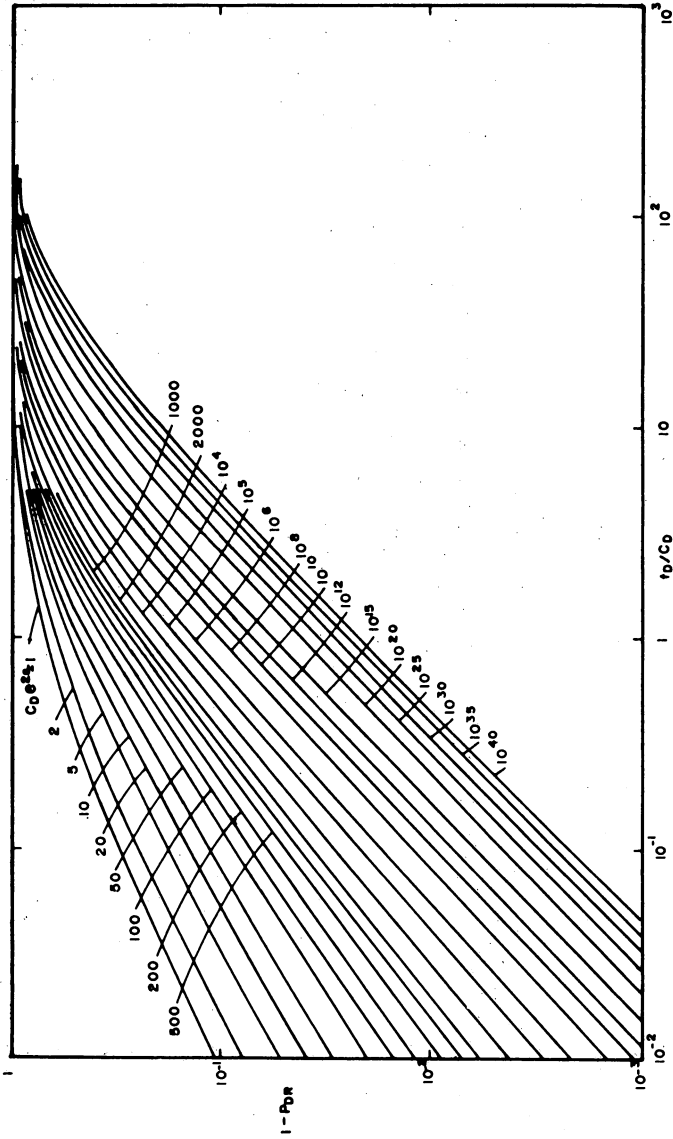


FIG.13.-CURVAS TIPO (log-log) PARA TIEMPOS CORTOS, SIN FLUJO EN LA SUPERFICIE.

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

$$s = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\phi c_t h r_w^2 (C_D e^{2s})_M}{0.89359 C} \right) \quad (\text{IV.8})$$

Ramey, Agarwal y Martin⁽¹⁾ recomiendan usar tres curvas tipo para analizar datos del período de flujo en una prueba de formación, la curva tipo semilogarítmica de la Fig. IV.11 es usada para datos de tiempo iniciales, mientras la Fig. IV.12 proporciona mala resolución para datos de tiempo iniciales. - La Fig. IV.13 por lo general se usa para datos de tiempos iniciales. Estas curvas no son aplicables cuando el fluido entra a la sarta de perforación con un gasto constante, esto es, -- cuando ocurre flujo a la superficie y también cuando el coeficiente de almacenamiento cambia debido al tamaño de la tubería o a los cambios de compresibilidad.

Ejemplo IV.1.- La Tabla IV.1 muestra los datos obtenidos al efectuar una prueba de formación en la cual no hubo flujo hacia la superficie, otros datos de la prueba son:

$p_i = 2\ 240$ psi	$t = 135$ min
$p_o = 161$ psi	$c_t = 14 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹
$\mu = 0.39$ cp	$\rho = 52.78$ lbm/pie ³ .
$h = 9$ pies	$r_p = 1.9$ pulgadas
$v_u = 0.0197$ bbl/ft	$\phi = 0.14$
$r_w = 3.94$ pulgadas	

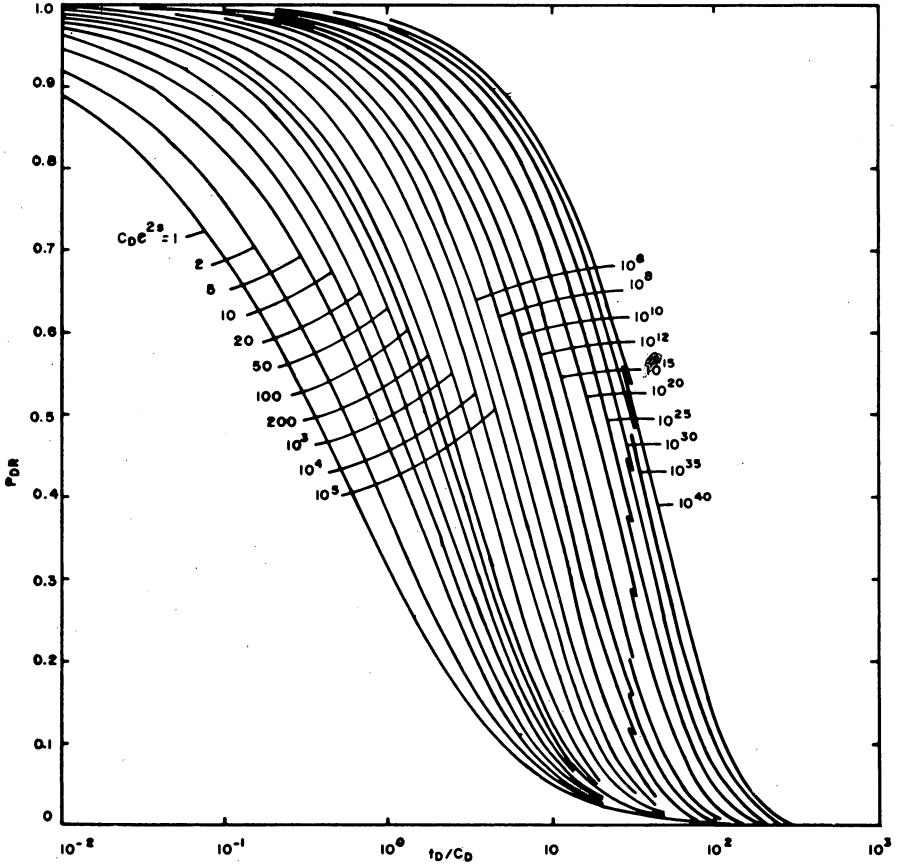


FIG.IV.II.-CURVAS TIPO PARA ANALISIS DE PRUEBAS DE FORMACION USADA PARA TIEMPOS (DATOS) INICIALES.

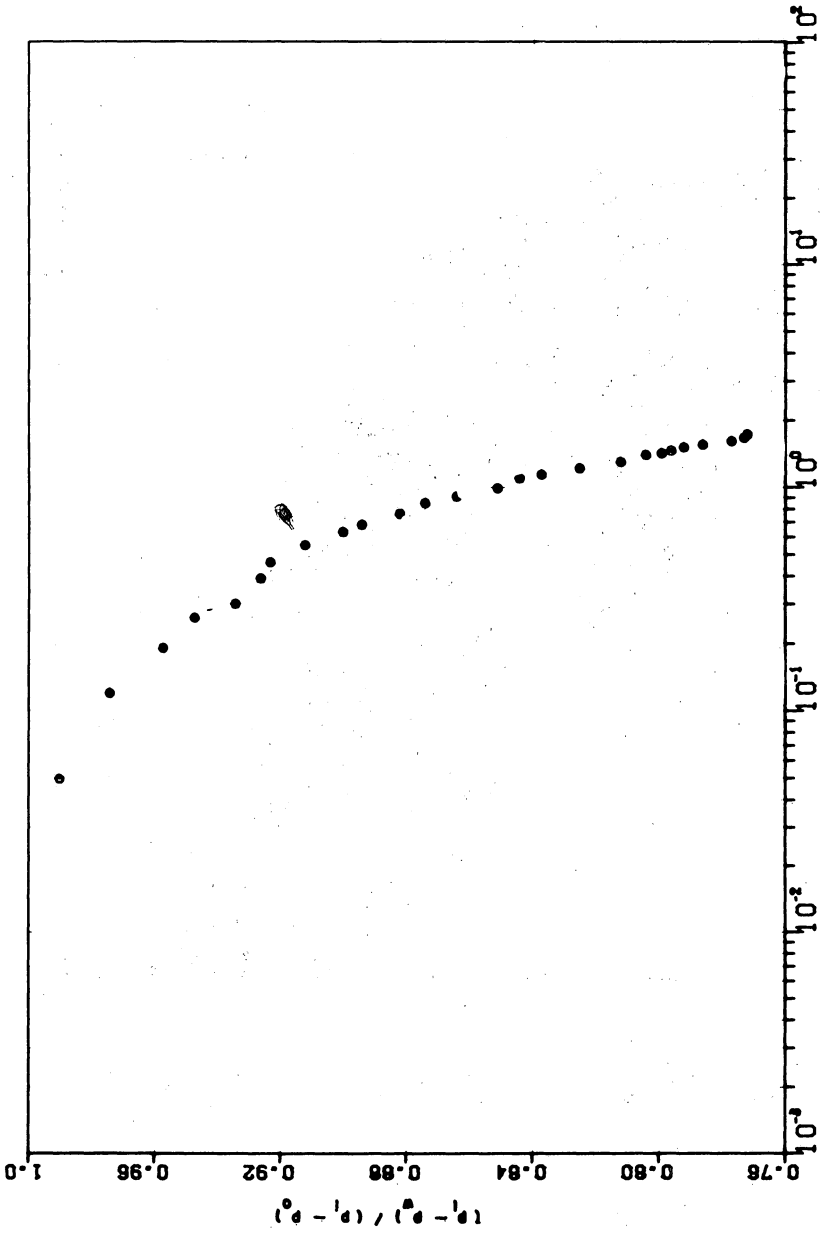


FIG IV-14 --GRAFICA DE DATOS DE UNA PRUEBA DE FORMACION ANALIZADA POR CURVAS TIPO.

Los eventos más importantes para el análisis de gráficas.

Varios son los factores que gobiernan la calidad de los datos de presión en una prueba de formación. No solamente los parámetros del yacimiento afectan directamente el comportamiento de la presión. También debe tenerse cuidado en las mediciones de los fluidos recuperados así como de los gastos de flujo, puesto que estas cantidades deben ser conocidas para propósitos de análisis de presión.

Tal vez la primera consideración que debe hacerse en la planeación de la prueba es el máximo tiempo que puede permanecer la herramienta de prueba bajo las condiciones del agujero. El lodo de perforación debe ser acondicionado para la densidad y viscosidad deseada después que la prueba es iniciada⁽⁴⁾.

Normalmente hablando, el primer período de flujo en una prueba de formación debe ser por lo menos de 5 minutos y el período de cierre inicial de 30 minutos. Esto permite la expansión del lodo atrapado debajo del empacador y la igualación de la presión estática del yacimiento. La longitud del siguiente período de flujo (en una prueba de doble cierre) es seleccionado generalmente debido a la experiencia y condiciones prevalecientes⁽⁶⁾. En el segundo período de flujo, el golpe (debido a la onda de presión) en la superficie debe ser débil y el gasto (flujo) de la formación debe ser lento. Si la presión del fluido en la tubería de perforación se incrementa a tal grado que la presión hidrostática de la columna de fluido

amortigua el flujo, entonces el incremento final debe comenzar inmediatamente.

El tiempo de cierre final debe ser por lo menos igual que el tiempo de flujo, si se obtiene una extrapolación correcta y si los cambios de permeabilidad de la formación y la longitud deseada del incremento de presión final para un producto esperado de k.h menor de 10 md-pie, recomiendan tiempos de cierre de por lo menos 2 horas. Para valores de k.h altos, tiempos de 30 minutos a una hora son suficientes^(6,8).

Para lecturas correctas de presión se debe tener noción de las condiciones esperadas (incluyendo estimaciones de temperatura del yacimiento y rangos de presión) y todas las partes de los objetivos de las pruebas de tal manera que las características del reloj y elementos de presión puedan ser seleccionados adecuadamente.

Antes de una interpretación de presión deben evaluarse correctamente los medidores de presión para comparar sus registros de presión en algunos puntos clave. La presión hidrostática de los líquidos recuperados debe ser calculada y comparada con la presión de flujo final⁽⁶⁾.

El volumen de líquidos recuperados debe ser medido correctamente. Los líquidos recuperados separadamente y en mezclas contaminadas, deben ser descritos adecuadamente y determinarse sus densidades. El flujo de gas en la sarta de perforación debe ser medido tan correctamente como sea posible en varios intervalos de tiempo espaciados igualmente a través

de períodos de flujo. El gasto de los líquidos recuperados -- puede ser estimado en cualquier tiempo para convertir la rapidez de variación de la presión hidrostática en la sarta a gasto de producción de líquidos.

La localización del asentamiento del empacador, no es de particular importancia para pruebas corridas dentro de la tubería de revestimiento. Sin embargo, es crítica para pruebas efectuadas en agujero descubierto, en este caso, si es posible se selecciona una formación densa para asentar el empacador, tal como: caliza, dolomía, anhidrita o lutitas duras.

Se debe tener cuidado en la selección del tamaño del estrangulador, ya que las caídas de presión alrededor del fondo del pozo depende sobre todo del gasto, el cual es en un momento gobernado por el estrangulador de fondo.

TABLA IV.1.- DATOS DE UNA PRUEBA DE FORMACION.

t (hr)	P_w (psis)	$P_i - P_w$ (psis)	$\frac{P_i - P_w}{P_i - P_o}$
0	161	2 079	1.000
0.05	181	2 059	0.990
0.12	215	2 025	0.974
0.19	251	1 989	0.957
0.26	272	1 968	0.947
0.30	298	1 942	0.934
0.39	315	1 925	0.926
0.46	322	1 918	0.923
0.55	345	1 895	0.912
0.63	370	1 870	0.900
0.68	388	1 858	0.894
0.76	407	1 833	0.882
0.85	423	1 817	0.874
0.91	443	1 797	0.864
0.99	471	1 769	0.851

TABLA IV.1.- CONTINUACION.

t	P _w	P _i - P _w	$\frac{P_i - P_w}{P_i - P_o}$
(hr)	(psis)	(psis)	
1.10	486	1 754	0.844
1.14	500	1 740	0.837
1.22	525	1 715	0.825
1.30	551	1 689	0.812
1.40	569	1 671	0.804
1.42	580	1 660	0.799
1.46	585	1 655	0.796
1.51	593	1 647	0.792
1.55	605	1 635	0.786
1.61	624	1 616	0.777
1.67	632	1 608	0.773
1.73	645	1 605	0.772

IV.9.- REFERENCIAS.

- 1.- Earlougher R. C. Jr.: "Advances in Well Test Analysis"
Monograph Series Volume 5, SPE of AIME, (1975).
- 2.- Lynch Edward J.: "Formation Evaluation".
- 3.- Brill J. P. Bourgoyne A. T. and Dixon T. N.: "Numeri--
cal Simulation of Drillstem Test as an Interpretation
Technique", JPT (Nov. 1969).
- 4.- Gattlin Carl: "Drilling an Well Completions", Petro---
leum Engineering.
- 5.- Slider H. C.: "Practical Petroleum Reservoir Enginne--
ring Methods".
- 6.- Matthews C. S. and Russell D. G.: "Pressure Buildup --
and Flow Test in Wells", Monograph Series Volume I, --
SPE of AIME, (1967).
- 7.- Allen Thomas O and Robert Alan P.: "Production Opera--
tion. Well Completion, Workover and Stimulation", Vol.
I.
- 8.- Kohlhass Charles A.: "A Method for Analyzing Pressures
Measured During Drillstem Test Flow Periods", JPT (Oct
1972) 1278-1282.,

CAPITULO V.

DECLINACION DE LA PRODUCCION DE UN POZO.

V.1.- Introducción.

Desde hace muchos años se ha discutido, que una gráfica de gasto de producción contra tiempo puede ser extrapolada para proporcionar una estimación de gastos futuros de producción de un pozo. Conociendo los gastos futuros es posible determinar las reservas del yacimiento. Este arte que desde entonces se ha convertido en una ciencia más experimentada, se conoce como el "análisis de curvas de declinación".

Existen dos problemas básicos en los trabajos de evaluación y estos son: Determinación de la vida productiva y estimación de la producción futura. Algunas veces uno o ambos problemas pueden ser solucionados por cálculos volumétricos, pero no siempre se tienen datos disponibles para eliminar todas las conjeturas. En estos casos, la posibilidad de extrapolar la tendencia de alguna variable característica de un pozo produciendo puede ser de ayuda considerable. Esta variable es el gasto producido y el camino lógico para encontrar una respuesta a los dos problemas mencionados, por extrapolación, es graficando esta variable contra el tiempo o contra la producción acumulada, extendiéndose las curvas obtenidas hasta el límite económico. El punto de intersección entre la curva extrapolada y el límite económico indica la posible vida futura o la posible recuperación de aceite⁽¹⁾.

V.2.- Características del yacimiento y de las curvas de declinación.

Para conocer la influencia que pueden tener ciertas características del yacimiento en la declinación de la producción se puede suponer que se tiene un yacimiento ideal, donde el empuje por agua está ausente y donde la presión es proporcional a la cantidad de aceite remanente. La siguiente suposición es que los índices de productividad son constantes durante la vida del pozo, de tal manera que los gastos de producción son siempre proporcionales a la presión del yacimiento.⁽¹⁾

En los yacimientos reales, sin embargo, las condiciones antes mencionadas no ocurren. Generalmente las presiones no son proporcionales al aceite remanente, si no que parecen declinar gradualmente en gastos bajos a medida que la cantidad de aceite remanente disminuye. De igual forma los índices de productividad generalmente no son constantes; muestran una tendencia a declinar a medida que el yacimiento se agota y las relaciones gas-aceite aumentan.⁽¹⁾

Los diferentes métodos de análisis de curvas de declinación están basados en la rapidez de declinación con respecto al tiempo, gasto, etc.; por tanto es necesario definir el gasto de declinación. Cuando se grafica el gasto de producción contra tiempo; se observa que el gasto declina con el tiempo como se muestra en la Fig. V.1. La rapidez de declinación, D , es el cambio fraccional del gasto con el tiempo:

$$D = (-dq/q)/dt \quad (V.1)$$

o bien:

$$D = (- dq/dt)/q \quad (V.2)$$

La interpretación grafica de esta definición se ilustra en la Fig. V.1. Consecuentemente el gasto de declinación en un tiempo en particular puede ser determinado graficamente calculando la pendiente de la curva de gasto contra tiempo en el punto de interés y dividiendo la pendiente entre el gasto en ese punto.

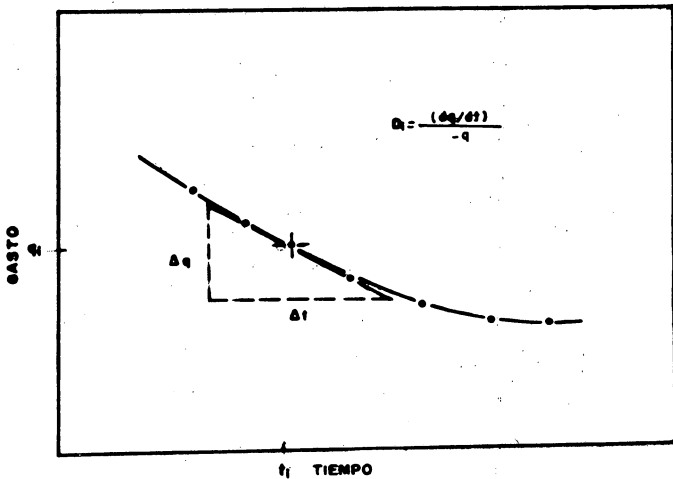


FIG.V.1.-DEFINICION DEL GASTO DE DECLINACION.

V.3.- Tipos de curvas de declinación.

Los datos de producción pueden ser graficados de

varias formas:

- 1.- Gasto de producción contra tiempo.
- 2.- Gasto de producción contra producción acumulada.
- 3.- Porcentaje de agua producido contra producción - acumulada.
- 4.- Profundidad del contacto agua-aceite contra producción acumulada.
- 5.- Producción acumulada de gas contra producción acumulada de aceite.
- 6.- Presión contra producción acumulada.

Las curvas de gasto de producción contra tiempo y gas producido contra producción acumulada, son las más utilizadas y son las únicas que se discuten en este capítulo. Estas curvas son clasificadas dentro de tres tipos de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica. En la declinación exponencial los cambios en la producción por unidad de tiempo son constantes. En la declinación hiperbólica la caída en la producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del gasto de producción, es una fracción elevada a una potencia entre cero y uno. La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad.

V.4.- Obtención del límite económico. (L. E.)

La extrapolación gráfica, debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los

gastos de producción, ya que de continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de Límite - Económico. La expresión matemática que permite determinar este valor es la siguiente:⁽⁷⁾

$$L. E. = \frac{C}{O - S} \quad , \quad (V.3)$$

donde:

L. E. = Límite Económico (bbl/año).

C = Costo estimado de operación al límite económico (\$/año).

O = Precio de aceite (\$/bbl).

S = Monto de regalías, impuestos, etc. (\$/bbl).

El valor del límite económico está sujeto a la variación de los factores considerados anteriormente; por ejemplo, el aumento de costos varía con la profundidad del pozo, número de pozos en el área, tipo de fluidos producidos, método de producción y la demanda, sin embargo, el factor preponderante es el precio del aceite por unidad de volumen en el mercado.⁽⁷⁾

V.5.- Declinación Exponencial.

También llamada declinación geométrica, semilog o de porcentaje constante⁽¹⁾. La definición para la declinación exponencial puede ser expresada en forma de ecuación como:

$$a = - \frac{q}{(dq/dt)} \quad , \quad (V.4)$$

donde, a, es una constante positiva; integrando esta ecuación se obtiene:

$$q = q_i e^{(- t/a)} \quad . \quad (V.5)$$

Esta expresión obviamente es de tipo exponencial y muestra cómo la curva gasto-tiempo puede ser representada como una línea recta en papel semilogarítmico (Fig. V.2).

La expresión para la curva de gasto producido contra producción acumulada se obtiene integrando la Ec. (V.5) con respecto al tiempo obteniéndose:

$$N_p = a (q_i - q) \quad . \quad (V.6)$$

Las Ecs. (V.5) y (V.6) pueden ser escritas en función de la rapidez de declinación, D, la cual es igual a (1/a), de la siguiente forma⁽²⁾:

$$q = q_i e^{(-D t)} \quad , \quad (V.7)$$

$$N_p = \frac{1}{D} (q_i - q) \quad . \quad (V.8)$$

Transformando la Ec. (V.7) de logaritmo natural a logaritmo base 10:

$$\log q = \log q_i - \frac{D}{2.3} t \quad . \quad (V.9)$$

$$\text{Porcentaje de Declinación} = \frac{100 \, dq/dt}{q} \quad (\text{V.10})$$

Derivando la Ec. (V.7) respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = - q_i e^{-Dt_D} \quad (\text{V.11})$$

Sustituyendo las Ecs. (V.7) y (V.11) en la Ec. (V.10)

$$\text{Porcentaje de Declinación} = - 100 D \quad (\text{V.12})$$

De la Ec. (V.8) se tiene que:

$$D = \frac{1}{N_p} (q_i - q)$$

Por tanto, el porcentaje de declinación será:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = \frac{100}{N_p} (q_i - q) \quad (\text{V.13})$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce con una presión de fondo fl_u yendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera⁽⁶⁾.

V.6.- Declinación Hiperbólica.

La declinación de tipo hiperbólico o log-log es la que se presenta con más frecuencia⁽¹⁾. La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$- b = \frac{q/(dq/dt)}{dt} = \frac{da}{dt} \quad , \quad (\text{V.14})$$

donde, b , es una constante positiva.

Una definición alterna de declinación hiperbólica es que la diferencia de pérdidas, a , con respecto al tiempo es - constante. Integrando dos veces la Ec. (V.14), se obtiene:

$$q = q_i (1 + D_i b t)^{- (1/b)} \quad (V.15)$$

Esta ecuación, la cual es de tipo hiperbólico mues- tra cómo tal curva puede ser alineada en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1/D_i b)$. La pendien- te de la recta así obtenida es $1/b$ ⁽²⁾.

Al usar esta ecuación se debe recordar que D_i es la rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y, t es igual a cero; t es el tiempo que tarda en declinar el gasto - de q_i a q .

El valor de la constante de declinación hiperbólica, b , es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embar- go, una vez determinada esta constante, es relativamente sim- ple obtener el gasto de declinación correspondiente a q_i y - calcular el gasto, q , correspondiente a un tiempo, t , estos - mismos parámetros pueden ser utilizados para calcular la pro- ducción acumulada durante el tiempo, t , cuando el gasto de pro- ducción a declinado de q_i a q .

Más adelante se verá que estos parámetros son fáciles de determinar utilizando curvas tipo.

Para determinar la ecuación de gasto de producción - producción acumulada se integra la Ec. (V.15) con respecto -

al tiempo obteniéndose:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i (1 - b)} \left[q_i^{(1 - b)} - q^{(1 - b)} \right]. \quad (V.16)$$

Las Ecs. (V.15) y (V.16) muestran que las gráficas de gasto de producción contra tiempo y gasto producido contra producción acumulada será una línea recta en papel especial para distintos valores de $b^{(2)}$.

V.6.1.- Porcentaje de Declinación Mensual.

Derivando la Ec. (V.15) con respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = - \frac{q_i^D}{(1 + D b t)} \frac{D}{(1/b) + 1} \quad (V.17)$$

Sustituyendo la Ec. (V.15) y (V.17) en la Ec. (V.10) se obtiene:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = - \frac{100 D}{(1 - D b t)} \quad (V.18)$$

Las ecuaciones vistas para la declinación exponencial e hiperbólica permiten una extrapolación matemática de datos y facilita los cálculos correspondientes. Estos tipos de declinación difieren en el valor de b , ya que para la declinación exponencial, $b = 0$. La mayoría de las curvas de declinación parecen seguir una declinación hiperbólica⁽²⁾, el valor de $b = 0.25$, es un buen promedio de muchas curvas examinadas, es raro que b , exceda de 0.6.

La Fig. V.3 muestra la diferencia entre la declinación exponencial e hiperbólica, cuando los datos son graficados en papel semilogarítmico⁽²⁾.

El tipo de declinación hiperbólica se presenta cuando el yacimiento produce por segregación gravitacional y empuje de gas disuelto.

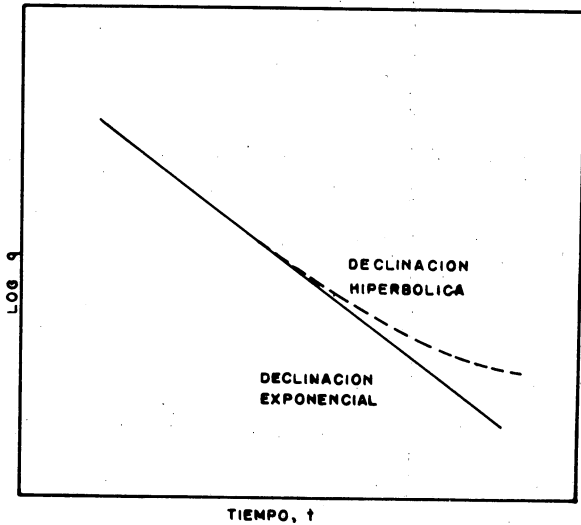


FIG.V.3.-COMPARACION DE LAS CURVAS DE DECLINACION EXPONENCIAL E HIPERBOLICA.

V.7.- Declinación Armónica.

Este tipo de declinación ocurre si el valor de b , - de la Ec. (V.15) es 1. En este caso la rapidez de declinación, D , es proporcional al gasto q . Algunas veces esto se presenta

cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional. De la Ec. (V.15) para un valor de, $b = 1$, se obtiene la siguiente expresión:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D t)} \quad (V.19)$$

La ecuación de gasto producido-producción acumulada puede determinarse integrando la ecuación anterior:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q) \quad (V.20)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel semilogarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica.

De la Ec. (V.19):

$$q = q_i - D t q \quad (V.21)$$

Esta ecuación da una línea recta de pendiente, $(- D)$, al graficar gasto producido contra, $q t$, como se ilustra en la Fig. V.4.

V.7.1.1.- Porcentaje de Declinación.

Derivando la Ec. (V.19) con respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = - \frac{q_i D}{(1 + D t)^2} \quad (V.22)$$

sustituyendo las Ecs. (V.19) y (V.22) en la Ec. (V.10) se obtiene:

$$\text{Porcentaje de Declinación} = - \frac{100 \cdot D}{(1 + D t)} \quad (V.23)$$

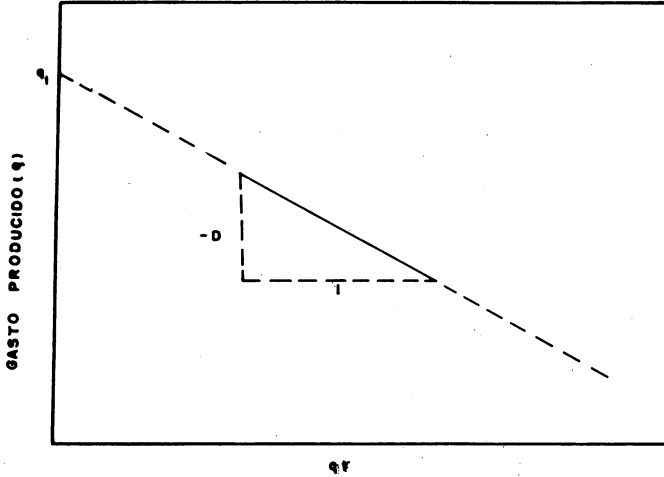


FIG.V.4.-REPRESENTACION GRAFICA DE LA DECLINACION HIPERBOLICA EN PAPEL CARTESIANO.

V.8.- Gastos futuros y tiempos de vida útil.

Los regímenes de producción futuros, se calculan a partir de las Ecs. (V.5), (V.15) y (V.19) para el tipo de declinación exponencial, hiperbólica y armónica respectivamente, una vez que se han determinado las constantes involucradas en cada una de estas ecuaciones y se conoce el tiempo al cual se requiere el gasto.

El tiempo de vida útil del yacimiento se determina -

sustituyendo el valor del límite económico en cada una de las ecuaciones antes mencionadas, las expresiones para obtener el tiempo de vida útil del yacimiento, utilizando las ecuaciones correspondientes a cada tipo de declinación son las siguientes:

Para la declinación exponencial:

$$t = \frac{2.3}{D_i} (\log L. E. - \log q_i) \quad ; \quad (V.24)$$

Para la declinación hiperbólica:

$$t = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_i}{L.E.} \right)^2 - 1 \right] \quad ; \quad (V.25)$$

Para la declinación armónica:

$$t = \frac{1}{D_i} \left[\frac{q_i}{L.E.} - 1 \right] \quad . \quad (V.26)$$

V.9.- Determinación de las características de un yacimiento por medio de datos de producción.

La determinación del gasto a cualquier tiempo en un yacimiento cerrado que produce a una presión de fondo fluyendo constante, puede efectuarse utilizando variables adimensionales puesto que: $q(t) \neq q(r, r'_w, \mu, \phi, c_t, \Delta p, \text{etc.})$:

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t}{\phi \mu c_t (r'_w)^2} \quad , \quad (V.27)$$

$$q_D = \frac{141.2 q(t) \mu B}{k h \Delta p} \quad , \quad (V.28)$$

de donde:

$$q_D(t_D) = q(t_D) \frac{A}{(r_w')^2} \quad , \quad C_A \quad .$$

V.9.1.- Determinación del gasto cuando aún no se sienten los efectos de frontera.

En este caso el yacimiento se comporta como un yacimiento infinito. Por tanto:

$$q_D(t_D) = q(t_D)$$

y puede demostrarse que⁽⁶⁾:

$$q_D(t_D) = \frac{1}{P_D(t_D)} \quad ,$$

donde $P_D(t_D)$ es la solución para gasto constante y es igual a:

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907) \quad ; \quad (V.29)$$

$$q_D(t_D) = \frac{1}{\left[\frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907) \right]} \quad , \quad (V.30)$$

esto es válido cuando $t_D \geq 10^5$.

Sustituyendo las Ecs. (V.27) y (V.28) en la Ec. (V.30) y cambiando de logaritmo natural a logaritmo base 10 se obtiene:

$$\frac{1}{q(t)} = \frac{162.6 \mu B}{k h \Delta p} \log t + \frac{162.6 \mu B}{k h \Delta p} \left[\log \left[\frac{k}{\phi \mu c_t (r'_w)^2} \right] - 3.2275 \right]. \quad (V.31)$$

De aquí se puede observar que si se grafica $(1/q(t))$ - contra $\log t$ se obtiene una línea recta cuya pendiente es:

$$m_p = \frac{162.6 \mu B}{k h \Delta p}, \quad (V.32)$$

pudiéndose determinar:

$$k h = \frac{162.6 \mu B}{m_p \Delta p}. \quad (V.33)$$

Extrapolando esta línea recta hasta $t = 1$ hr se tiene:

$$\left(\frac{1}{q} \right)_{t=1 \text{ hr}} = m_p \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t (r'_w)^2} \right) - 3.2275 \right],$$

de donde:

$$- \log (r'_w)^2 = 3.2275 + \frac{(1/q)_{t=1 \text{ hr}}}{m_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t}, \quad (V.34)$$

pero;

$$- \log (r'_w)^2 = - 2 \log (r'_w)$$

y

$$r'_w = r_w e^{-s} \quad (V.35)$$

por tanto:

$$- 2 \log r_w e^{-s} = - \frac{2}{2.303} r_w e^{-s} = \log r_w^2 + \frac{1}{1.151} s$$

Sustituyendo en la Ec. (V.34) y despejando s:

$$s = 1.151 \left[\frac{(1/q)_{t=1 \text{ hr}}}{m_p} - \log \left[\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right] + 3.2275 \right] \quad (\text{V.36})$$

Esta ecuación permite calcular el factor de daño, s.

V.9.2.- Determinación del Gasto cuando se sienten los Efectos de Frontera.

Cuando esto sucede, el yacimiento se comporta como un yacimiento finito. En este caso se tiene una declinación exponencial⁽⁶⁾ ($p_{wf} = \text{Cte.}$), por tanto:

$$q_D(t_D) = \frac{e^{\left[\frac{-2 t_D}{\left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right]} \right]}{\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4}} \quad , \quad (\text{V.37})$$

donde, r_e , es el radio de drene, esta ecuación es aplicable - cuando el área de drene es circular.

Sustituyendo el equivalente de t_D y q_D y cambiando de logaritmo natural a logaritmo base 10 se obtiene:

$$\log q(t) = \log \frac{k h \Delta p}{141.2 \mu B \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} - \frac{5.5 \times 10^{-3} k t}{\phi \mu c_t r_e^2 \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (\text{V.38})$$

al graficar $\log q(t)$ contra t se obtiene una línea recta cuya pendiente es:

$$m_e = - \frac{5.5 \times 10^{-3} k t}{\phi \mu c_t r_e^2 \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]_C} \quad , \quad (\text{V.39})$$

y ordenada al origen:

$$b = \frac{k h \Delta p}{141.2 \mu B \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]_C} \quad , \quad (\text{V.40})$$

de donde:

$$\left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w'} - \frac{3}{4} \right]_C = \frac{k h \Delta p}{141.2 \mu b B} \quad . \quad (\text{V.41})$$

Despejando de la Ec. (V.39), r_e :

$$r_e = \sqrt{\frac{5.5 \times 10^{-3} k t}{\phi \mu c_t m_e \left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w'} - \frac{3}{4} \right]_C}} \quad , \quad (\text{V.42})$$

haciendo

$$\text{Ln} \frac{r_e}{r_w'} - \frac{3}{4} = \left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w'} - \frac{3}{4} \right]_C \quad , \quad (\text{V.43})$$

de donde:

$$r_w' = r_e e^{\left[\left(\text{Ln} \frac{r_e}{r_w'} - \frac{3}{4} \right)_C + \frac{3}{4} \right]} \quad (\text{V.44})$$

Sustituyendo este valor en la Ec. (V.35) se puede de terminar el factor de daño, s.

V.10.- Análisis de curvas de declinación en pozos de gas.

El análisis de curvas de declinación da datos de gas to-tiempo, obtenidos de pozos de gas, pocas veces han sido re portados. La ecuación de gasto-tiempo para pozos de gas cuan do, $p_{wf} = 0$, es⁽³⁾:

$$\frac{q_g(t)}{q_{gi}} = \frac{1}{\left[(2n - 1) \left(\frac{q_{gi}}{G} \right) t + 1 \right]^{\frac{2n}{2n+1}}}, \quad (V.45)$$

donde, n, es la pendiente de las curvas de contrapresión. Es ta ecuación es válida para valores de, n, mayores de 0.5.

Cuando, n, es igual a 0.5 se tiene la declinación ex ponencial:

$$\frac{q_g(t)}{q_{gi}} = e^{-\left(\frac{q_{gi}}{G} \right) t} \quad (V.46)$$

Las soluciones unitarias de las Ecs. (V.45) y (V.46) son graficadas como una curva tipo log-log en la Fig. V.5.

Usando las ecuaciones más familiares de gasto y ba lance de materia para pozos de gas⁽³⁾, se puede obtener la re lación producción acumulada-tiempo, integrando las Ecs. (V.45) y (V.46):

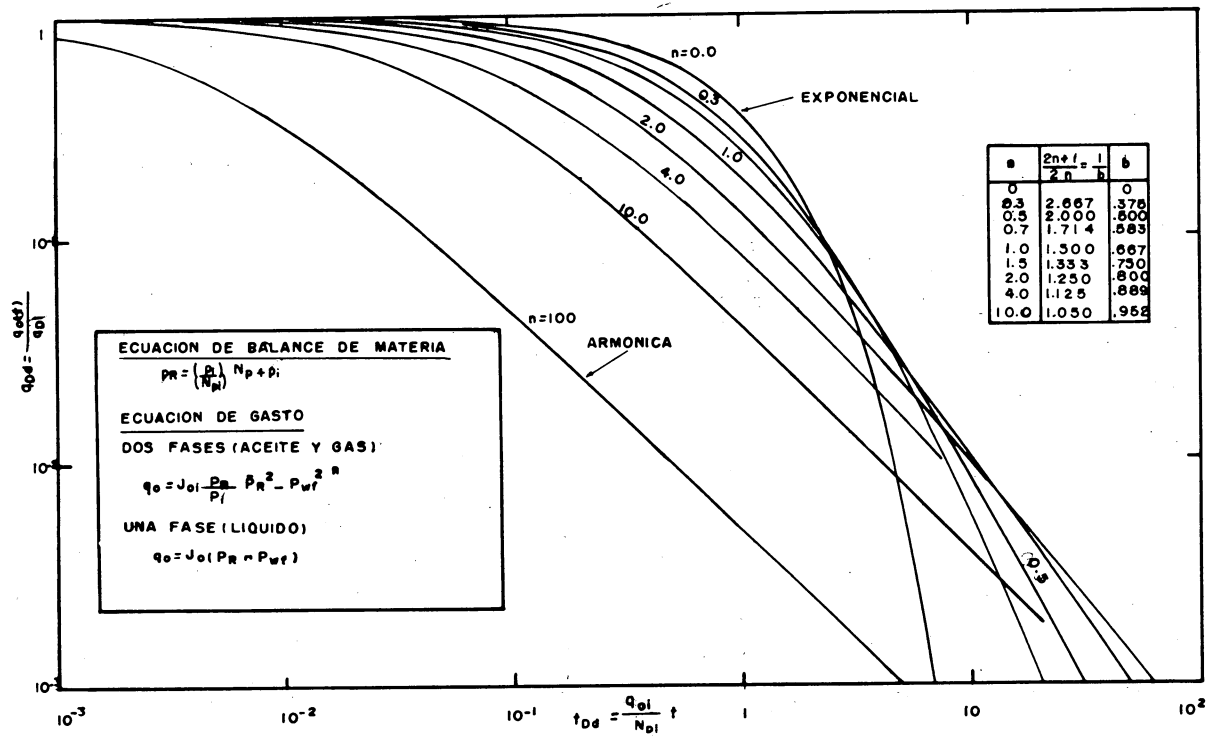


FIG.V.5.-CURVAS TIPO DE DECLINACION DE GASTO PARA YACIMIENTOS CON EMPUJE POR GAS DISUELTO Y SISTEMA FINITO CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

$$G_p = \int_0^t q_g(t) dt$$

Para $n > 0.5$ se tiene:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \left[1 + (2n - 1) \left(\frac{q_{gi}}{G} \right) t \right]^{\frac{1}{(1 - 2n)}}$$

(V.47)

y para $n = 0.5$

$$\frac{G_p}{G} = 1 - e^{-\left(\frac{q_{gi}}{G} \right) t}$$

(V.48)

V.11.- Uso de curvas tipo para el análisis de curvas de declinación.

El método de superposición de Slider es similar en su principio al procedimiento de ajuste de curvas tipo (log-log) utilizadas actualmente para analizar datos de incremento y decremento de presión a gasto constante⁽³⁾.

La mayoría de los análisis convencionales de curvas de declinación se basan en las ecuaciones empíricas dadas por Arps⁽³⁾:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i b t)^{1/b}}$$

(V.49)

de donde para $b = 0$, se tiene la ecuación que define la declinación exponencial:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-D_i t}, \quad (V.50)$$

y si $b = 1$, se tiene la ecuación que define la declinación armónica:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i t)} \quad (V.51)$$

La solución unitaria ($D_i = 1$) de la Ec. (V.49) es desarrollada para valores de, b , entre 0 y 1, con incrementos de 0.1, los resultados son graficados como un ajuste de curvas tipo log-log en términos de una curva de declinación con gasto adimensional (Fig. V.6):

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i}, \quad (V.52)$$

y una curva de declinación con tiempo adimensional:

$$t_{Dd} = D_i t \quad (V.53)$$

De la Fig. V.6 se puede observar que todas las curvas coinciden y llegan a confundirse cuando, t_{Dd} , toma un valor de aproximadamente 0.3. Cualquier dato que tenga un valor de t_{Dd} menor de 0.3 se toma como dato de declinación exponencial, haciendo caso omiso del verdadero valor de, b , y así poder graficar dicho dato o datos en papel semilogarítmico para obtener una línea recta.

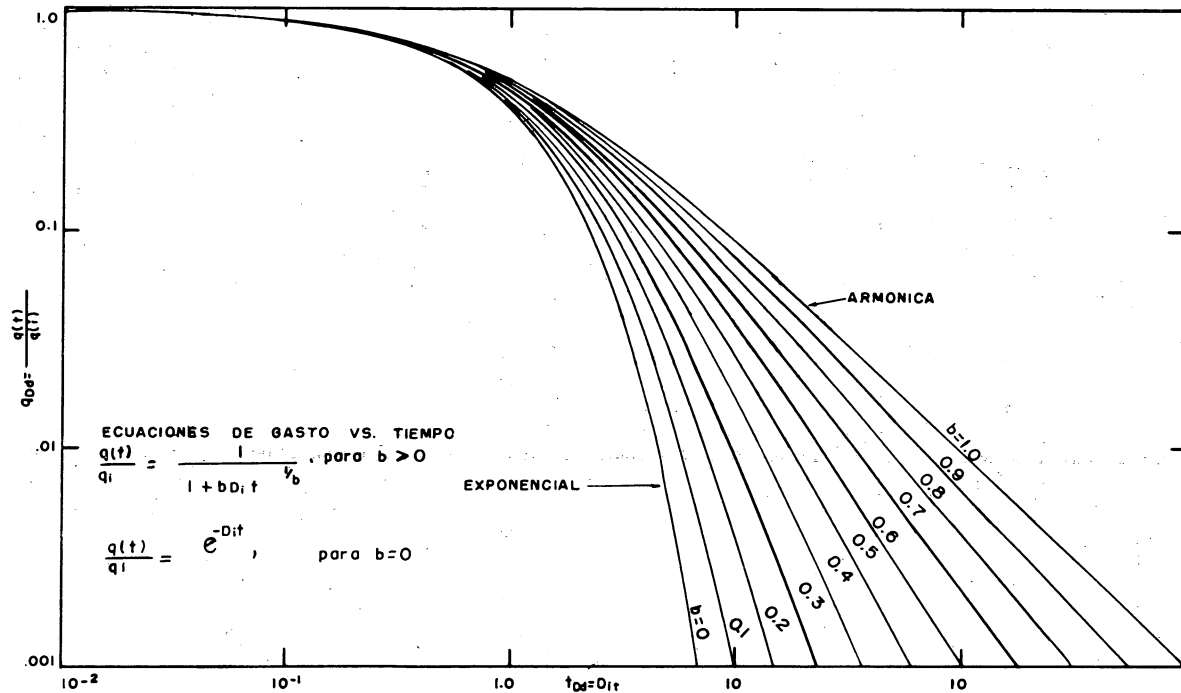


FIG.V.6.-CURVAS TIPO PARA LAS ECUACIONES EMPIRICAS DE ARPS DE DECLINACION DE GASTO CONTRA TIEMPO PARA LA SOLUCION UNITARIA (D_i).

V.12.- Soluciones Analíticas.

Las soluciones para predecir la declinación de gastos de producción con el tiempo en un pozo con presión de fondo constante fueron publicadas por primera vez en 1933 por Moore, Shilthuits y Hurst⁽³⁾. Los resultados fueron presentados para sistemas finitos e infinitos, con una sola fase, en un solo plano y con flujo radial en forma gráfica en términos de gasto y tiempo adimensionales. El gasto es expresado por:⁽¹⁾⁽³⁾

$$q_D = \frac{141.3 q(t) \mu B}{k h (p_i - p_{wf})} \quad , \quad (V.54)$$

y el tiempo adimensional como:

$$t_D = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu c_+ r_w^2} \quad . \quad (V.55)$$

Las soluciones finitas e infinitas para r_e/r_w de 10 a 10 000 son mostradas en las Figs. (V.7) y (V.8).⁽¹⁾⁽³⁾

Generalmente la solución de presión constante no es utilizada en problemas particulares de presión constante, sino como una serie de elementos de funciones de presión constante, para resolver problemas de entrada de agua usando la producción acumulada adimensional, Q_D . La relación entre Q_D y q_D , es:⁽¹⁾⁽³⁾

$$\frac{d(Q_D)}{d t_D} = q_D \quad . \quad (V.56)$$

Fetkovich presentó una aproximación simplificada para

calcular la entrada de agua en sistemas finitos que proporcio-
na resultados que pueden ser comparados favorablemente con las
soluciones más rigurosas de presión constante. La ecuación -
que permite determinar el gasto a una presión constante (p_{wf} -
constante) dada por Fetkovich puede escribirse como ⁽³⁾⁽¹⁾:

$$q(t) = \frac{J_o (p_i - p_{wf})}{e^{\left[\frac{(q_i)_{\text{máx}}}{N_{pi}} \right] t}}, \quad (V.57)$$

pero.

$$q_i = J_o (p_i - p_{wf}) \quad (V.58)$$

y

$$J_o = \frac{(q_i)_{\text{máx}}}{p_i} \quad (V.59)$$

Sustituyendo la Ec. (V.59) en la Ec. (V.58) se obtie-
ne:

$$(q_i)_{\text{máx}} = \frac{q_i}{\left[1 - \frac{p_{wf}}{p_i} \right]} \quad (V.60)$$

ahora sustituyendo las Ecs. (V.58) y (V.60) en la Ec. (V.57):

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left[\frac{q_i t}{\left(1 - \frac{p_{wf}}{p_i} \right) N_{pi}} \right]} \quad (V.61)$$

Esta ecuación puede ser considerada como una deriva-
ción de la ecuación de declinación exponencial en términos de
las variables del yacimiento y la presión constante impuesta

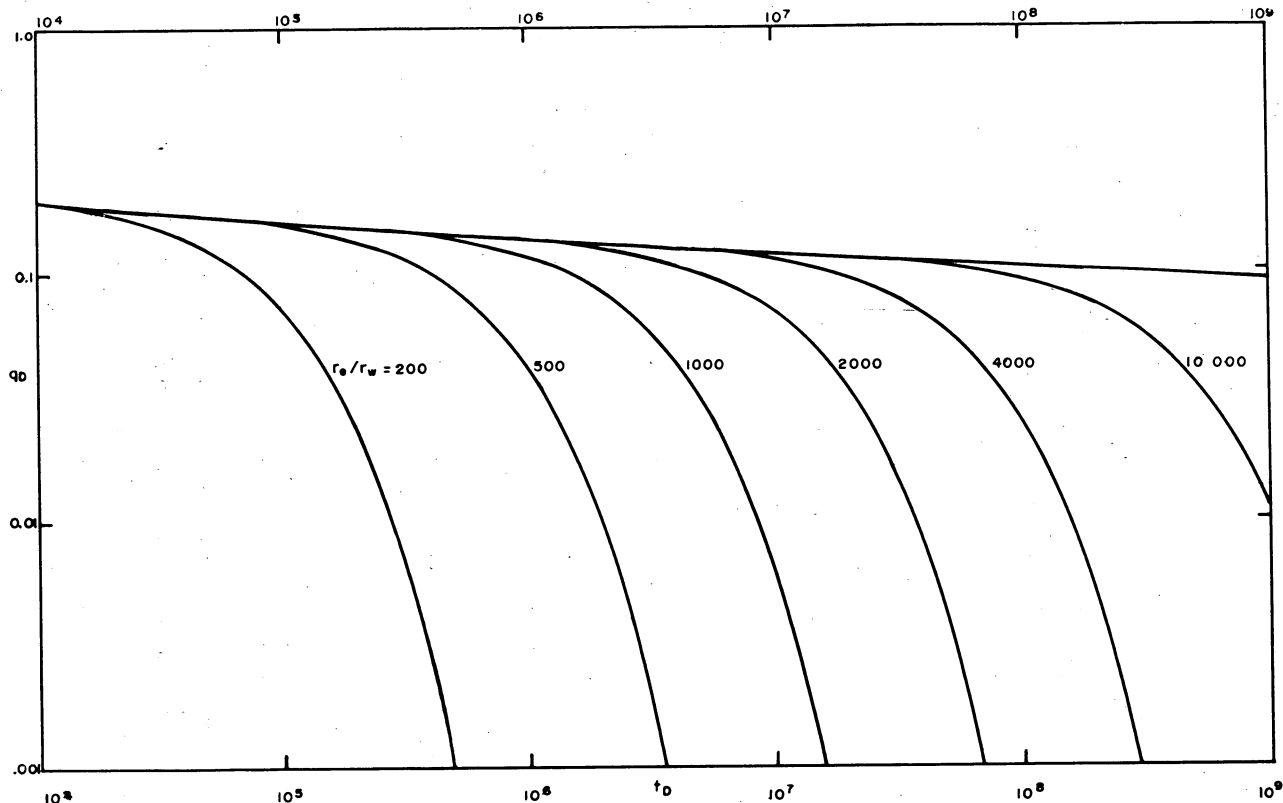


FIG.V.7.-FUNCIONES DE GASTO XXXXXXXXXX ADIMENSIONAL PARA UN SISTEMA PLANO RADIAL CON FRONTERA EXTERNA FINITA E INFINITA CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

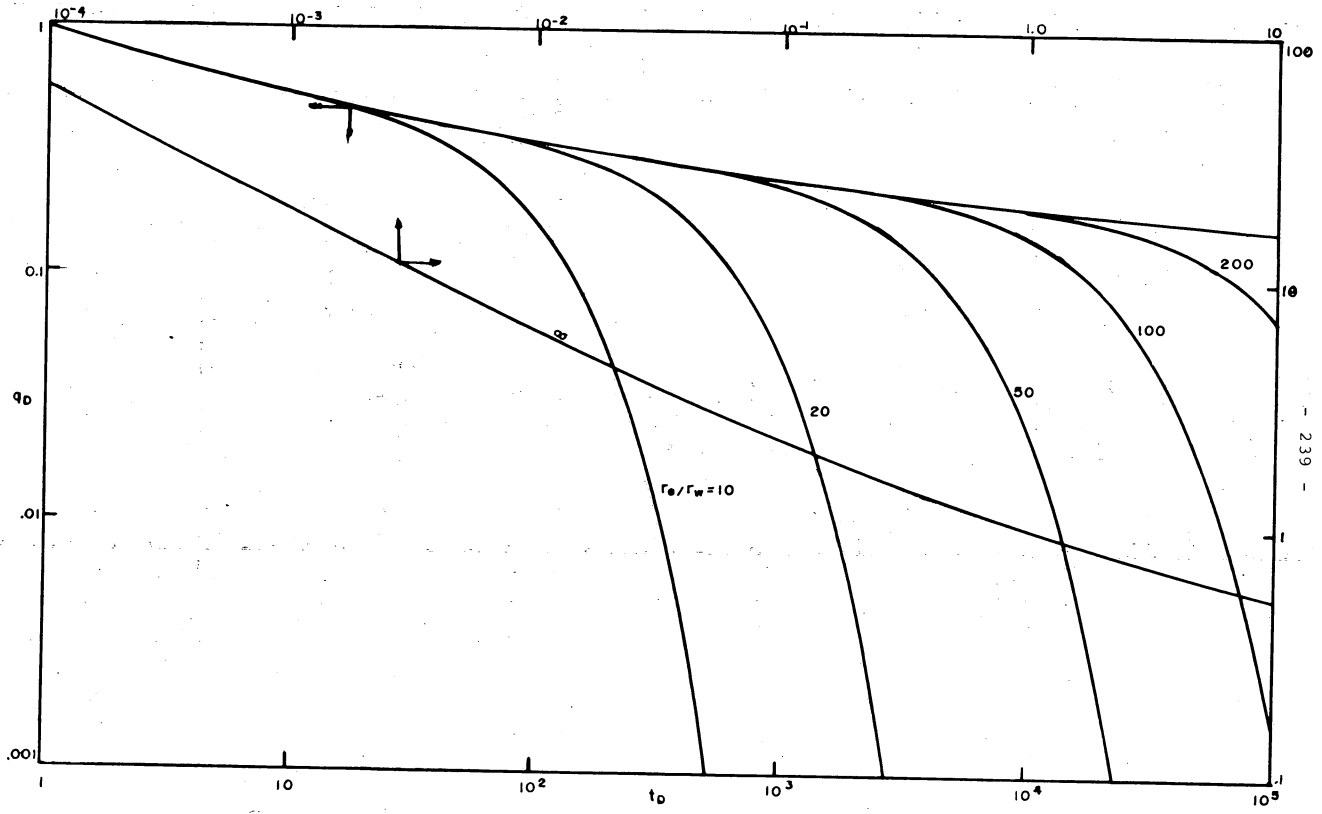


FIG.V.8.-FUNCIONES DE GASTO XXXXXXXXXX ADIMENSIONAL PARA UN SISTEMA RADIAL CON FRONTERA EXTERNA FINITA E INFINITA CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

en el pozo. (3)

Para el mismo pozo, diferentes valores de una única contrapresión constante, p_{wf} , siempre resulta como una declinación exponencial. Esto quiere decir que el nivel de contrapresión no hace que cambie el tipo de declinación. Para p_{wf} igual con cero: (3)

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left[\frac{(q_i)_{\text{máx}}}{N_{pi}} \right] t} \quad (V.62)$$

En términos de la curva de declinación exponencial, de la Ec. (V.50) D_i se define como: (3)

$$D_i = \frac{(q_i)_{\text{máx}}}{N_{pi}} \quad (V.63)$$

En términos de tiempo adimensional para el análisis de curvas de declinación, de las Ecs. (V.53) y (V.63) se tiene que: (3)

$$t_{Dd} = \frac{(q_i)_{\text{máx}} \cdot t}{N_{pi}} \quad (V.64)$$

Definiendo a N_{pi} y $(q_i)_{\text{máx}}$ en términos de variables del yacimiento: (3)

$$N_{pi} = \frac{\pi (r_e^2 - r_w^2) \phi c_t h p_i}{5.615 B} \quad (V.65)$$

y:

$$(q_i)_{\text{máx}} = \frac{k h p_i}{141.3 \mu B \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]}, \quad (\text{V.66})$$

sustituyendo las Ecs. (V.65) y (V.66) en la Ec. (V.64):⁽³⁾

$$t_{Dd} = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \left[\frac{1}{\left[\frac{1}{2} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \right] \quad (\text{V.67})$$

o también: ⁽³⁾

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (\text{V.68})$$

Para obtener una curva de declinación con gasto adimensional (q_{Dd}) en términos de q_D :⁽³⁾

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = q_D \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right], \quad (\text{V.69})$$

o también:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{k h (p_i - p_{wf})} \cdot \frac{1}{141.3 \mu B \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (\text{V.70})$$

De esta manera, los valores de q_D y t_D para las soluciones de presión constante, finitas e infinitas son transformados a una curva de declinación de gasto, q_{Dd} , y tiempo t_{Dd}

adimensionales, usando las Ecs. (V.68) y (V.69). La Fig. V.9- es una gráfica del gasto y tiempo definidos (q_{Dd} y t_{Dd}) para varios valores de r_e/r_w .⁽³⁾

Van Poollen demostró la aplicación del procedimiento de curvas tipo en el análisis de datos de gasto obtenido de pozos de aceite que producen a una presión de fondo constante. Todos los datos que utilizó en la demostración, sin embargo, corresponden a la parte inicial del período transitorio⁽³⁾.

Estos mismos procedimientos de ajuste de curvas tipo pueden usarse para análisis de curvas de declinación. Los pasos básicos utilizados en el ajuste de curvas tipo para el análisis de datos gasto-tiempo son los siguientes:⁽³⁾

- 1.- Graficar datos de gasto contra tiempo en unidades convenientes en papel transparente (log-log) del mismo tamaño del ciclo de las curvas de ajuste.
- 2.- La curva de datos en el papel transparente es colocada sobre la curva tipo, los ejes de las dos curvas deben conservarse paralelos y se mueven hasta una posición que represente el mejor ajuste de los datos a una curva tipo.
- 3.- Los datos graficados en el papel transparente se ajustan a una recta y se extrapolan de acuerdo a la curva tipo ajustada, de esta manera se pueden leer los gastos futuros en la escala de tiempo real.

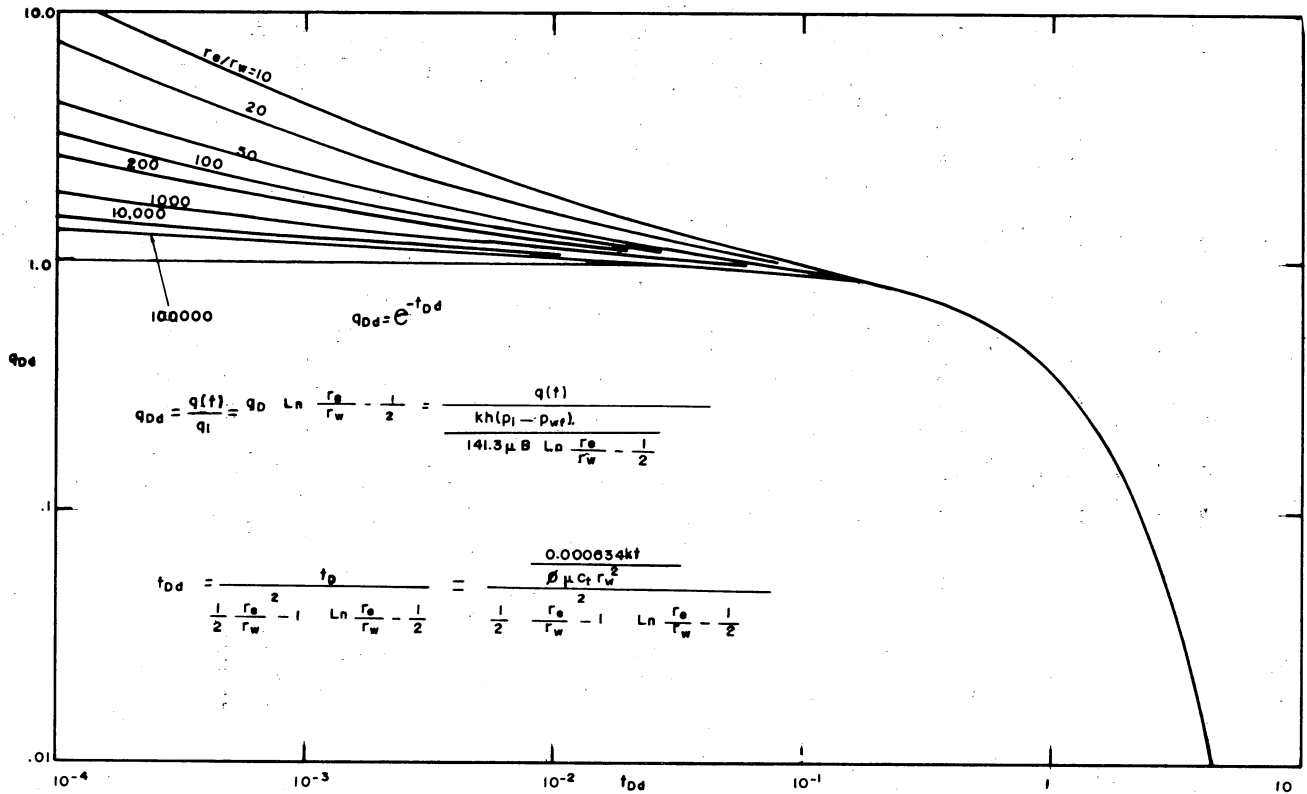


FIG.V.9.-FUNCIONES DE GASTO ADIMENSIONAL PARA UN SISTEMA PLANO RADIAL CON FRONTERA EXTERNA FINITA E INFINITA Y PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

- 4.- Para evaluar las constantes de la curva de declinación o variables del yacimiento se selecciona un punto de ajuste en cualquier parte de la porción sobrepuesta, anotando el valor de las coordenadas que se lee en el papel transparente y la curva tipo, de dicho punto.
- 5.- Si ninguna de las curvas se ajustara razonablemente a todos los datos, se puede aplicar el método de desviación⁽³⁾. Este método considera que el dato es una mezcla de dos o más curvas de declinación diferente.

Ejemplo V.1.- En la Tabla V.1 se muestran los datos de gasto y tiempo para el análisis de la declinación de la producción, en la Fig. V.10 se ilustra el comportamiento del gasto con respecto al tiempo en papel log-log.

Utilizando la Fig. V.6, los datos de gasto contra el tiempo graficados en papel log-log se ajustan a la curva tipo cuyo valor de b es igual a 0.5.

Las coordenadas del punto ajustado en el papel transparente son: $(t)_M = 10$ y $q(t)_M = 1\ 000$ y las del punto ajustado sobre la Fig. V.6 son $(t_{Dd})_M = 1.9$ y $(q_{Dd})_M = 0.0139$.

La determinación de q_i y D_i se hace considerando la definición de q_{Dd} y t_{Dd} , así como las coordenadas del punto de ajuste:

$$q_i = \frac{q(t)_M}{q_{Dd}} \quad (V.71)$$

$$q_i = \frac{1\ 000}{0.139}$$

$$q_i = 72\ 942.44 \text{ bbl/mes.}$$

La rapidez de declinación se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = \frac{t_{Dd}}{(t)_M} \quad (V.72)$$

$$D_i = \frac{1.9}{10}$$

$$D_i = 0.19 \text{ meses}^{-1}.$$

En las ecuaciones manejadas en este capítulo, q_i es el gasto al tiempo $t = 0$, q o $q(t)$, el gasto a un tiempo t -- (medidos en la superficie), N_p es la producción acumulativa -- en STB, D_i es la rapidez de declinación inicial en el gasto -- en t^{-1} , t es tiempo en meses, G es el volumen inicial de gas, G_p es el volumen de gas acumulativo (medido en la superficie) los demás terminos estan expresados en unidades prácticas.

TABLA V.1.- DATOS PARA EL ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRO
DUCCION POR CURVAS TIPO.

(meses)	q (bbl/mes)	t (meses)	q (bbl/mes)
6	28200	84	904
12	15680	90	802
18	9700	96	717
24	6635		
30	4775		
36	3628		
42	2850		
48	2300		
54	1905		
60	1610		
66	1365		
72	1177		
78	1027		

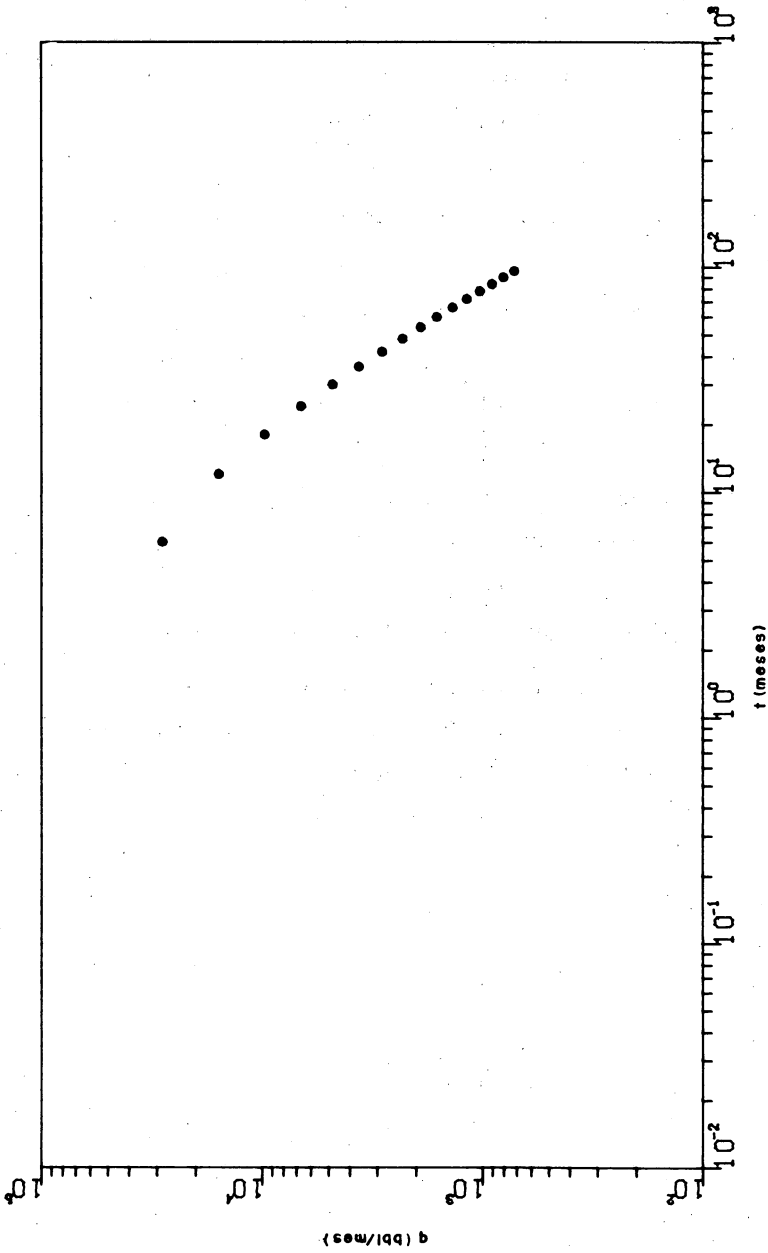


FIG. V.I.O.-GRAFICA DE DATOS PARA EL ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION POR MEDIO DE CURVAS TIPO.

V.13.- REFERENCIAS.

- 1.- Arps J. J.: "Analysis of Decline Curves", Trans. AIME (1945) 160, 228-247.
- 2.- Campbell J. M.: "Oil Property Evaluation". Prentice-Hall, (1959); 177-208.
- 3.- Fetkovich M. J.: "Decline Curves Analysis Using Curves Type", SPE (Jun. 1980) 1 065-1 077.
- 4.- Ramsay H. J. Jr.: "The Ability of Rate-Time Decline Curves to Predict Production Rates", JPT - Forum, (Feb. 1969) 139-141
- 5.- Slider H. C.: "Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods".
- 6.- Cinco Ley H.: "Apuntes de Clase de Evaluación de la Producción", Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 7.- Escobar Rosas R. F. y Escobar Rosas R. J.: "Apuntes de Clase de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.

NOMENCLATURA

- A : Area de la sección transversal; cm^2 , plg^2
- B : Factor de volumen
- c : Compresibilidad del fluido; cm^2/kg ; psia^{-1} ; atm^{-1}
- c_t : Compresibilidad total del sistema roca-fluidos; psi^{-1} , atm^{-1} .
- C : Coeficiente de almacenamiento; bl/psi
- C_D : Coeficiente de almacenamiento adimensional; Ecs. III.3.9 y III.3.10
- CBL : Registro sónico de cementación
- CCL : Localizador de coples de la TR.
- d : Diámetro; plg
- D : Rapidez de declinación del gasto; Ec. V.1
- E_i : Función integral exponencial; $E_i(-y) = -\int_y^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$
- h : Espesor neto; m, pies.
- J : Índice de productividad; $(\text{bl}/D)\text{psi}$
- J_0 : Función de Bessel de primera clase, de orden cero
- J_1 : Función de Bessel de primera clase, de orden uno.
- k : Permeabilidad absoluta; md
- k_f : Permeabilidad efectiva al fluido f; md
- k_{rf} : Permeabilidad relativa al fluido f.
- k_s : Permeabilidad absoluta de la zona dañada; md
- m : Pendiente de la recta semilog; psi/ciclo ; Ec. III.4.5

- m(p) : Pseudo-presión de los gases reales; $(\text{kg}/\text{cm}^2)^2/\text{cp}$
- M : Masa; g
- N : Mojante
- NW : No mojante
- p : Presión; kg/cm^2 , psi,
- p_D : Presión adimensional, Ecs. III.2.10 y III.2.17
- p_w : Presión de fondo fluyendo; kg/cm^2 , psia
- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo; kg/cm^2 , psia
- p_{ws} : Presión de fondo cerrado; kg/cm^2 , psia
- p* : Presión falsa; kg/cm^2 ; psia
- q : Gasto; bl/D
- q_p : Gasto a través de las perforaciones en la TR, bl/D
- q_r : Gasto en agujero descubierto, bl/D
- r : Distancia radial; m, pies.
- r_D : Distancia radial adimensional; Ec. III.2.11
- r_e : Radio de drene; m, pies
- s : Factor de daño.
- s' : Factor de daño que incluye el efecto de turbulencia
- S : Saturación
- t : Tiempo; seg, hr, días
- t_D : Tiempo adimensional; Ecs. III.2.12 y III.2.18

- T : Temperatura; $^{\circ}\text{K}$, $^{\circ}\text{R}$.
- TDT : Registro de neutrones pulsado o tiempo de degradación térmica.
- t_p : Tiempo de producción antes del cierre del pozo; hr.
- v : Velocidad; cm/seg
- V : Volumen; cm^3
- V_u : Volumen del pozo por unidad de longitud; bls/pie
- y : Transformación de Boltzmann, Ec. 2 del Apéndice II
- Y_h : Fracción de la fase pesada, de una mezcla bifásica
- Y_l : Fracción de la fase ligera, de una mezcla bifásica.
- Y_0 : Función de Bessel de segunda clase, de orden cero.
- Y_1 : Función de Bessel de segunda clase, de orden uno.

LETRAS GRIEGAS

- Δt : Tiempo de cierre del pozo; hr.
- ϕ : Porosidad
- ρ : Densidad; g/cm^3
- ρ_0 : Densidad del fluido a la presión de referencia p_0 ; g/cm^3 .
- μ : Viscosidad; cp
- ∇ : Operador vectorial nabla

SUBINDICES

- c : Crítica
- D : Adimensional
- g : Gas
- grad : Gradiomanómetro.
- h : Fase pesada, TR

i : Inicial
l : Fase ligera
m : Mezcla
o : Aceite
p : Produciendo
s : Resbalamiento
sc : Condiciones estándar
t : Herramienta, total
w : Agua, pozo
Z : Factor de desviación del gas.

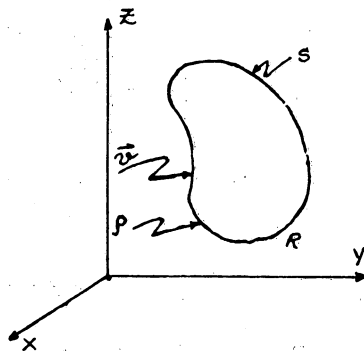
APENDICE I

DESARROLLO DE LA ECUACION DE DIFUSION.

Los principios físicos que permiten describir matemáticamente el flujo de fluidos en un medio poroso son: ley de conservación de la masa, ley de Darcy o cualquier otra ecuación de movimiento y una ecuación de estado. La ecuación de difusión se obtiene de una combinación de estos principios.

I.1.- ECUACION DE CONTINUIDAD.

Considérese la región R de volumen V de un medio poroso de porosidad ϕ , a través de la cual fluye un fluido de densidad ρ y velocidad aparente \vec{v} (ver figura). Sea S la superficie que limita a la región R y supóngase que S y \vec{v} poseen las propiedades requeridas para que se cumpla el teorema de la divergencia. En la región R, considerando un intervalo de tiempo Δt ,



Fluido neto que entra (-F)

= Acumulación neta de fluido (H), ----- (1)

Donde F es el fluido neto que sale y (-H) es la disminución neta de fluido, respectivamente. El signo menos que afecta a F en la Ec. 1 se debe a que, en el teorema de la divergencia, si la componente de la velocidad ($v_n = \vec{v} \cdot \vec{n}$)** es positiva, el fluido está saliendo de la región R, a través de la superficie S.

El flujo neto de masa hacia afuera de R, por unidad de superficie, por unidad de tiempo, es $\rho v_n \left[\frac{m}{L^2} \frac{L}{T} \right] = \rho v_n \left[\frac{m}{L T} \right]$

donde v_n es la componente de la velocidad aparente, perpendicular a S en cada punto, y m, L, T representan masa, longitud y tiempo, respectivamente. El flujo neto de masa hacia afuera de R por unidad de tiempo es $\int_S \rho v_n ds$; por consiguiente,

$$F = \Delta t \int_S \rho v_n ds. \text{ ----- (2)}$$

** v_n es la componente de \vec{v} en la dirección normal hacia fuera de S, siendo \vec{n} el vector unitario normal, hacia afuera de S, en cada punto considerado.

El contenido de fluido en un elemento de volumen es

$$\phi \rho dV \left[\frac{m}{L^3} L^3 \right] = \phi \rho dV [m].$$

El contenido de fluido en la región R al tiempo t es $\left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_t$.

En forma similar, el contenido de fluido en R al tiempo t + Δt es $\left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_{t+\Delta t}$.

Entonces

$$H = \left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_{t+\Delta t} - \left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_t \quad \text{--- (3)}$$

Por otra parte, aplicando el teorema de la divergencia:

$$\iiint_V \rho \vec{v} \cdot \vec{n} ds = \iiint_V \nabla \cdot (\rho \vec{v}) dV \quad \text{--- (4)}$$

Substituyendo las Ecs. 2 a 4 en la Ec. 1, dividiendo entre Δt y tomando el límite cuando Δt → 0 se obtiene:

$$-\iiint_V \nabla \cdot (\rho \vec{v}) dV = \frac{\partial}{\partial t} \iiint_V \phi \rho dV \quad \text{--- (5)}$$

Aplicando la regla de Leibniz* extendida a integrales triples:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_V \phi \rho dV = \iiint_V \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) dV.$$

De esta manera

$$-\iiint_V \nabla \cdot (\rho \vec{v}) dV = \iiint_V \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) dV,$$

o bien

$$\iiint_V \left[-\nabla \cdot (\rho \vec{v}) - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \right] dV = 0.$$

Puesto que R es una región arbitraria, finalmente se obtiene.

$$-\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho), \quad \text{--- (6)}$$

* Kreyszig, E.: Advanced Engineering Mathematics, John Wiley and Sons, (1969).

que es la forma general de la ecuación de continuidad.

I.2.- LEY DE MOVIMIENTO.

Es una relación de la velocidad con el gradiente de presiones; la más conocida, la cual se utiliza en el desarrollo de la ecuación de difusión, es la siguiente forma de la ley de Darcy

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p, \quad (7)$$

en la que se desprecian los efectos gravitacionales*; se considera que el flujo es isotérmico, en régimen laminar.

I.3.- ECUACION DE ESTADO.

Las ecuaciones de estado expresan la variación de la densidad de un fluido como función de presión y temperatura. La ecuación de estado que se utiliza para obtener la ecuación de difusión es la que corresponde a un fluido ligeramente compresible, que fluye a temperatura constante.

La compresibilidad c se define como

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp}, \quad (8)$$

de donde, considerando c constante, que es una suposición razonable para fluidos ligeramente compresibles, se tiene

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)}, \quad (9)$$

donde ρ_0 es la densidad del fluido a la presión de referencia p_0 .

I.4.- ECUACION DE DIFUSION.

De las Ecs. 6 y 7, suponiendo constantes k y μ y considerando un medio poroso incompresible:

$$\nabla \cdot (\rho \nabla p) = \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (10)$$

* y los capilares.

pero, aplicando la regla de la cadena y la Ec. 8:

$$\nabla p = \frac{dp}{d\rho} \nabla \rho = c \rho \nabla \rho .$$

Substituyendo este resultado en la Ec. 10 se tiene:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{-----} \quad (11)$$

De la Ec. 9:

$$\nabla^2 p = c \rho (\nabla^2 \rho + c |\nabla \rho|^2)$$

y

$$\frac{\partial p}{\partial t} = c \rho \frac{\partial p}{\partial t}$$

Substituyendo estas expresiones en la Ec. 11:

$$\nabla^2 p + c |\nabla \rho|^2 = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Como se trata de un fluido ligeramente compresible, para gradientes de presión pequeños se puede escribir finalmente:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} , \quad \text{-----} \quad (12)$$

que es la ecuación de difusión en forma vectorial.

Escribiendo la Ec. 12 en coordenadas cilíndricas, suponiendo que no existe variación vertical de la presión ni tampoco con el ángulo θ , se obtiene la forma más conocida de la ecuación de difusión. Esta es:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} . \quad \text{---} \quad (13)$$

* Ejercicio: soluciones de esta ecuación.

APENDICE II

SOLUCIONES A LA ECUACION DE DIFUSION

En este apéndice se presenta el desarrollo de soluciones a la ecuación de difusión en forma radial, en la cual, entre otras suposiciones, se considera que se tiene un fluido ligeramente compresible y de compresibilidad constante.

II.1 Yacimiento infinito. Gasto constante en el pozo y presión inicial uniforme.

El problema que se tiene es resolver la ecuación

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

con las condiciones siguientes:

(i) $p(r, 0) = p_i$, $r \geq 0$ (condición inicial)

(ii) $\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = - \frac{q \mu}{2 \pi k h}$, $t > 0$ (condición de frontera interna)

(iii) $\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i$, $t > 0$ (condición de frontera externa)

La condición (ii) puede ser aproximada por :

$$(ii') \lim_{r \rightarrow 0} r \frac{\partial p}{\partial r} = - \frac{q \mu}{2 \pi k h},$$

con la cual, para fines prácticos, se obtiene la misma solución que con la condición (ii). Utilizando la aproximación anterior se facilita bastante el problema planteado.

Definiremos la variable

$$y = \frac{\phi \mu c r^2}{4kt}, \quad (2)$$

* Gasto q @ c.y.

que se le llama transformación de Boltzmann, es posible expresar la presión como función de esta variable únicamente; es decir, la Ec. 1, que es una ecuación diferencial parcial, se transforma en una ecuación diferencial ordinaria.

De la Ec. 2 se obtiene:

$$\frac{\partial Y}{\partial r} = \frac{2Y}{r} \quad (3)$$

$$\frac{\partial Y}{\partial t} = -\frac{Y}{t} \quad (4)$$

Aplicando la regla de la cadena:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial r} &= \frac{\partial p}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial r} \quad ; \quad \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial t} \\ \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} &= \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial Y} \frac{\partial^2 Y}{\partial r^2} + \frac{\partial Y}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial Y} \right) \\ \text{pero } \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial Y} \right) &= \left[\frac{\partial}{\partial Y} \left(\frac{\partial p}{\partial Y} \right) \right] \frac{\partial Y}{\partial r} = \frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} \frac{\partial Y}{\partial r} \\ \therefore \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} &= \frac{\partial p}{\partial Y} \frac{\partial^2 Y}{\partial r^2} + \frac{\partial Y}{\partial r} \left[\frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} \frac{\partial Y}{\partial r} \right] \\ &= \frac{\partial p}{\partial Y} \frac{2Y}{r^2} + \frac{4Y^2}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} \end{aligned}$$

Substituyendo $\partial p/\partial r$, $\partial^2 p/\partial r^2$ y $\partial p/\partial t$ en la Ec. 1, simplificando y usando el signo de derivadas ordinarias puesto que p queda únicamente en función de Y :

$$Y \frac{d^2 p}{dY^2} + (1+Y) \frac{dp}{dY} = 0 \quad (5)$$

Por otra parte, de las condiciones (iii) y (ii'), y considerando la Ec. 2 se tiene, respectivamente:

$$(iv) \lim_{Y \rightarrow \infty} p(Y) = p^i$$

$$(v) \lim_{Y \rightarrow 0} 2Y \frac{dp}{dY} = -\frac{9\mu}{2\pi Ah}$$

Haciendo $\frac{dp}{dY} = p'$, la Ec. 5 se puede escribir como:

$$Y \frac{dp'}{dY} + (1+Y) p' = 0,$$

de donde

$$\frac{dp'}{p'} + \frac{dY}{Y} = -dY.$$

Integrando:

$$\ln p' + \ln Y = -Y + C_1,$$