



23
2 ej.

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

EVALUACION DE LA PRODUCCION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N
R U F I N O R A Y O N C A S I A N O
A N T O N I O V A L D E R R A B A N O H E R N A N D E Z

México, D.F.

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DICE	DEBE DECIR	renglón	página
II.- INTRODUCCION	II.- REGISTROS SUBSUPERFICIALES DE PRODUCCION	contenido	
velocidad	velocidad con que se baja la herramienta	13	23
, las pérdidas	, así como las pérdidas	10	63
mayor	mayor	14	77
efectúen	efectúan	22	81
el resultado es	1.4681×10^{-2}	12	100
diferente	diferentes	6	116
muestra el	muestra	8	132
empieza	empiezan	19	140
una aproximación	una buena aproximación	10	191
tiempo se	tiempo de	11	205
caída	caída	11	222
permite	no permite	4	244
siguiente	siguiente	2	248
Los eventos más importantes para el análisis de graficas.	Los eventos más importantes registrados en la superficie como puntos y tiempo son importantes para el análisis de graficas.	1	258
hiperbólico	hiperbólico	6	272

CONTENIDO.

CAPITULO	PAGINA
I.- INTRODUCCION	
I.1.- <u>Generalidades.</u>	1
I.2.- <u>Causas de la baja productividad de un pozo.</u>	1
I.2.1.- Problemas en los que se tiene un bajo nivel de control.	1
I.2.2.- Problemas de la formacion.	7
I.2.3.- Problemas de las perforaciones en la T.R.	11
I.2.4.- Problemas en el equipo de producción.	13
I.3.- <u>Referencias.</u>	16
II.- INTRODUCCION.	
II.2.- <u>Condiciones dinámicas.</u>	17
II.2.1.- Medición de gastos.	20
II.2.2.- Identificación de los fluidos.	32
II.2.3.- Medición de temperaturas.	53
II.3.- <u>Condiciones estaticas.</u>	60
II.3.1.- Calibrador	60
II.3.2.- Determinación de espesor de tuberías.	62
II.3.3.- Estado de la cementación.	66
II.3.4.- Evaluación de formaciones.	69

II.4.- <u>Medición de presión.</u>	74
II.4.1.- Herramientas de cable de línea.	76
II.4.2.- Herramientas de registros con - instalaciones superficiales per- manentes.	77
II.4.3.- Herramientas de registros recu- perables en la superficie.	77
II.5.- <u>Referencias.</u>	79
III.- ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION.	
III.1.- <u>Introducción</u>	81
III.2.- <u>Principios matemáticos.</u>	82
III.2.1.- Ecuación de difusividad.	82
III.2.2.- Combinación de las ecuaciones de continuidad, movimiento y - estado para obtener la ecuación de difusividad.	86
III.2.3.- Soluciones de la ecuación de di- fusividad.	88
III.2.4.- Variables adimensionales.	94
III.2.5.- Desarrollo de la ecuación de di- fusividad en forma adimensional.	95
III.2.6.- Solución para un yacimiento li- mitado.	102
III.2.7.- Solución para un yacimiento con presión constante.	105
III.3.- <u>Conceptos básicos relacionados con</u>	

<u>el análisis de pruebas de presión.</u>	106
III.3.1.- Factor de daño.	106
III.3.2.- Almacenamiento.	111
III.3.3.- Principio de superposición.	123
III.3.4.- Períodos de flujo.	128
III.4.- <u>Pruebas de decremento.</u>	130
III.4.1.- Bases del análisis.	132
III.4.2.- Curvas tipo.	140
III.5.- <u>Análisis de pruebas de presión a gasto variable.</u>	152
III.6.- <u>Pruebas de límite de yacimientos.</u>	155
III.7.- <u>Pruebas de incremento.</u>	159
III.7.1.- Bases del análisis.	159
III.7.2.- Método de Horner.	161
III.7.3.- Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)	170
III.8.- <u>Pruebas en pozos inyectoros.</u>	172
III.8.1.- Análisis de pruebas de inyectividad en yacimientos completamente invadidos de líquidos con movilidad unitaria.	173
III.8.2.- Análisis de pruebas "fall-off" en yacimientos invadidos completamente de líquidos con re-	

relaciones de movilidad unitaria.	176
III.8.3.- Análisis de pruebas de presión a dos gastos de inyección.	179
III.8.4.- Presión promedio del yacimiento y presión promedio entre pozos.	181
III.8.5.- Análisis de pruebas "fall-off" antes de que el yacimiento se invada totalmente.	184
III.8.6.- Análisis de pruebas "fall-off" con relaciones de movilidad no unitaria.	191
III.9.- <u>Pruebas de interferencia.</u>	196
III.9.1.- Análisis convencional.	196
III.9.2.- Análisis mediante curvas tipo.	198
III.10.- <u>Pruebas pulsantes.</u>	203
III.11.- <u>Pruebas de presión en pozos de gas.</u>	206
III.11.1.- Ecuación general de flujo.	210
III.11.2.- Solución de la ecuación.	211
III.11.3.- Tipos de pruebas de presión en pozos de gas.	213
III.12.- <u>Referencias.</u>	228
IV.- PRUEBAS DE FORMACION.	
IV.1.- <u>Introducción.</u>	231

IV.2.- <u>Operaciones básicas de las pruebas de formación.</u>	232
IV.3.- <u>Interpretación de gráficas.</u>	235
IV.3.1.- <u>Perturbaciones en la gráfica de presión en las pruebas de formación.</u>	239
IV.4.- <u>Técnicas para la determinación de productividad, permeabilidad, potencial y presión estática.</u>	242
IV.4.1.- <u>Productividad de la formación.</u>	242
IV.4.2.- <u>Permeabilidad.</u>	245
IV.4.3.- <u>Potencial o capacidad (kh).</u>	246
IV.4.4.- <u>Presión estática del yacimiento.</u>	247
IV.5.- <u>Técnicas para determinar el radio de investigación y daño a la formación.</u>	247
IV.6.- <u>Análisis cualitativo en pozos de gas.</u>	248
IV.7.- <u>Análisis de datos de pruebas de formación utilizando curvas tipo.</u>	250
IV.8.- <u>Recomendaciones para obtener buenos datos de la prueba.</u>	256
IV.9.- <u>Referencias.</u>	263
V.- <u>DECLINACION DE LA PRODUCCION DE UN POZO.</u>	
V.1.- <u>Introducción.</u>	264

V.2.- <u>Características del yacimiento y - de las curvas de declinación.</u>	265
V.3.- <u>Tipos de curvas de declinación.</u>	266
V.4.- <u>Obtención del límite económico.</u>	267
V.5.- <u>Declinación exponencial.</u>	268
V.5.1.- Porcentaje de declinación mensual	270
V.6.- <u>Declinación hiperbólica.</u>	271
V.6.1.- Porcentaje de declinación mensual.	273
V.7.- <u>Declinación armónica.</u>	274
V.7.1.- Porcentaje de declinación mensual.	275
V.8.- <u>Gastos futuros y tiempos de vida útil.</u>	276
V.9.- <u>Determinación de las características de un yacimiento por medio de datos de producción.</u>	277
V.9.1.- Determinación del gasto cuando aún no se sienten los efectos de fron- tera.	278
V.9.2.- Determinación del gasto cuando se sienten los efectos de frontera.	280
V.10.- <u>Análisis de curvas de declinación - en pozos de gas.</u>	282
V.11.- <u>Uso de curvas tipo para el análi- sis de curvas de declinación.</u>	284
V.12.- <u>Soluciones analíticas.</u>	287
V.13.- <u>Referencias.</u>	299

(1)

CAPITULO I .

INTRODUCCION .

1.1.- 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 sobreproducción.

Para hacer recomendaciones válidas sobre la manera en que un pozo de aceite o gas debe producir , es necesario 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 ésto se necesita información sobre las características del sistema roca-fluidos, el estado actual de agotamiento del yacimiento, la eficiencia de terminación del pozo, etc..

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

I.2.1.- Problemas en los que se Tiene un Bajo Nivel de Control.

I.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.

I.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; en menor escala también dependen de la viscosidad, tensión interfacial y gradiente de presión⁽¹⁾. La Fig. I.1 muestra las variaciones de la permeabilidad con respecto a la S_w .

I.2.1.c.- Reducción de la permeabilidad absoluta.- A medida que la presión de confinamiento aumenta, la permeabilidad

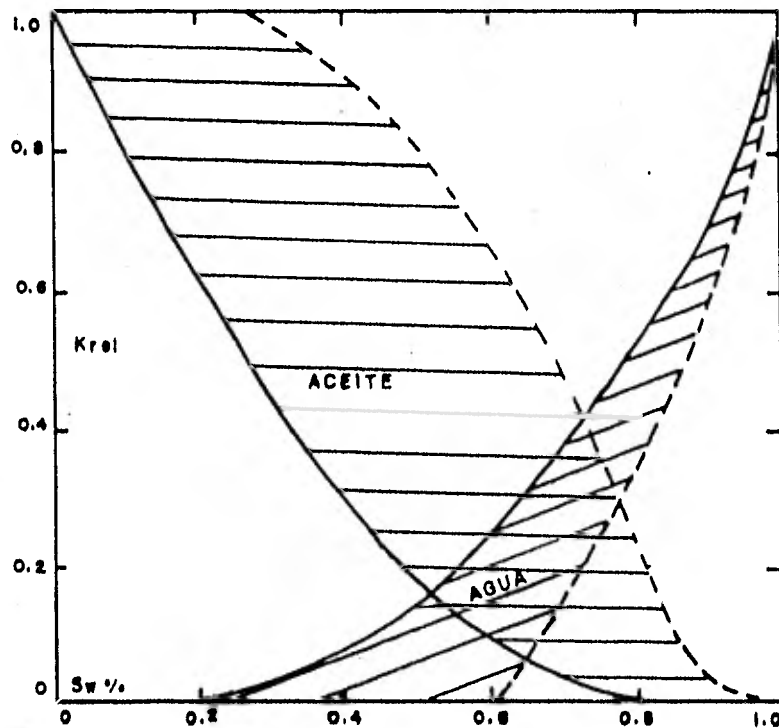


FIG.I.1.- CURVAS DE VARIACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

absoluta disminuye ; este efecto es más pronunciado en rocas de baja permeabilidad. Los esfuerzos sobre la roca almacenan te aumentan en la vecindad del agujero; a medida que la presión declina se reduce la permeabilidad absoluta, debido a la compactación de la roca al desalojarse los fluidos del espacio poroso.

I.2.1.d. Baja presión del yacimiento.- La recuperación de aceite depende de la presión del yacimiento y los procesos de desplazamiento, como lo ilustra la Fig. I.2. A medida que baja dicha presión, disminuye el gradiente de presión -

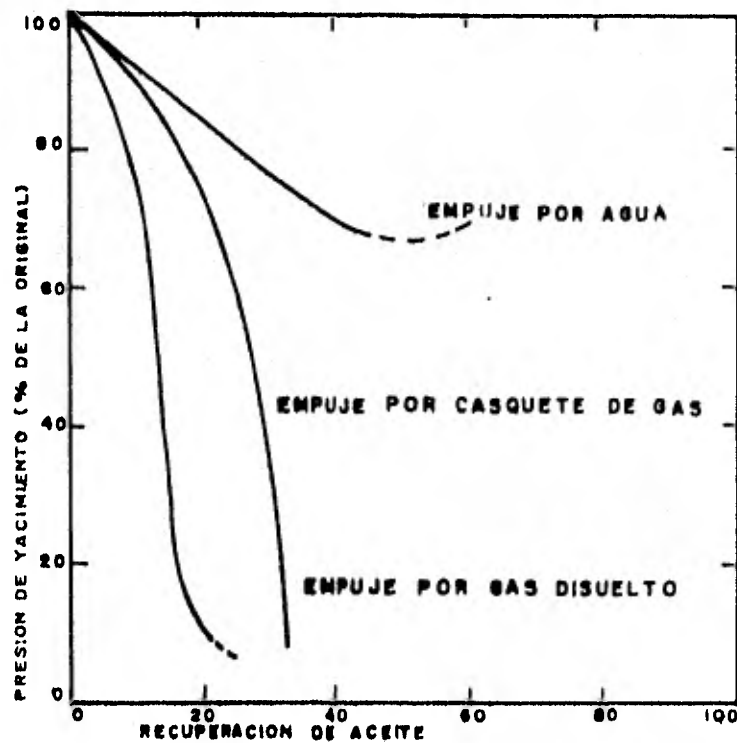


FIG.I.2.-VARIACION DE LA RECUPERACION DE ACEITE CON RESPECTO A LA PRESION.

que permite el flujo de los fluidos hacia los pozos.

I.2.1.e.- Alta relación gas-aceite.- A medida que la presión disminuye la saturación de gas aumenta, el gas que se libera no fluye inicialmente hacia los pozos sino hasta que se tiene una saturación de gas crítica (saturación de gas mínima para que ocurra flujo de gas); una vez alcanzada la presión de saturación, empiezan a producirse grandes volúmenes de gas (el gas fluye más fácilmente que el aceite debido a su ligereza, viscosidad y a su movilidad), reduciéndose la producción de aceite⁽²⁾. Las Figs. I.3 y I.4 muestran estos conceptos.

I.2.1.f.- Alta viscosidad.- La viscosidad de los crudos varía en un rango muy amplio, hasta valores de 30 cp. De la ecuación de Darcy se puede observar que al aumentar la viscosidad

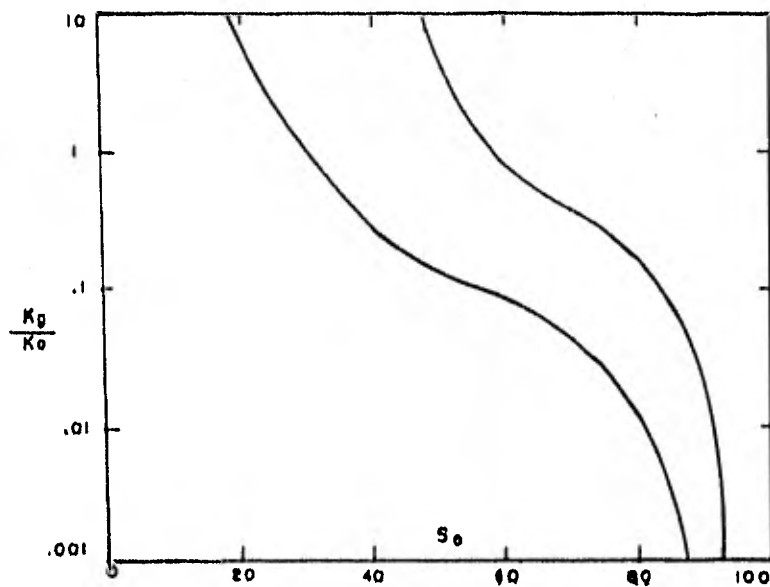


FIG. I.3.- GRÁFICA DE RELACION DE PERMEABILIDADES CONTRA SATURACION DE ACEITE.

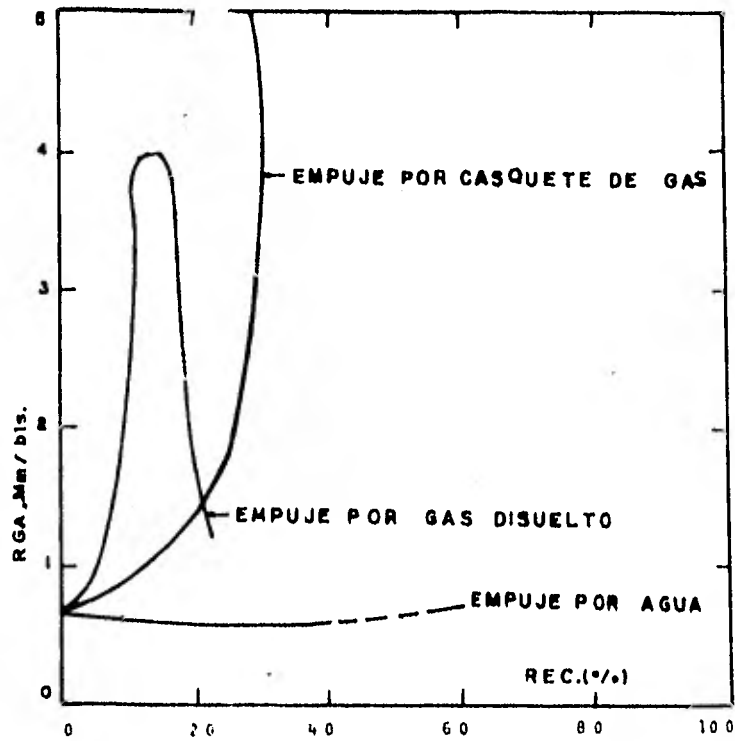


FIG. I.4.- CARACTERISTICAS DE LA RGA CONTRA RECUPERACION.

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 (Fig. I.5).

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 más económico romper o invertir la emulsión con surfactantes para reducir la viscosidad del fluido producido, aumentando la producción.

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

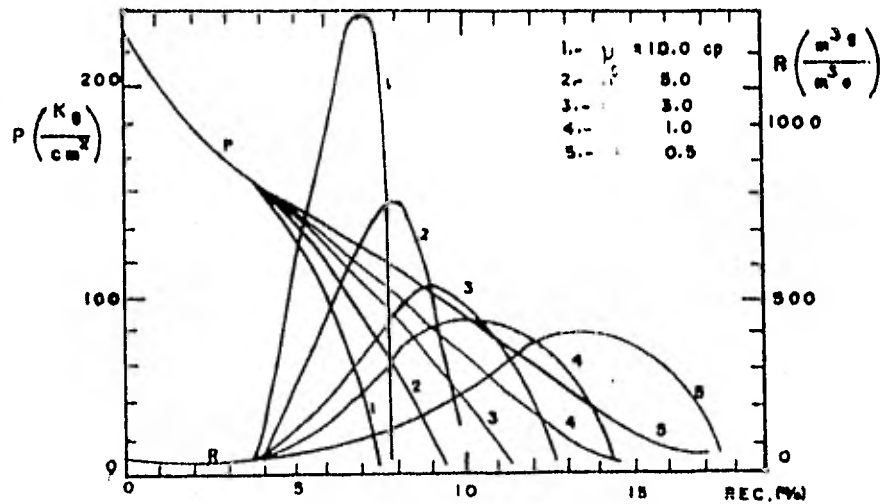


FIG. 1.5.- GRAFICA DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SOBRE UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR GAS DISUELTO.

- 1.- Reduce la saturación de hidrocarburos y por tanto su permeabilidad relativa.
- 2.- Aumenta los costos de producción, porque tiene -- que manejarse deshechar
- 3.- Aumenta el gradiente de presión en las tuberías - con lo cual aumenta la presión de fondo disminu-- yendo así la producción.

I.2.1.h.- Efectos de turbulencia.- En flujo a altas velocidades, tales como los que pueden ocurrir en las vecindades del pozo, pueden producir caídas adicionales de presión a las calculadas mediante la Ley de Darcy. Velocidades suficientemente altas, como para producir efectos de turbulencia, son generalmente encontradas sólo en pozos de gas. Estos efectos por lo

general aparece 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.

I.2.2.a.- Precipitados inorgánicos.- Las aguas de formación contienen generalmente sólidos en suspensión, a medida que éstas son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican y puede ocurrir la precipitación de esos sólidos, restringiendo 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 producido, 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 deposición. El problema se agrava con la deposición ya que se genera un efecto de daño que puede propiciar una mayor caída de presión.

I.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 1000 a 140 000)⁽¹⁾.

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.

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 revestimiento; la temperatura del aceite tiene que ser mayor que la del pozo para que el tratamiento sea efectivo.

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

I.2.2.c.- Baja permeabilidad al aceite.- Esto puede ocurrir como resultado del aumento de las saturaciones de agua o gas; cuando el gas se libera se reduce la saturación del aceite y por consiguiente la k_{po} .

Un aumento en la S_w también disminuye la K_{ro} ; existen fuentes 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 reparación; agua fugada a través de empacadores defectuosos; filtrados de lodo o cemento y conificaciones.

I.2.2.d.- Daños por materiales de estimulación.- Los ácidos precipitan materiales asfálticos; en zonas de anhidritas se pueden formar precipitados insolubles de sulfatos; en zonas que contienen más del 10 % de carbonatos de calcio, éste se puede precipitar si se usa ácido fluorhídrico, pudiendo disolver el material cementante con lo cual la resistencia de la roca disminuye. Cuando 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 de la estimulación 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 pueden originar precipitados, además las bacterias acarreadas por el agua de inyección pueden taponar los pozos inyectoros.

1.2.2.e.- Daño causado por el lodo de perforación.- Básicamente dos tipos de problema se deben a los fluidos usados --

en la perforación; (1) invasión del filtrado de lodo dentro del medio poroso y (2) penetración de partículas solidas en los poros.

Filtrados de lodo base aceite o agua aumentan la S_w disminuyendo la K_{ro} , la cual puede recuperarse con el tiempo o mediante tratamientos. Filtrados de lodo de agua dulce (menores de 10 000 ppm) 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 3 cm, lo cual puede causar reducciones en la permeabilidad del pozo del 20 al 90 % dependiendo del tipo de formación, de los lodos y de la presión. Normalmente los disparos penetran más alla de las zonas invadidas por el lodo.

I.2.2.f.- Hinchamiento y migración de arcillas.- El agua dulce causa más daño a algunas rocas que el agua salada; los fenómenos que ocurren y causan daño a algunas formaciones -- son: (1) hinchamiento y migración de las partículas de arcilla, reduciendo los canales de flujo y (2) dispersión de las partículas que transportan, hasta que ocurre un taponamiento de algunos canales de flujo. Se ha comprobado que aguas que tienen concentraciones de 5 a 10 000 ppm de cloruros de calcio son más efectivas que con cloruros de sodio para evitar hinchamientos y dispersión de las arcillas.

El agua dulce del filtrado de lodo es uno de los --

fluidos que pueden causar daños a la formación; otras causas son los fluidos de terminación, la comunicación en zonas de agua dulce, los filtrados de cemento y la condensación de vapores de estimulaciones e inyecciones de vapor.

I.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 las tuberías superficiales, reduciendo la producción de hidrocarburos.

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

I.2.3.a.- Condiciones y arreglo de los disparos.- Las condiciones y el arreglo de los disparos, poca penetración, baja densidad de los mismos, etc., originan una baja productividad, como lo muestran las Figs. I.6 y I.7.

I.2.3.b.- Taponamiento.- Una causa del taponamiento puede ser la depositación de escamas inorgánicas e incrustaciones de parafinas, asfaltenos y escamas inorgánicas en las paredes de la T.R. reducen la producción, incrementando la caída de presión al reducirse el área de la sección transversal; en otras ocasiones se puede deber a material pulverizado, a partículas de cemento y de la formación, que pueden alojarse en las perforaciones.

I.2.3.c.- Calidad de los disparos.- Observaciones en algunos pozos que tenían baja productividad, demostrarán que pocos disparos contribuían a la producción; implicando que los demás

(12)

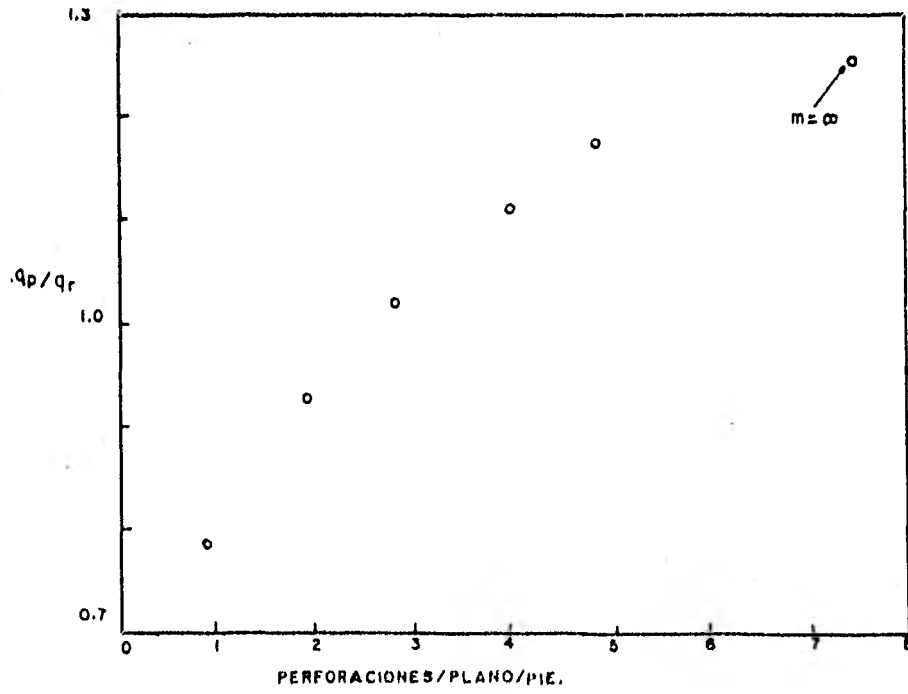


FIG.I.6.RELACION DE PRODUCTIVIDAD CONTRA PENETRACION.

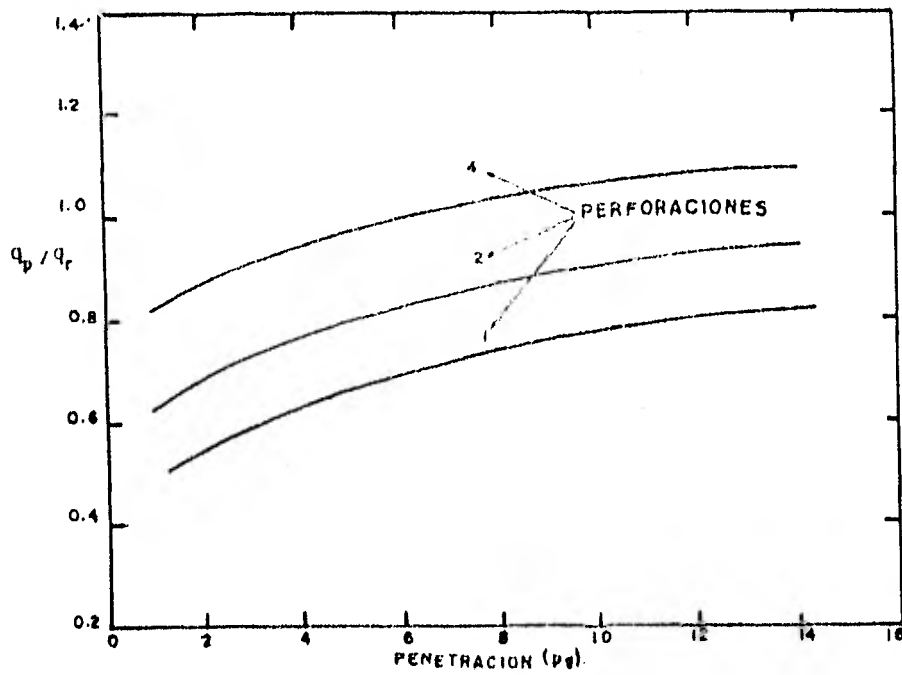


FIG.I.7.-RELACION DE PRODUCTIVIDAD CONTRA PERFORACIONES.

disparos estaban taponados o mal hechos. Dentro de los factores que afectan la productividad debido a los disparos se tiene: (1) diámetro de las perforaciones, (2) densidad de las mismas (No. por pie), (3) profundidad de penetración y (4) arreglo geométrico de las perforaciones. Las Figs. I.6 y I.7 muestran las variaciones de la productividad con respecto a la densidad de las perforaciones y penetración de las mismas.

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

I.2.4.- Problemas en el Equipo de Producción.

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

I.2.4.a.- T.R. y Cementaciones.- Los problemas en la T.R. 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.

I.2.4.b.- T.P.- Tres son las causas principales de baja -

productividad asociadas con la T.P.:

- 1).- Perforaciones o fugas.- Las perforaciones pueden deberse a la acción corrosiva de algunos fluidos; éstas fallas también ocurren frecuentemente con el roce de las varillas en pozos de bombeo mecánico.
- 2).- 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.
- 3).- Depositación de parafinas y escamas inorgánicas.- La depositación de parafinas en las paredes de la T.P. reduce la producción, incrementándose la caída de presión al reducirse el área de la sección transversal.

I.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 mismas y el debilitamiento y ruptura debido a corrosión y desgaste, reducen la productividad, aumentando los costos de operación.

I.2.4.d.- Sistema 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 del equipo y de la producción.

I.2.4.e.- Tapones y Empacadores.- Los empacadores 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 migrar hacia la formación.

Un problema más serio se deriva de daños a los tapones en el fondo (tapón mecánico, tapón de cemento o combinado) 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.- REFERENCIAS.

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

CAPITULO II.

REGISTROS SUBSUPERFICIALES DE PRODUCCION.

II.1.- INTRODUCCION.

Los registros de producción son los registros que se toman 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, canalizaciones de cemento, perforaciones taponadas, fugas mecánicas, etc.. Entre los registros de producción se tienen los siguientes: de temperatura, de gastos, de presiones, de diámetros interiores de tuberías, etc..

El uso de dichos registros para resolver problemas en los pozos, data de 1936, año en que fuerón 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, así como en los inyectores.

Paralelamente, con el desarrollo y 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 inyección o producción.

Los registros de producción pueden considerarse como una rama de los registros geofísicos y pueden ser tomados en pozos productores fluyentes, en pozos inyectoros y en pozos - produciendo artificialmente⁽¹⁾. En pozos productores fluyentes las dos principales áreas de los registros de producción son en problemas del vacimiento y del pozo. En el caso de pozos - inyectoros los registros de producción son utilizados principalmente en la determinación de los perfiles de inyección (para determinar la inyección de un mayor volumen de agua y su mejor distribución dentro de la formación)⁽²⁾. Su aplicación - en pozos que producen artificialmente es para verificar e revisar el aparejo de producción.

Existen 4 condiciones básicas en relación con el pozo, las cuales se determinan con la ayuda de los registros de producción; estas condiciones son:

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, empaques, tapones, válvulas, etc.. Los registros de producción permiten detectar fugas, daños por corrosión interna y externa - en las tuberías, así como daños en los empaques y otros dispositivos.

b).- Integridad de la cementación.- Esta condición es muy importante; se dice que una cementación es buena cuando se tiene un sello hermético entre las tuberías 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.

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 que parte del yacimiento está produciendo agua o gas - que perforaciones están contribuyendo a la producción o cual es el perfil de inyección o producción, etc..

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

La experiencia indica que las mediciones hechas en la superficie no son adecuadas para determinar la eficiencia

de los sistemas de producción. En muchos pozos que aparentemente estaban produciendo sin problemas, se ha encontrado 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⁽³⁾.

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 de 300 °F. El equipo de control de presión permite producir los pozos con presiones en la superficie tan altas como 6 000 psi, y en pozos de inyección con presiones hasta de 7 200 psi.

II.2.- CONDICIONES DINAMICAS.

Las mediciones que se efectúan bajo condiciones dinámicas, es decir aquellas que se realizan cuando el pozo está fluyendo, permiten determinar parámetros tales como: gastos, temperaturas de los fluidos e identificación de los mismos, etc.

II.2.1.- Medición de Gastos.

Existen básicamente dos tipos de medidores de gastos

II.2.3.c.- Comportamiento de temperatura bajo distintas condiciones.- El comportamiento de temperatura bajo distintas condiciones fué estudiado usando un modelo matemático; el modelo considera movimientos de calor en una región cilíndrica con un pozo de inyección en el centro. La región modelada fue bastante grande para incluir todas las variables que afectan el comportamiento de temperatura en el pozo; también incluye todas las ecuaciones de transferencia de calor necesarias para predecir lo que ocurre en el fondo del pozo. Una buena comparación de cálculos y medidas de campo de los perfiles de cierre indican que el modelo proporciona una aproximación razonable de un sistema radial real (6).

Los mejores datos en situaciones rutinarias de temperatura son obtenidos después de 24 ó 48 horas de cierre. Zonas ladronas o de pérdida de 5 bbl/día/pie o más pueden causar anomalías en la curva de temperatura de cierre, de esencialmente la misma magnitud o mayor de los intervalos de inyección.

Los arreglos de tuberías en el pozo (T.R. y T.P.) y agujero abierto afectan significativamente la curva de temperatura de cierre en intervalos de no inyección. Los arreglos del pozo excepto por los disparos, afectan poco la temperatura de cierre en los intervalos de inyección (6).

II.3.- CONDICIONES ESTATICAS.

II.3.1.- Calibrador.

El calibrador puede ser corrido en tuberías de revestimiento o producción, así como en pozos con agujero descubierto

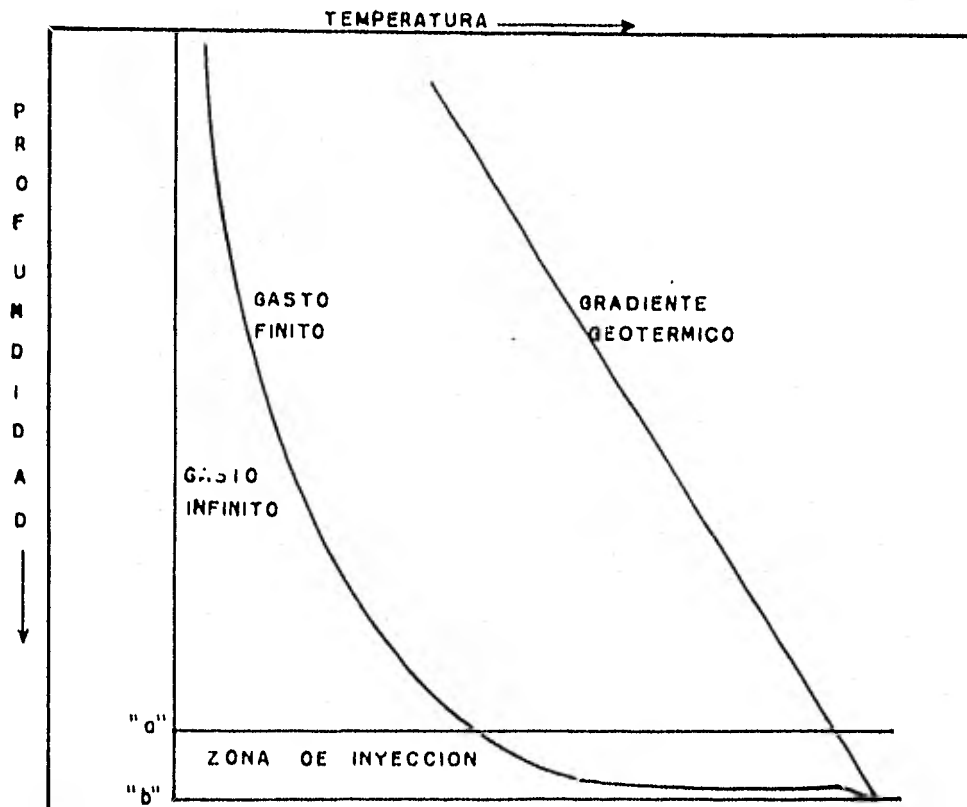


FIG.II.20.-EFECTOS DE LOS GASTOS DE INYECCION EN LOS PERFILES DE TEMPERATURA.

en una extensión radial limitada por la conducción de calor.- La conductividad térmica de una cementación y una formación es baja; es por eso que bastante de esa temperatura, cercana a la temperatura original de la formación a esa profundidad, todavía permanece constante cerca del fondo del pozo después de períodos largos de inyección. El gradiente de temperatura radial cercano al pozo es grande en la zona de inyección.

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 de fluidos 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.- El medidor de flujo continuo (Fig. II.1), 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 (velocidad de la hélice debida únicamente a la velocidad con la que se baja la herramienta) 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/día en tuberías de 4 1/2" y de 1000 bbl/día en tuberías de 7". Para obtener una determinación más precisa, la velocidad del fluido debe ser de 20 -- pies por minuto.

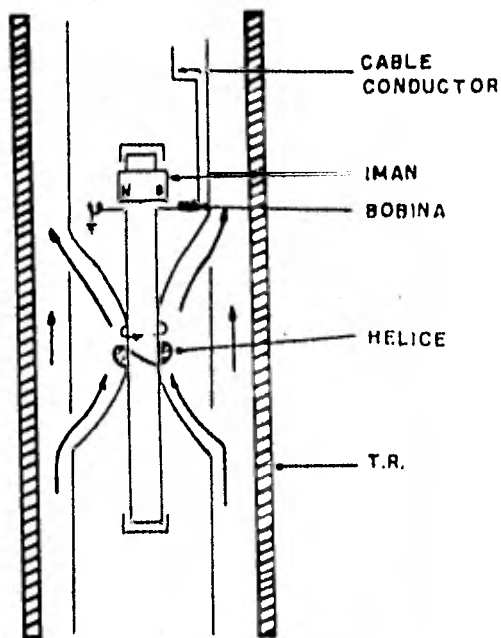


FIG.I.I.I.-MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO.

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.2).

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 viscosidad de los fluidos y diámetros del agujero. La velocidad de los fluidos es el parámetro a determinar; el diámetro se obtiene con el calibrador del agujero, y para tomar en cuenta la viscosidad es necesario realizar una calibración^(4,5).

El medidor de flujo continuo es utilizado para obtener los perfiles de inyección o producción y para localizar fugas en los empacadores y tuberías.

Existen tuberías de producción de diámetros nominales de 2 3/8" a través de las cuales son corridas herramientas con diámetros desde 1 11/16", con rangos de resistencia a la temperatura y presión de 350 a 600 °F y de 15 000 a 30 000 psi, respectivamente. Las herramientas resistentes a altas temperaturas son utilizadas en pozos de gas y deben ser --

(24)

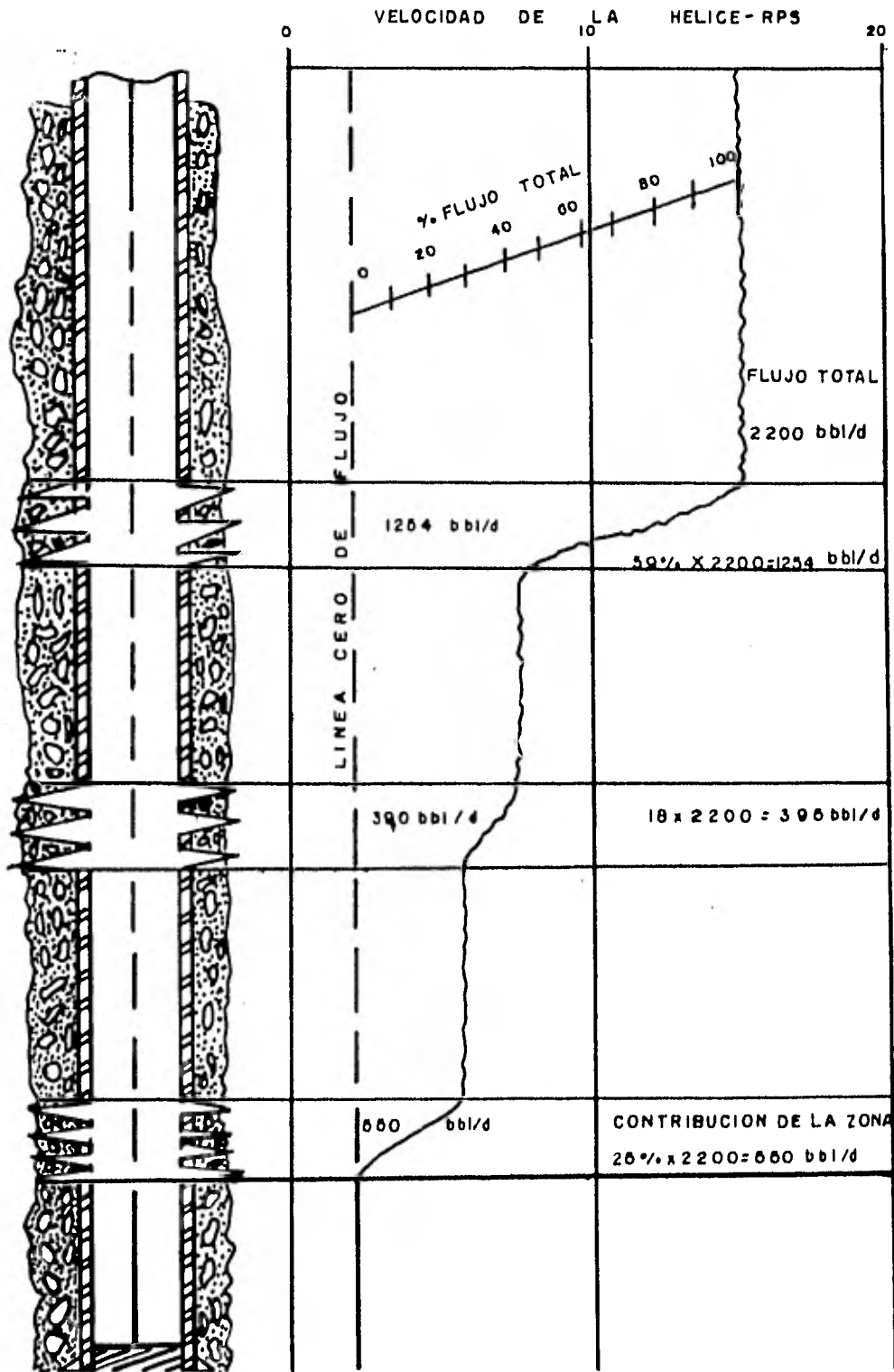


FIG. II.2.- RESPUESTA DEL MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO.

corridas con cables resistentes a esas temperaturas.

II.2.1,b.- Medidor de flujo con empacador inflable.- El medidor de flujo con empacador inflable (Fig. II.3) 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⁾.

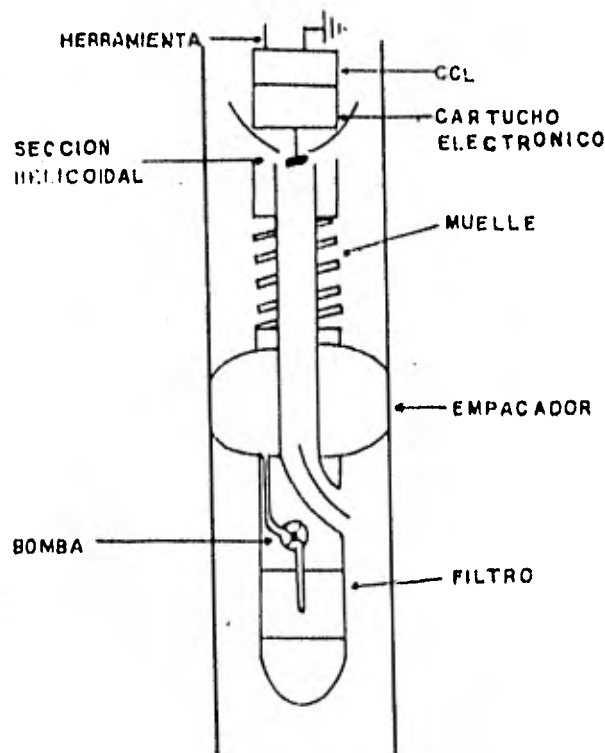


FIG.II.3.-MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE.

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.

La Fig. II.4 es 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 1 cp con otro de 60 cp es muy pequeña, como puede verse en la gráfica.

Existen medidores en tamaños menores de 1 11/16" 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 puede instalar un dispositivo para la identificación de los fluidos.

II.2.1.c.- Herramienta de trazadores radioactivos.- Las herramientas de trazadores radioactivos (Fig. II.5), están constituidas por un inyector y dos detectores y llevan una pequeña cantidad de material radioactivo. Este material es inyectado a la corriente de flujo y se mide el tiempo que tarda en pasar de un detector a otro; conociendo o determinando el

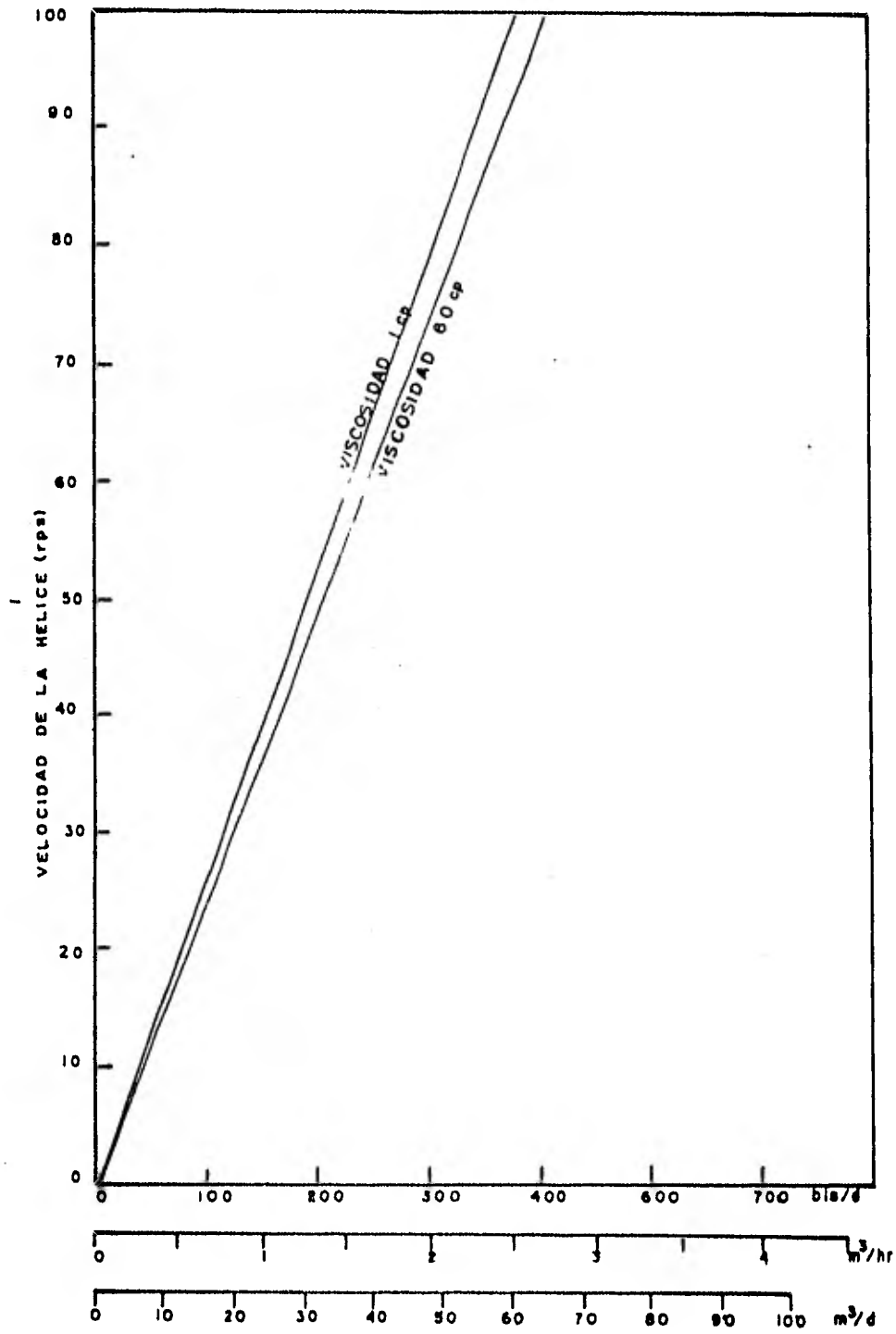


FIG.II. 4 .-RESPUESTA DELMEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE.

diámetro del pozo se obtiene el gasto.

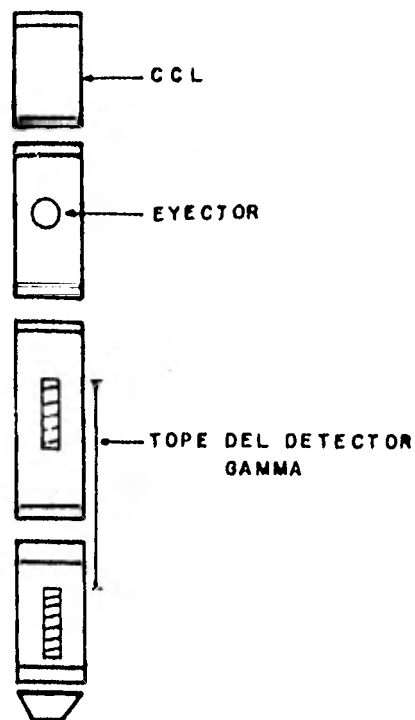


FIG.II.5.-HERRAMIENTA DE TRAZADOR RADIOACTIVO.

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 inyectoros de agua, se utiliza además para determinar canalizaciones detrás de las tuberías y para detectar fugas en la T.P., T.R. y en los empacadores. En la Fig. II.6 se muestra un ejemplo de cómo se determina el tiempo en que el

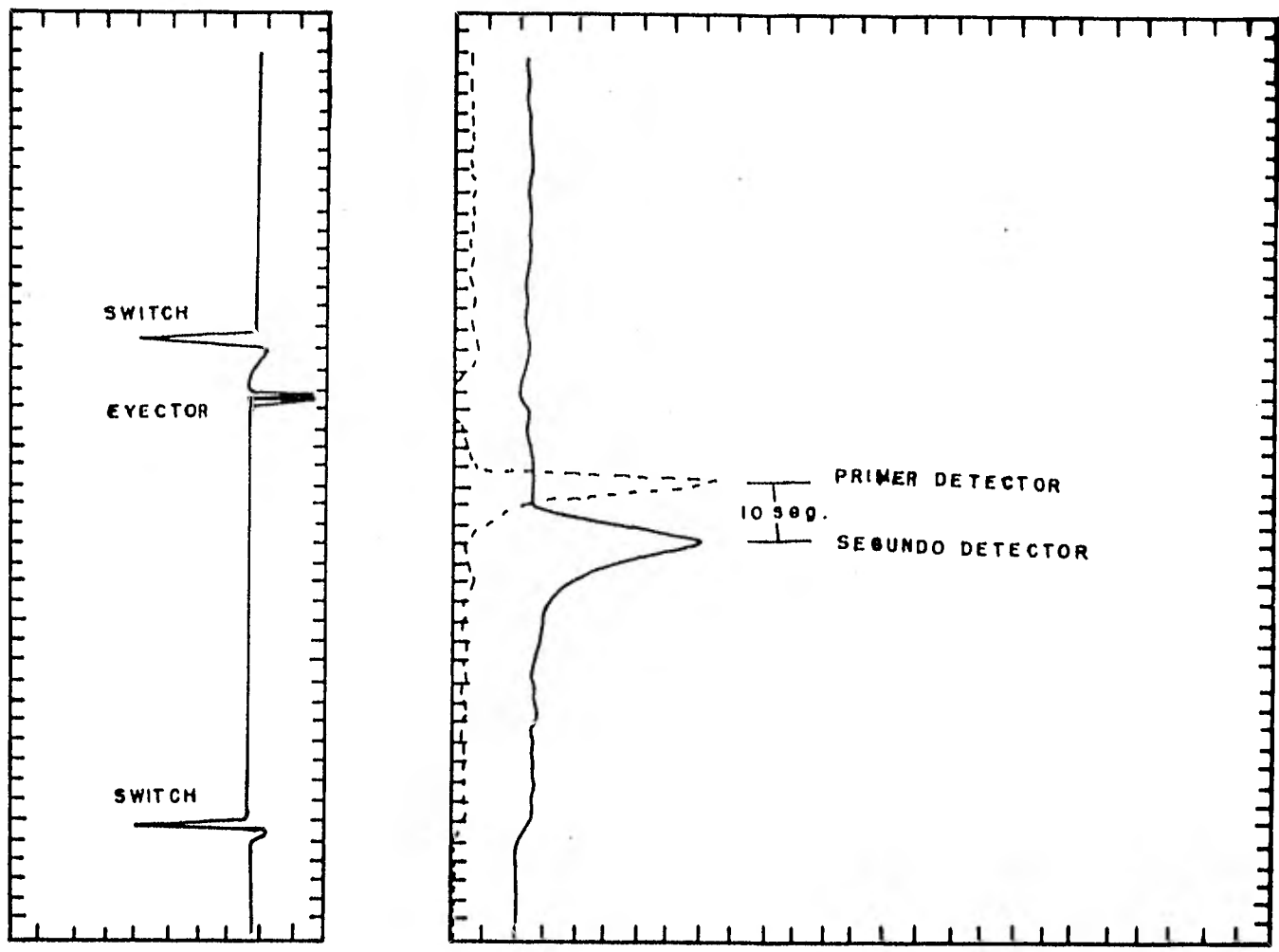


FIG. II. 6.- REGISTRO DE VELOCIDAD DE DISPARO.

(30)

"bache" radioactivo se mueve de un detector a otro; la película es impulsada por un mecanismo de tiempo y la herramienta permanece estática. Esta película tiene una escala de seis segundos entre líneas separadas dos pies; la distancia entre los picos (momento en 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 mediante la siguiente ecuación⁽⁵⁾:

$$q \text{ (bbl/d)} = \frac{8.904 (d_h^2 - d_t^2) h}{4 t} , \quad (\text{II.1})$$

donde :

d_t = Diámetro de la T.R. (pulg.).

d_h = Diámetro de la herramienta (pulg.).

h = Separación entre detectores (pulg.).

t = Tiempo obtenido del registro (seg).

8.904 = Factor de conversión de pg^3/seg a bbl/d .

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 de "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 T.R. y la herramienta se pasa a través del bache (Fig. II.7, corrida 2); se anota la profundidad del bache y el tiempo. Después de un corto tiempo se pasa otra vez la herramienta por el bache -- (Fig. II.7, corrida 3) y se anota nuevamente la profundidad y el tiempo; con estos datos se puede determinar la velocidad.

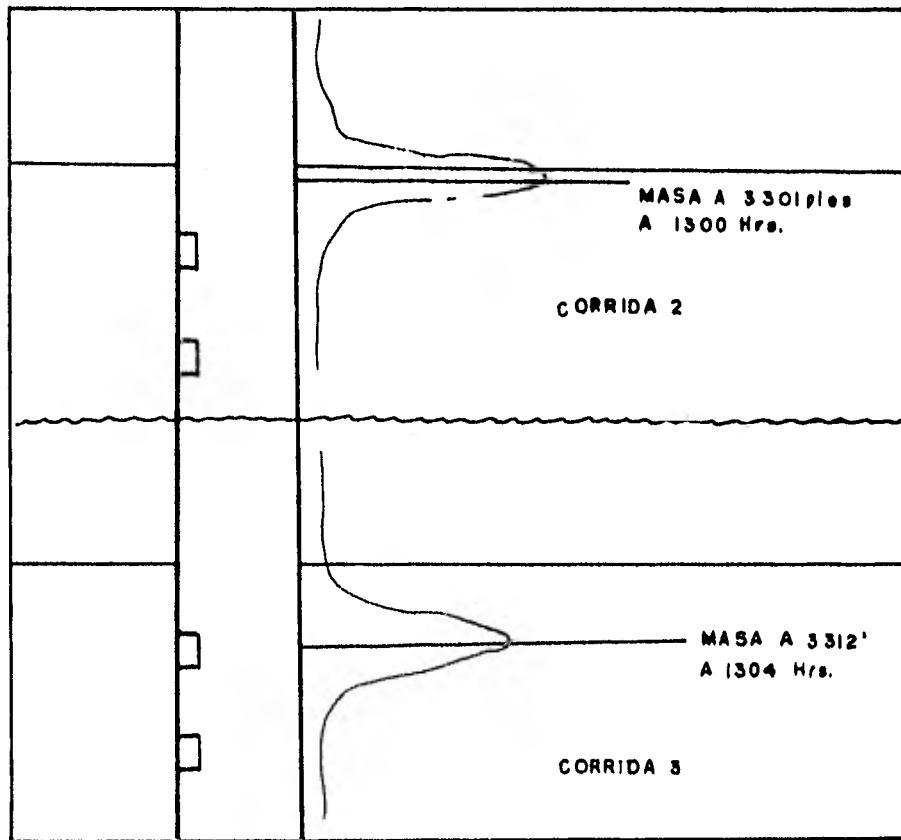


FIG.II.7.-REGISTRO DE INTERVALO CONTROLADO.

En la Fig. II.7 el bache se desplaza 11 pies en 4 - minutos (2.75 pies/min); conociendo el diámetro del agujero, la velocidad puede ser convertida a gasto.

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

En pozos inyectoros de agua los registros de yodo radioactivo en soluciones de 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 el agua.

Para registros en pozos inyectoros de gas, el yoduro de metilo y el yoduro de etilo 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 usado por ser más resistente. La potencia de reducción 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 en 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 los 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⁽³⁾. 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, ya que los dispositivos medidores de la fracción de 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 en la T.R. y se mueve a través del agua. La medición de densidad de una muestra representativa del fluido debajo del nivel del agua refleja una apreciable fracción 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 un volumen de aceite en la T.R. y en la superficie es función no sólo de la velocidad de flujo, sino también de las características físicas del aceite y del agua (densidad, viscosidad, tensión superficial)⁽³⁾. 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.- El gradiomanómetro (Fig. II.8) está diseñado para medir cambios del gradiente de presión con una 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 esta diferencia.

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

$$\Delta p = \Delta p \text{ (hidrostático)} + \Delta p \text{ (fricción)} , \quad (\text{II.2})$$

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, las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta.

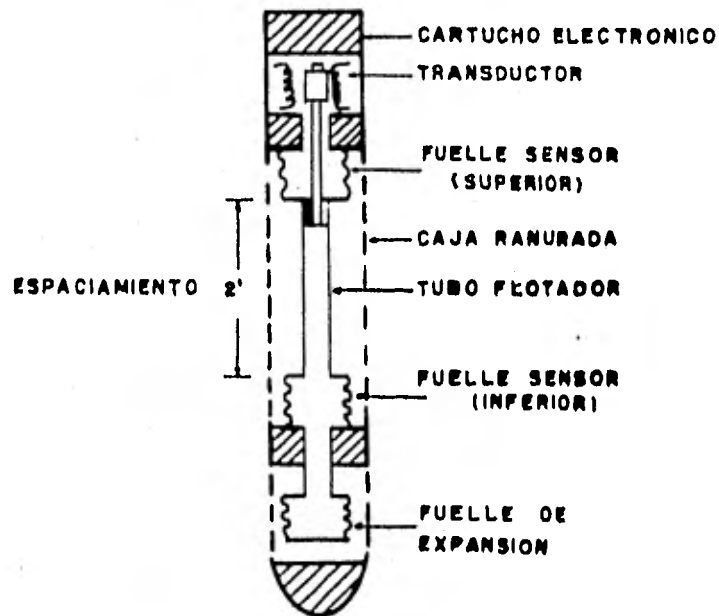


FIG.II.8.- GRADIOMANOMETRO.

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 el agua y de cero en el aire⁽³⁾. Si se opera -

dentro de la T.R., se presentan turbulencias y los efectos de fricción llegan a ser importantes, 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 complicará la identificación de los fluidos producidos por el pozo⁽³⁾, 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 Fig. II.9 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., ésta se localiza abajo de las perforaciones. Un medidor de flujo es necesario para saber si el agua se encuentra en movimiento o permanece en estado estático.

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 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 de 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.

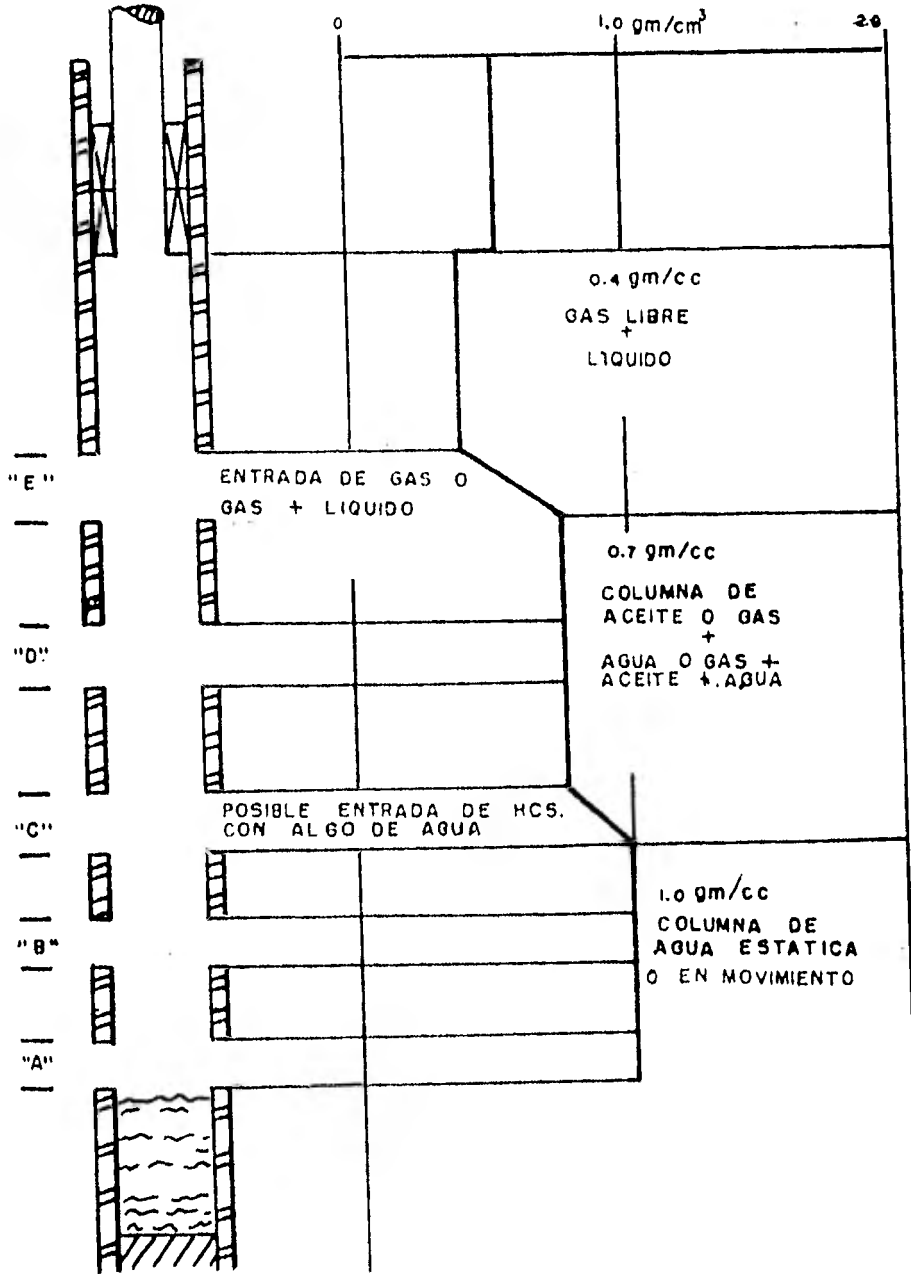


FIG.II.9.-REGISTRO TEORICO DEL GRADIOMANOMETRO.

El gradiomanómetro puede en ocasiones 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 ésto se determina la fracción de la fase pesada (o colgamiento) de una mezcla bifásica.

Si se denota como Y_l a la fracción de la fase ligera y Y_h a la de la fase pesada (colgamiento) se tiene, para una mezcla en dos fases:

$$Y_l = \frac{V_l}{V_m} \quad \text{y} \quad Y_h = \frac{V_h}{V_m} \quad , \quad (\text{II.3})$$

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:

$$Y_h + Y_l = 1 \quad , \quad (\text{II.4})$$

$$V_h + V_l = V_m \quad , \quad (\text{II.5})$$

$$M_h + M_l = M_m \quad , \quad (\text{II.6})$$

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:

$$\rho_m = \frac{M_m}{V_m} = \frac{M_h + M_l}{V_m} = \frac{\rho_h V_h + \rho_l V_l}{V_m} \quad , \quad (\text{II.7})$$

siendo, ρ_m la densidad de la mezcla.

(39)

Sustituyendo las Ecs. (II.3) en la Ec. (II.7), se obtiene finalmente:

$$\rho_m = \rho_h Y_h + \rho_l Y_l \quad , \quad (II.8)$$

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

$$\rho_m = \rho_w Y_w + \rho_g Y_g \quad , \quad (II.9)$$

$$\rho_m = \rho_o Y_o + \rho_g Y_g \quad , \quad (II.10)$$

$$\rho_m = \rho_w Y_w + \rho_o Y_o \quad , \quad (II.11)$$

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

El colgamiento de los fluidos a condiciones de fondo puede determinarse cuando la densidad de cada fluido y de la mezcla son conocidas. La densidad de cada uno de los fluidos a condiciones de fondo puede ser determinada conociendo sus densidades a condiciones de superficie⁽¹⁾, en tanto que la densidad de la mezcla a condiciones de fondo se obtiene del gradiomanómetro. De lo anterior y de las Ecs. (II.4) y (II.8) se tiene:

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

de donde:

$$Y_h = \frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_h - \rho_l} \quad . \quad (II.12)$$

La velocidad de resbalamiento es una diferencia que se presenta debido a las densidades y se define como la diferencia positiva de las velocidades de la fase ligera y pesada

$$v_s = v_l - v_h \quad (II.13)$$

donde:

v_s = Velocidad de resbalamiento.

v_l = 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 con la Ec. (II.12). Después de determinar la densidad de la mezcla mediante el gradiomanómetro, se construye una gráfica, Fig. II.10 (método gráfico para obtener el colgamiento de la fase pesada); en el eje vertical del lado derecho se marca la densidad relativa de la fase ligera a condiciones de fondo y en el eje vertical izquierdo la densidad de la fase pesada también a condiciones de fondo; se unen los puntos por medio de una línea 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 el colgamiento Y_h (el procedimiento se ilustra en la Fig. II.10); Y_l se calcula con la Ec. (II.14), en tanto que la velocidad de resbalamiento se determina con la Fig. II.11.

Conociendo Y_h , Y_l , v_s y el gasto total, el gasto de

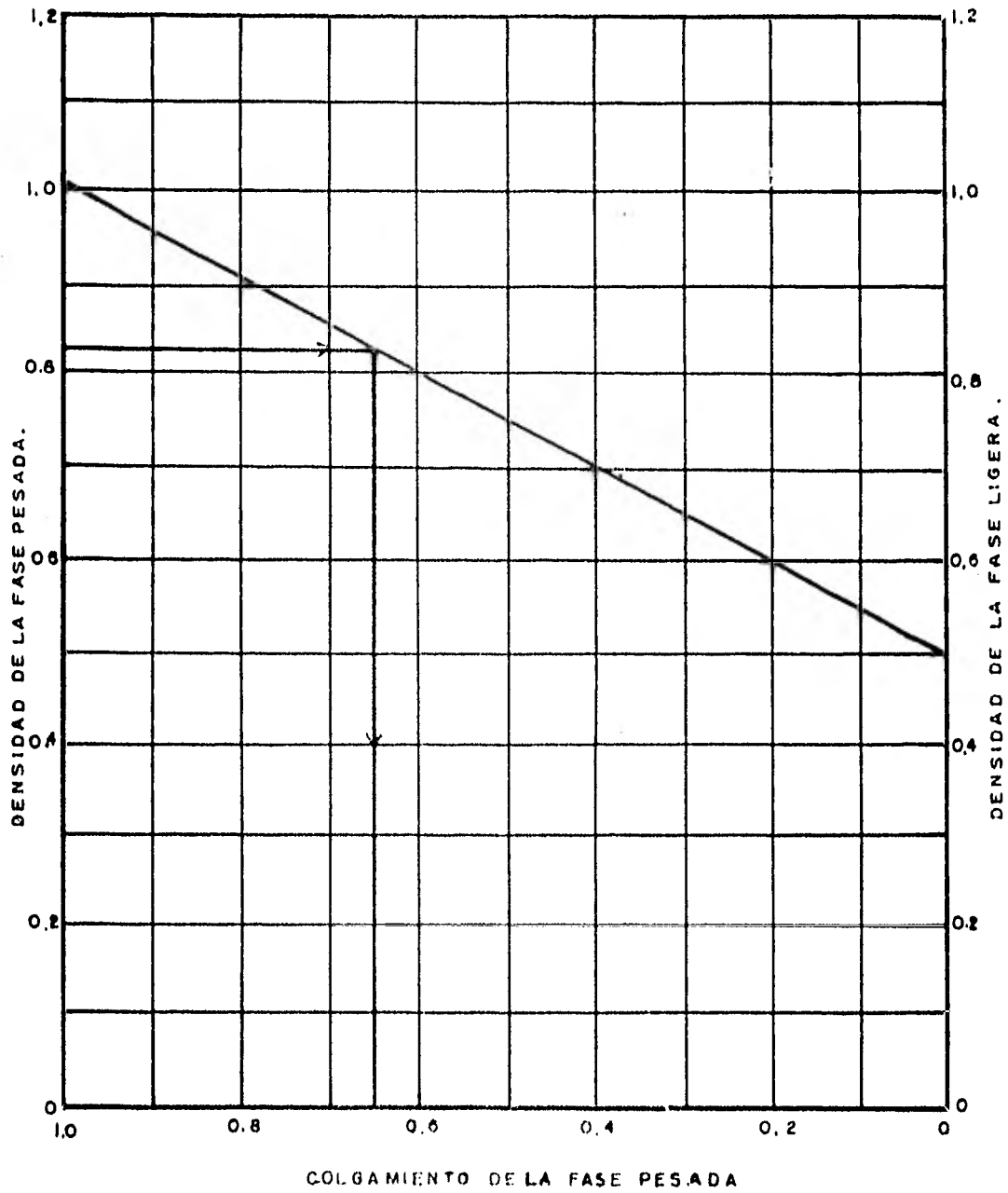


FIG. II.10.- DETERMINACION DEL COLGAMIENTO.

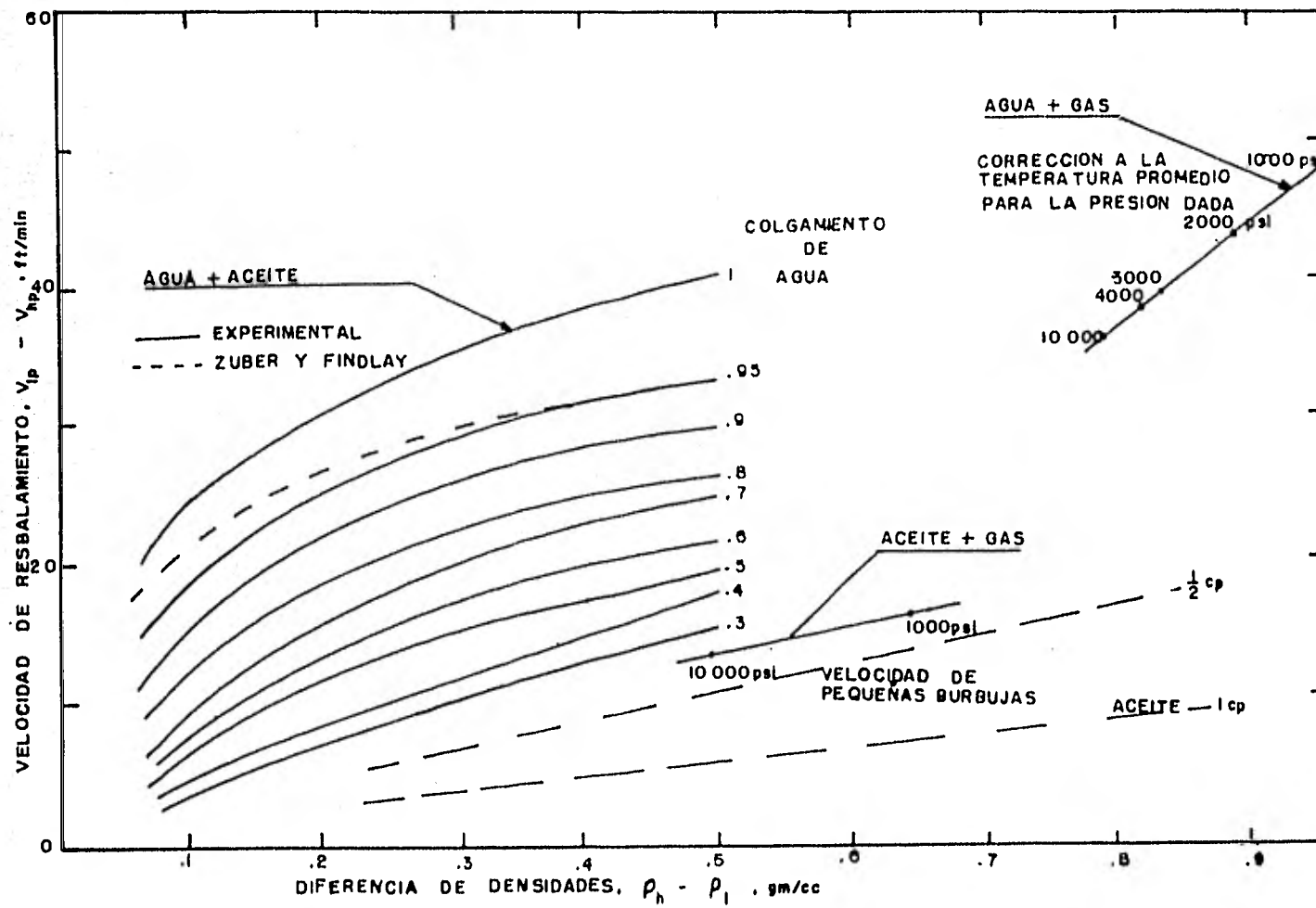


FIG.III.- DETERMINACION DE LA VELOCIDAD DE RESBALAMIENTO.

(43)

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:

$$q_t = v_w Y_w A + v_o Y_o A \quad , \quad (\text{II.14})$$

siendo A igual a:

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

donde:

d_h = Diámetro interior de la T.R.

d_{grad} = Diámetro del gradiomanómetro.

Para aceite y agua, de la Ec. (II.13) se tiene:

$v_o = v_w + v_s$; sustituyendo v_o y Y_o en la Ec. (II.14):

$$q_t = v_w Y_w A + (v_w + v_s) (1 - Y_w) A \quad ,$$

de donde:

$$q_t = A v_w + v_s A (1 - Y_w) \quad .$$

Utilizando la relación $v_w A = (q_w / Y_w)$ y reagrupando términos, se tiene la ecuación para cuantificar el gasto de agua que produce la zona:

$$q_w = q_t Y_w - v_s A Y_w (1 - Y_w) \quad . \quad (\text{II.15})$$

Para la fase de aceite se tiene:

$$q_o = q_t - q_w \quad .$$

(44)

Sustituyendo el valor de q_w en la ecuación anterior se tiene:

$$q_o = q_t (1 - Y_w) + Y_w (1 - Y_w) A v_s \quad . \quad (II.16)$$

Para un sistema gas-agua corresponden las siguientes expresiones:

$$q_w = Y_w q_t - Y_w (1 - Y_w) A v_s \quad , \quad (II.17)$$

$$q_g = (1 - Y_w) q_t + Y_w (1 - Y_w) A v_s \quad ; \quad (II.18)$$

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

$$q_o = Y_o q_t - Y_o (1 - Y_o) A v_s \quad , \quad (II.19)$$

$$q_g = (1 - Y_o) q_t + Y_o (1 - Y_o) A v_s \quad . \quad (II.20)$$

Existen gradiomanómetros con diámetros de 1 11/16", con rangos de resistencia a la temperatura de 350 °F y a la presión hasta de 15 000 psi; la exactitud de estas herramientas es de 0.005 g/cc.

II.2.2.b.- Densímetro.- Este dispositivo forma parte de la herramienta combinada inflable (Fig. II.12); con él se mide la densidad promedio de la mezcla de fluidos producidos 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 oscilación y emite una señal eléctrica que se registra en la superficie, según la variación en la densidad de los fluidos; con esta información

se puede determinar la densidad de la mezcla fluyente.

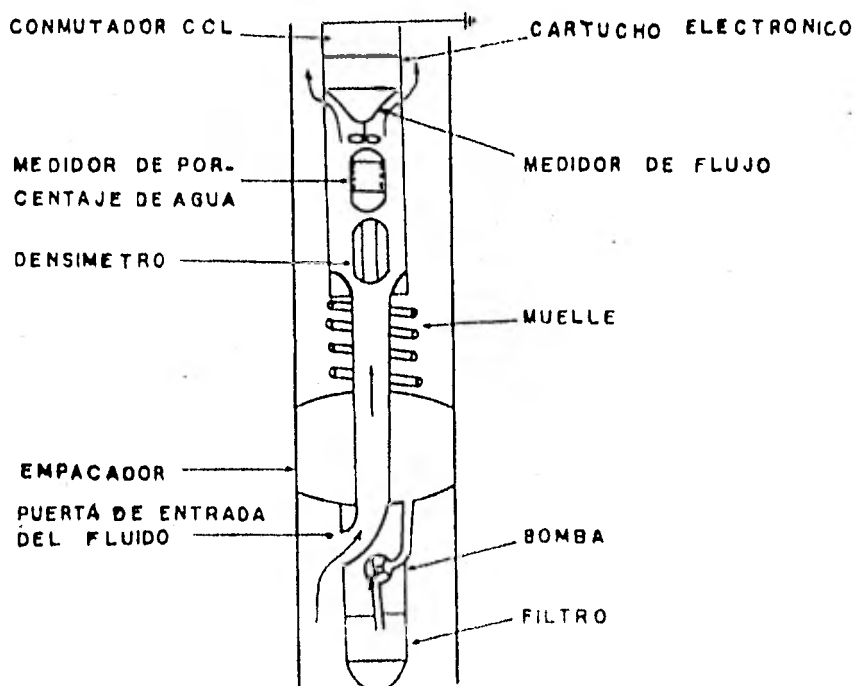


FIG.II.12.-HERRAMIENTA COMBINADA INFLABLE.

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 efectúa la medición y los efectos de resbalamiento entre las fases son prácticamente despreciables.

La herramienta es calibrada conociendo la densidad de dos fluidos, como el agua (densidad 1 g/cc) y el aire (densidad 0.0012 g/cc); la respuesta de la herramienta en ciclos por segundo de cada fluido es practicada en papel cuadrulado (Fig.II.13). Para el aire se leen 1 100 ciclos/seg y para el agua 900 ciclos/seg; se unen los puntos por medio de una --

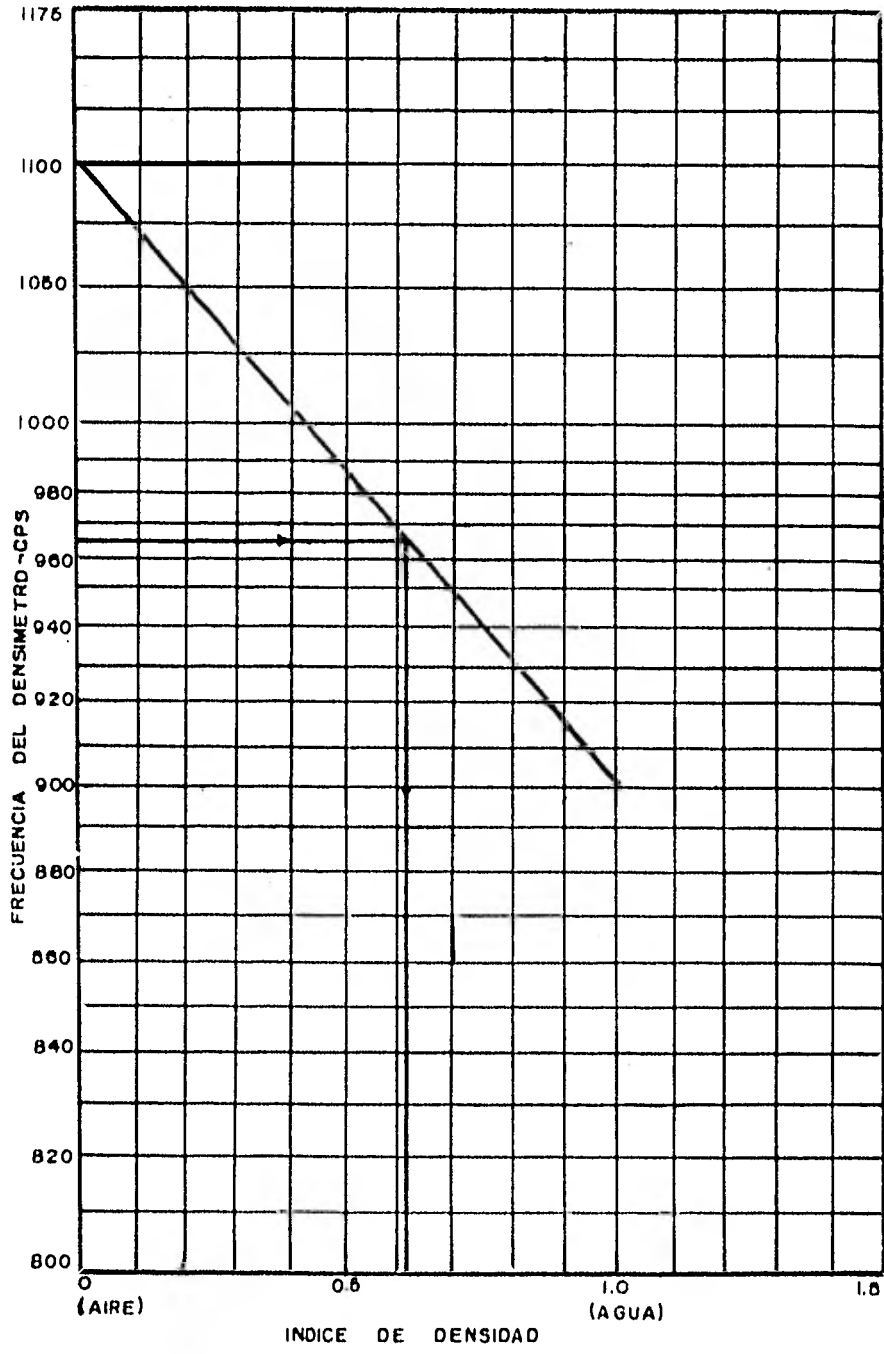


FIG.II.13-DETERMINACION DEL INDICE DE DENSIDAD.

línea recta. Con la gráfica así obtenida y la frecuencia leída por la herramienta, se puede determinar la densidad de la mezcla (índice de densidad en la gráfica correspondiente).

En mezclas agua-aceite, el índice de la fracción de agua Y_w (fracción de la fase pesada o colgamiento), que es la fracción aparente de agua dada por el medidor de fracción de agua (sección II.2.2.c), se puede calcular con la Ec. (II.12) escrita para aceite y agua, usando la densidad de la mezcla obtenida del densímetro.

Para gastos mayores de 100 bbl/d, el índice de la fracción de agua calculado es igual al índice de la fracción de agua de fondo del pozo, para gastos menores a ese valor se usa una gráfica similar a la Fig. II.14 para corregir el resultado por efecto de resbalamiento; por ejemplo, con los datos de la gráfica superior (aceite de 0.78 g/cc, etc.), para $q = 10$ bbl/d, 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 fluye a través de la herramienta es simplemente el gasto total por la fracción de agua. Para mezclas gas-aceite y gas-agua, el índice de densidad se determina de la misma manera que en el caso anterior. Para gastos mayores de 100 bbl/d, las fracciones de aceite y agua se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$Y_o = \frac{\rho_m - \rho_g}{\rho_o - \rho_g} \quad , \quad (II.21)$$

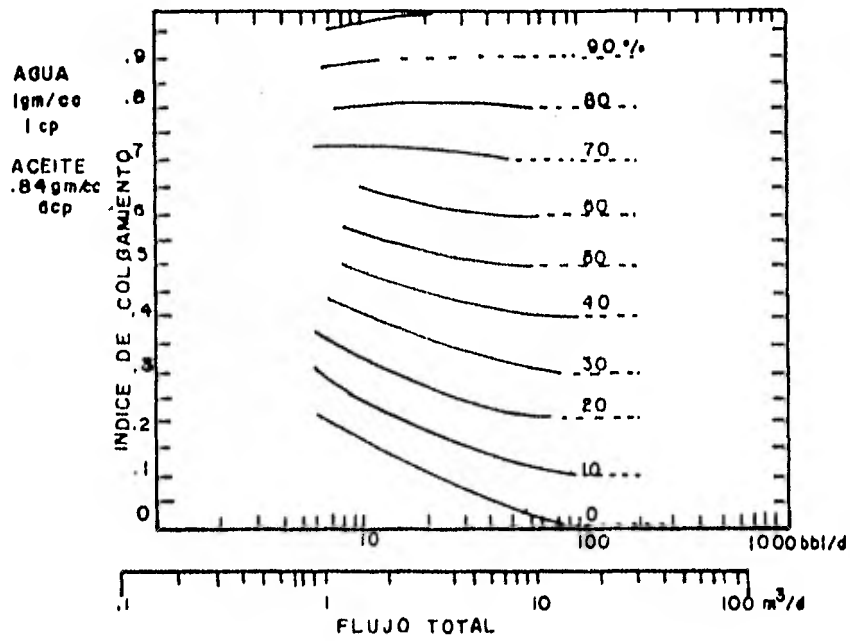
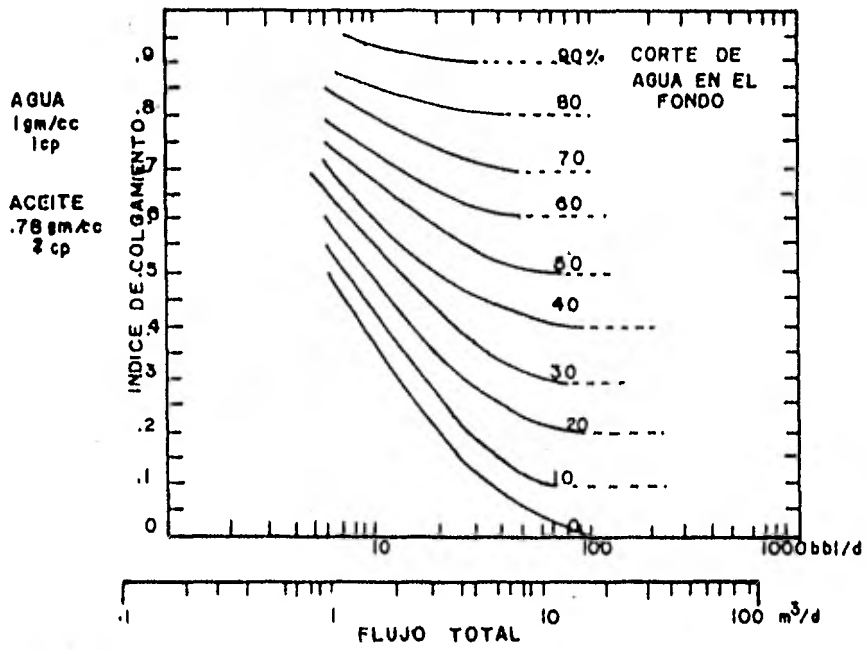


FIG.II.14.-INDICE DEL COLGAMIENTO CONTRA CORTE DE AGUA EN EL FONDO.

$$Y_w = \frac{\rho_m - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \quad (\text{II.22})$$

El densímetro tiene una precisión de 0.01 g/cc y un diámetro de 1 11/16", con una buena resistencia a la temperatura y presión hasta de 200 °F y 10 000 psi, respectivamente.

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.12); 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/d y fracciones de agua mayores de 0.3, las mezclas tienden a emulsificarse dentro de la herramienta.

Con este medidor se determina la fracción de agua en

mezclas agua-aceite (en mezclas gas-agua sólo se obtienen resultados cualitativos).

El índice de fracción de agua (fracción de agua aparente en la herramienta) se puede determinar si se conoce la frecuencia de cualquier mezcla que pase por el aparato, Fig.- II.15; usando este índice la respuesta del medidor de fracción de agua a condiciones de fondo se establece con una gráfica - similar a la Fig. II.16.

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.16 son para dos sistemas agua-aceite.

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 resquebrajamiento 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:

$$\rho_m = Y_w \rho_w + Y_o \rho_o + Y_g \rho_g \quad , \quad (II.23)$$

además, se cumple la siguiente igualdad:

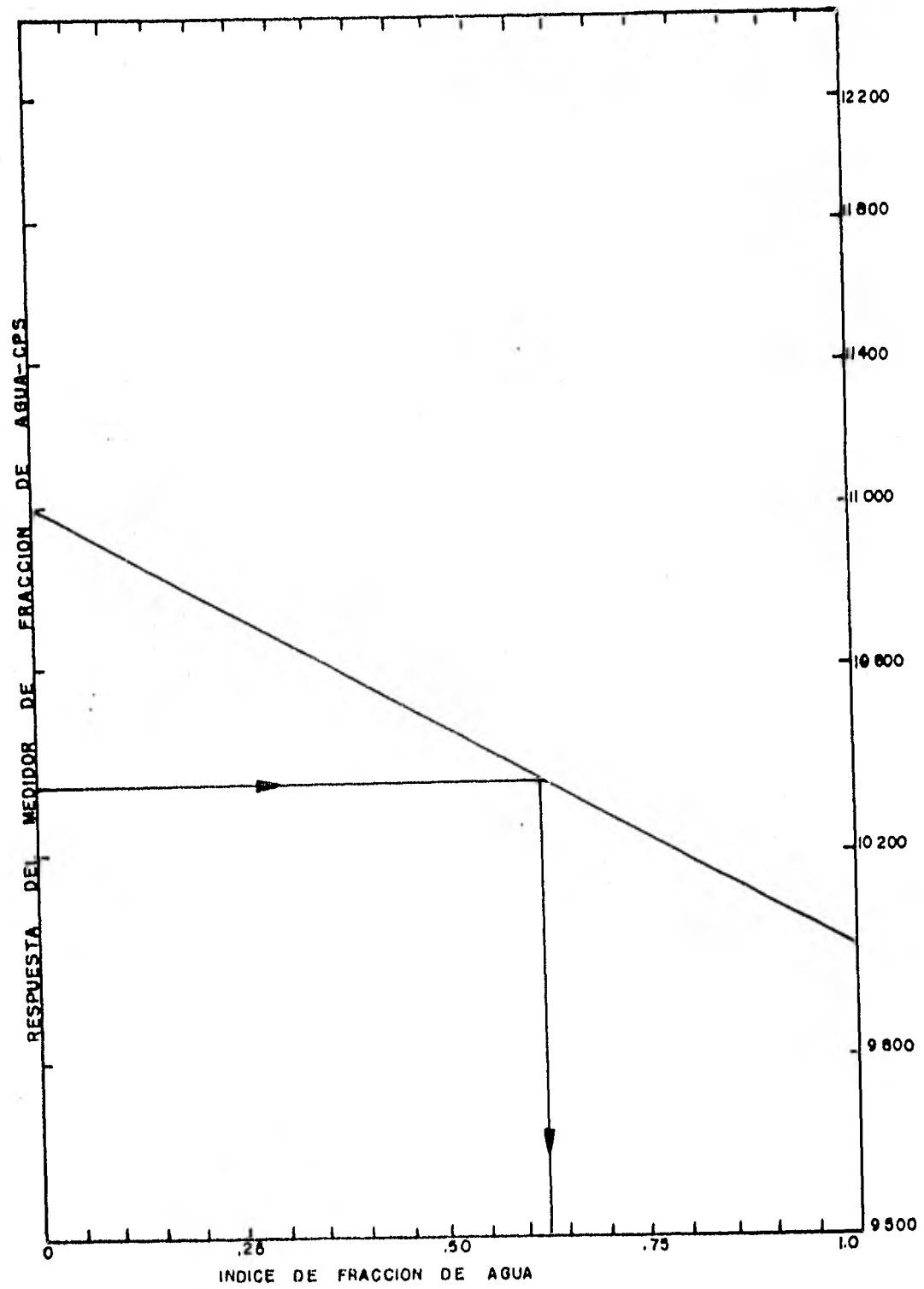


FIG. I.15.- DETERMINACION DEL INDICE DE LA FRACCION DE AGUA,

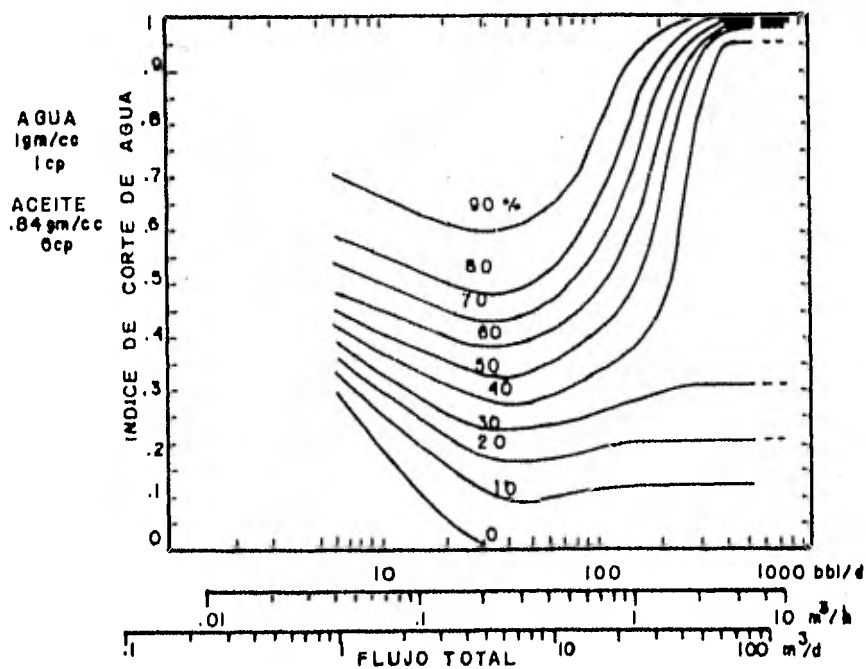
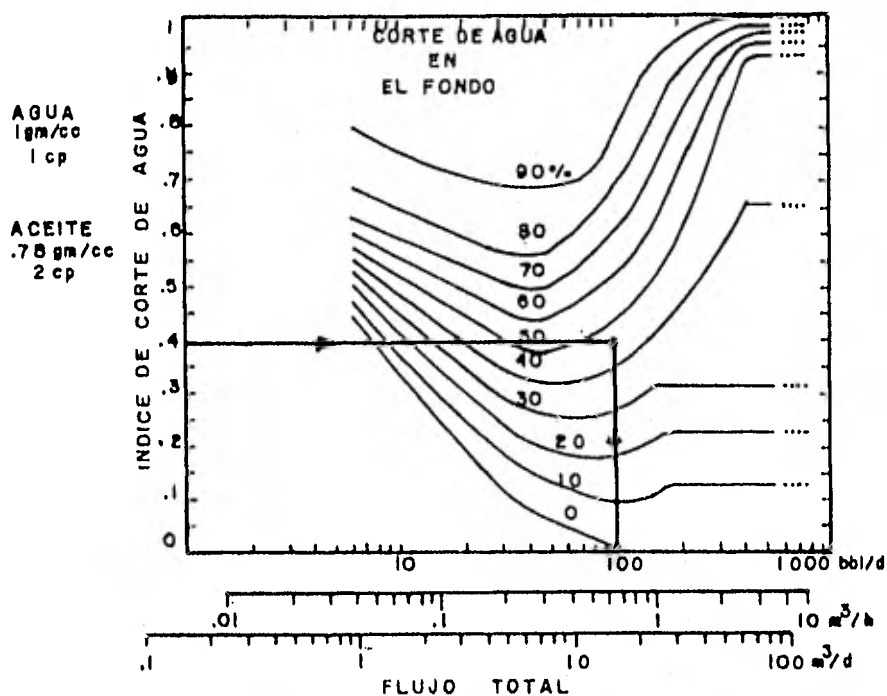


FIG.II.16.-INDICE DE FRACCION DE AGUA CONTRA FRACCION DE AGUA EN EL FONDO.

(53)

$$Y_w + Y_o + Y_g = 1 \quad , \quad (\text{II.24})$$

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

$$Y_g = \frac{Y_w (\rho_w - \rho_o) + \rho_o - \rho_m}{\rho_o - \rho_g} \quad , \quad (\text{II.25})$$

$$Y_o = \frac{\rho_m - \rho_g - Y_w (\rho_w - \rho_g)}{\rho_o - \rho_g} \quad . \quad (\text{II.26})$$

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

$$q_g = q_t Y_g \quad , \quad (\text{II.27})$$

$$q_w = q_t Y_w \quad , \quad (\text{II.28})$$

$$q_o = q_t - (q_w + q_g) \quad . \quad (\text{II.29})$$

II.2.3.- Medición de Temperaturas.

La temperatura es el tercer parámetro que se puede medir en los pozos en estado dinámico. Este registro fué 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, debido a que son las únicas herramientas dentro de la -

ategoría dinámica, que son afectadas por lo que acontece de-
trás de la tubería.

Resultados experimentales indican que se puede tener
mejor información si se registran las temperaturas no solamen-
te 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
canalizaciones, daños en la tubería de revestimiento y esta-
blecer el gradiente geotérmico.

II.2.3.a.- Termómetro de alta resolución.- Es un dispositi-
vo de puente eléctrico (Fig. II.17) expuesto a variaciones de

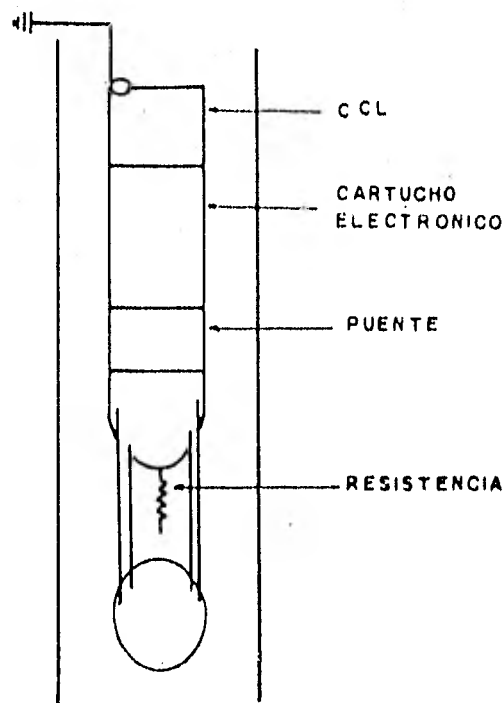


FIG.II.17.-TERMOMETRO DE ALTA RESOLUCION.

temperatura; el elemento sensible es un filamento metálico que controla la frecuencia de un oscilador colocado en la parte inferior de la herramienta^(3,4).

La Fig. II.18 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.

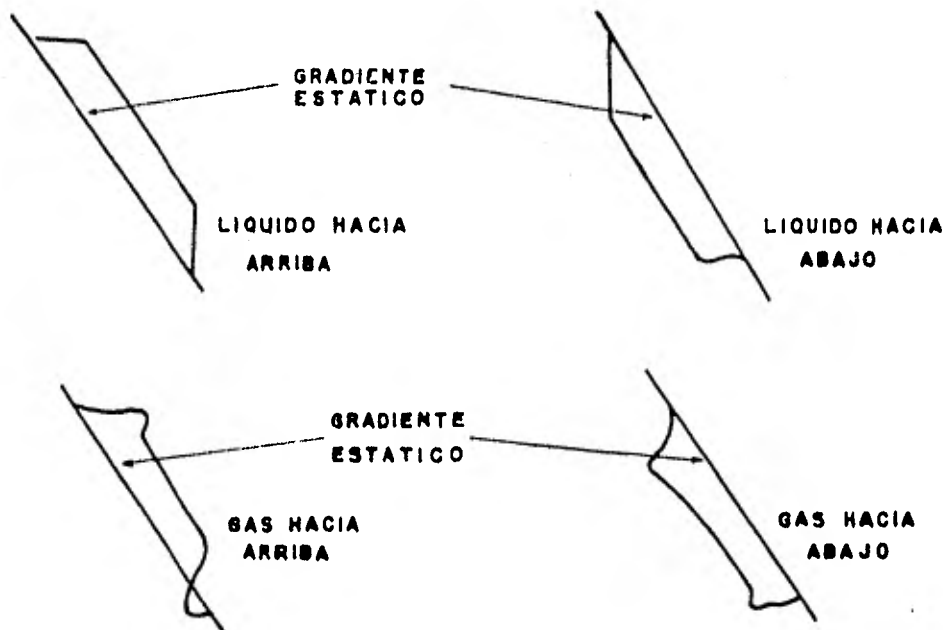


FIG.II.18.-ANOMALIAS EN EL REGISTRO DE TEMPERATURA.

Para flujo hacia abajo existen las siguientes características:

- 1).- La curva permanece vertical en el punto de entrada.
- 2).- La curva permanece debajo del gradiente estático.
- 3).- La curva regresa horizontalmente al gradiente estático si el fluido sale del agujero.

En flujo de gas, las curvas son similares a las de líquidos; 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⁽⁵⁾.

II.2.3.b.- Comportamiento de temperatura en pozos de inyección de agua.- El comportamiento de la temperatura en el fondo del pozo ha sido estudiado utilizando un modelo teórico para una amplia variedad de condiciones de inyección de agua, logrando un mejor entendimiento e interpretación de los registros de temperatura en estos pozos⁽⁶⁾.

Una revisión cualitativa del comportamiento de la temperatura en pozos de inyección de agua se muestra a continuación: las curvas de la Fig. II.19, muestran cualitativamente los efectos de los gastos de inyección en la temperatura del agua en la superficie (Fig. II.19 (a)) y perfiles de temperatura en el fondo del pozo al tiempo de cierre (Fig. II.19 (b)).

Se considera primero, cómo el gasto de inyección de agua

y la temperatura superficial afectan el comportamiento de la temperatura de inyección, para la misma temperatura en la superficie y diferentes gastos. La curva del lado derecho de la figura muestra las condiciones originales de temperatura antes de la inyección de agua (perfil del gradiente geotérmico) Aunque el perfil varía con la localización geográfica y el tipo de roca; la curva intermedia en la Fig. II.19 (a) muestra el perfil de temperatura para un gasto de inyección extremadamente alto. Para este caso, el fluido inyectado puede tener poco tiempo para intercambiar calor con la formación mientras se mueve hacia el fondo del pozo⁽⁶⁾.

En inyecciones de agua a temperatura de superficie normal, todo el gasto de inyección entre 0 e ∞ puede producir un perfil de temperatura de inyección con un gradiente entre las curvas extremas mostradas por el perfil central de la Fig. II.20. Cuando el agua entra a regiones calientes, ésta absorbe calor y se incrementa su temperatura con la profundidad. al alcanzar el límite de la zona; tomando el fluido en el punto "a" la formación adquiere temperatura del agua de inyección.- Con lo cual el agua, al pasar a través de la sección transversal del agujero, por la zona de inyección como se muestra desde el punto "a" al punto "b", abajo del intervalo de inyección, la curva de temperatura de inyección cambia rápidamente hacia el gradiente geotérmico.

Durante la inyección, el fondo del pozo y las formaciones adyacentes arriba de la zona de inyección, se enfrían

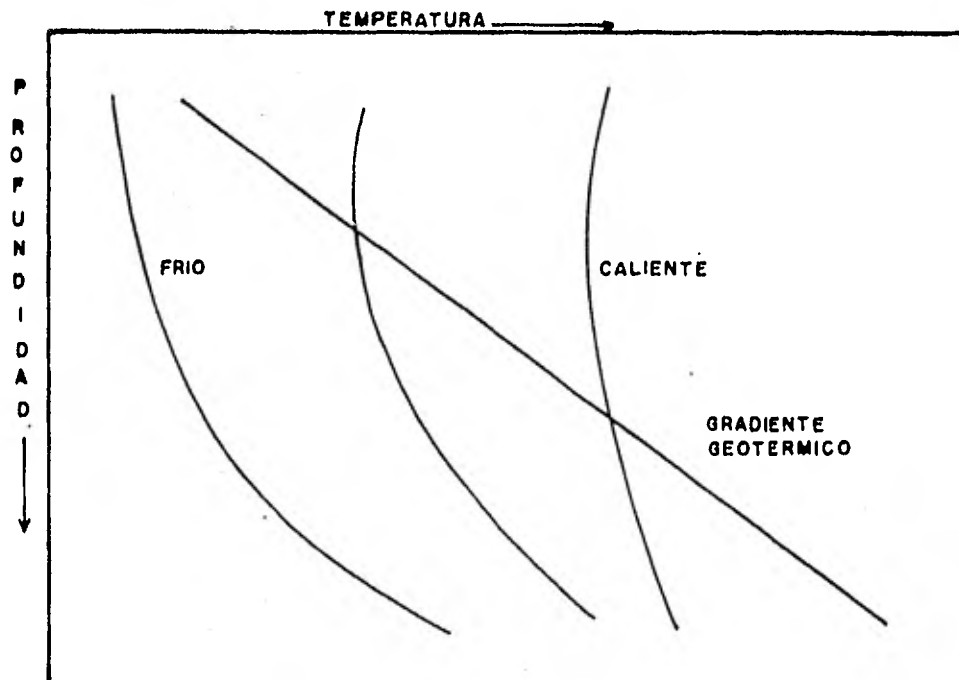


FIG.II.10.(a).-EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LA SUPERFICIE.

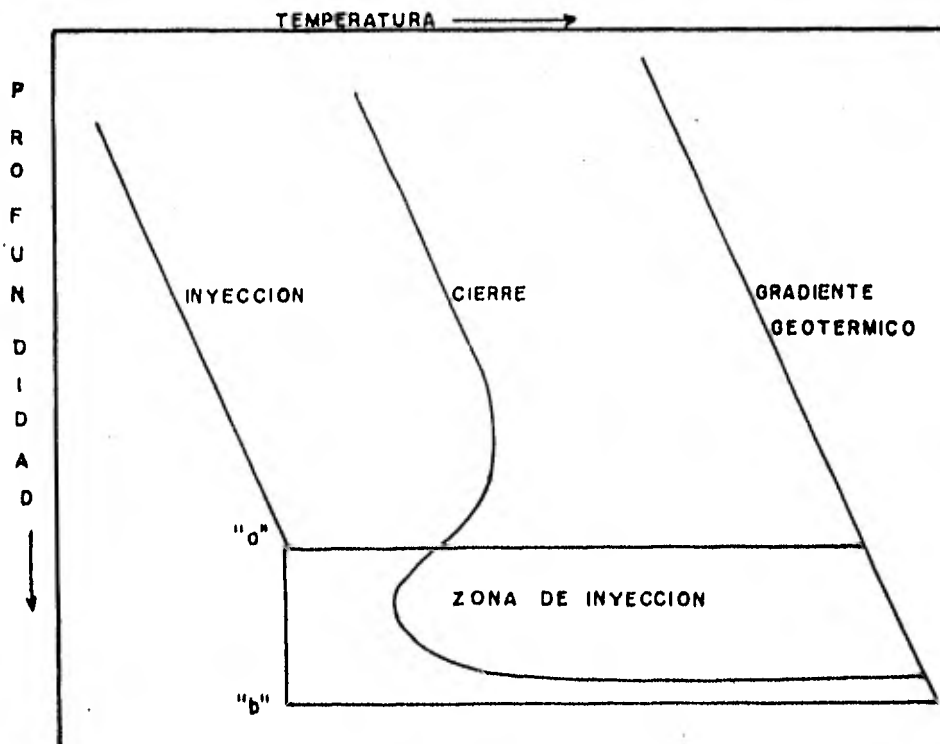


FIG.II.10.(b).-PERFILES DE TEMPERATURA.

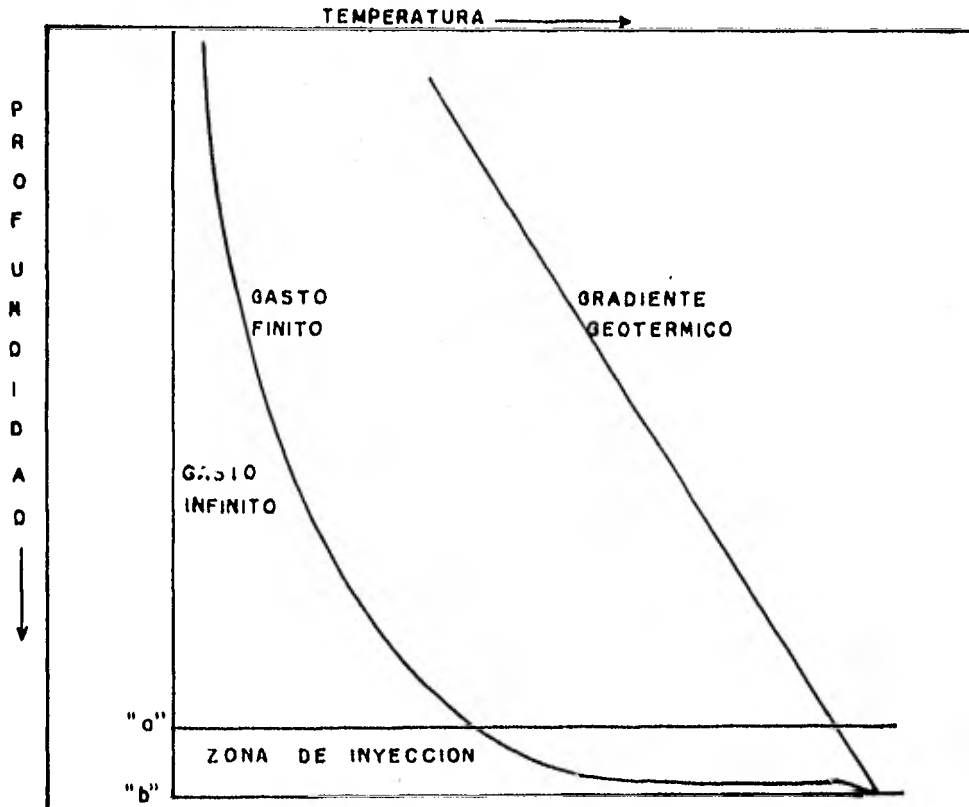


FIG.II.20.-EFECTOS DE LOS GASTOS DE INYECCION EN LOS PERFILES DE TEMPERATURA.

en una extensión radial limitada por la conducción de calor.- La conductividad térmica de una cementación y una formación es baja; es por eso que bastante de esa temperatura, cercana a la temperatura original de la formación a esa profundidad, todavía permanece constante cerca del fondo del pozo después de períodos largos de inyección. El gradiente de temperatura radial cercano al pozo es grande en la zona de inyección.

II.2.3.c.- Comportamiento de temperatura bajo distintas - condiciones.- El comportamiento de temperatura bajo distintas condiciones fué estudiado usando un modelo matemático; el modelo considera movimientos de calor en una región cilíndrica con un pozo de inyección en el centro. La región modelada fue bastante grande para incluir todas las variables que afectan el comportamiento de temperatura en el pozo; también incluye todas las ecuaciones de transferencia de calor necesarias para predecir lo que ocurre en el fondo del pozo. Una buena comparación de cálculos y medidas de campo de los perfiles de cierre indican que el modelo proporciona una aproximación razonable de un sistema radial real ⁽⁶⁾.

Los mejores datos en situaciones rutinarias de temperatura son obtenidos después de 24 ó 48 horas de cierre. Zonas ladronas o de pérdida de 5 bbl/día/pie o más pueden causar anomalías en la curva de temperatura de cierre, de esencialmente la misma magnitud o mayor de los intervalos de inyección.

Los arreglos de tuberías en el pozo (T.R. y T.P.) y agujero abierto afectan significativamente la curva de temperatura de cierre en intervalos de no inyección. Los arreglos del pozo excepto por los disparos, afectan poco la temperatura de cierre en los intervalos de inyección ⁽⁶⁾.

II.3.- CONDICIONES ESTATICAS.

II.3.1.- Calibrador.

El calibrador puede ser corrido en tuberías de revestimiento o producción, así como en pozos con agujero descubierto

para rectificar los perfiles del diámetro del pozo. El dispositivo consta de tres brazos (Fig. II.21), 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 ésta variación se registra en la superficie^(1,3,4).

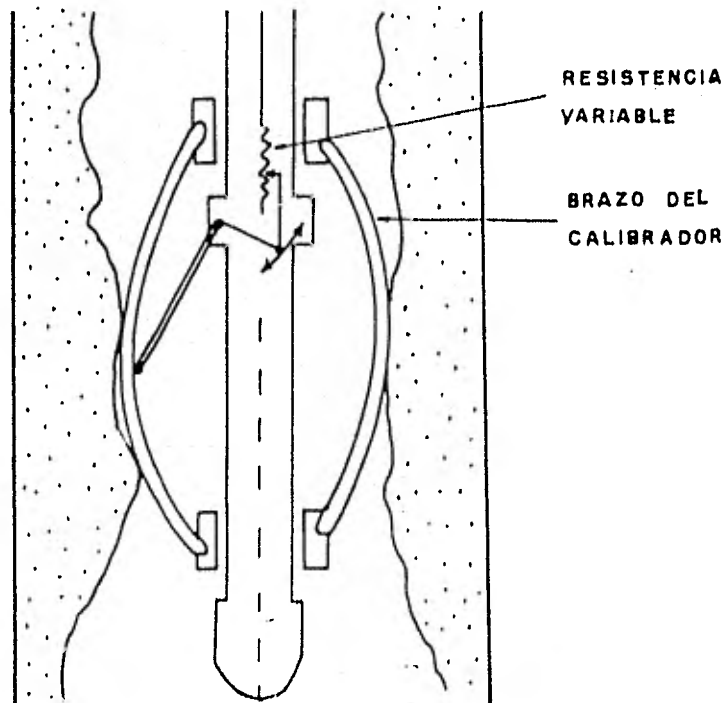


FIG.II.21.-CALIBRADOR.

El registro consta de una escala graduada en pulgadas, proporcionando directamente el diámetro efectivo del pozo. El calibre⁽³⁾ tiene un diámetro de $1 \frac{11}{16}$ " ; registra

variaciones en el diámetro del pozo desde 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 ± 0.01 pulgadas. Se utiliza como ayuda en la interpretación del gasto, en la selección del punto de asiento de empacadores y para localizar daños en la tubería.

II.3.2.- Determinación del Espesor de Tuberías.

II.3.2.a.- Calibrador electromagnético de espesores.- El calibrador electromagnético de espesores es utilizado para inspeccionar daños por corrosión o cualquier otro tipo de daños en la tubería. La sonda (Fig. II.22), consta de dos bobinas -

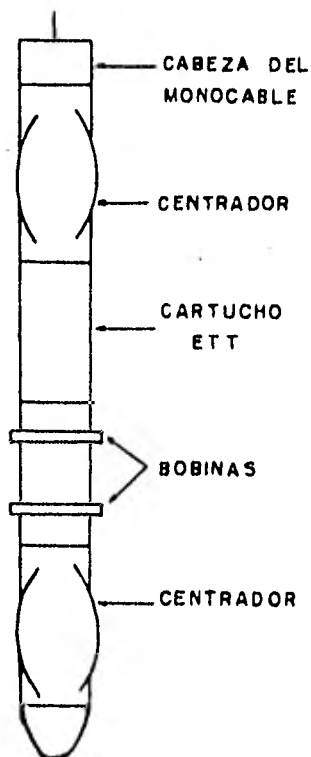


FIG.II.22.-MEDIDOR ELECTROMAGNETICO DE ESPESORES.

(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 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 metal ya sea en la parte interna o externa de la tubería^(3,4).

La Fig. II.23 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 de la unión. El cambio de espesor representado por esta junta es aproximadamente de 0.05 pulgadas.

(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 con

una gran amplitud.

- (E).- Una canasta puede causar dos o tres picos dependiendo de sus 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 tuberías. Una perforación de menos de media pulgada no se puede detectar.
- (G).- Esta variación es debida a una junta de T.R. -- de peso ligero en la sarta; la corrosión se descarta como una probable interpretación debido a la uniformidad arriba de la junta.
- (H).- Aquí se puede notar corrosión pronunciada.
- (I).- Corrosión moderada o 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 detectar condiciones de las tuberías; se utiliza también en áreas de almacenamiento de gas donde los daños a las tuberías causan graves problemas.

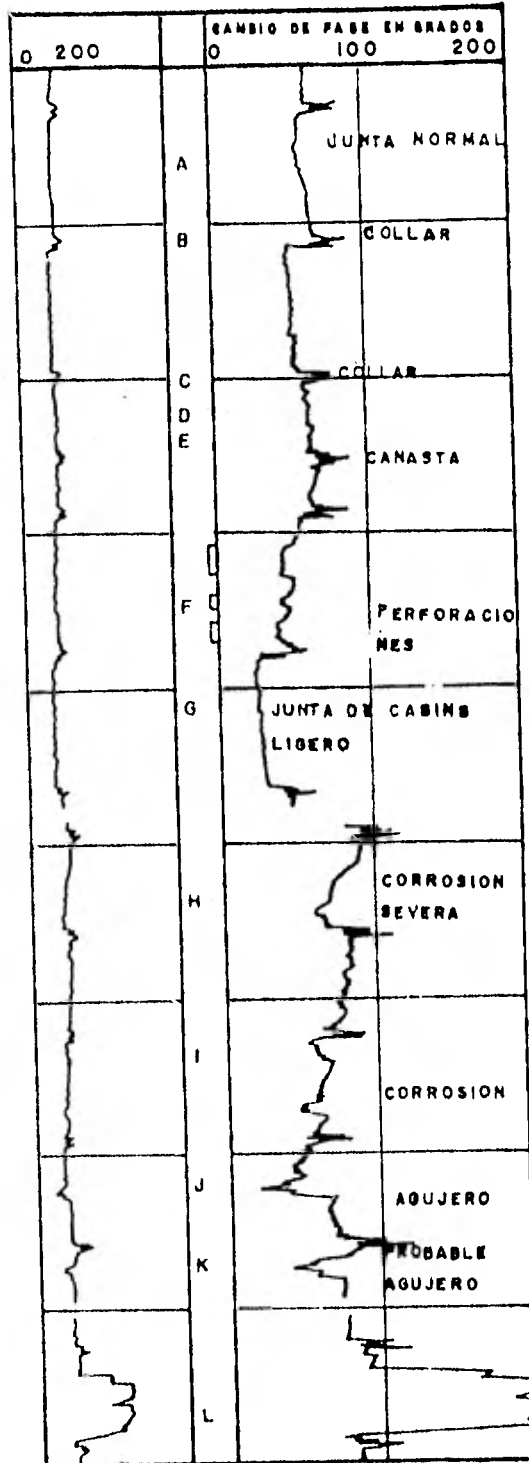


FIG.II.23.-REGISTRO ELECTROMAGNETICO DE ESPESORES.

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

II.3.3.- Estado de la Cementación.

II.3.3.a.- Registro sónico de cementación.- La herramienta (II.24) 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⁽⁷⁾.

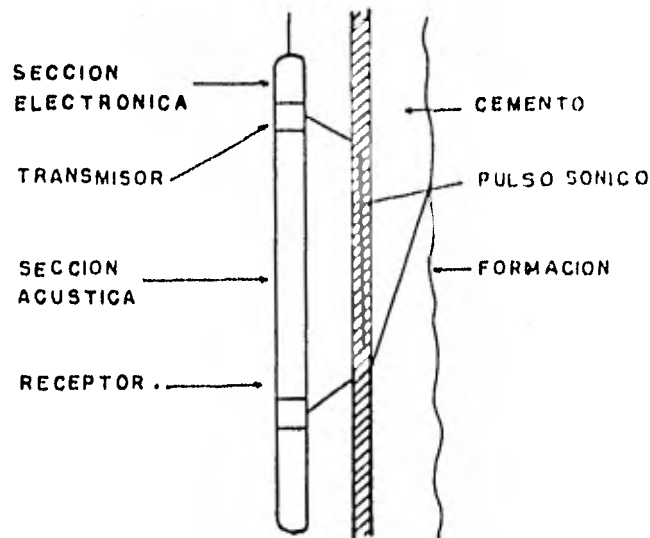


FIG.II.24.REGISTRO SONICO DE CEMENTACION.

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 tuberías cementadas (completamente circundada por una capa de cemento, menor de 3/4" de espesor), la amplitud es mínima⁽⁴⁾.

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

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. La experiencia indica que con índices de cementación mayores de 0.8, 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 de T.R.. Un índice de adherencia mucho menor de 0.8 indica probabilidad de canalización de lodo o cemento contaminado con lodo⁽⁴⁾.

Al estudiar 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 del 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 considera las propiedades acústicas del fluido en la T.R., ya que 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 de la T.R. 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 debido 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 Δt son registradas al mismo tiempo, con un pequeño costo adicional⁽⁴⁾.

II.3.4.- Evaluación de Formaciones.

II.3.4.a.- Muestreador de fluidos producidos.- El muestreador de fluidos producidos (Fig. II.25), 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 gradiomanómetro o el densímetro.

Los orificios del muestreador permiten recuperar los fluidos sin que haya 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 explosiva y un regulador de flujo. Este regulador permite que la 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 la muestra hacia la parte superior, a través del regulador y dentro de la cámara de aire. Aproximadamente al final del viaje se cierra el portamuestras y se lleva a la superficie, conservando la muestra a la presión de fondo.

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

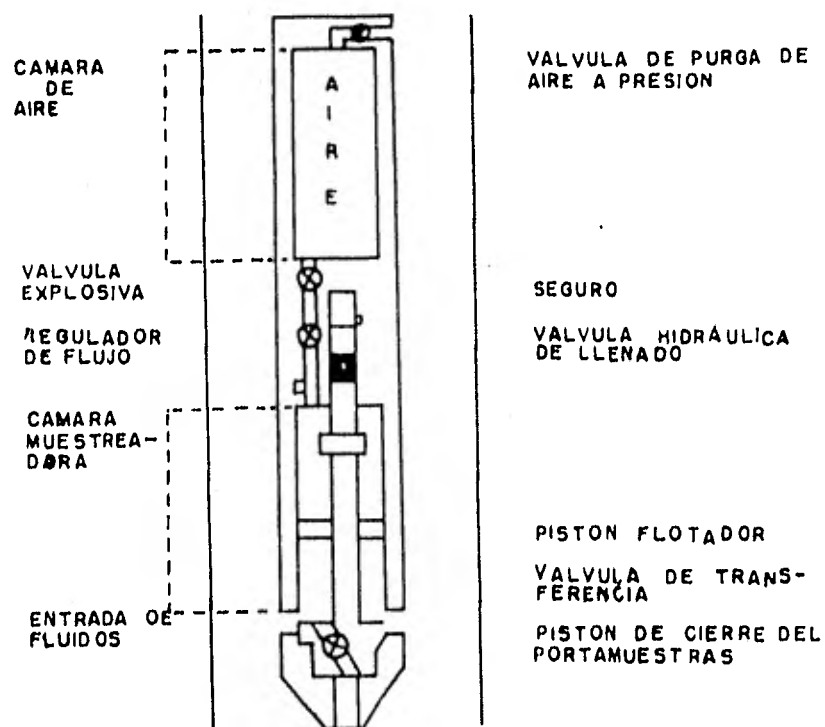


FIG.II.26.-MUESTREADOR DE FLUIDOS.

La herramienta tiene un rango de operación a la temperatura hasta de 350 °F y presiones 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 superficie terrestre es emitida por el isótopo radioactivo K-40 y los elementos radioactivos de la serie del U y el To⁽¹⁾.

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

Su aplicación como registro de producción está, por consiguiente en la evaluación de 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 de 300 °F y 12 000 psi, a la temperatura y presión respectivamente; para T.R., los rangos correspondientes son de 400 °F y 20 000 psi. También existen equipos especiales con rangos de resistencia a la temperatura de 500 °F y de presión hasta de 25 000 psi.

II.3.4.c.- Registro de neutrones.- El registro de neutrones

es utilizado para registrar 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 de su energía y serán atrapados a corta distancia de la fuente.

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

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

II.3.4.d.- Registro de tiempo de degradación termal (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 termal

disminuye exponencialmente.

El tiempo requerido para medir la disminución de neutrones termale (T_{log}), es la constante correspondiente al tiempo de decaimiento. T_{log} representa las propiedades de captura de neutrones de 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 adermados, (2) control de proyectos de recuperación secundaria, ya que determina la saturación residual y (3) correlación de la profundidad de pozos adermados.

La fórmula de saturación básica para formaciones limpias es la siguiente (5):

$$S_w = \frac{(E_l - E_m) - (E_m + E_h)}{E_w + E_h} \quad (11.30)$$

donde:

S_w = Saturación de agua.

E_1 = Sección transversal de captura del registro.

E_w = Sección transversal de captura de la formación.

E_h = Sección transversal de captura de los hidrocarburos

E_m = Sección transversal de captura de la matriz de la roca.

ϕ = Porosidad de la formación.

II.4.- MEDICION DE PRESION.

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.4.1.- Herramientas de Cable de Línea.

El medidor con 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; (a) uno sensible a la presión, generalmente un tubo Bourdon; (b) un registrador de presión contra tiempo y (c) 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.26 se ---

(75)

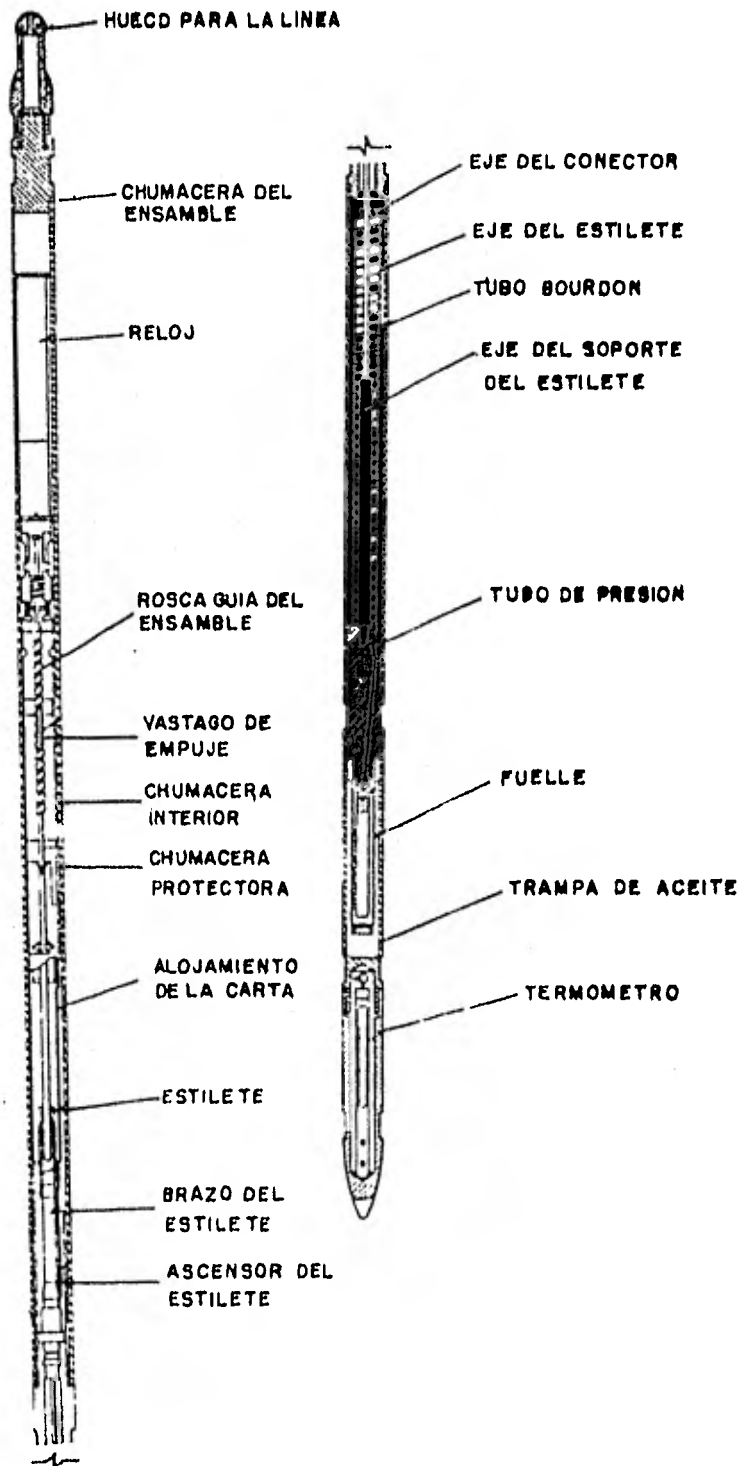


FIG. II.26. -MEDIDOR DE PRESION AMERAOA R P G-3

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 contiene 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 al final de la parte baja del medidor y transmite la presión al Bourdon, 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.4.2.- Herramientas de Registros 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.4.3.- Herramientas de Registros Recuperables en la Superficie.

En la mayor parte de estas herramientas se utilizan tubos Bourdon. La Hewlett-Packard Co., fabrica un medidor de alta precisión (Fig. II.27), en el que se utiliza un cristal de cuarzo sensible a la presión; el cristal de cuarzo cambia la frecuencia de sus vibraciones con la variación 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; el registrador de presión puede detectar cambios tan pequeños como ± 0.01 psi en presiones superiores a 12 000 psi^(8,9).

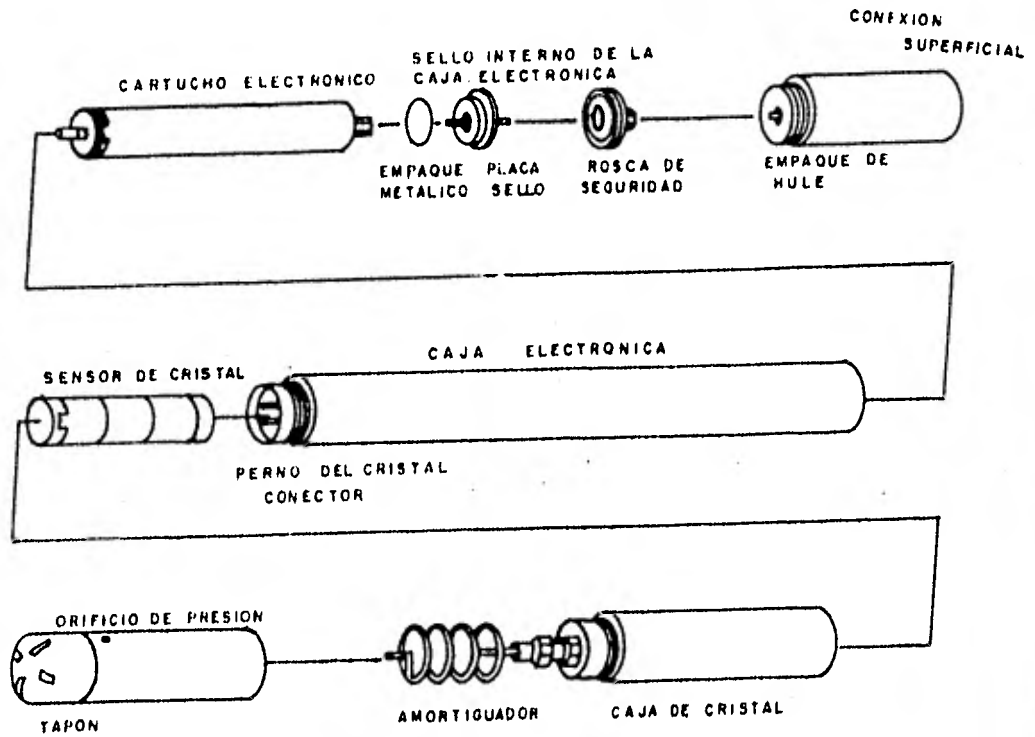


FIG. II. 27.- MEDIDOR DE PRESION
HEWLETT- PACKARD

II.5.- REFERENCIAS.

- 1.- Raygoza Flores J.: "Descripción e Interpretación de los registros de Producción", Tesis Profesional, UNAM, (1980).
- 2.- Maldonado Blazio J.: "Registro de Trazador Radioactivo Yodo-131 en Pozos Inyectores de Agua", Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, (Sept. 1968) 5-9.
- 3.- Wade R. T., Cantrell R. C., Poupon A. and Moulin J.: "Production Logging. The Key to Optimum Well Performance", JPT, (Feb. 1965) 310-317.
- 4.- Allen Thomas O. and Robert Alan P.: "Production Operation. Well Completion, Workover and Stimulation", Vol.II.
- 5.- Strubhar Malcom K., Blackburn James S. and Lee W. John "Production Operation. Course II. Well Diagnosis", SPE of AIME, (1972).
- 6.- Smith R. C. and Steffensen R. J.: "Interpretation of Temperature Profiles in Water Injection Wells", JPT, (Jun. 1975) 777-784.
- 7.- Pardue G. H., Morris R. C., Golwitzer G. H. and Moran J. H.: "Cement Bond Log-A Study of Cement and Casing Variables", JPT, (May. 1963).
- 8.- Earlougher R. C. Jr.: "Advances in Well Test Analysis", Monograph Series Vol. 5, SPE of AIME, (1975).
- 9.- Hewlett-Packard 2811B Quartz Pressure Gauge.

- 10.- Notas de Operación. Hewlett Packard.
- 11.- Delgado R.: " Interpretación de Registros de Producción en Pozos de Bombeo Neumático", Revista de Ingeniería Petrolera, (Oct. 1969) 17-19.
- 12.- Fernández M. J.: "Interpretación del Registro Sónico de Cementación y Densidad Variable", Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, (Nov. 1971) 38-42.
- 13.- Galván Liceaga J. E.: ¿Sirve para algo el Registro Sónico de Cementación?, Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, (Mar. 1971) 5-10.
- 14.- Langston E.P., Shirer J.A. and Nelson D. E.: "Innovative Reservoir Management-Key to Highly Successful Jay/LEC Water Floods", JPT, (May. 1981) 783-791.
- 15.- Loab J. and Poupon A.: "Los Perfiles de Temperatura en Pozos Productores de Agua y Gas", Petróleo Internacional, (Mar., Abr. 1966) 44-48, 62-66.
- 16.- 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, (Nov. 1969).
- 17.- Schlumberger. "Production Log Interpretation", 1973 - Edition.

CAPITULO III.

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION.

III.1.- INTRODUCCION.

En la actualidad se han desarrollado una gran variedad de modelos matemáticos sofisticados y sensibles que simulan el comportamiento de un yacimiento, con lo cual la necesidad de conocer con mayor precisión las propiedades de los fluidos y las características de las rocas del yacimiento han dado como resultado nuevas técnicas para la estimación de dichas propiedades (permeabilidad, porosidad, presión media y las condiciones del pozo).

Estas técnicas, se basan en soluciones de problemas de flujo transitorio de fluidos que fluyen hacia pozos que penetran total o parcialmente y en forma perpendicular a las fronteras del yacimiento, así como también en pozos inclinados un cierto ángulo con respecto al plano normal de la formación.

Las técnicas que proporcionan en forma más confiable estos parámetros son las pruebas de variación de presión que se realizan antes y después de la terminación de los pozos. Dentro de estas pruebas podemos encontrar las de incremento y decremento de presión, que se efectúan en los pozos productores de aceite, gas, agua o geotérmicos; las pruebas de inyección y "fall-off" son otras de las pruebas más comunes que se llevan a cabo en pozos acondicionados como inyectores para -

proyectos de recuperación secundaria.

Una prueba de variación de presión ofrece varias ventajas sobre otras técnicas ya que puede ser registrada en cualquier momento durante la vida productiva de un pozo, con una sola prueba es posible obtener la información deseada del yacimiento y además todas las propiedades calculadas representan valores en el lugar.

El comportamiento de la presión en un pozo depende de las características del sistema roca-fluidos en la vecindad de dicho pozo y de las condiciones de terminación del mismo, para una historia de gasto dada. El objetivo de las pruebas de presión es obtener información de este parámetro (p), para que de su análisis se deduzcan las características del sistema roca-fluidos y las condiciones de terminación citadas.

Dependiendo del tipo de pruebas, éstas consisten fundamentalmente en cerrar o abrir el pozo y registrar las variaciones de presión de fondo con respecto al tiempo.

III.2.- PRINCIPIOS MATEMATICOS.

III.2.1.- Ecuación de Difusividad.

La ecuación de difusividad es una ecuación diferencial parcial que representa el flujo de fluidos en un medio poroso y resulta de una combinación del principio de conservación de masa (cuya expresión matemática es la ecuación de continuidad), de una ecuación de movimiento (Ley de Darcy) y de una ecuación de estado.

III.2.1.a.- Ecuación de continuidad.- Considérese la región R de volumen V de un medio poroso cuya porosidad es ϕ , a través de la cual fluye un fluido de densidad ρ y velocidad aparente \vec{V} (Fig. III.1).

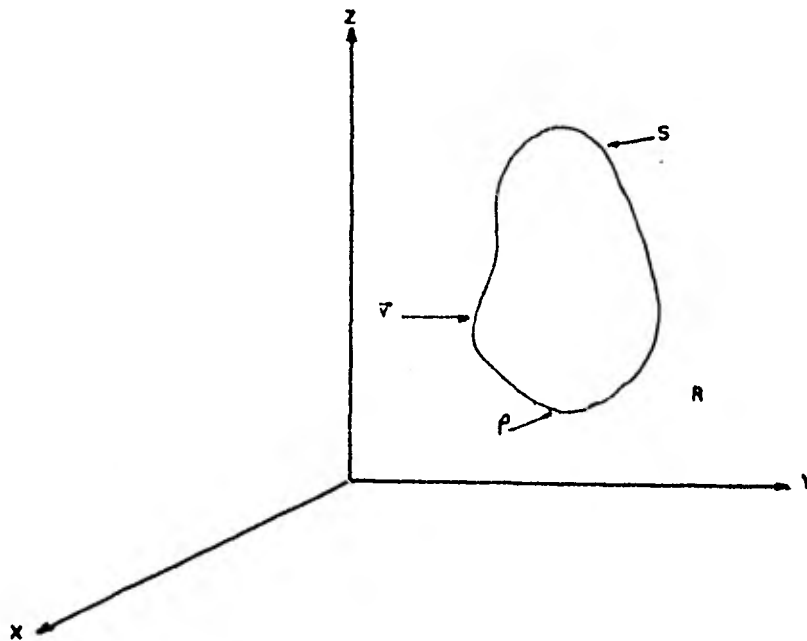


FIG. III.1

Sea S la superficie que limita a la región R , considerando un intervalo de tiempo, Δt , en la región R se tiene - el principio de conservación de masa:

$$\left[\begin{array}{l} \text{cantidad de masa} \\ \text{que entra en } \Delta t \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{cantidad de masa} \\ \text{que sale en } \Delta t \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{cantidad de masa} \\ \text{acumulada en } \Delta t \end{array} \right]$$

(III.1)

(84)

El flujo neto de masa que sale de R por unidad de tiempo es $\iint_S \rho v_n dS$; por tanto:

$$F = \Delta t \iint_S \rho v_n dS \quad , \quad (\text{III.2})$$

donde v_n es la componente de \vec{v} perpendicular a S en cada punto.

Del teorema de la divergencia⁽¹⁾:

$$\iint_S \rho v_n dS = \iiint_V \nabla \cdot (\rho \vec{v}) dV \quad . \quad (\text{III.3})$$

Por otra parte, el contenido de fluido en un elemento de volumen es $\phi \rho dV$ (m), por lo que 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 la región R al tiempo t + Δt es el siguiente; $\left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_{t+\Delta t}$. Entonces:

$$H = \left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_{t+\Delta t} - \left[\iiint_V \phi \rho dV \right]_t \quad . \quad (\text{III.4})$$

Sustituyendo las Ecs. (III.2 y (III.4) en la Ec. --- (III.1); tomando en cuenta la Ec. (III.3), dividiendo entre Δt y tomando el límite cuando $\Delta t \rightarrow 0$ se obtiene:

$$- \iiint_V \nabla \cdot (\rho \vec{v}) dV = \iiint_V - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) dV \quad ,$$

como R es una región arbitraria:

$$- \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad . \quad (\text{III.5})$$

Esta es la ecuación de continuidad, donde ρ , \vec{v} y ϕ son función del espacio y tiempo.

III.2.1.b.- Ecuación de movimiento.- La ecuación de movimiento utilizada (Ley de Darcy) tiene la siguiente forma: --

(85)

$$\vec{v} = \frac{-k}{\mu} \nabla p, \quad (\text{III.6})$$

en la cual se desprecian los efectos gravitacionales y capilares.

III.2.1.c.- Ecuación de estado.- Para derivar una ecuación de flujo, se debe considerar una ecuación de estado que indique la variación de la densidad del fluido con respecto a la presión y temperatura.

La compresibilidad isotérmica de un fluido se define como el cambio relativo del volumen de fluido por un cambio unitario de presión:

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T, \quad (\text{III.7})$$

como el volumen de fluido es $V = M/\rho$, sustituyendo esta igualdad en la Ec. (III.7) se tiene:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}. \quad (\text{III.8})$$

Si se trata de un fluido con compresibilidad pequeña y constante:

$$c \int_{p_0}^p dp = \int_{\rho_0}^{\rho} d\rho/\rho$$

$$c (p - p_0) = \ln \rho/\rho_0$$

$$e^{c(p - p_0)} = \rho/\rho_0$$

finalmente se tiene:

$$\rho = \rho_0 e^{c(p - p_0)} \quad \text{(III.9)}$$

III.2.2.- Combinación de las Ecuaciones de Continuidad, Movimiento y de Estado para Obtener la Ecuación de Difusividad.

De las Ecs. (III.5) y (III.6) suponiendo k/μ y ϕ constantes:

$$\nabla \cdot (\rho \nabla) = \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad \text{(III.10)}$$

Aplicando la regla de la cadena y utilizando la Ec. (III.7):

$$\nabla \rho = \frac{\partial \rho}{\partial p} \nabla p = c \rho \nabla p, \quad \rho \nabla p = \frac{\nabla p}{c}$$

Sustituyendo este resultado en la Ec. (III.9), se tiene, para un fluido de compresibilidad constante:

$$\nabla \rho^2 = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad \text{(III.11)}$$

De la Ec. (III.8):

$$\frac{\partial^2 \rho}{\partial x^2} = c \rho \left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + c \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^2 \right]$$

con expresiones similares para las parciales segundas con respecto a (y) y (z), por tanto:

$$\nabla^2 \rho = c \rho (\nabla^2 p + c |\nabla p|^2)$$

Además:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = c \rho \frac{\partial p}{\partial t}$$

Sustituyendo estas ecuaciones en la Ec. (III.10) resulta:

$$\nabla^2 p + c |\nabla p|^2 = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad (III.12)$$

Para un fluido ligeramente compresible, considerando despreciable el término $c |\nabla p|^2$ se obtiene la siguiente igualdad:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad (III.13)$$

que es la ecuación de difusividad, la cual puede expresarse como:

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad (III.14)$$

donde $\eta = \frac{k}{\phi \mu c}$ es la constante de difusividad.

Debido a que el flujo hacia el pozo es en forma radial, y considerando la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (r \rho v_r)}{\partial r} = - \frac{\partial (\phi \rho)}{\partial t} \quad , \quad (III.15)$$

que es la ecuación de continuidad para flujo radial y combi-
nándola con la Ec. (III.9) se tiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \rho_0 e^{c(p-p_0)} \left(- \frac{k r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] = - \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \rho_0 e^{c(p-p_0)} \right]$$

Desarrollando la ecuación anterior resulta:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} c \frac{\partial p}{\partial r} \frac{1}{e^{c(p-p_0)}} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \\ & = \frac{\phi}{e^{c(p-p_0)}} c \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial \phi}{\partial t} \end{aligned} \quad (III.16)$$

Suponiendo que la permeabilidad es constante e isotrópa y los gradientes de presión muy pequeños (por lo cual los gradientes de presión al cuadrado son despreciables), la ecuación se reduce a:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\phi \mu c_t}{\partial r^2} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (III.17)$$

que es la ecuación de difusividad para el flujo radial de un fluido de compresibilidad pequeña y constante a través de un medio poroso homogéneo e isotrópo.

III.2.3.- Soluciones de la Ecuación de Difusividad.

Considerando un pozo situado en el centro de un yacimiento infinito, que produce a un gasto constante a partir de una formación completamente abierta al flujo y de espesor uniforme, Fig. III.2 (a), se tienen las siguientes condiciones⁽²⁾:

a).- Condición Inicial.

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

b).- Condición de Frontera Interna.

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

c).- Condiciones de Frontera Externa.

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

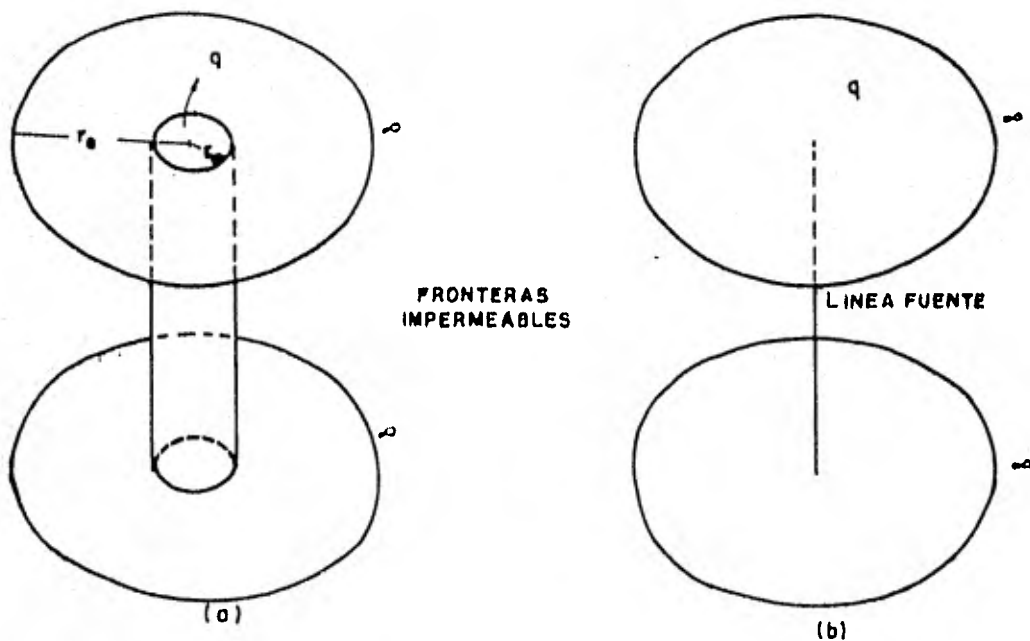


FIG.III.2.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN YACIMIENTO INFINITO PARA LA SOLUCION DE LINEA FUENTE.

Para la solución de la ecuación diferencial (III.17), se considera que el pozo produce a través de una línea ($r_w=0$), Fig. III.2 (b) es decir, se reemplaza la segunda condición:

(90)

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \quad , \text{ para } t > 0 \quad (\text{III.18})$$

que establece la definición de "línea fuente", aproximada a las condiciones originales (2,3).

Utilizando la transformada de Boltzman:

$$Y = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} \quad (\text{III.19})$$

y derivando con respecto al radio ésta ecuación:

$$\frac{\partial Y}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t r}{2 k t} \quad .$$

Haciendo:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\partial Y}{\partial r} \frac{\partial p}{\partial Y} \quad ,$$

se tiene

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t r}{2 k t} \frac{\partial p}{\partial Y} \quad (\text{III.20})$$

Además,

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial Y} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \frac{\partial Y}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial Y} \left(\frac{\partial p}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial r} \right) \frac{\partial Y}{\partial r}$$

sustituyendo el valor de $\partial Y / \partial r$:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\phi \mu c_t r}{2 k t} \left[\frac{\partial}{\partial Y} \left(\frac{\phi \mu c_t r}{2 k t} \right) \frac{\partial p}{\partial Y} + \frac{\phi \mu c_t r}{2 k t} \frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} \right] \quad ,$$

(III.21)

(91)

pero de la Ec. (III.19):

$$\frac{2Y}{r} = \frac{\phi \mu c_t r}{2 k h} \quad , \quad (\text{III.22})$$

de donde:

$$\frac{\partial}{\partial Y} \left(\frac{2Y}{r} \right) = \frac{1}{r} \quad , \quad (\text{III.23})$$

sustituyendo en la expresión (III.22) y simplificando se tiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{2Y}{r^2} \frac{\partial p}{\partial Y} + 4 \frac{Y^2}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} ; \quad (\text{III.24})$$

la variación de la presión con respecto al tiempo es:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = - \frac{\phi \mu c_t r^2}{2 k t} \frac{\partial p}{\partial Y} \quad , \quad (\text{III.25})$$

sustituyendo las Ecs. (III.20), (III.21) y (III.25) en la Ec. (III.17), de acuerdo con la expresión (III.22) y ordenando:

$$(1 + Y) \frac{\partial p}{\partial Y} + Y \frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} = 0 \quad . \quad (\text{III.26})$$

Para poder solucionar esta ecuación se requieren de dos condiciones de las mencionadas anteriormente. Desarrollando la Ec. (III.26) se llega a:

$$Y \frac{\partial p}{\partial Y} = c_1 e^{-Y} \quad , \quad (\text{III.27})$$

y según la condición de frontera (III.18):

$$\lim_{Y \rightarrow 0} Y \frac{\partial p}{\partial Y} = \lim_{Y \rightarrow 0} \left(c_1 e^{-Y} \right) = \frac{q \mu}{4 \pi k h}$$

(92)

de donde:

$$c_1 = \frac{q \mu}{4 \pi k h t} \quad (III.28)$$

Sustituyendo en la Ec. (III.27), separando variables e integrando:

$$p = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \int_Y^{\infty} \frac{e^{-Y}}{Y} dY + c_2 \quad (III.29)$$

De acuerdo con la condición de frontera:

$$\text{Lím } p = p_i$$

$$Y \rightarrow \infty$$

$$c_2 = p_i$$

por tanto se tiene:

$$p = p_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \int_Y^{\infty} \frac{e^{-Y}}{Y} dY \quad (III.30)$$

La Tabla (III.1) muestra valores tabulados de $\frac{e^{-Y}}{Y} dY$ a la que se ha denominado función integral exponencial. Resolviendo la integral exponencial y sustituyendo el valor de la transformada de Boltzman, se obtiene finalmente:

$$p(r, t) = p_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \text{Ei} \left(-\frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} \right) \quad (III.31)$$

Esta ecuación es la solución de "línea fuente" de la ecuación de difusividad. Para valores del argumento menores de

VALORES TABULADOS DE E_i (X) CONTRA X

X	X X10 ⁻¹	X X10 ⁻²	X X10 ⁻³	X X10 ⁻⁴	X X10 ⁻⁵	X X10 ⁻⁶	X X10 ⁻⁷	X X10 ⁻⁸	X X10 ⁻⁹	X X10 ⁻¹⁰	X X10 ⁻¹¹	X X10 ⁻¹²	X X10 ⁻¹³	X X10 ⁻¹⁴	X X10 ⁻¹⁵	X
0.0	0.1000	0.0100	0.0010	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
0.1	0.1051	0.0105	0.0011	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0513
0.2	0.1105	0.0111	0.0012	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.1052
0.3	0.1162	0.0117	0.0013	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.1618
0.4	0.1221	0.0124	0.0014	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.2211
0.5	0.1282	0.0131	0.0015	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.2823
0.6	0.1345	0.0138	0.0016	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.3454
0.7	0.1410	0.0146	0.0017	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.4105
0.8	0.1477	0.0154	0.0018	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.4777
0.9	0.1546	0.0162	0.0019	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.5470
1.0	0.1617	0.0170	0.0020	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.6185
1.1	0.1690	0.0178	0.0021	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.6923
1.2	0.1765	0.0186	0.0022	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.7684
1.3	0.1842	0.0194	0.0023	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.8468
1.4	0.1921	0.0202	0.0024	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.9275
1.5	0.2002	0.0210	0.0025	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.0106
1.6	0.2085	0.0218	0.0026	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.0961
1.7	0.2170	0.0226	0.0027	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.1841
1.8	0.2257	0.0234	0.0028	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.2746
1.9	0.2346	0.0242	0.0029	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.3677
2.0	0.2437	0.0250	0.0030	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.4634
2.1	0.2530	0.0258	0.0031	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.5618
2.2	0.2625	0.0266	0.0032	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.6629
2.3	0.2722	0.0274	0.0033	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.7668
2.4	0.2821	0.0282	0.0034	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8735
2.5	0.2922	0.0290	0.0035	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.9830
2.6	0.3025	0.0298	0.0036	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.0954
2.7	0.3130	0.0306	0.0037	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.2107
2.8	0.3237	0.0314	0.0038	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.3290
2.9	0.3346	0.0322	0.0039	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.4503
3.0	0.3457	0.0330	0.0040	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.5747
3.1	0.3570	0.0338	0.0041	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.7022
3.2	0.3685	0.0346	0.0042	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.8328
3.3	0.3802	0.0354	0.0043	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.9666
3.4	0.3921	0.0362	0.0044	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.1037
3.5	0.4042	0.0370	0.0045	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.2441
3.6	0.4165	0.0378	0.0046	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.3880
3.7	0.4290	0.0386	0.0047	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.5354
3.8	0.4417	0.0394	0.0048	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.6864
3.9	0.4546	0.0402	0.0049	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.8410
4.0	0.4677	0.0410	0.0050	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.0000

TABLA III. I.- SOLUCION TABULADA DE LA INTEGRAL EXPONENCIAL

0.0025 ($Y = 0.0025$), la función puede aproximarse por:

$$Ei(-Y) \approx \ln Y + \sigma \quad ,$$

donde $\sigma = 0.5772$, es la constante de Euler, por tanto para

$$\frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} < 0.0025 \quad \text{ó} \quad \frac{k t}{\phi \mu c_t r^2} > 100$$

$$p(r, t) = p_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \frac{k t}{\phi \mu c_t r^2} + 0.80907 \right] .$$

(III.32)

Las unidades usadas en esta ecuación son las unidades Darcy.

III.2.4.- Variables Adimensionales.

La presión adimensional, tiempo adimensional y radio adimensional se definen respectivamente de la siguiente manera:

$$P_D = \frac{k h (p - p_i)}{141.2 q \mu B} \quad (III.33)$$

$$t_D = \frac{2.64 \times 10^{-14} k t}{\phi \mu c r_w^2} \quad (III.34)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (III.35)$$

donde la presión, p , está dada en (psi); la permeabilidad, k , en (md); el espesor, h , en (pies); el gasto, q , en (bbl/día); la viscosidad, μ , en (cp); el tiempo, t , en (hrs); la compresibilidad, c , en (psi^{-1}) y el radio del pozo, r_w , en (pies).

(Para mayor detalle en la deducción de las ecuaciones anteriores se recomienda consultar la Ref. 4).

III.2.5.- Desarrollo de la Ecuación de Difusividad en Forma Adimensional.

A continuación se presenta el desarrollo de la Ec. (III.17), con las condiciones (a), (b), (c); haciendo el cambio de variables reales a variables adimensionales.

Cuando se utiliza la condición (III.18) en lugar de (b) se obtiene la solución de línea fuente, que es una buena aproximación del caso real.

Efectuando los cambios de variables, y obteniendo cada uno de los términos de la Ec. (III.17):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\partial p}{\partial r_D} \frac{\partial r_D}{\partial r} = \left(\frac{q \mu}{2 \pi k} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) \left(\frac{1}{r_w} \right)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\partial}{\partial r_D} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \frac{\partial r_D}{\partial r} = \frac{q \mu}{2 \pi k h r_w^2} \frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial t_D} \frac{\partial t_D}{\partial t} = \left(\frac{q \mu}{2 \pi k h} \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right)$$

Sustituyendo estas expresiones en la Ec. (III.17)

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad , \quad \text{(III.36)}$$

que es la ecuación de difusividad en forma adimensional, cuando las características de flujo varían únicamente con r_D y t_D .

La solución de línea fuente de la Ec. (III.36) está dada por:

$$P_D = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left(-\frac{r_D^2}{4 t_D} \right), \quad (\text{III.37})$$

donde:

$$\frac{r_D^2}{4 t_D} = \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{4 k t}, \quad (\text{III.38})$$

la cual se presenta en la Fig. III.3, las unidades usadas en esta ecuación son las mismas que las de las Ecs. (III.33) a (III.35).

En la Ec. (III.37), si $(r_D^2/4 t_D) < 0.0025$; lo que es lo mismo $(4 t_D/r_D^2) > 400$, la Ec. (III.37) puede escribirse como sigue:

$$P_D = \frac{1}{2} \left(\text{Ln} \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right), \quad (\text{III.39})$$

o también

$$P_D = 1.1513 \left[\text{Log} \frac{t_D}{r_D^2} + 0.351 \right]. \quad (\text{III.40})$$

La diferencia que existe al aplicar las ecuaciones (logarítmica y de línea fuente), es insignificante, como puede verse en la Fig. III.4.

Ejemplo III.1.- Determinar la presión, p_{wF} , a un tiempo t , igual 1 min, 1 hr y 10 hrs, así como la presión en un punto que se localiza a una distancia, r , del pozo igual

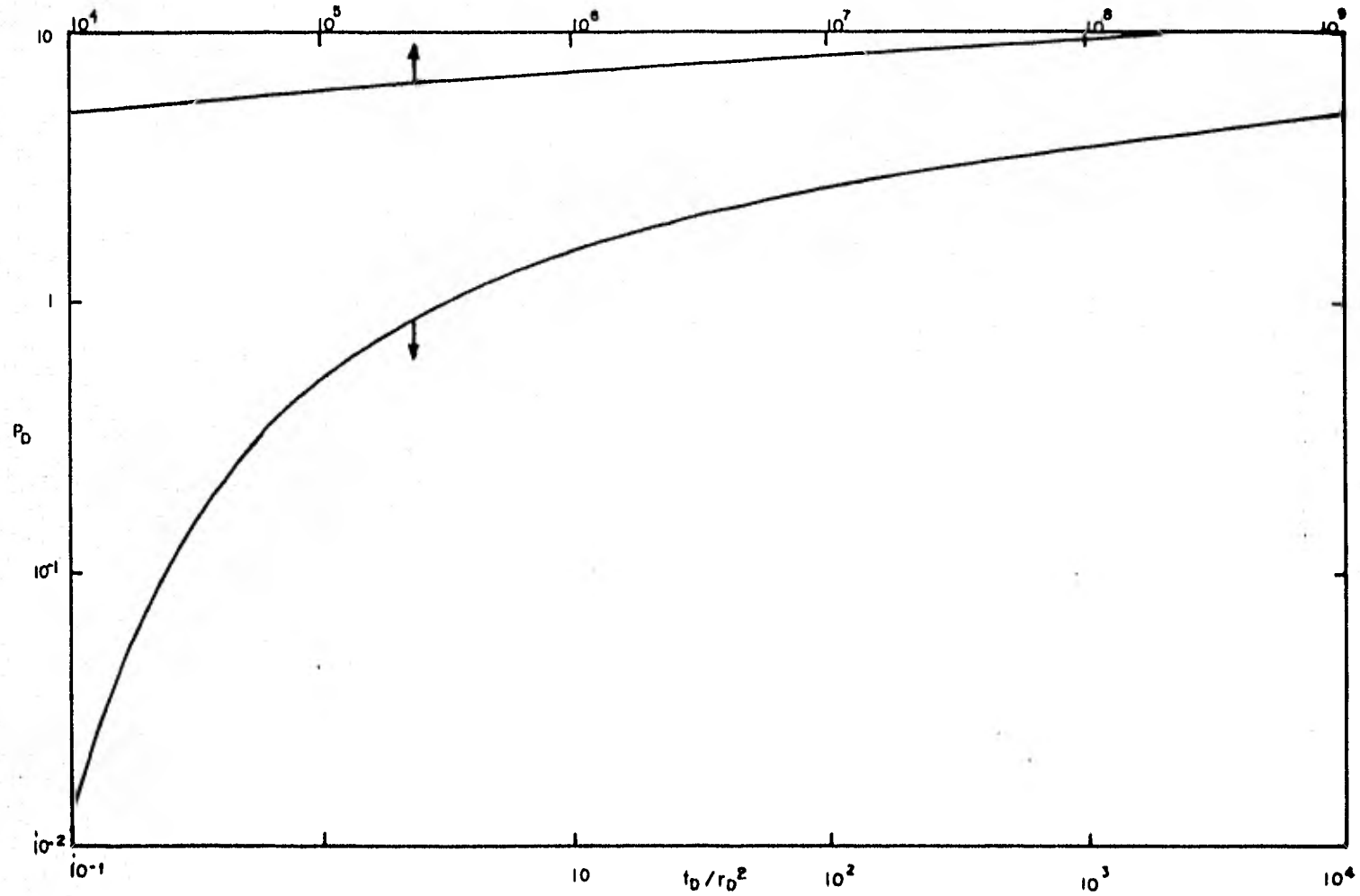


FIG.III.3.-SOLUCION GRAFICA DE LA INTEGRAL EXPONENCIAL (PRESION ADIMENSIONAL).

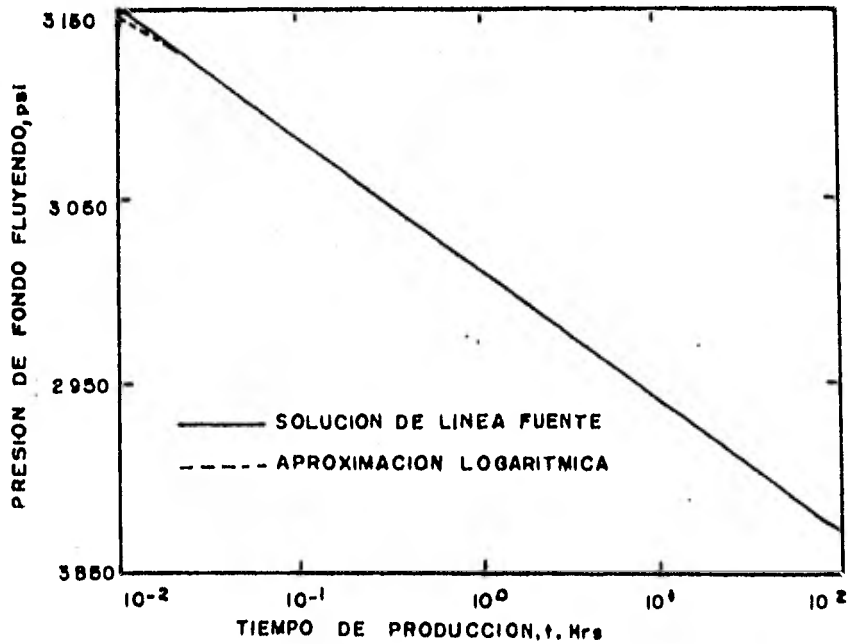


FIG.III.4.-CALCULO DE PRESION UTILIZANDO LA SOLUCION DE LINEA FUENTE Y SU APROXIMACION LOGARITMICA.

a 100 pies, a un tiempo, t , de 10 hrs y 100 hrs, utilizando los siguientes datos:

$$q = 500 \text{ BBL/D}$$

$$p_i = 3\,500 \text{ psi}$$

$$B = 1.2$$

$$\phi = 0.12$$

$$\mu = 0.8 \text{ cp}$$

$$c = 15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$k = 8 \text{ md}$$

$$r_w = 0.3 \text{ pies}$$

$$h = 120 \text{ pies}$$

a).- Para el pozo, de las Ecs. (III.33) a (III.35):

$$\frac{r_D}{r_w} = 1$$

(99)

$$t_D = \frac{(2.64 \times 10^{-4}) (8) (t)}{(0.12) (0.8) (15 \times 10^{-6}) (0.3)^2}$$

$$t_D = 16\,296.3 \, t \quad (\text{III.41})$$

$$P_D = \frac{(8) (120) (3\,500 - p_{wf})}{(141.2) (500) (0.8) (1.2)}$$

$$P_D = 1.41 \times 10^{-2} (3\,500 - p_{wf}),$$

de donde:

$$p_{wf} = 3\,500 - \frac{P_D}{1.41 \times 10^{-2}} \quad (\text{III.42})$$

Como puede verse, para determinar p_{wf} es necesario conocer P_D ; este valor se obtiene utilizando el valor de t_D correspondiente a cada t , el valor de r_D y la gráfica de la Fig. III.3.

p_{wf} para $t = 1 \text{ min}$, de la Ec. (III.41):

$$t_D = (16\,296.3) (1/60)$$

$$t_D = 271.605$$

$$t_D/r_D^2 = (271.605)/(1) = 271.605$$

Con este valor y la gráfica de la Fig. III.3, se tiene que:

$$P_D = 3.2 \quad ,$$

por tanto de la Ec. (III.42) se tiene:

$$(p_{wf})_t = 3\,500 - \frac{3.2}{1.41 \times 10^{-2}}$$

(100)

$$(p_{wf})_{t=1 \text{ min}} = 3\,273.0 \text{ psi}$$

Haciendo lo mismo para $t = 1 \text{ hr}$ y $t = 10 \text{ hrs}$ se obtiene:

$$(p_{wf})_{t=1 \text{ hr}} = 3\,125.0 \text{ psi}$$

$$(p_{wf})_{t=10 \text{ hrs}} = 3\,042.85 \text{ psi}$$

b).- Para otros puntos dentro del yacimiento:

$$r_D = \frac{100}{3.3} = 3\,333.33$$

$$r_D^2 = 1.11 \times 10^7$$

Considerando $t = 10 \text{ hrs}$ se tiene que p_{wf} es igual a

$$t_D = (16\,296.3) (10)$$

$$t_D = 162\,963$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{162\,963}{1.11 \times 10^7}$$

Nótese que este valor no aparece en la gráfica de la solución de línea fuente (Fig. III.3); esto quiere decir que la presión, p , en ese punto para un tiempo $t = 10 \text{ hrs}$, es -- aproximadamente igual a la presión inicial.

P para $t = 100 \text{ hrs}$.

$$t_D = 1\,629\,630$$

$$(t_D/r_D^2) = 1.46 \times 10^{-1}$$

De la gráfica de la Fig. III.3:

$$P_D = 3.7 \times 10^{-2}$$

(101)

por tanto:

$$P_{wf} = 3\,500 - \frac{3.7 \times 10^{-2}}{1.41 \times 10^{-2}} = 3\,497.35$$

$$P_{wf} = 3\,497.35 \text{ psi.}$$

Con los cambios de variables efectuados para obtener la Ec. (III.36), las condiciones (a), (b) y (c) se expresan como:

$$A).- P_D (r_D, 0) = 0 \quad \text{para } r_D > 0$$

$$B).- \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = -1 \quad \text{para } t_D > 0$$

$$C).- \lim_{r_D \rightarrow \infty} P_D (r_D, t_D) = 0 \quad \text{para } t_D > 0 \text{ respectivamente.}$$

La solución de la Ec. (III.36), con las condiciones dadas, es la siguiente ⁽¹⁾:

$$P_D (r_D, t_D) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-u^2 t_D}) [J_1(u) Y_0(ur_D) - Y_1(u) J_0(ur_D)]}{[u^2 J_1^2(u) + Y_1^2(u)]} du$$

(III.43)

donde J_0 y J_1 son las funciones Bessel de primera clase, de orden 0 y 1, respectivamente; Y_0 y Y_1 son las funciones Bessel de segunda clase de orden 0 y 1, respectivamente y u , es la variables de integración.

III.2.6.- Solución para un Yacimiento Limitado.

Cuando se tiene un pozo situado en el centro de un yacimiento circular, en cuya frontera exterior no existe flujo, puede la Ec. (III.17) ser resuelta con las siguientes condiciones iniciales y de frontera:

$$D).- p(r, 0) = p_i, \quad \text{a } t = 0 \quad \text{para todo } r.$$

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

$$F).- \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_e} = 0, \quad \text{para todo } t.$$

Considerando los cambios de variables adimensionales y tomando en cuenta que ahora el radio de la frontera interna es r_w , se obtiene la ecuación adimensional (III.36), y con las condiciones:

$$D').- P_D(r_D, 0) = 0, \quad \text{para } r_D \geq 0$$

$$E').- \left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = -1, \quad \text{para } t_D > 0$$

$$F').- \left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right)_{r_{eD}} = 0, \quad \text{para } t_D > 0,$$

así como también usando la transformada de Laplace se obtiene la siguiente solución^(1,2):

(103)

$$\begin{aligned}
P_D(r_D, t_D) = & \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left(\frac{r_D^2}{4} \right) + t_D - \frac{r_{eD}^2 - \text{Ln } r_D}{r_{eD}^2 - 1} \\
& - \frac{3 r_{eD}^4 - 4 r_{eD}^4 \text{Ln } r_{eD} - 2 r_{eD}^2 - 1}{4 (r_{eD}^2 - 1)^2} \\
& + \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD}) [J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_D) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n r_D)]}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]}
\end{aligned}
\tag{III.44}$$

donde las α_n son las raíces de:

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

Para la presión en el pozo, p_{wf} , la Ec. (III.44) puede escribirse como:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[\frac{2 t_D}{r_{eD}^2} + \text{Ln } r_{eD} - \frac{3}{4} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right]
\tag{III.45}$$

Cuando los valores de t_D son grandes, pueden aproximarse a⁽²⁾:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left(\frac{2 t_D}{r_{eD}^2} + \text{Ln } r_{eD} - \frac{3}{4} \right)
\tag{III.46}$$

La Fig. III.5 es una gráfica de la Ec. (III.45) para varios valores de r_{eD} , donde se observa que para tiempos muy

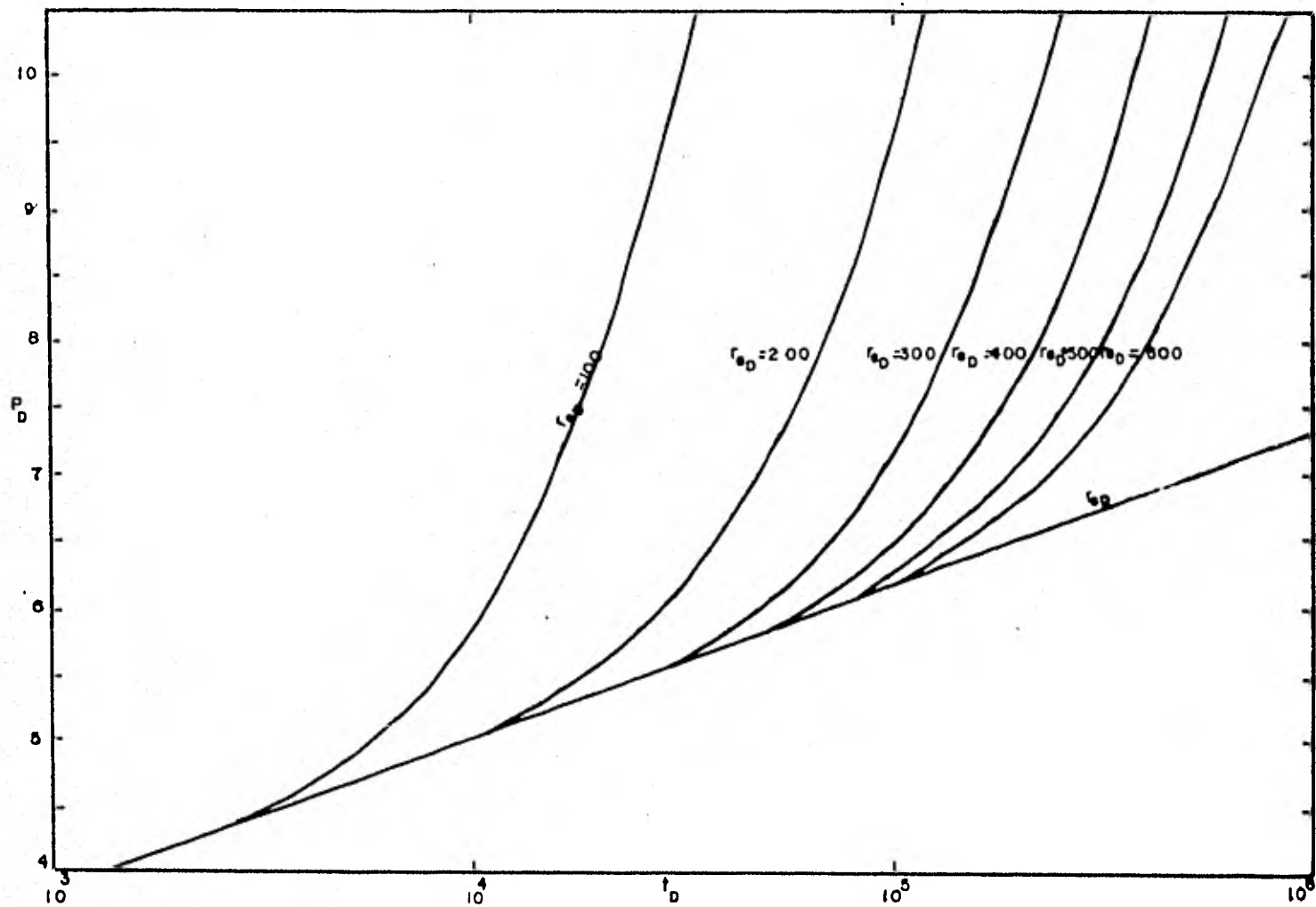


FIG.III.5.-SOLUCION PARA UN YACIMIENTO CIRCULAR LIMITADO.

cortos la solución corresponde a la línea de $r_D = 1$ de un yacimiento infinito y para tiempos largos la solución esta representada por la Ec. (III.46). La transición del comportamiento infinito al finito⁽²⁾ ocurre aproximadamente en el punto donde $t_D = 0.25 r_{eD}^2$.

III.2.7.- Solución para un Yacimiento con Presión Constante.

En este caso se supone que la presión permanece constante en la frontera exterior del yacimiento. La única diferencia con el caso anterior es la segunda condición de frontera. Esta se expresa como:

$$G).- p(r_e, t) = p_i \quad , \quad \text{para } t > 0.$$

La solución de la Ec. (III.17) para este caso está dada por la siguiente ecuación:

$$P_D(r_D, t_D) = \ln \frac{r_{eD}}{r_D} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_D} [J_0^2(\beta_n r_{eD}) - J_0(r_D \beta_n) Y_1(\beta_n) - Y_0(\beta_n r_D) J_1(\beta_n)]}{[J_1^2(\beta_n) + J_0^2(\beta_n r_{eD}^2)] \beta_n} \quad (III.47)$$

donde las β_n son las raíces de:

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

Evaluando la Ec. (III.47) en $r_D = 1$, se obtiene el comportamiento de la presión en el pozo:

(106)

$$P_{wf} = P_i - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[\ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{C \beta_n^{-2} t_D J_0^2(\beta_n r_{eD})}{\beta_n^2 J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{eD})} \right] \quad (III.48)$$

Cuando t_D aumenta, esta ecuación se reduce a:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \ln r_{eD} \quad , \quad (III.49)$$

que se cumple para $t_D > 1.0 r_{eD}^2$ aproximadamente.

Una gráfica de la Ec. (III.48) para varios valores de r_{eD} se muestra en la Fig. III.6, donde puede observarse que en la porción inicial del período de producción, el pozo actúa como si se encontrara en un yacimiento infinito. Sin embargo, después de un cierto tiempo, $t_D > 0.25 r_{eD}^2$, se notan los efectos de frontera y un período de transición precede a las condiciones de flujo estacionario, representado por la Ec. --- (III.49).

III.3.- CONCEPTOS BASICOS RELACIONADOS CON EL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION.

Existen diferentes factores que afectan las presiones medidas en un pozo; dentro de los más importantes se encuentran el factor de daño a la formación y el almacenamiento del pozo.

III.3.1.- Factor de Daño.

En muchos casos se ha visto que la permeabilidad de la formación sufre alteraciones alrededor de las paredes del

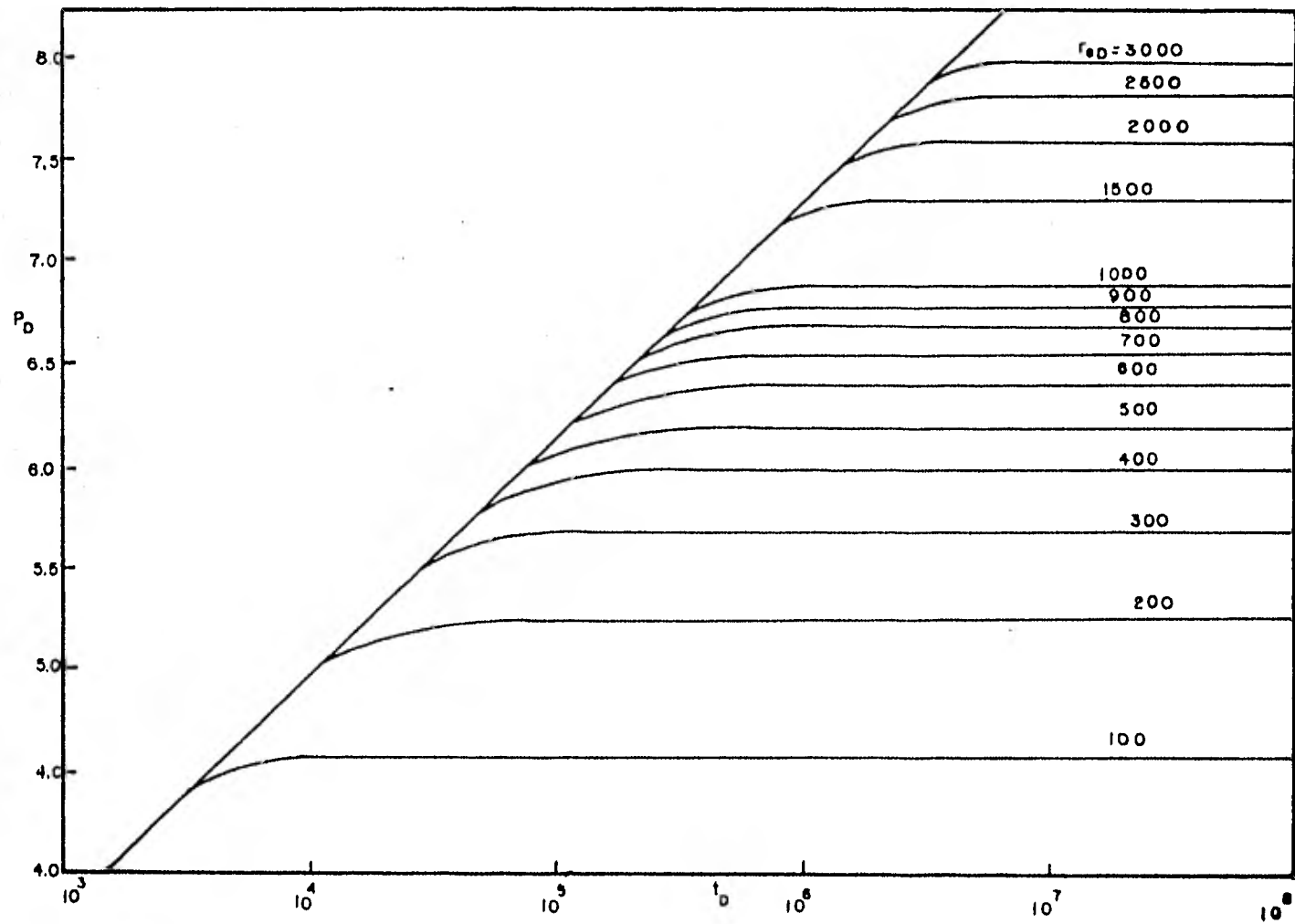


FIG.III.6.- SOLUCION PARA UN YACIMIENTO CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA EXTERNA.

pozo, extendiéndose verticalmente sobre todo el intervalo productivo. Van Everdingen y Hurst⁽⁵⁾, en publicaciones separadas, introdujeron el concepto de factor de daño; también señalaron que con frecuencia las presiones registradas en un pozo no se ajustaban a las soluciones ideales calculadas para el problema considerado, aunque la información real tenía cierto paralelismo con las soluciones teóricas⁽⁴⁾. Propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional (proporcional al gasto de producción) causada por restricciones al flujo cercanas al pozo; consideraron que esta caída de presión era debida a una película infinitesimal en la superficie de la cara de la formación del pozo. Este efecto es representado por un factor de daño, s , relacionado con la caída de presión debida al daño, Δp_s , por:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q \mu B}{k h} s \quad \text{(III.50)}$$

Las unidades usadas en esta ecuación son las unidades prácticas de campo: bbl/día, psi, md, cp, etc.. El factor de daño, s , es adimensional. En la fig. III.7, se muestra la distribución de presión en un yacimiento con un pozo dañado.

El daño puede ser interpretado como un radio efectivo del pozo. El radio r_s de la zona dañada alrededor del pozo y la permeabilidad k_s en la zona dañada están relacionados con el factor de daño por medio de la siguiente ecuación:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{(III.51)}$$

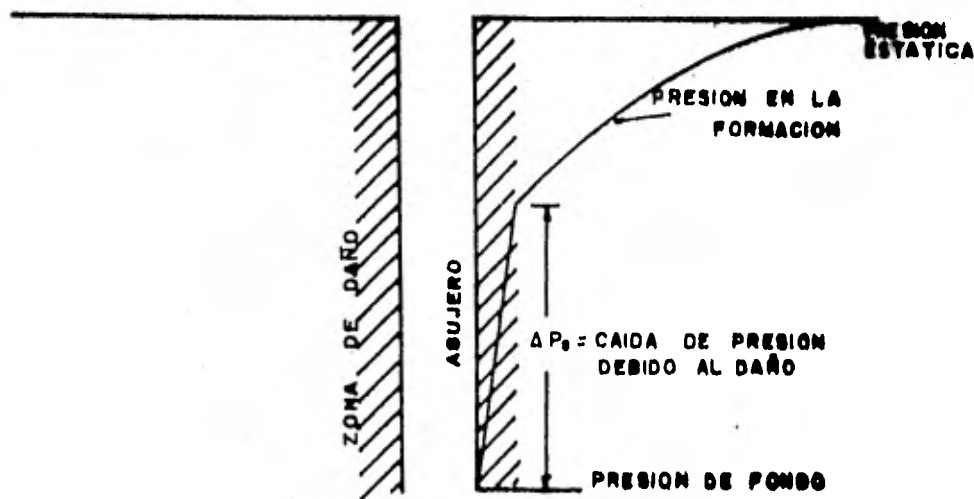


FIG.III.7.-DISTRIBUCION DE PRESION EN UN YACIMIENTO
CON UN POZO DAÑADO.

Por tanto, el radio efectivo del pozo, en función del radio del pozo y del factor de daño, viene dado por la siguiente ecuación:

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad (III.52)$$

Debido a que el espesor de la zona dañada se considera infinitesimal, toda la caída de presión causada por el daño se tiene en la cara de la formación. Al considerar el factor de daño la presión de fondo fluyendo puede determinarse mediante la ecuación⁽⁴⁾:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2 q \mu B}{k h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.64 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0.80907 \right] - \frac{141.2 q \mu B}{k h} s \quad (III.53)$$

(110)

Puede verse que la presión de fondo fluyendo en un pozo dañado es menor en una cantidad igual a $(141.2 q \mu B/k h) s$, que la presión de fondo fluyendo en un pozo sin daño.

En términos de variables adimensionales:

$$\frac{k h}{141.2 q \mu B} (p_i - p_{wf}) = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \frac{2.64 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t r_w^2} + 0.80907 \right] + s \quad , \quad (\text{III.54})$$

sustituyendo la ecuación

$$P_D (r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \frac{t_D}{r_D^2} + 0.60907 \right] \quad , \quad \text{para} \quad \frac{t_D}{r_D^2} > 100$$

en la Ec. (III.54):

$$\frac{k h}{141.2 q \mu B} (p_i - p_{wf}) = P_D (1, t_D) + s \quad . \quad (\text{III.55})$$

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 disminuido y en el caso de un pozo estimulado o fracturado el factor de daño es negativo; es decir que la permeabilidad de la formación ha aumentado. La Fig. III.8, muestra la distribución de presiones en un yacimiento donde se ha estimulado la formación; cuando el factor de daño es cero, las condiciones de permeabilidad no han sido alteradas.

En los últimos años se ha visto que el factor de daño no solo se refiere a permeabilidades reducidas o mejoradas

(111)

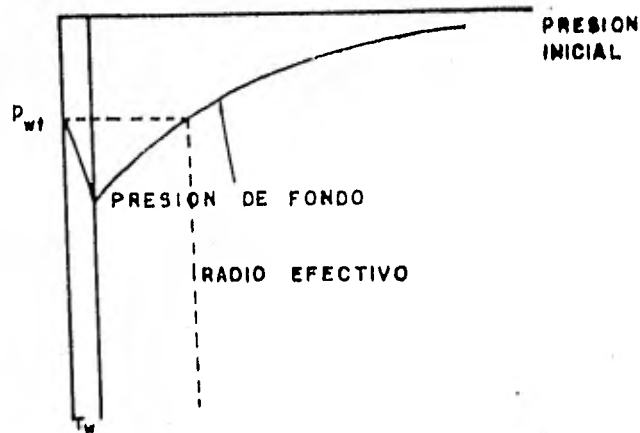


FIG.III.8.-DISTRIBUCION DE PRESION EN UN YACIMIENTO CON UN POZO ESTIMULADO.

sino que el concepto se ha extendido para considerar efectos -
tales como: (1) invasión con fluidos de perforación, (2) enja-
rres de lodo o cemento, (3) dispersión de arcillas, (4) presen-
cia de altas saturaciones de gas, (5) perforaciones taponadas,
(6) fracturas y (7) flujo no Darciano en pozos de gas.

III.3.2.- Almacenamiento.

Se ha demostrado en la práctica que el volumen finito del pozo y el fluido dentro del mismo afectan las presiones me-
didas. Si un pozo es cerrado en la superficie, el gasto en la
cara de la formación, q_{GF} , no se detiene inmediatamente y el -
flujo de fluidos continúa dentro del pozo por algún tiempo. Só-
lo después de haberse acumulado una gran cantidad de fluidos -
el efecto de cierre en la superficie es transmitido a la cara

por compresión o por el movimiento de una interfase gas-líquido. Si una parte del fluido producido en el cabezal del pozo es debido a la descarga del mismo, se tendrá como consecuencia una caída en el nivel del líquido en el espacio anular, entre las tuberías de producción y revestimiento. El volumen de líquido o gas descargado del pozo por unidad de caída de presión es aproximadamente constante, esto es:

$$C = \frac{V_u}{\left(\frac{\rho}{144}\right)\left(\frac{g}{g_c}\right)}, \quad (\text{III.57})$$

donde:

V_u = Volumen del pozo por unidad de longitud, en bbl/pie.

ρ = Densidad del fluido en el pozo en lbm/pie^3 .

g = Aceleración debido a la gravedad en pie/seg^2 .

g_c = Constante de conversión igual a 32.17 ($\text{lbm-pie}/\text{lb-f-seg}^2$).

C = Constante de almacenamiento en bbl/psi.

Si un pozo produce aceite bajo saturado o gas (flujo en una sola fase), la cantidad de fluido producido por unidad de caída de presión debe ser también aproximadamente constante:

$$C = V_w c_f \quad (\text{III.58})$$

donde V_w es el volumen total del pozo en bbl y c_f es la compresibilidad isotérmica del fluido en el pozo en psi^{-1} , medida a la temperatura promedio del pozo. Debido a que la compresibilidad depende de la presión, la constante de almacenamiento puede variar; tal variación es importante en pozos de gas

o en aquellos con un nivel de líquido variable durante la prueba.

Ejemplo III.2.- Se inyecta agua en una formación a 3 230 pies, a través de una tubería de revestimiento (N-80) de 4.41 pulgadas de diámetro y 18 lb/pie. Calcular la constante de almacenamiento para: a).- Una presión de inyección en la cabeza del pozo de 600 psi, y b).- Un vacío en la cabeza del pozo. Se estima que la compresibilidad del agua es de 3.31×10^{-6} psi⁻¹ y la densidad es de 62.4 lb/pie³.

Solución:

a).- Cuando la presión en el cabezal del pozo es mayor que cero, la Ec. (III.58) debe usarse para calcular C. El volumen por unidad de longitud de la tubería de revestimiento es $V_u = 0.02$ bbl/pie, por tanto; $V_w = (0.02) (3\ 230) = 64.6$ bbl. Usando la Ec. (III.58) se tiene:

$$C = (64.6) (3.31 \times 10^{-6})$$

$$C = 2.14 \times 10^{-4} \text{ bbl/psi.}$$

b).- Aquí se tiene un nivel de líquido variable en el pozo, por tanto se puede utilizar la Ec. (III.57):

$$C = \frac{0.02}{\left(\frac{62.4}{144}\right) \cdot \left(\frac{32.17}{32.17}\right)}$$

$$C = 5 \times 10^{-2} \text{ bbl/psi.}$$

Como puede observarse en el ejemplo, la magnitud de la constante por cambio del nivel de líquido es mayor que la constante por compresión del fluido. La relación que existe en este caso es de aproximadamente 240.

Debe tenerse en cuenta que la duración de los efectos de almacenamiento (de unas cuantas horas hasta varios días) pueden variar dependiendo del parámetro físico que lo causa.- La Fig. III.9 muestra esquemáticamente la relación del gasto enfrente de la formación, q_{sf} , con el gasto en la superficie, q , cuando éste varía de cero a q , al tiempo cero. Cuando $C = 0$, $q_{sf}/q = 1$ para todo t . Para $C > 0$, q_{sf}/q cambia gradualmente de cero a uno, mientras más grande es C , la región de transición es mayor.

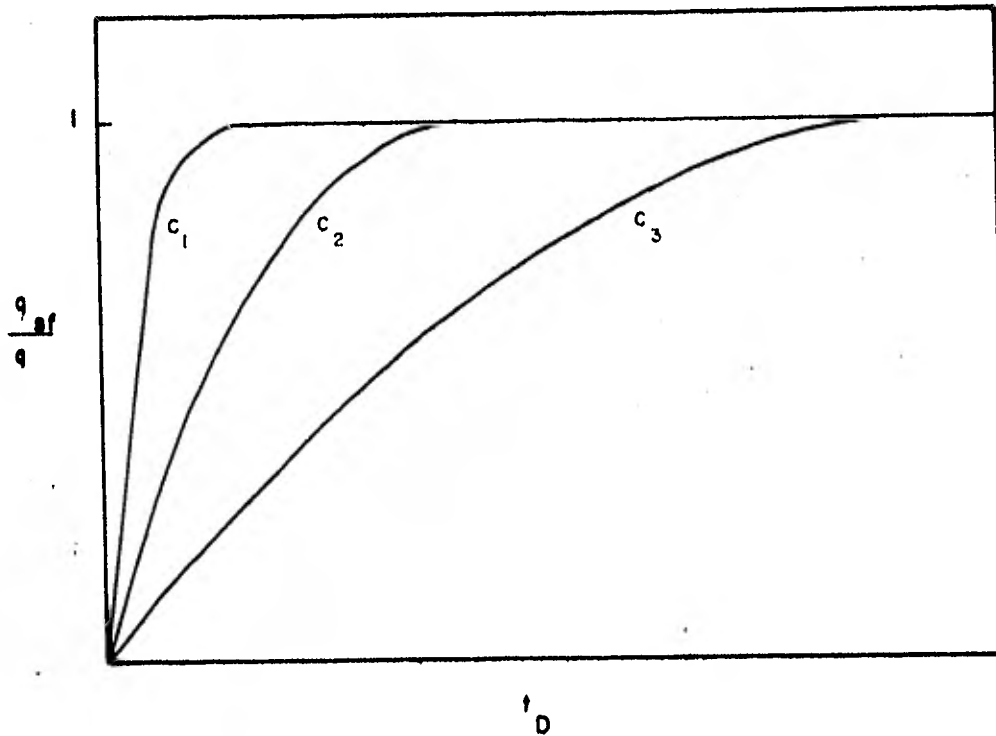


FIG. III.9. EFECTO DE ALMACENAMIENTO DEL POZO FRENTE A LA FORMACION.

El coeficiente de almacenamiento de un pozo puede no ser constante a lo largo de una prueba de variación de presión

cambios en el coeficiente de almacenamiento son fáciles de visualizar.

La Fig. III.10 muestra las condiciones del pozo que pueden causar un incremento en el coeficiente de almacenamiento.

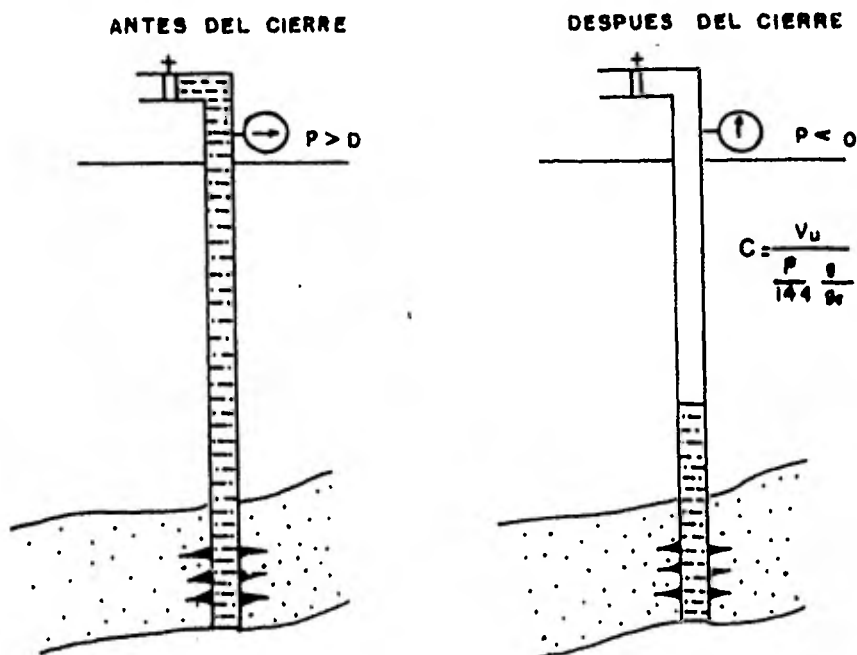


FIG.III.10.-CONDICIONES DEL POZO QUE PRESENTA UN INCREMENTO EN C_0 .

Cuando un pozo inyector con una alta presión en la cabeza, es cerrado para poder efectuar una prueba "fall-off", la presión en la cabeza del pozo se incrementa inmediatamente después del cierre; sin embargo, pocos minutos después la presión de fondo cae por debajo de la presión hidrostática; el nivel del líquido empieza a caer formando un vacío; cuando --

ésto sucede, el coeficiente de almacenamiento se incrementa - de un coeficiente por compresión del fluido, Ec. (III.58) a - otro por caída del nivel del líquido, Ec. (III.57). El cambio puede ser por un factor de 100 o más.

La Fig. III.11 muestra el comportamiento de presión teórico para diferente valores de C_D .

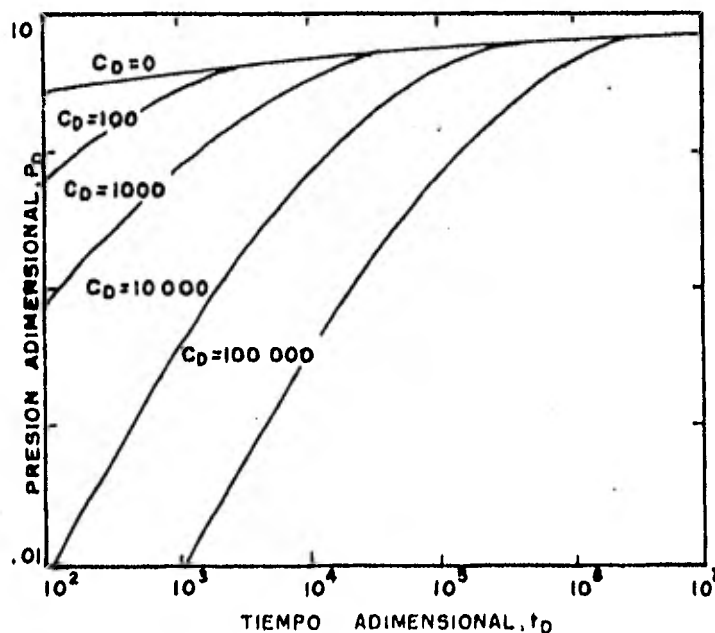


FIG.III.11.-COMPORTAMIENTO TEORICO DE LA PRESION CUANDO EXISTE UN INCREMENTO EN C_D .

La Fig. III.12 muestra una terminación en un pozo pro ductor que puede causar una disminución en el coeficiente de - almacenamiento. En un pozo de bombeo, el nivel de líquido baja inmediatamente después del cierre, pero sube cuando la presión aumenta. Cuando el nivel del líquido llega al empacador (puede

existir una pequeña columna de gas), el coeficiente de almacenamiento disminuye de un valor relativamente grande por un nivel de líquido variable a un valor relativamente pequeño por compresión.

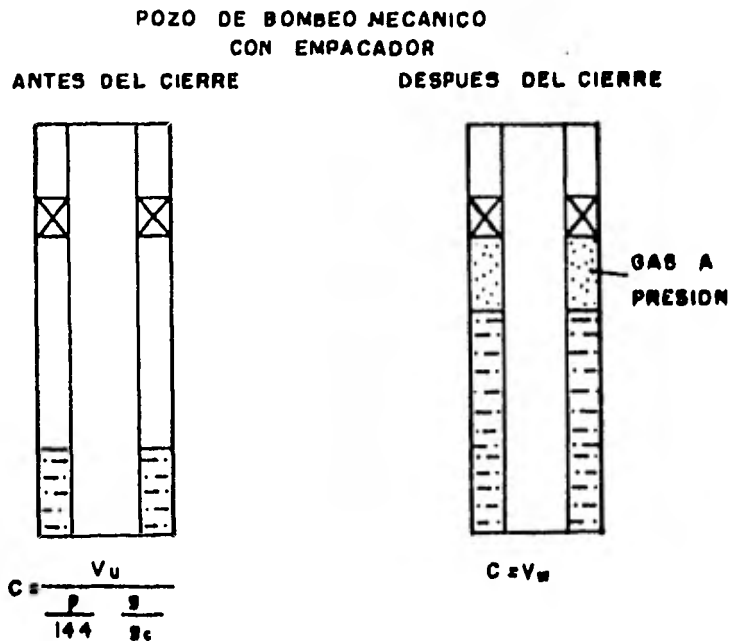


FIG.III.12.-CONDICIONES DEL POZO QUE MUESTRAN UN DECREMENTO EN C_D .

Van Everdingen y Hurst^(?) definieron una constante - adimensional de almacenamiento, C_D , similar a las de presión y tiempo de la siguiente manera:

$$C_D = \frac{C}{2 \pi \phi h c_t r_w^2} \quad , \quad (\text{III.59})$$

donde: C (pies³/psi), ϕ (fracción), h (pies), c_t (psi⁻¹) y r_w

(pies).

Si se desea considerar C en bbl/psi, la ecuación anterior se transforma en la siguiente:

$$C_D = \frac{5.615 C}{2 \pi \phi c_t r_w^2} \quad (\text{III.60})$$

Para poder tomar en cuenta los efectos de almacenamiento del pozo y el factor de daño, la Ecuación de Difusividad debe resolverse modificando las condiciones de frontera.

La Ec. (III.36) es el problema matemático a resolver con las siguientes condiciones iniciales y de frontera:

$$\text{a).- } P_D = 0 \quad \text{cuando } t_D = 0 \quad \text{para toda } r_D;$$

$$\text{b).- } P_D \rightarrow 0 \quad \text{cuando } r_D \rightarrow \infty \quad \text{para todo } t_D,$$

mientras que la condición de frontera interna es:

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

$$P_{wD} = \left[P_D - s \left(\frac{P_D}{r_D} \right) \right]_{r_D=1} \quad (\text{III.61})$$

El caso de un sólo pozo con un gasto de producción constante, en un yacimiento infinito fue resuelto numéricamente por Agarwal, Al-Hussainy y Ramey⁽⁴⁾. La Fig. III.13 muestra gráficamente los resultados obtenidos por estos autores.

Analizando la Fig. III.13, pueden observarse varios aspectos. Primero, las curvas con valores de C_D diferentes de

cero, forman una línea recta con pendiente unitaria (45°) para valores pequeños de t_D . Agarwal, Al-Hussainy y Ramey demostraron matemáticamente que para tiempos cortos:

$$P_{wD}(s, C_D, t_D) = \frac{t_D}{C_D} \quad , \quad (\text{III.62})$$

y en términos de variables reales:

$$\Delta P_D = \frac{q B \Delta t}{24 C} \quad . \quad (\text{III.63})$$

La Ec. (III.63), proporciona un medio para calcular la constante de almacenamiento, C , a partir de los datos de las pruebas independientemente del tipo de almacenamiento. Los valores de Δp y Δt son leídos de un punto sobre la pendiente unitaria. Δt es el tiempo correspondiente de cierre o producción para una prueba de incremento o decremento, respectivamente.

Los datos de presión para tiempos cortos, los cuales forman una línea recta con pendiente unitaria en la gráfica log-log de P_D contra t_D , Fig. III.13, están totalmente controlados por los efectos de almacenamiento en el pozo debido a que en esta etapa la producción es debida a la descarga del pozo, los datos de presión obtenidos en este período de flujo no describen el comportamiento del yacimiento, por tanto, no permiten evaluar las propiedades de la formación.

Con respecto a la Fig. III.13 puede observarse que una vez finalizada la línea de pendiente unitaria, los datos de presión caen por debajo de una extrapolación de la línea -

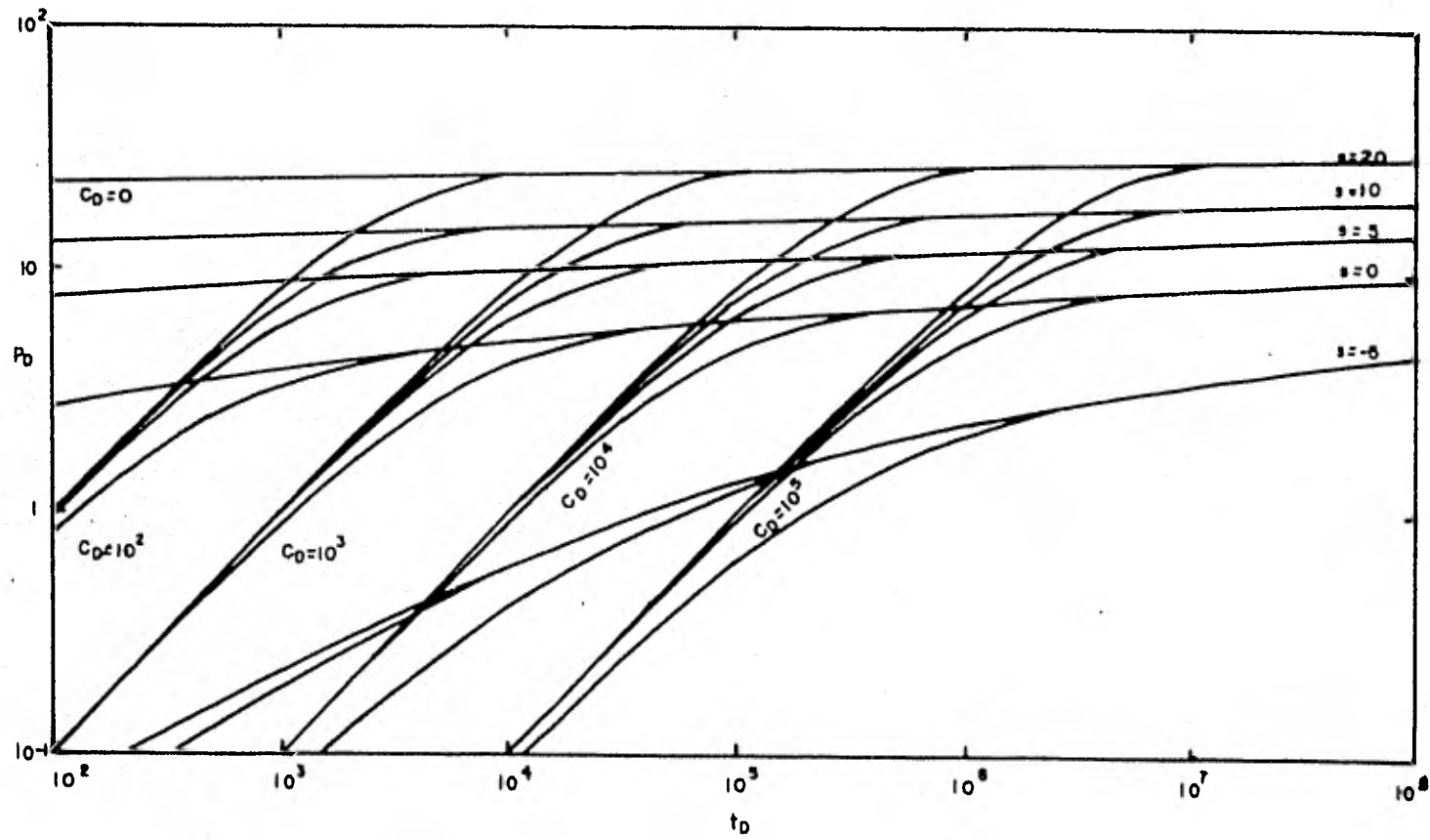


FIG.III.13.-CURVAS TIPO PARA EL CALCULO DE PRESION INCLUYENDO DAÑO Y ALMACENAMIENTO.

de 45° . Cuando se tienen valores de t_D menores a 1 700, P_D es una función lineal de t_D y la pendiente es unitaria. Para valores de t_D mayores a 1 700, P_D se desvía por debajo de la línea recta de pendiente unitaria. Finalmente, para valores 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 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 inicio de la línea recta semilog usada en los métodos de análisis (Horner y MDH). Los datos comprendidos en el intervalo de $1\ 700 < t_D < 9 \times 10^4$ se encuentran afectados por el factor de daño y el almacenamiento del pozo.

El tiempo necesario para alcanzar el inicio de la línea recta semilog puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$t_D = C_D (60 + 3.5 s) \quad (III.64)$$

En términos de variables reales:

$$t = \frac{602.9 C (60 + 3.5 s)}{(k h/\mu)} \quad (III.65)$$

donde: t (hrs), C (pies³/psi), k (md), h (pies) y μ (cp).

La Ec. (III.64) presentada por Ramey⁽⁷⁾, se basa en las pruebas de decremento de presión y de inyección. Chen y Brigham^(4,9) demostraron que los datos de las pruebas de decremento de presión y fall-off son más sensibles al factor de daño y propusieron la siguiente relación:

(122)

$$t_D > 50 C_D e^{0.14 s} \quad , \quad (\text{III.66})$$

o en función de variables reales:

$$t > \frac{30 \ 143 \ C \ e^{0.14 s}}{k \ h/\mu} \quad . \quad (\text{III.66'})$$

Puede verse en las Ecs. (III.64) y (III.66) que el factor de daño influye en mayor magnitud en una prueba de incremento de presión (o en una prueba fall-off) que en una de decremento de presión (o una prueba de inyección). Estas ecuaciones son útiles en el diseño de una prueba convencional de presión para determinar el tiempo en horas para correr una -- prueba antes del comienzo de la línea recta semilog. Si se desea un ciclo logarítmico de la línea recta, entonces se necesita correr la prueba durante un período de tiempo igual a 10 veces el tiempo calculado con las Ecs. (III.65) ó (III.66').

Ejemplo III.3.- Calcular el tiempo (en horas) que se requiere para el comienzo de la línea recta semilog de una -- prueba de decremento de presión, considerando que el pozo no está dañado ($s = 0$) y el almacenamiento de pozo es causado por un nivel de líquido variable. Considerar que fluye agua de una formación con 175 pies de espesor y una permeabilidad de 45 - md. El volumen del pozo por unidad de longitud es de 0.02 bbl por pie.

$$t = \frac{(8.615) (0.02)}{\left(\frac{0.24}{144}\right) \left(\frac{32.17}{32.17}\right)}$$

(123)

$$C = 0.26 \text{ pies}^3/\text{psi.}$$

De la Ec. (III.65):

$$t = \frac{(602.9) (0.26) (60)}{(45 \times 175)/1}$$

$$t = 1.19 \text{ hrs.}$$

Por tanto, se necesitan 1.19 horas para alcanzar el comienzo de la línea recta semilog y 11.9 horas para obtener un ciclo logarítmico de línea recta.

III.3.3.- Principio de Superposición.

Las soluciones para problemas de flujo presentadas en este capítulo consideran sistemas con un solo pozo que produce a un gasto constante. Sin embargo, generalmente los sistemas reales tienen varios pozos operando a gastos variables. Puesto que existen algunas técnicas de análisis de presión -- que involucren el uso de datos de presión obtenidos a diferentes gastos (pruebas de presión a gasto variable), es necesario aplicar una técnica más general. Estos problemas pueden ser estudiados mediante la aplicación del principio de superposición, el cual establece que una combinación lineal de soluciones de una ecuación diferencial lineal homogénea es también solución de dicha ecuación diferencial.

La Ecuación de Difusividad es una ecuación lineal y homogénea, la cual describe el flujo transitorio de fluidos ligeramente compresibles en un medio poroso homogéneo. Por lo antes mencionado, puede decirse que el principio de superposición

puede aplicarse para obtener soluciones a problemas complejos de flujo. Cuando las condiciones de frontera son independientes del tiempo, el principio muestra que la presencia de una condición de frontera no afecta la respuesta a otra condición de frontera o inicial; es decir, no hay interacción entre las respuestas. Por tanto, el efecto total es la suma de cada uno de los efectos individuales.

Para el desarrollo y fácil entendimiento del principio de superposición, se puede considerar el caso simple de un pozo, el cual fluye a dos pastos como se muestra en la Fig. III.14.

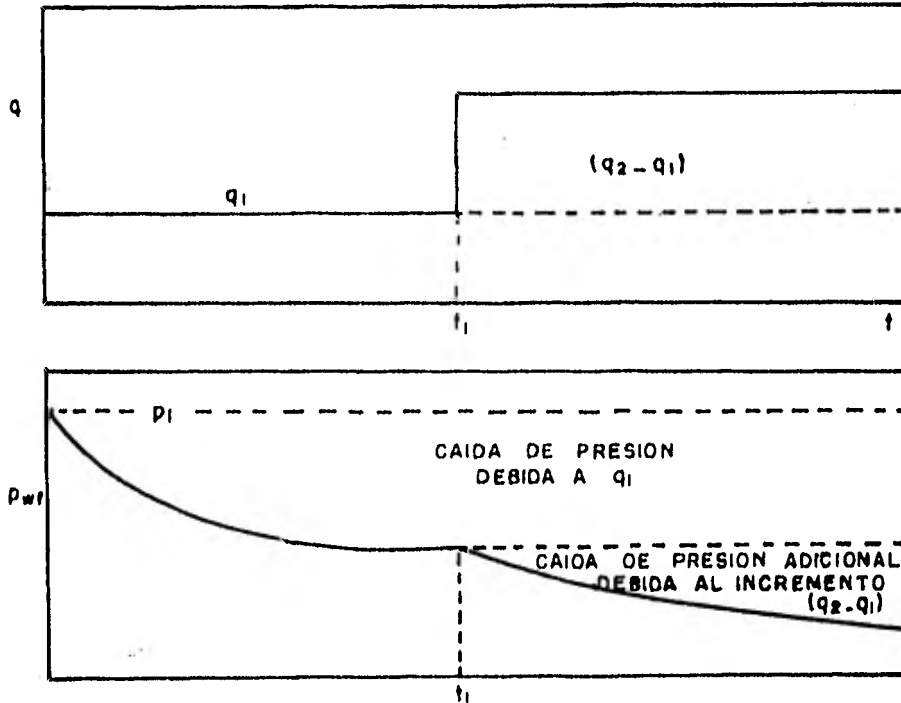


FIG.III.14.-HISTORIA DE LA PRODUCCION Y PRESION DE UN POZO QUE PRODUCE A DOS GASTOS

En este caso el pozo produce a un gasto, q_1 , hasta el tiempo, t_1 , en el cual se cambia a un gasto, q_2 . La figura también muestra el comportamiento de la presión.

Durante el primer intervalo de tiempo, el comportamiento de la caída de presión en el pozo viene dado por la siguiente ecuación:

$$p_i - p_{wf} = \frac{q_1 \mu B}{2 \pi k h} - \left[\frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{4 k t} \right) \right], \quad (\text{III.67})$$

para $0 \leq t \leq t_1$.

A un tiempo, t_1 , el gasto de producción es incrementado en una cantidad $(q_2 - q_1)$; este incremento causa una caída de presión adicional como lo muestra la Fig. III.14. El comportamiento de la presión durante el período de tiempo de t_1 en adelante, puede ser calculado sumando la caída de presión causada por el gasto q_1 y la caída de presión adicional causada por la producción a un gasto $(q_2 - q_1)$ al comienzo de t_1 , de la siguiente manera:

$$\Delta p = \frac{q_1 \mu}{2 \pi k h} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{4 k t} \right) - \left(\frac{q_2 - q_1}{4 k h} \right) \mu \operatorname{Ei} - \left(\frac{\phi \mu c_t r_w^2}{4 k (t_2 - t_1)} \right) \quad (\text{III.68})$$

para $t > t_1$.

Para un caso general y en función de variables adimensionales la ecuación queda como:

(126)

$$\Delta p (t) = \frac{q_1 \mu}{2 \pi k h} \left[P_D (t) + \sum_{i=2}^n \frac{q_i - q_{i-1}}{q_1} P_D (t - t_{i-1}) \right] \quad (\text{III.69})$$

La Ec. (III.69) es la forma general del principio de superposición para el caso de historias de gastos variables. También es válida si uno o más gastos de producción son iguales a cero (pozo cerrado)⁽²⁾. A este principio se le conoce como principio de superposición en el tiempo. La Fig. III.15 ilustra este concepto, donde puede verse la distribución de gasto y la caída de presión.

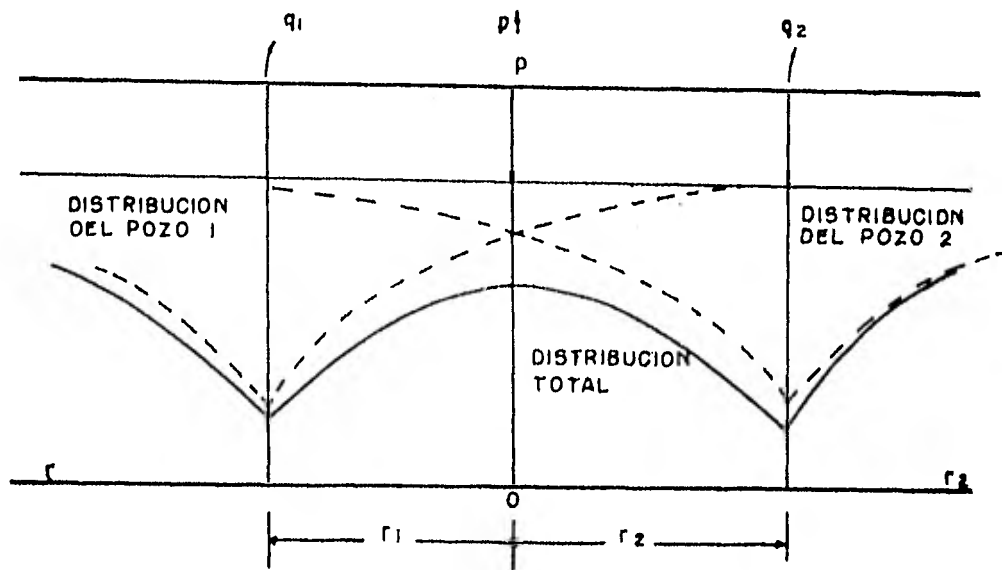


FIG.III.15.- PRINCIPIO DE SUPERPOSICION EN EL ESPACIO.

El principio de superposición en el espacio establece que cuando en un mismo yacimiento está produciendo más de un pozo, la presión en cualquier punto es afectada por cada uno de los pozos productores. Si se tienen dos pozos que producen a gastos q_1 y q_2 , entonces la presión en un punto p en el yacimiento se obtiene superponiendo las caídas de presión debidas a los efectos de ambos pozos. Para obtener el comportamiento de presión en cualquier punto del yacimiento se requiere conocer la distancia r , de ese punto a cada pozo. Esto puede indicarse como:

$$(\Delta p)_p = \Delta p_1 \text{ (evaluada en } p \text{ debido al gasto } q_1) \\ + \Delta p_2 \text{ (evaluada en } p \text{ debido al gasto } q_2).$$

y según las Ecs. (III.31) y (III.37) se tiene:

$$(\Delta p)_p = \frac{q_1 \mu}{4 \pi k h} \operatorname{Ei} \left(\frac{r_{D1}^2}{4 t_D} \right) + \frac{q_2 \mu}{4 \pi k h} \operatorname{Ei} \left(\frac{r_{D2}^2}{4 t_D} \right). \quad (\text{III.70})$$

El comportamiento de la presión para este caso es -- ilustrado por la Fig. III.16, donde se observa la distribución de presión causada por cada uno de los pozos en forma independiente y total.

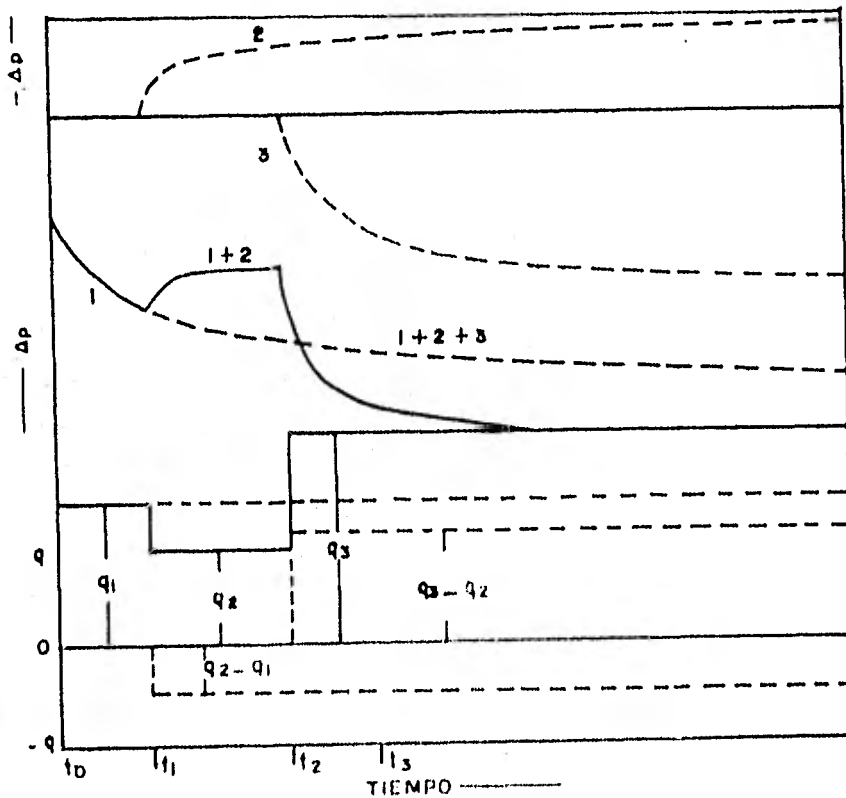
Si existen n pozos productores en un yacimiento y si el inicio de producción fue simultáneo, entonces la caída de presión en un punto cualquiera del yacimiento es:

$$(\Delta p)_p = \frac{\mu}{4 \pi k h} \sum_{k=1}^n q_k \operatorname{Ei} \left(\frac{\phi \mu c_t r_i^2}{4 k t} \right). \quad (\text{III.71})$$

Las soluciones pueden ser supuestas simultáneamente

en el espacio y en el tiempo. Considerando dos pozos en un mismo yacimiento, que tienen diferentes historias de gastos variables; este problema puede ser resuelto por la siguiente ecuación:

$$(\Delta p)_T = \frac{\mu}{4 \pi k h} \sum_{j=1}^m \sum_{i=0}^n \left[- (q_{i+1} - q_i)_j P_D (r_{Dj}, (t - t_j)_D) \right] \quad (\text{III.72})$$



III.3.4.- Períodos de Flujo.

El comportamiento de la presión en un pozo, cuando éste produce a un gasto constante se muestra en la Fig. III.17. El comportamiento de la presión durante el período de 0 a t_1 , el cual es esencialmente el mismo que en un yacimiento infinito se le conoce como período de flujo transitorio. El comportamiento

de la presión durante este período es descrito por la Ec. - (III.31).

Si no hay flujo a través de la frontera de drene, a medida que transcurre el tiempo de producción, el comportamiento de la presión deja de parecerse a la de un yacimiento infinito a causa de la extracción de fluido del yacimiento. Para tiempos de producción grandes, la declinación de la presión a través del yacimiento es lineal. A este período de flujo se le conoce como período pseudo-estacionario (Fig. III.17), para tiempos mayores de t_2 , y se encuentra representado por la ecuación:

$$\frac{\partial p_{wf}}{\partial t} = - \frac{q}{\phi c h \pi r_e^2} \quad (\text{III.73})$$

donde $\pi \phi h r_e^2$ = volumen poroso, de tal manera que la pendiente de la línea recta es inversamente proporcional al volumen poroso lleno de fluido^(2,10).

Puede demostrarse que la diferencia entre la presión media del yacimiento y la p_{wf} es constante durante el flujo pseudo-estacionario:

$$\tilde{p} - p_{wf} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left(\ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right), \quad (\text{III.74})$$

es decir que $\tilde{p} - p_{wf}$ = constante.

Al período entre t_1 y t_2 (Fig. III.17) que no es transitorio ni pseudo-estacionario, se le conoce como período de transición o transitorio tardío^(2,10).

La extensión del período depende de la relación de

la forma pozo-yacimiento. Para un pozo en el centro de un yacimiento circular o cuadrado, sin flujo a través de sus fronteras y donde la distancia del pozo a las fronteras es mayor de $100 r_w^{(2)}$, no existe período de transición apreciable entre los períodos transitorio y pseudo-estacionario.

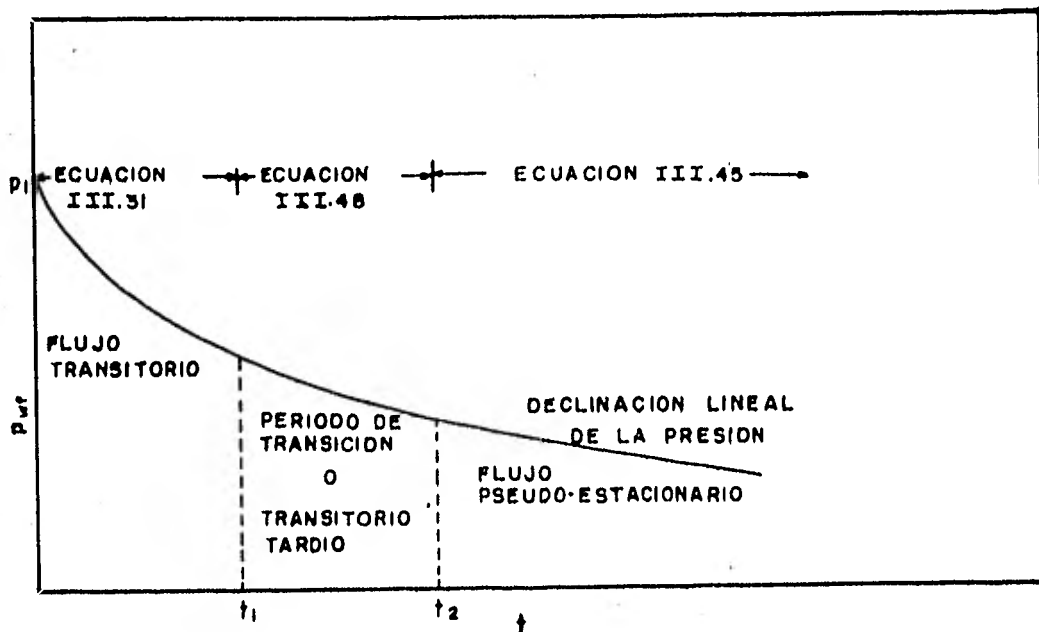


FIG.III.17.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS PERIODOS DE FLUJO Y DECLINACION DE LA PRESION EN UN POZO PARA UN YACIMIENTO CIRCULAR Y GASTO CONSTANTE.

III.4.- PRUEBAS DE DECREMENTO.

Una prueba de decremento consiste en hacer una serie de mediciones de presión de fondo durante un período de flujo a un gasto constante. Generalmente el pozo es cerrado antes de efectuar la prueba durante un período de tiempo suficiente --

para que la presión se estabilice alcanzando la presión estática del yacimiento; por tal razón es conveniente que este tipo de pruebas se efectúe en pozos nuevos.

La Fig. III.18 ilustra el comportamiento de la presión y la producción durante la prueba.

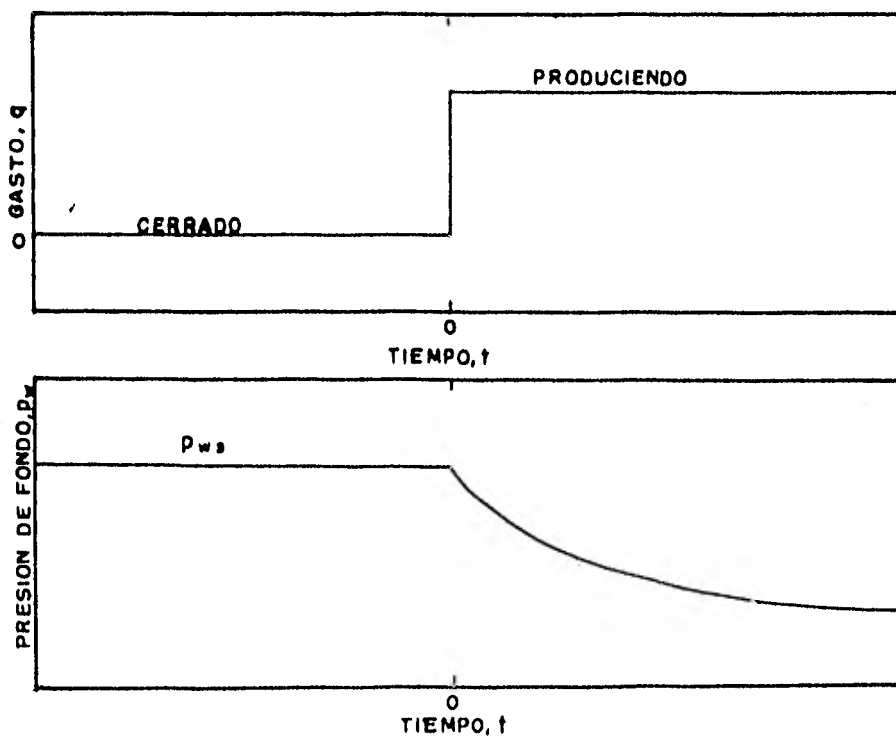


FIG.III.18-GASTO Y RESPUESTA DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE DECREMENTO.

Una prueba de decremento de presión proporciona información sobre la permeabilidad de la formación, factor de daño y el volumen del yacimiento que se encuentra en comunicación con el pozo (3,4,6,10).

Existe una ventaja económica al aplicar este tipo de pruebas, puesto que el pozo se encuentra produciendo mientras estas se efectúan, y una ventaja técnica, ya que es posible estimar el volumen del yacimiento. La mayor desventaja que se tiene, es la dificultad que se encuentra al querer mantener una producción a un gasto constante.

III.4.1.- Bases del Análisis.

La Fig. III.19, muestra el esquemáticamente el gasto y respuesta de presión para una prueba de decremento de presión. Analizando el comportamiento del gasto con el tiempo, se puede utilizar la Ec. (III.68). De esta ecuación, considerando que $q_1 = 0$, $q_2 = q$, $q_2 - q_1 = q$, $t_1 = 0$, $t - t_1 = t$. Por tanto:

$$\Delta p = p_i - p_{wf} = - \frac{q \mu B}{2 \pi k h} \operatorname{Ei} \left[- \frac{\phi \mu c r_w^2}{4 k t} \right] \quad (\text{III.75})$$

Considerando que se puede usar la aproximación logarítmica, usando \log_{10} , unidades del sistema inglés e incluyendo el factor de daño se tiene:

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right] \quad (\text{III.76})$$

La gráfica de la Ec. (III.76) es una línea recta cuando se grafica p_{wf} contra $\log t$. Agrupando la ordenada al origen y la pendiente, dicha ecuación se puede escribir como:

(133)

$$p_{wf} = m \log t + p_{1hr} \quad (III.77)$$

Teóricamente una gráfica de p_{wf} contra $\log t$ (comúnmente llamada gráfica semilog) debe ser una línea recta con pendiente, m , e intersección p_{1hr} .

En la Fig. III.19 se indica que la porción de línea recta (semilog), aparece después que cesan los efectos de almacenamiento; no se presentan datos después de finalizar el período de actuación igual al de un yacimiento infinito. La pendiente de la línea recta semilog en la Fig. III.19 y la Ec. (III.76) se obtienen de la Ec. (III.75):

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{k h} \quad (III.78)$$

La intersección con $\log t = 0$, la cual ocurre a $t = 1$ se obtiene también de la Ec. (III.75):

$$p_{1hr} = p_i - m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right] \quad (III.79)$$

Se requieren dos gráficas de datos de una prueba de decremento de presión para efectos de análisis^(6,9). Una es la gráfica log-log ($\log (p_i - p_{wf})$ contra $\log t$), que se usa para estimar el tiempo a partir del cual ya son despreciables los efectos de almacenamiento. 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 cambio, se puede calcular el

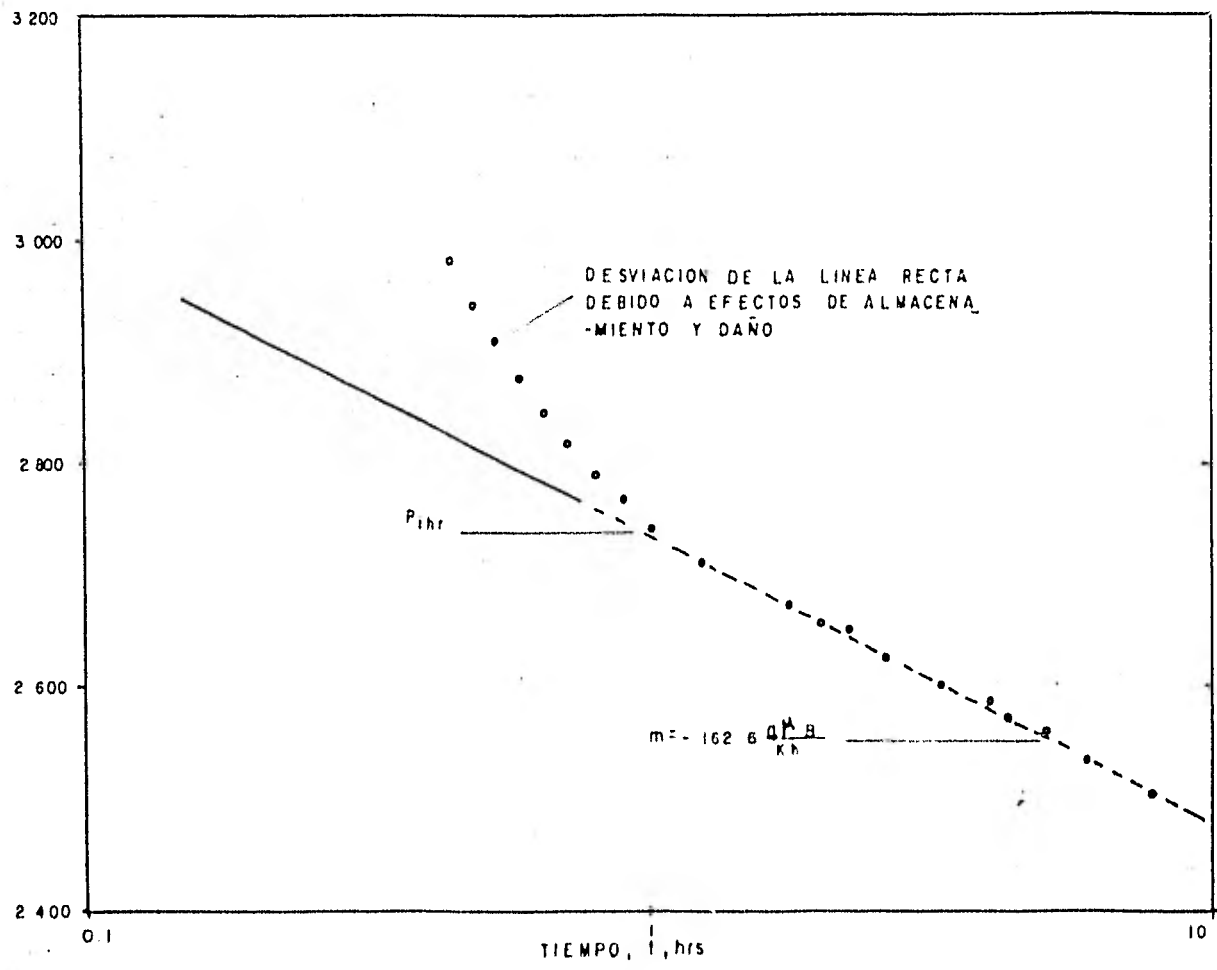


FIG. III. 19.- GRAFICA SEMILOG DE DATOS DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO MOSTRANDO LOS EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

coeficiente de almacenamiento, a partir de la citada recta de pendiente unitaria usando la Ec. (III.63), Δt y Δp se leen de esta recta, el valor de C obtenido debe coincidir con el calculado por medio de las ecuaciones vistas previamente (correspondientes a efecto de compresión o nivel de líquido variable). La concordancia es efectuada por RGA altas, inyecciones de fluidos viscosos y otros efectos.

El método de curvas tipo que se verá más adelante, es aplicable en el período desde que los datos empiezan a desviarse de la recta de pendiente unitaria (aquí empiezan a sentirse los efectos de la formación) hasta que coinciden con los de la curva de $C = 0$ (tiempo en el que desaparecen los efectos de almacenamiento). Con este método se puede obtener información del yacimiento en dicho período, aunque no con el mismo grado de confiabilidad que se tiene al utilizar los métodos de la línea recta semilog^(10,11).

La segunda gráfica es la correspondiente a la recta semilog de p_{wf} contra $\log t$, la cual 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:

$$t = (200\ 000 + 12\ 000\ s) C / (k\ h/\mu), \quad (III.80)$$

donde:

C (bbl/psi), k (md), h (pies), t (hr) y μ (cp).

De la Ec. (III.78) se obtiene la permeabilidad de la

(136)

formación:

$$k = \frac{162.6 q \mu B}{m h} \quad , \quad (\text{III.81})$$

El factor de daño, s , se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (\text{III.82})$$

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.

Si la prueba de decremento se extiende lo suficiente la presión de fondo se desvía de la recta semilog y presenta la zona de transición entre el período transitorio y el pseudo-estacionario.

Ejemplo III.4.- La Tabla III.2 muestra los datos de una prueba de decremento de presión. Otros datos adicionales son los siguientes:

$h = 130$ pies	$B_o = 1.14$
$r_w = 0.25$ pies	$\mu_o = 3.93$ cp
$q_o = 348$ STB/D	$c_t = 8.74 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹
$P_i = 1154$ psi	$\phi = 0.20$

Las estimaciones que se pueden realizar son las --

siguientes:

- a).- El coeficiente de almacenamiento, C .
- b).- Permeabilidad, k .
- c).- Factor de daño.
- d).- El período en que predominan los efectos de almacenamiento.
- e).- El período en el que el comportamiento de p es afectado por el almacenamiento.
- f).- El tiempo a partir del cual ya son despreciables los efectos de almacenamiento.

Solución:

a).- La gráfica log-log de los datos de la prueba se presentan en la Fig. III.19, en la que se observa que en la recta de pendiente unitaria, para $\Delta t = 0.09$ horas, se tiene una $\Delta p = 90$ lb./pulg. cuadrada, según la Eq. (III.14):

$$C = \frac{(368) (1.14) (0.09)}{(74) (90)}$$

$$C = 0.510 \text{ adimensional.}$$

La gráfica log-log de los datos en la Fig. III.21, en la que se tiene $\Delta p = 90$ lb./pulg. cuadrada (valor obtenido de la Fig. III.19), para $\Delta t = 1$ hora).

b).- Según la Eq. (III. 14):

$$k = \frac{(137.7) (368) (1.14) (0.09)}{(0.001) (144)}$$

$$k = 34.741.$$

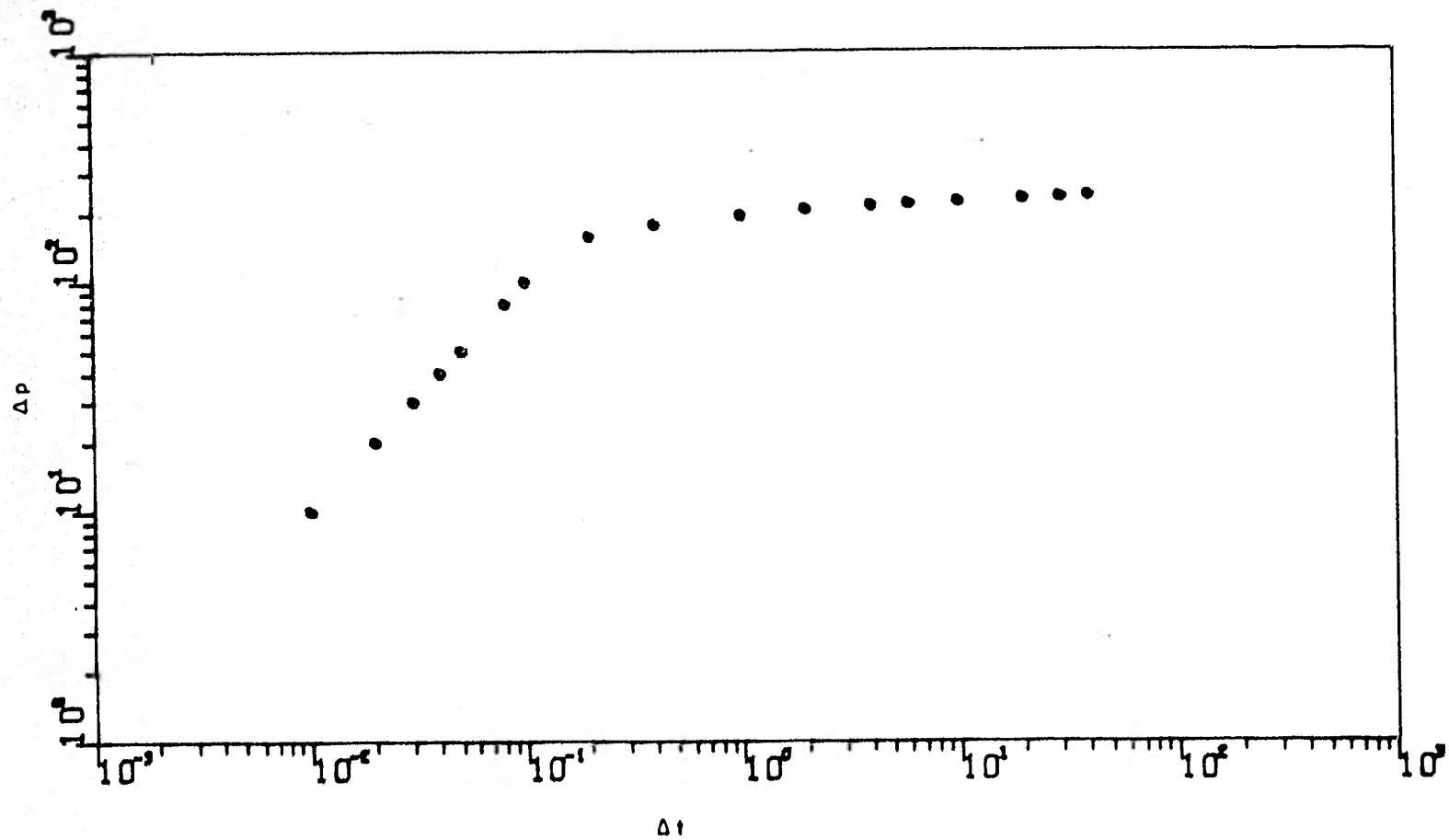


FIG. III 20.- GRAFICA LOG-LOG PARA EL ANALISIS DE ALMACENAMIENTO EN UNA PRUEBA DE DECREMENTO

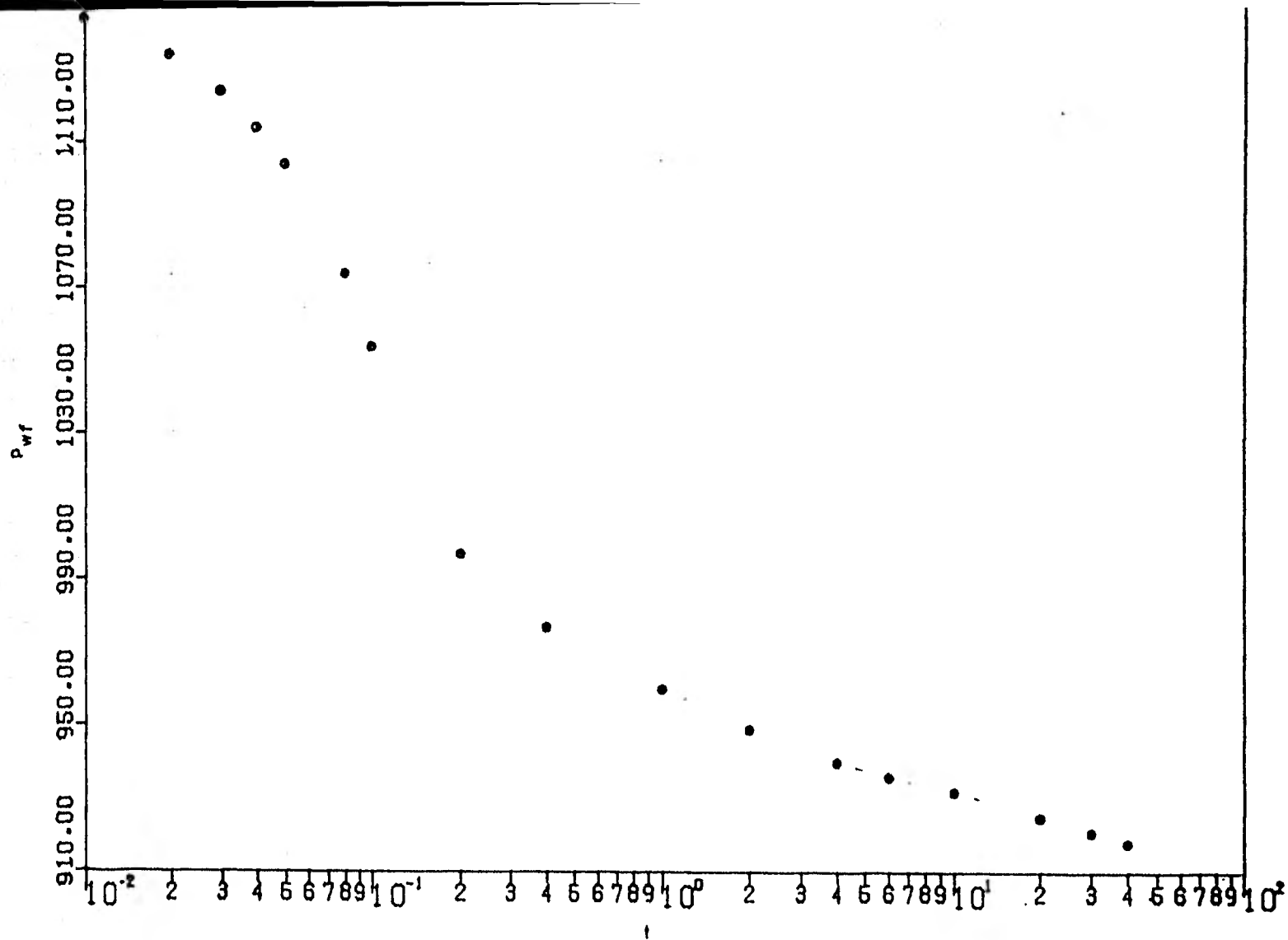


FIG. III.21.-GRAFICA SEMILOG PARA EL ANALISIS DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO

(140)

c).- Utilizando la Ec. (III.82):

$$s = 1.1513 \frac{(968.7) - (1\ 168.7)}{(- 22)}$$
$$- \log \frac{(89)}{(0.2) (3.93) (8.74 \times 10^{-6}) (0.25)^2}$$
$$+ 3.2275$$
$$s = 4.6$$

d).- El tiempo en que termina el predominio de los efectos de almacenamiento es aproximadamente de 0.10 hrs, según se observa en la gráfica log-log.

e).- De la gráfica semilog se deduce que el período en que el comportamiento de la presión es afectado por almacenamiento, es de aproximadamente 2 horas.

f).- Del inciso anterior (y de la gráfica semilog), el tiempo a partir del cual ya son despreciables dichos efectos es aproximadamente de 2 horas.

Usando la Ec. (III.80) se tiene:

$$t = \frac{(20\ 000) + (12\ 000) (4.6)}{(89) (130)/(3.93)}$$

$$t = 1.43 \text{ hrs.}$$

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

III.4.2.- Curvas Tipo.

Cuando una prueba de decremento es tan corta que no

TABLA III.2.- DATOS DE PRESTON PARA UNA PRUEBA DE DECREMENTO.

t (hrs)	P_{wf} (psi)	Δp (psi)
0.01	1 144	10
0.03	1 124	30
0.04	1 114	40
0.08	1 074	80
0.10	1 054	100
0.20	997	157
0:40	977	177
1.00	960	194
2.00	949	205
4.00	940	214
6.00	936	218
10.00	932	222
20.00	925	229
30.00	921	233
40.00	918	236

se llega a la línea recta semilog, los datos no pueden ser -- analizados en la forma indicada anteriormente (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 en pozos, para algún sistema con P_D y t_D conocidos. 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 pueden ser aplicadas. En tales casos, el análisis de 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. III.13 III.22 y III.23 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. A continuación se ilustra el procedimiento establecido:

- 1.- Se selecciona la curva tipo, generalmente una gráfica log-log de P_D contra t_D . Para proporcionar detalles específicos, el método se ilustra usando la Fig. III.13, que es la curva tipo para un solo pozo con efecto de almacenamiento y daño en un sistema infinito. Se grafican los datos -

(143)

observados de Δp contra t usando la misma escala de las curvas tipo. Para pruebas de decremento, la diferencia de presión es:

$$\Delta p = p_i - p_{wf} \quad . \quad (\text{III.83})$$

En general, para cualquier clase de prueba,

$$\Delta p = \left[p_w (\Delta t = 0) - p_w (\Delta t) \right] \quad . \quad (\text{III.84})$$

Nótese que Δp , es siempre un número positivo. El parámetro Δt , es el tiempo que transcurre en la prueba. Para graficar los datos, se usa un papel transparente sobre la curva tipo deseada; se trazan las líneas principales de la cuadrícula de la curva tipo y se marcan las escalas de Δp (psi) y Δt (hrs). Con la cuadrícula de las curvas tipo mostrada a través del papel transparente como base o guía, se grafican los datos de Δp contra Δt . Con este proceso se garantiza que los datos graficados y las curvas tipo tengan la misma escala

- 2.- Se desliza el papel transparente con los datos graficados manteniendo las cuadrículas paralelas hasta que los puntos graficados coincidan con alguna curva tipo. Las curvas tipo tienen normalmente forma similar, lo cual dificulta el proceso. Después que se hace el ajuste (se traza la curva), se selecciona un punto conveniente sobre los datos graficados. Se leen los valores que le

(144)

corresponden a este punto $(\Delta p)_M$ y $(\Delta t)_M$ y aquellos del punto en la gráfica de curvas tipo $(P_D)_M$ y $(t_D)_M$. El subíndice M, es la inicial de "Match" que significa ajuste. Los datos ajustados se usan para estimar las propiedades de la formación.

3.- En la Fig. III.13 la ordenada de la curva tipo es la presión adimensional:

$$P_D = \frac{\Delta p \cdot k \cdot h}{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B} \quad (III.85)$$

Sustituyendo los valores del punto ajustado del paso 2 y reordenando la Ec. (III.85), se obtiene la permeabilidad de la formación:

$$k = \frac{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{h} \cdot \frac{(P_D)_M}{(\Delta p)_M} \quad (III.86)$$

En forma similar, usando la definición del tiempo adimensional sobre la abscisa de las curvas tipo en la Fig. III.13:

$$t_D = \frac{0.000264 \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_w^2} \quad (III.87)$$

Con los datos del punto ajustado en la escala de tiempo y la permeabilidad determinada, se estima el producto de la porosidad por la compresibilidad:

$$\phi \cdot c_t = \frac{0.000264 \cdot k \cdot t}{\mu \cdot r_w^2} \cdot \frac{(\Delta t)_M}{(t_D)_M} \quad (III.88)$$

(143)

observados de Δp contra t usando la misma escala de las curvas tipo. Para pruebas de decremento, la diferencia de presión es:

$$\Delta p = p_i - p_{wf} \quad . \quad (\text{III.83})$$

En general, para cualquier clase de prueba,

$$\Delta p = \left[p_w (\Delta t = 0) - p_w (\Delta t) \right] \quad . \quad (\text{III.84})$$

Nótese que Δp , es siempre un número positivo. El parámetro Δt , es el tiempo que transcurre en la prueba. Para graficar los datos, se usa un papel transparente sobre la curva tipo deseada; se trazan las líneas principales de la cuadrícula de la curva tipo y se marcan las escalas de Δp (psi) y Δt (hrs). Con la cuadrícula de las curvas tipo mostrada a través del papel transparente como base o guía, se grafican los datos de Δp contra Δt . Con este proceso se garantiza que los datos graficados y las curvas tipo tengan la misma escala

2.- Se desliza el papel transparente con los datos graficados manteniendo las cuadrículas paralelas hasta que los puntos graficados coincidan con alguna curva tipo. Las curvas tipo tienen normalmente forma similar, lo cual dificulta el proceso. Después que se hace el ajuste (se traza la curva), se selecciona un punto conveniente sobre los datos graficados. Se leen los valores que le

(144)

corresponden a este punto $(\Delta p)_M$ y $(\Delta t)_M$ y aquellos del punto en la gráfica de curvas tipo $(P_D)_M$ y $(t_D)_M$. El subíndice M, es la inicial de "Match" que significa ajuste. Los datos ajustados se usan para estimar las propiedades de la formación.

3.- En la Fig. III.13 la ordenada de la curva tipo es la presión adimensional:

$$P_D = \frac{\Delta p \ k \ h}{141.2 \ q \ \mu \ B} \quad . \quad (III.85)$$

Sustituyendo los valores del punto ajustado del paso 2 y reordenando la Ec. (III.85), se obtiene la permeabilidad de la formación:

$$k = \frac{141.2 \ q \ \mu \ B}{h} \frac{(P_D)_M}{(\Delta p)_M} \quad . \quad (III.86)$$

En forma similar, usando la definición del tiempo adimensional sobre la abscisa de las curvas tipo en la Fig. III.13:

$$t_D = \frac{0.000264 \ k \ t}{\phi \ \mu \ c_t \ r_w^2} \quad . \quad (III.87)$$

Con los datos del punto ajustado en la escala de tiempo y la permeabilidad determinada, se estima el producto de la porosidad por la compresibilidad:

$$\phi \ c_t = \frac{0.000264 \ k \ t}{\mu \ r_w^2} \frac{(\Delta t)_M}{(t_D)_M} \quad . \quad (III.88)$$

La Fig. III.13 es una de las más comúnmente usadas. La Fig. III.23 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:

- a).- Se grafican los datos observados en la prueba - $\Delta p/\Delta t$ (psi/hr) en la ordenada y Δt (hr) en la - abscisa sobre el papel transparente apoyándose en la cuadrícula de la Fig. III.23.
- b).- Se estima el coeficiente de almacenamiento con la Ec. (III.57) para un pozo con cambio de nivel de líquido y mediante la Ec. (III.58) para un pozo sin interfase gas-líquido.
- c).- Se calcula el valor de $\Delta p/\Delta t$:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \quad \frac{24 C}{q B} \right) = 1.0 \quad , \quad \text{(III.89)}$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right) 1.0 = \frac{q B}{24 C} \quad . \quad \text{(III.90)}$$

Se alinean los datos graficados en el papel de tal manera que el valor calculado mediante la Ec. (III.89) quede en 1.0, sobre la ordenada de la Fig. III.23.

- d).- Conservando las dos cuadrículas paralelas, se - desliza el papel transparente horizontalmente -

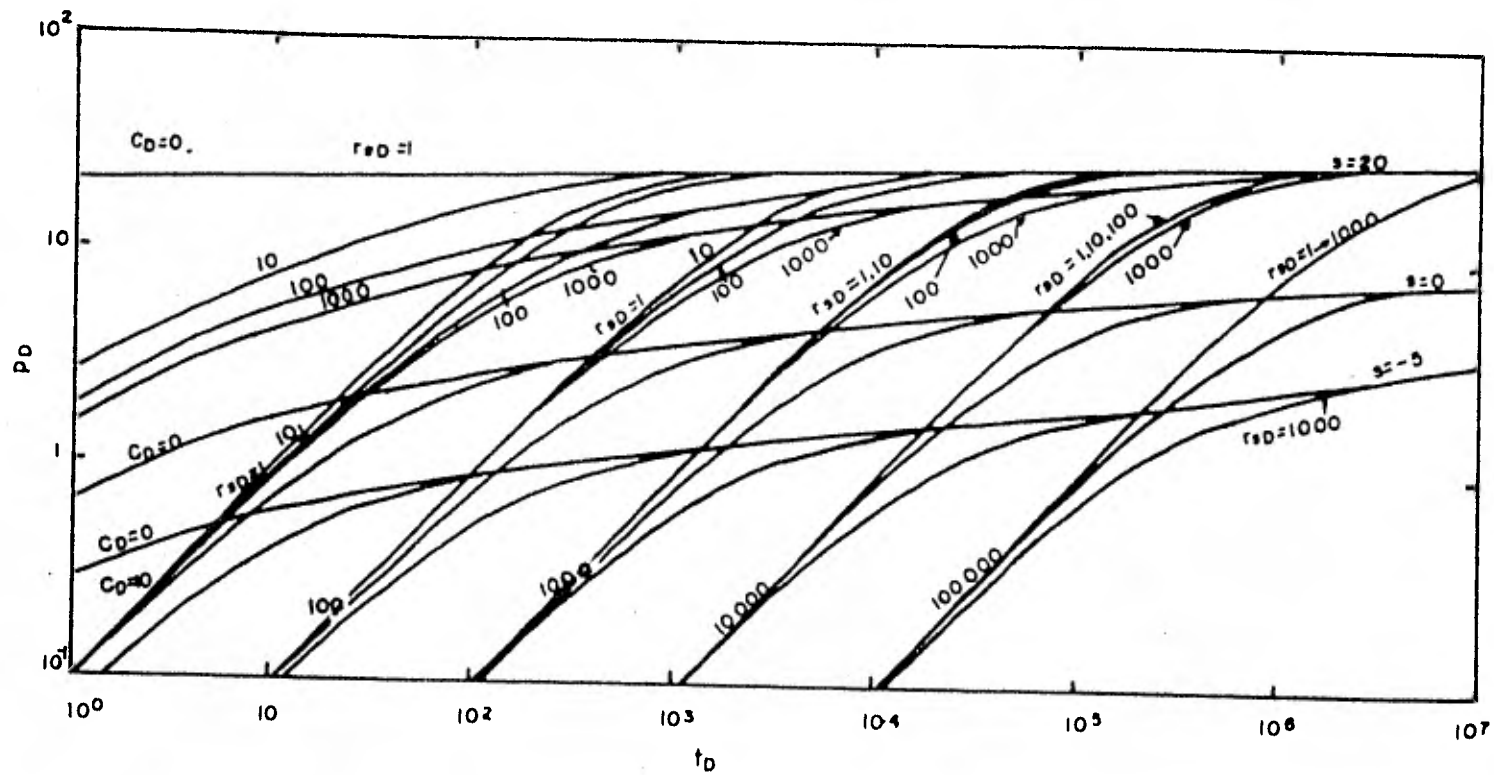


FIG. I.22.-PRESION ADIMENSIONAL PARA UN SOLO POZO EN UN SISTEMA INFINITO INCLUYENDO EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO (YAC. COMPUESTO).

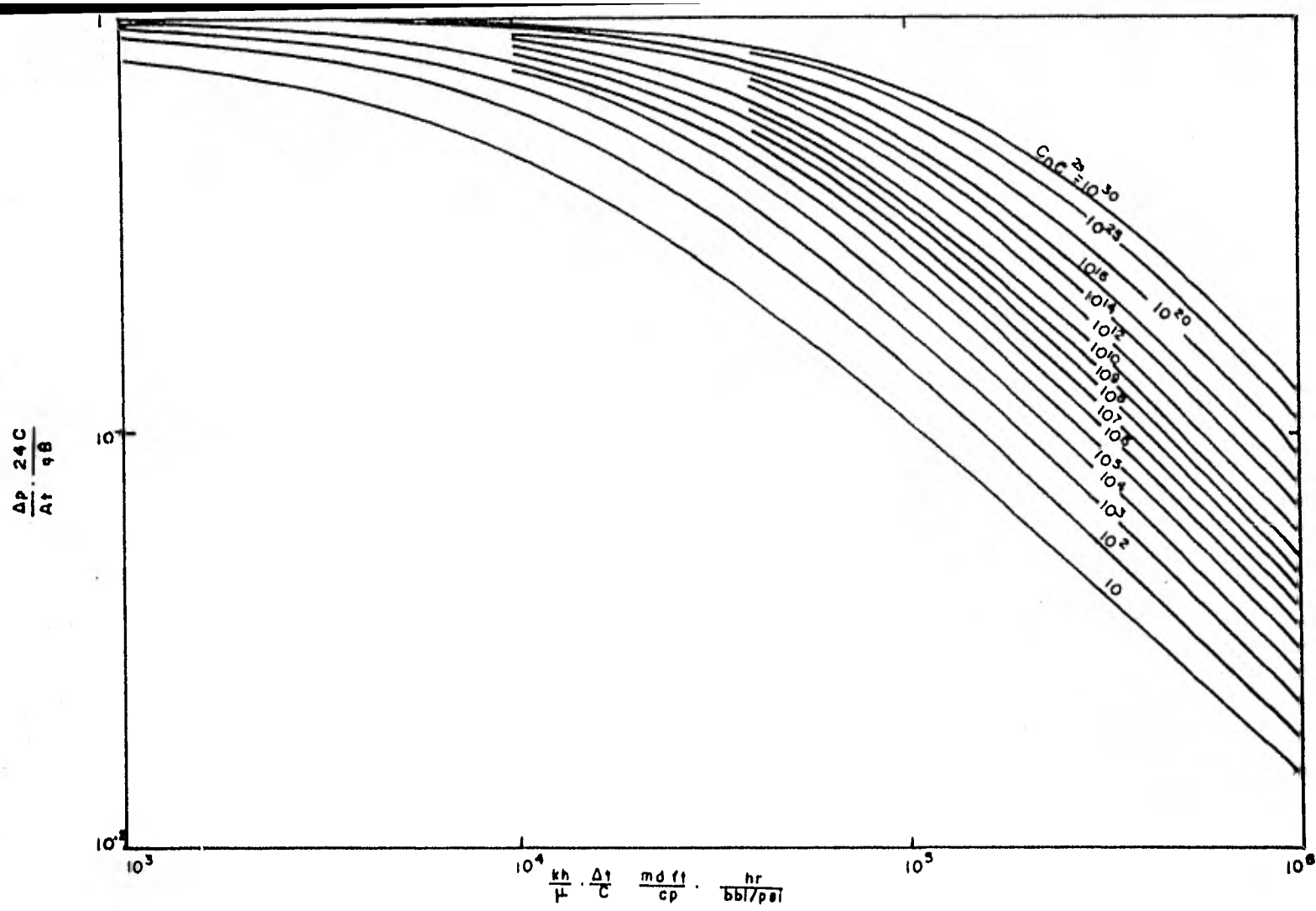


FIG.III.23.-CURVAS TIPO PARA UN SOLO POZO EN UN SISTEMA INFINITO, INCLUYENDO LOS EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

hasta que se obtenga el mejor ajuste. Se traza la curva ajustada y se lee el valor de $C_D e^{2s}$, para la curva ajustada. Se selecciona un punto conveniente de coordenadas $(\Delta p/\Delta t)_M$ y $(t_D)_M$ en papel transparente; se leen los valores de la coordenada que quedan directamente bajo este punto de la figura:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \quad \frac{24 C}{q B} \right)_M, \quad \left(\frac{k h}{\mu} \quad \frac{\Delta t}{C} \right)_M$$

e).- Si se hizo un movimiento vertical durante el proceso de ajuste, recalcule el coeficiente de almacenamiento, a partir de la definición de la ordenada en la Fig. III.23:

$$C = \frac{q B \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \quad \frac{24 C}{q B} \right)_M}{24 \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_M} \quad \text{(III.91)}$$

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 la Ec. (III.57) ó (III.58). Si no es aproximadamente el mismo, pueden existir fugas en las tuberías o empacadores, etc..

f).- La permeabilidad de la formación se estima de la definición de la abscisa en la figura:

$$k = \frac{C \mu \left(\frac{k h}{\mu} \quad \frac{\Delta t}{C} \right)_M}{h (\Delta t)_M} \quad \text{(III.92)}$$

(149)

g).- El factor de daño se calcula con la siguiente ecuación:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{\phi c_t h r_w^2 (C_D e^{2s})}{0.89359 C} \right] \quad (III.93)$$

El ajuste por curvas tipo proporciona una forma de análisis de datos de pruebas transitorias cuando no se dispone de datos suficientes para usar el método de análisis semi-log. Si se dispone de datos suficientes se deben usar estos métodos, ya que son más precisos que los de curvas tipo. Sin embargo, cuando no hay otra forma de analizar los datos por ser insuficientes; las curvas tipo pueden proporcionar resultados útiles, aunque sólo aproximados.

Ejemplo III.5.- La Tabla III.3 muestra los datos de una prueba de decremento de presión en un pozo de aceite fuertemente influenciada por almacenamiento, la cual se analiza por el método de curvas tipo usando la Fig. III.23, otros datos de la prueba son:

$$\begin{aligned} q_D &= 179 \text{ STB/D} & c_t &= 8.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ B_D &= 1.2 & r_w &= 0.276 \text{ pies} \\ h &= 35 \text{ pies} & \phi &= 0.18 \end{aligned}$$

La Fig. III.24 muestra los datos graficados de $\Delta p/\Delta t$ contra Δt en papel transparente, los datos se ajustaron a la curva correspondiente a $C_D e^{2s} = 10^{20}$ de la Fig. III.23. Las

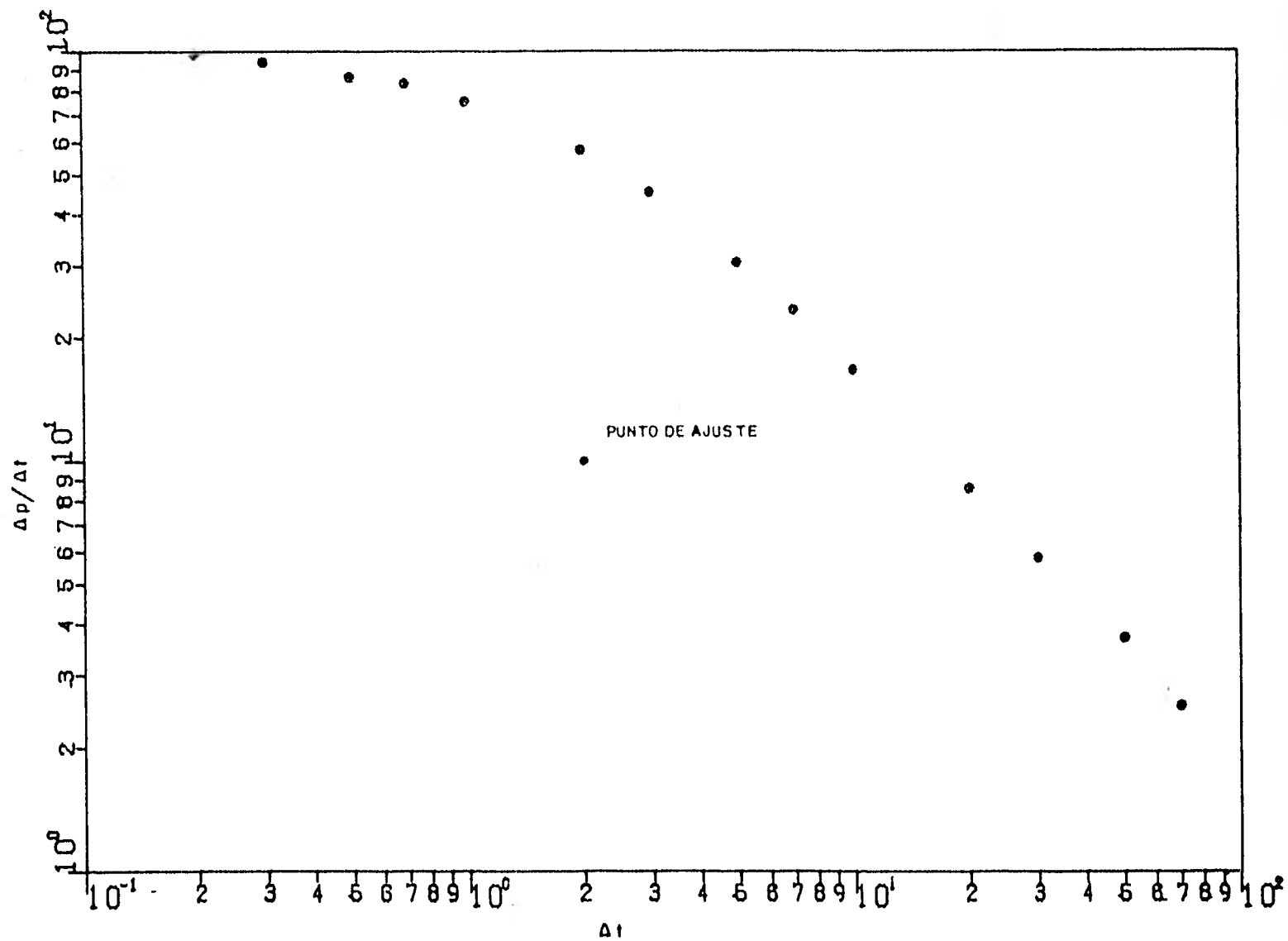


FIG. III. 24.-GRAFICA DE DATOS PARA EL ANALISIS DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO POR MEDIO DE CURVAS TIPO.

TABLE 11.10 - PRESSURE LOSS DATA FOR WATER AT 60°F

Δt (hrs)	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	52.3	83.24
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	3.70
70.0	177.1	2.53
74.0	178.5	2.43

(151)

(152)

coordenadas del punto de ajuste (Match Point) en el papel usado (transparente) son:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_M = 10 \text{ psi/hr}, \quad (\Delta t)_M = 1 \text{ hr} :$$

y en la gráfica de la Fig. III.23:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24 C}{q B} \right)_M = 0.1053 ,$$
$$\left(\frac{k h}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right)_M = 4.9 \times 10^4 \frac{(\text{md-pie})}{(\text{cp})} \cdot \frac{(\text{hr})}{(\text{bbl/psi})}$$

La determinación del coeficiente de almacenamiento - se hace con la Ec. (III.91):

$$C = \frac{(179) (0.1053)}{(24) (10)}$$

$$C = 0.0942 \text{ RB/psi},$$

de la Ec. (III.92) se tiene:

$$\frac{k h}{\mu} = \frac{(0.0942) (4.9 \times 10^4)}{(1)}$$

$$\frac{k h}{\mu} = 4.62 \frac{(\text{md-pie})}{(\text{cp})}$$

El factor de daño se calcula con la Ec. (III.93):

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

$$s = 18.$$

III.5.- ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION A GASTO VARIABLE.

El análisis de las pruebas de decremento de presión

requiere que el pozo fluya a un gasto constante; sin embargo, a menudo es impráctico o imposible mantener un gasto constante durante un período bastante grande para completar estas -- pruebas. En tales situaciones, pruebas a gasto múltiple (variable) y sus técnicas de análisis son aplicables⁽¹⁰⁾. Este tipo de pruebas se efectúa variando el gasto de producción, -- sin que el pozo sea cerrado y su análisis depende de una correcta medición del gasto y la presión. La medición de los -- gastos es mucho más crítica en una prueba de gasto variable, en relación con las pruebas a gasto constante.

Las pruebas de gasto variable tienen la ventaja de -- proporcionar datos de pruebas transitorias para producciones continuas. Esto tiende a minimizar cambios en el coeficiente de almacenamiento y efectos de segregación de fases, también puede proporcionar buenos resultados cuando las pruebas de incremento o decremento no lo hacen^(6,10).

La Fig. III.25 muestra el comportamiento de presión y la producción durante una prueba de gasto múltiple.

La caída de presión con respecto al gasto está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_H} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_H} \log (t - t_{j-1}) \right] + b' \quad (\text{III.94})$$

Esta ecuación es una línea recta con pendiente :

$$m' = \frac{162.6}{k h} \mu B \quad , \quad (\text{III.95})$$

(154)

e intersección:

$$b' = m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859 s \right] \quad (\text{III.96})$$

La permeabilidad y el factor de daño pueden ser estimados mediante las siguientes ecuaciones:

$$k = \frac{162.6 \mu B}{m' h} \quad (\text{III.97})$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (\text{III.98})$$

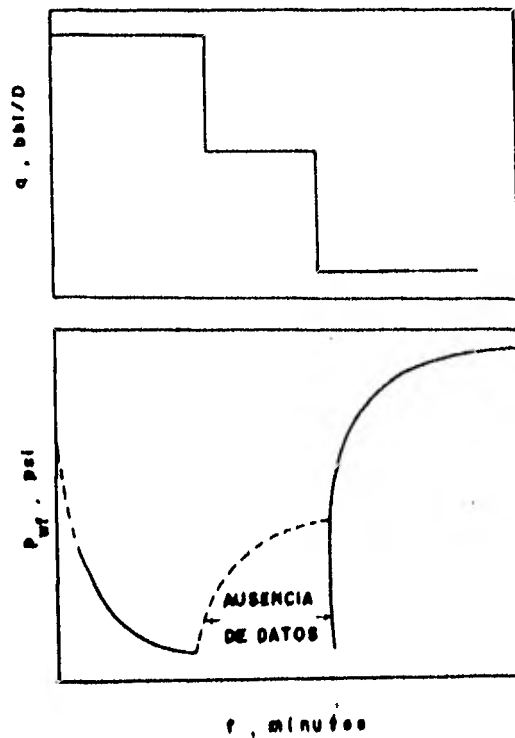


FIG III 25. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION Y PRODUCCION DURANTE UNA PRUEBA DE GASTO VARIABLE.

III.6.- PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTOS.

A las pruebas de decremento corridas específicamente para determinar el volumen del yacimiento comunicado con el - pozo se le conoce como "pruebas de límite de yacimientos"⁽¹⁰⁾

Este tipo de pruebas se basa en el período de flujo pseudo-estacionario de los datos de decremento, cuando:

$$P_D = 2 \pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) \quad , \quad (III.99)$$

donde:

$$t_{DA} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad . \quad (III.100)$$

La presión adimensional durante el flujo pseudo-estacionario es una función lineal del tiempo adimensional. La Ec (III.99) puede ser combinada con la Ec. (III.100) y simplificada, obteniéndose:

$$P_{wf} = m^* t + P_{int} \quad , \quad (III.101)$$

donde:

$$m^* = \frac{0.23395 q B}{\phi c_t h A} \quad ; \quad (III.102)$$

y

$$P_{int} = P_i - \frac{70.60 q \mu B}{E h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + 2 s \right] \quad (III.103)$$

La Ec. (III.101) indica que una gráfica cartesiana -

de p_{wf} contra t da una línea recta durante el flujo pseudo-estacionario, con pendiente m^* dada por la Ec. (III.102) e intersección p_{int} dada por la Ec. (III.103). La pendiente puede ser usada para estimar el volumen poroso del yacimiento mediante la siguiente ecuación:

$$\phi h A = \frac{0.23395 q B}{c_t m^*}, \quad (\text{III.104})$$

donde el volumen está dado en pies cúbicos.

Si el producto ϕh es conocido, el área de drenaje puede ser estimada.

Si los datos de presión son utilizados durante el período pseudo-estacionario, es posible estimar la forma del área de drenaje del pozo en prueba, así como su posición con respecto al yacimiento. La gráfica semilog es usada para determinar m y p_{1hr} . El factor de forma del sistema es estimado de la siguiente manera:

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m^*} \exp \left[2.303 (p_{1hr} - p_{int})/m \right]. \quad (\text{III.105})$$

Una vez conocido el factor de forma, con la Tabla III.4 se determina la configuración del yacimiento y el valor exacto de este factor. Este proceso puede ser mejorado mediante la siguiente ecuación:

$$(t_{DA})_{pss} = 0.1833 \frac{m^*}{m} t_{pss}. \quad (\text{III.106})$$

y con el valor exacto de t_{DA} (columna 5, Tabla III.4), se

TABLA. III. 4.- FACTOR DE FORMA PARA DIFERENTES AREAS DE DRENE EN POZOS CERRADOS.
















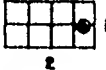
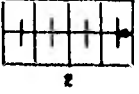


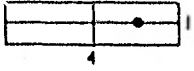
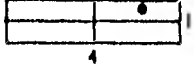









LIMITE DEL YACIMIENTO	C_A	$L_A C_A$	$1/2 L_A \left(\frac{2.2498}{C_A} \right)$	VALOR EXACTO PARA i_{DA}	MENOS DE - 1% DE ERROR PARA $i_{DA} >$	SOLUCION PARA SISTEMAS INFINITOS - CON ERROR MENOR A 1% PARA $i_{DA} <$
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.378	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.016
	30.8828	3.4502	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	5.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	+0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	-0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005

TABLA III.4.- CONTINUACION

	CA	1.A CA	$1/2 L_A \left(\frac{2.2129}{CA} \right)$	VALOR EXACTO PARA I_{DA}	MENOS DE 1% DE ERROR PARA I_{DA}	SOLUCION PARA SISTEMAS INFINITOS - CON ERROR MENOR A 1% PARA I_{DA}
	0.5813	-0.5425	-0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	+1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
YACIMIENTOS CON FRACTURAS VERTICALES USE (x_0/x_f) EN LUGAR DE AA_w PARA SISTEMAS FRACTURADOS						
	2.6541	0.9761	-0.0635	0.175	0.08	NO PUEDE USARSE
	2.0346	0.7104	+0.0493	0.175	0.09	NO PUEDE USARSE
	1.9986	0.6924	+0.0683	0.175	0.09	NO PUEDE USARSE
	1.6620	0.5080	+0.1505	0.175	0.09	NO PUEDE USARSE
	1.3127	0.2721	+0.2685	0.175	0.09	NO PUEDE USARSE
	0.7887	-0.2374	+0.5232	0.175	0.09	NO PUEDE USARSE
YACIMIENTOS CON EMPUJE DE AGUA						
	19.1	2.95	-1.07	---	---	---
YACIMIENTOS CON CARACTERISTICAS DE PRODUCCION NO CONOCIDA						
	25.0	3.22	-1.20	---	---	---

determina el tiempo t_{pss} ; el cual indica el comienzo de la línea recta en la gráfica cartesiana (inicio del período de flujo pseudo-estacionario).

III.7.- PRUEBAS DE INCREMENTO.

Las pruebas de incremento de presión son ampliamente tratadas en la literatura. Estas pruebas al igual que las de decremento se analizan para conocer las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo.

La Fig. III.26, muestra el comportamiento del gasto y la presión durante una prueba de incremento. Esta prueba se efectúa manteniendo el pozo cerrado y registrando la variación de presión durante el período de cierre. En la figura, t_p , es el tiempo de producción y Δt , es un intervalo de tiempo medido a partir del instante de cierre.

Al igual que las pruebas de decremento, las de incremento requieren que se mantenga constante el gasto, q , antes del cierre.

Se recomienda realizar previamente el análisis con la gráfica log-log de $\{p_{ws} - p_{wf} (At = 0)\}$ para tratar de conseguir una adecuada identificación de la porción recta.

III.7.1.- Bases del Análisis.

De la Fig. III.26 considerando t_p y t se tiene que:

$$t = t_p + \Delta t \quad . \quad (III.107)$$

Aplicando la Ec. (III.68), y considerando $q_1 = q$, y

(160)

$q_2 = 0$, la ecuación se reduce a:

$$\Delta p (t_p + \Delta t) = \frac{q \mu B}{2 \pi k h} P_D (t_p + \Delta t) - P_D (\Delta t) \quad . \quad (III.108)$$

Usando la aproximación logarítmica (\log_{10}), y unidades del sistema inglés se tiene:

$$P_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad . \quad (III.109)$$

Nótese que, a diferencia de la ecuación para pruebas de decremento, Ec. (III.76), en ésta no aparecen $\phi \mu c_t r_w^2$, - ni s .

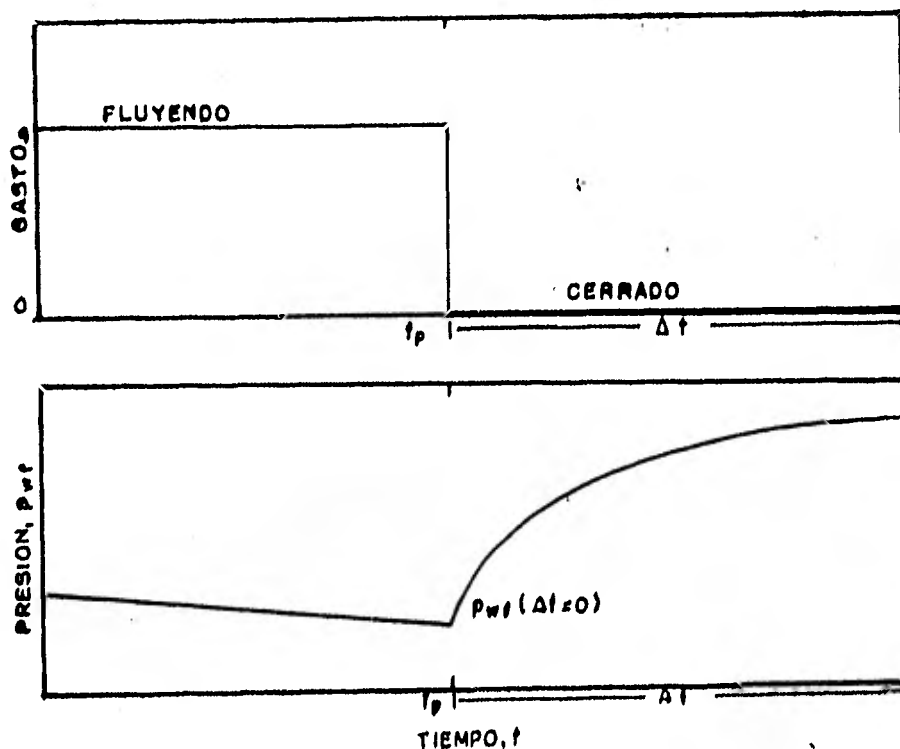


FIG.III.26.-COMPORTAMIENTO DEL GASTO Y LA PRESION PARA UNA PRUEBA DE INCREMENTO.

III.7.2.- Método de Horner.

La Ec. (III.107) representa una línea recta al graficar, p_{ws} , contra $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ en papel semilogarítmico, cuya ordenada al origen es p_i , y cuya pendiente, $-m$, se expresa matemáticamente mediante la Ec. (III.78) de donde se despeja la permeabilidad, la cual se obtiene mediante la Ec. (III.81).

Al método de análisis de la gráfica de p_{ws} contra $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, se le conoce como "Método de Horner" en la industria petrolera. La Fig. III.27 representa esquemáticamente una de estas gráficas, donde se muestra la sección de línea recta que puede ser extrapolada a $\{(t_p + \Delta t)/\Delta t\} = 1$ ó $\{(\log(t_p + \Delta t)/\Delta t) = 0\}$, lo cual es equivalente a un tiempo de cierre infinito, para obtener una estimación de p^* . En este caso p^* es igual a la presión inicial, p_i , puesto que se considera que el yacimiento se comporta como un yacimiento infinito⁽¹²⁾.

El factor de daño se calcula con la siguiente ecuación⁽⁴⁾:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right],$$

(III.110)

que es similar a la utilizada en las pruebas de decremento; - la única diferencia es que en lugar de p_i , ahora aparece la presión inmediatamente antes del cierre que es $p_{wf}(\Delta t = 0)$. - La p_{1hr} (p_{ws} 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 1 hr, esta debe ser extrapolada - hasta 1 hora (como se muestra en la Fig. III.27). También puede verse en esta figura que p_{ws} disminuye hacia donde aumentan los valores de $(t_p + \Delta t)/\Delta t$.

Para el análisis de las pruebas de incremento de presión en yacimientos finitos, la Ec. (III.109) es modificada - puesto que en este caso el valor de p_i , obtenido de la extrapolación de la línea recta a un tiempo de cierre infinito, no

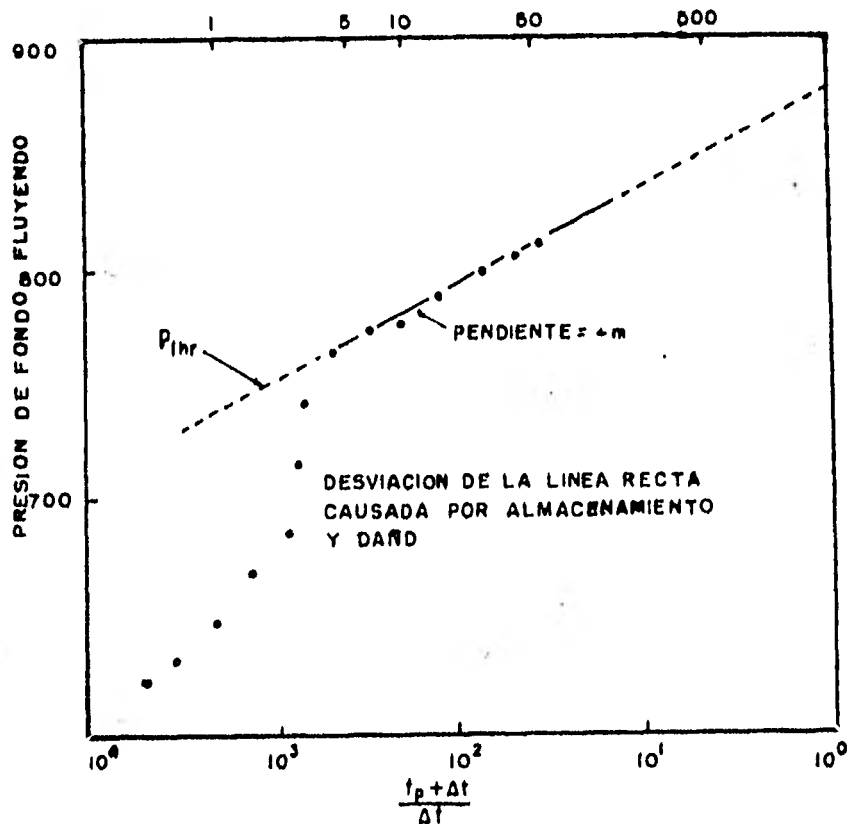


FIG. III.27.- GRAFICA DE HORNER (INCREMENTO DE PRESION) MOSTRANDO LOS EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

(113)

es representativo y generalmente es conocida como presión aparente (p^*)⁽⁴⁾. Esta presión extrapolada es aproximadamente -- igual, pero más grande que la presión promedio en el área de drenaje alrededor del pozo⁽¹⁾. La Ec. (III.109), considerando -- este concepto se transforma en:

$$p_{ws} = p^* - m \log \left(\frac{r_p + \Delta r}{r_w} \right) \quad . \quad (III.111)$$

Un índice relativo, mejor que el efecto de daño, para decidir sobre la eficiencia con la cual un pozo ha sido -- terminado o perforado es proporcionado por la "eficiencia de flujo". Esta se define como la relación del índice de productividad real para un pozo donde el factor de daño es cero (s-- igual cero), con respecto al índice de productividad ideal -- considerando el factor de daño:

$$E. F. = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \quad . \quad (III.112)$$

Donde:

$$J_{actual} = \frac{q}{p^* - p_{wf}} \quad , \quad (III.113)$$

y

$$J_{ideal} = \frac{q}{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_d} \quad , \quad (III.114)$$

por tanto:

$$E. F. = \frac{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_d}{(p^* - p_{wf})} \quad . \quad (III.115)$$

La eficiencia de flujo también ha sido llamada relación de productividades, relación de condiciones y factor de terminación⁽¹⁰⁾.

Eficiencias de flujo cercanas a 2 pueden ser obtenidas después de fracturamientos hidráulicos en formaciones con permeabilidades bajas, la eficiencia de flujo puede alcanzar un valor de 5.0 después de un fracturamiento.

Ejemplo III.6.- La Tabla III.5 muestra 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 hrs. Los datos del yacimiento conocidos son:

D = 10 476 pies	$\mu_o = 0.2$ cp
$r_w = 0.35$ pies	$\phi = 0.09$
$c_t = 22.6 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹	$B_o = 1.55$
$q_o = 4 900$ STB/D	T. R. = 0.52 pies (D.I.)
h = 482 pies	$t_p = 310$ hrs

La presión media del yacimiento es igual a 3 342 psi, la p_{wf} ($\Delta t = 0$) es de 2 761 psi.

Los parámetros a determinar son los siguientes:

- a).- Permeabilidad.
- b).- Factor de daño.
- c).- Caída de presión debido al daño.
- d).- Eficiencia de flujo.

FIGURA 11.7.- DATOS PARA EL ANÁLISIS DE UNA PRODUCCIÓN DE INCREMENTO.

Δt (hr)	$t_p + \Delta t$ (hr)	$(t_p + \Delta t)/\Delta t$ —————	P_{ws} (psi)	$\Delta p = P_{ws} - P_{wf}$ (psi)
0.00			2 761.0	
0.10	310.0	3 101.0	3 057.0	296.0
0.21	310.21	1 477.0	3 153.0	392.0
0.31	310.31	1 001.0	3 234.0	473.0
0.63	310.63	493.0	3 256.0	495.0
0.73	310.73	426.0	3 260.0	499.0
0.84	310.84	370.0	3 263.0	502.0
0.94	310.94	331.0	3 266.0	505.0
1.05	311.05	296.0	3 267.0	506.0
1.15	311.15	271.0	3 268.0	507.0
1.36	311.36	229.0	3 271.0	510.0
1.68	311.68	186.0	3 276.0	513.0
1.99	311.99	157.0	3 280.0	515.0
2.51	312.51	125.0	3 283.0	519.0
3.04	313.04	103.0	3 286.0	522.0

Δt (hr)	$t_p + \Delta t$ (hr)	$(t_p + \Delta t)/\Delta t$ —————	P_{ws} (psi)	$\Delta p = P_{ws} - P_{wf}$ (psi)
4.08	314.08	77.0	3 289.0	528.0
5.97	315.97	52.9	3 297.0	536.0
6.07	316.07	52.1	3 297.0	536.0
7.01	317.01	45.2	3 300.0	539.0
8.06	318.06	39.5	3 303.0	542.0
9.00	319.00	35.4	3 305.0	544.0
10.05	320.05	31.8	3 306.0	545.0
13.09	323.09	24.7	3 310.0	549.0
16.02	326.02	20.4	3 313.0	552.0
20.00	330.00	16.5	3 317.0	556.0
26.07	336.07	12.9	3 320.0	559.0
31.03	341.03	11.0	3 322.0	561.0
34.98	344.98	9.9	3 323.0	562.0
37.54	347.54	9.3	3 323.0	562.0

(167)

a).- Apoyándose en las curvas tipo (Fig. III.13), para poder determinar el inicio de la porción recta de la línea puede verse que los efectos de almacenamiento tienen poca influencia sobre los datos de presión (Fig. III.28), por lo cual puede considerarse despreciable.

De la Ec. (III.81) se obtiene la permeabilidad:

$$k = \frac{(162.6) (4\ 900) (1.55) (0.2)}{(m) (482)}$$

el valor de m, determinado a partir de la Fig. III.29 es igual a 40 psi/ciclo, por tanto:

$$k = 12.8 \text{ md.}$$

b).- El factor de daño se estima con la Ec. (III.110):

$$s = 1.1513 \left[\frac{3\ 266 - 2\ 791}{40} - \log \left(\frac{12.8}{(0.09) (0.2) (22 \times 10^{-6}) (0.45)^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 7.96.$$

c).- La caída de presión debida al daño, a partir de la Ec. (III.50):

$$\Delta p_s = \frac{(141.2) (4\ 900) (1.55) (0.2)}{(12.8) (482)} (7.96)$$

$$\Delta p_s = 276.72 \text{ psi.}$$

d).- La eficiencia de flujo, mediante la siguiente ecuación (Ec. III.115):

$$E. F. = \frac{(3\ 342 - 2\ 761) - (276.72)}{(3\ 342 - 2\ 761)}$$

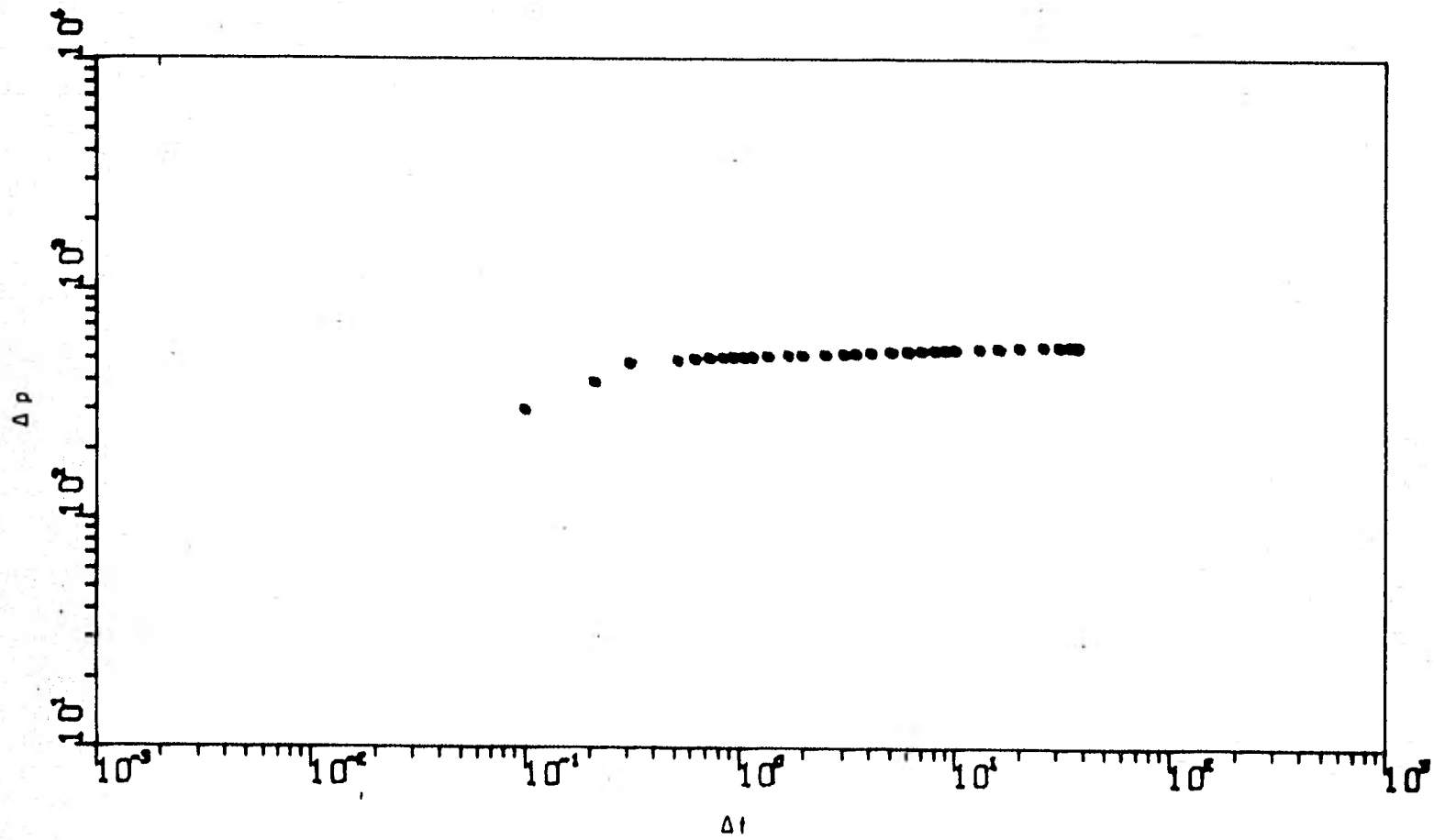


FIG. 11.28: GRAFICA LOG LOG DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION PARA EL ANALISIS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

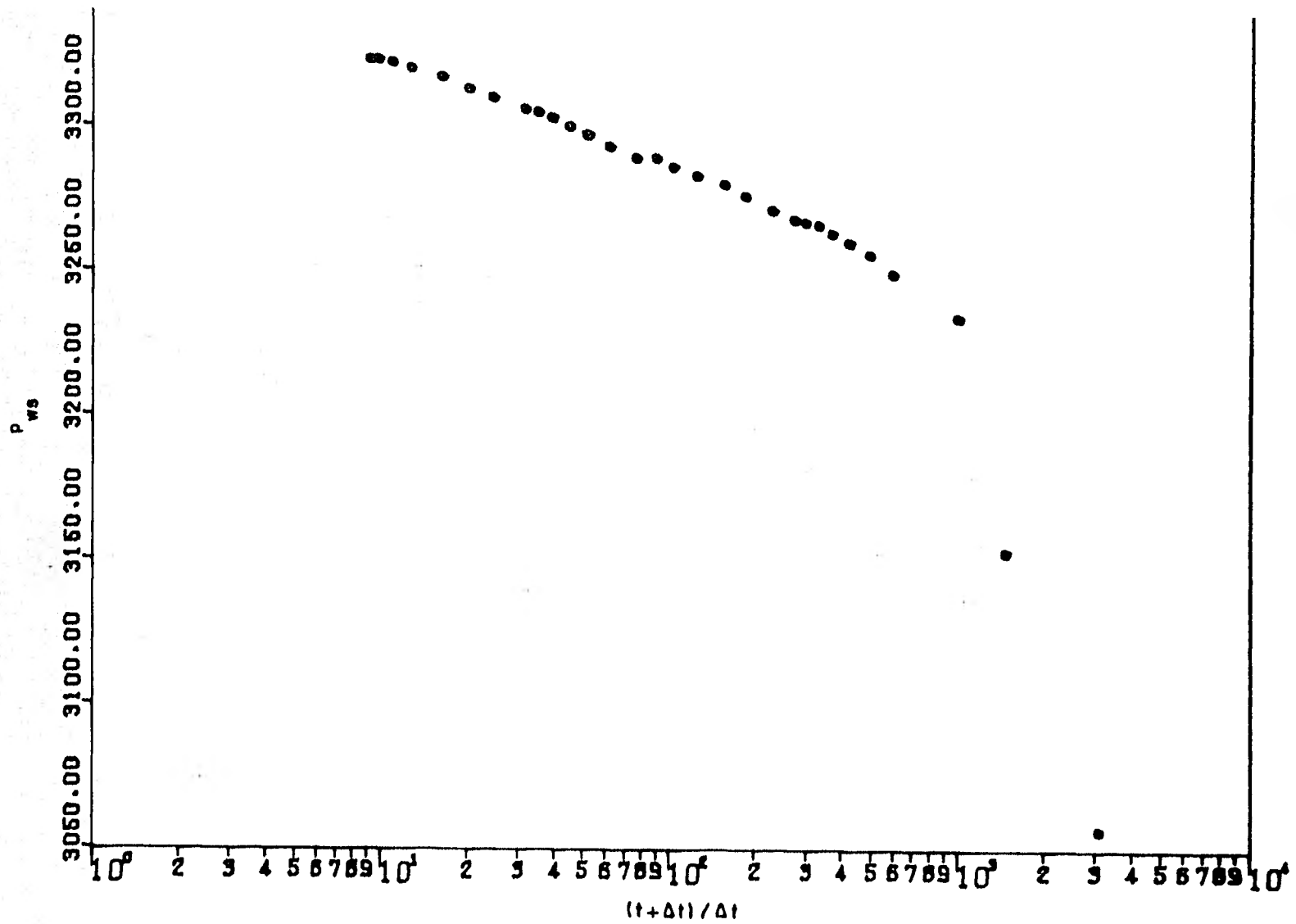


FIG. III.29.-GRAFICA DE INCREMENTO DE PRESION ANALIZADA POR EL METODO DE HORNER

por tanto:

$$E. F. = 0.52$$

III.7.3.- Método de Miller-Dyes-Hutchinson(MDH).

Este método de análisis de las curvas de incremento se basa en la solución matemática de las ecuaciones diferenciales de comportamiento de presión en un yacimiento finito⁽²⁾.

Cuando el tiempo de cierre del pozo es muy pequeño - comparado con el tiempo que ha estado produciendo anteriormente a la prueba, es decir, $\Delta t \lll t$, entonces puede simplificarse la gráfica de Horner de tal manera que:

$$t + \Delta t = t$$

$$\log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \approx \log t - \log \Delta t \quad (III.116)$$

con lo cual la Ec. (III.111) quedará como;

$$p_{ws} = p^* - m (\log t - \log \Delta t) \quad (III.117)$$

Considerando un tiempo de cierre $\Delta t = 1$ hora, se tiene:

$$p_{1hr} = p^* - m \log t \quad (III.118)$$

Sustituyendo la Ec. (III.118) en la Ec. (III.117):

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t \quad (III.119)$$

la cual indica que una gráfica de p_{ws} contra $\log \Delta t$ es una línea recta con pendiente, m , dada por la Ec. (III.78). A esta gráfica de p_{ws} contra $\log \Delta t$, comúnmente se le denomina gráfica de MDH. La permeabilidad de la formación puede estimarse a

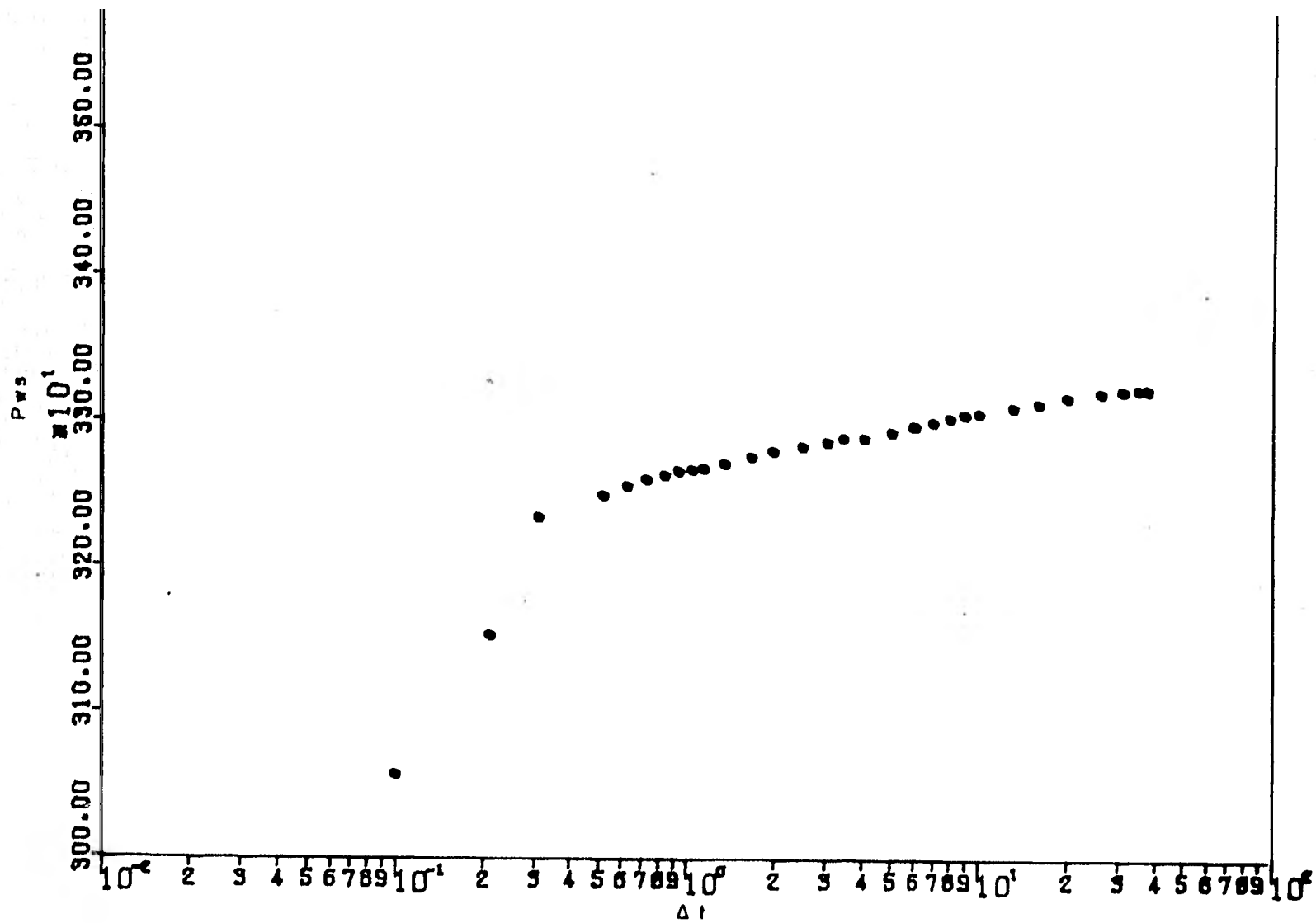


FIG. III 30.-.GRAFICA DE DATOS DE INCREMENTO DE PRESION ANALIZADOS POR EL METODO DE M.D.H.

partir de la Ec. (III.81), y el factor de daño mediante la -- Ec. (III.110).

Ejemplo III.7.- Con los datos del ejemplo III.6 se obtiene la Fig. III.30 que es la gráfica de MDH. El valor de los parámetros k , s y Δp_s determinados por medio de esta método de análisis y usando las ecuaciones correspondientes son:

$$k = 12.8 \text{ md.}$$

$$s = 6.91.$$

$$\Delta p_s = 327.13 \text{ psi.}$$

$$E. F. = 0.44$$

III.8.- PRUEBAS EN POZOS INYECTORES.

El análisis de pruebas transitorias en pozos inyector es simple, siempre que las relaciones de movilidad entre los fluidos inyectados in-situ sean cercanos a la unidad.

Afortunadamente esta es una aproximación razonable para inyección de agua⁽¹⁰⁾. Cuando se satisface la relación de movilidad unitaria, las pruebas en pozos invadidos completamente de fluidos son análogas a las pruebas en pozos productores. La inyección es semejante a la producción, pero en este caso el gasto, q , usado en las ecuaciones es negativo, mientras que para el caso de producción es positivo. Las pruebas de inyectividad son análogas a las pruebas de decremento.

Cuando la relación de movilidad unitaria no se cumple, la analogía no es válida. En este caso el análisis depende del tamaño relativo de los bancos de agua y aceite, siendo

posible el análisis siempre y cuando se cumpla que r_{bo} mayor que $10 r_{bw}$ (10),

Donde r_{bo} y r_{bw} , son los radios del banco de aceite y de agua, respectivamente. Los yacimientos con pozos inyectores pueden alcanzar condiciones de estado estático, cuando los gastos de inyección total igualen los gastos de producción -- (cuando se aproxime o se tenga esta igualdad se puede usar la técnica de análisis mencionadas en la Ref. 10).

III.8.1.- Análisis de Pruebas de Inyectividad en Yacimientos Completamente Invasados de Líquidos con Relaciones de Movilidad Unitaria.

Esta sección se refiere a yacimientos que involucran líquidos con movilidades esencialmente iguales a las movilidades de los fluidos in-situ. Si la relación de movilidad unitaria no se cumple, los resultados analizados con estas técnicas no serán válidos. Frecuentemente en estos casos, si el radio de investigación no es mayor que el radio del banco de agua (fluido inyectado), los análisis son válidos para permeabilidad y daño, pero no necesariamente para presión estática del yacimiento.

La Fig. III.31 muestra una gráfica de gasto idealizado y respuesta de presión para pruebas de inyectividad. El pozo está inicialmente cerrado y la presión estabilizada con la presión inicial del yacimiento, p_i . A un tiempo, $t = 0$, se comienza a inyectar un gasto constante, q . La Fig. III.32 ilustra la conveniencia de que sea $q < 0$ para el caso de pruebas

de inyección⁽¹⁰⁾.

De aquí que las pruebas de inyección con una relación de movilidad unitaria sean similares a las pruebas en pozos productores. Los métodos de análisis dados en la Ref. (1) para decrementos y gasto variable pueden ser aplicados directamente para pruebas en pozos de inyección. La presión declina durante la producción cuando la prueba se realiza en pozos

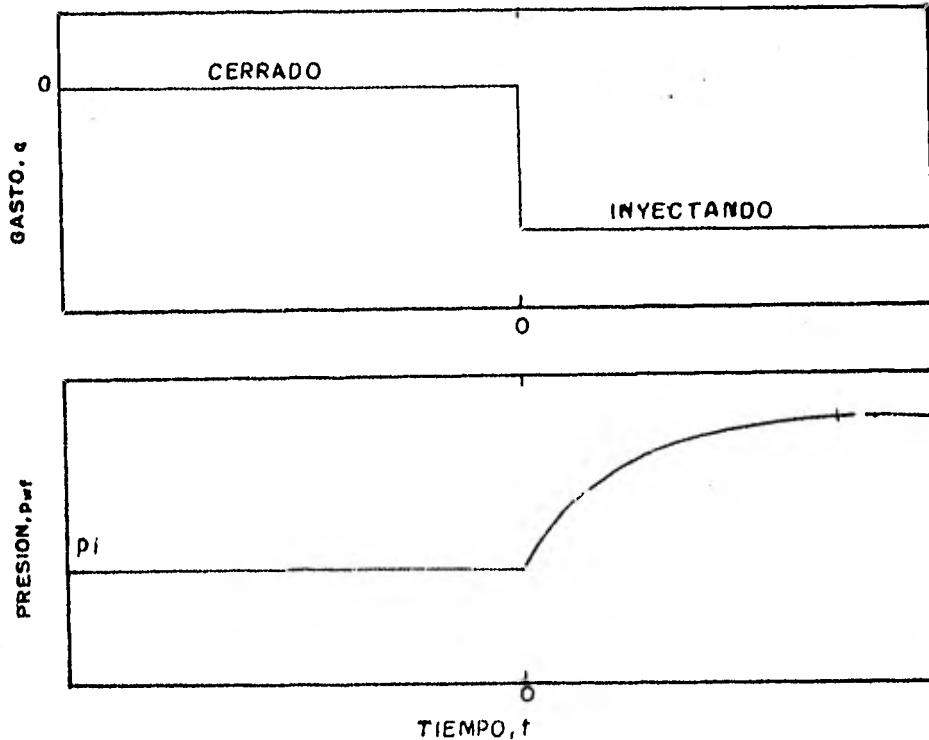


FIG.III.31.-COMPORTAMIENTO DEL GASTO Y RESPUESTA DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE INYECTIVIDAD.

productores, mientras que en los pozos de inyección, la presión se incrementa a medida que se efectúa la inyección, esto

explica el por que en los métodos de análisis se utiliza, - $q < 0$, para la inyección y $q > 0$ para la producción.

Para pruebas de inyectividad a gasto constante, como lo ilustra la Fig. III.32, la presión de inyección en el fondo

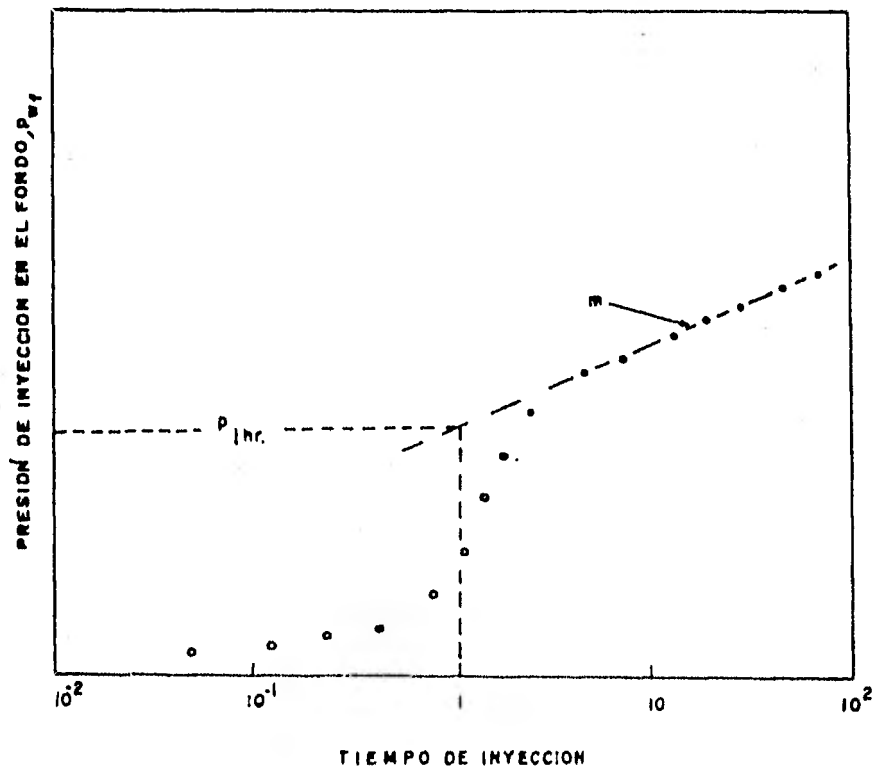


FIG.III.32.-GRAFICA SEMILOG, PARA UNA PRUEBA DE INYECTIVIDAD.

del pozo está dada por la Ec. (III.77), la cual indica que -- una gráfica de presión de fondo de inyección contra el logaritmo del tiempo de inyección está representada por una línea recta. La Fig. III.32 muestra lo anterior, la intersección de

p_{1hr} está dada por la siguiente ecuación:

$$p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859 s \right] \quad (\text{III.120})$$

cuya pendiente de la recta esta dada por la Ec. (III.78).

Frecuentemente, la presión del yacimiento es muy baja tanto que, hasta existe una superficie libre de líquido - cuando el pozo está cerrado; es por eso que el almacenamiento es un factor importante en las pruebas de inyectividad. Puede esperarse que este coeficiente sea relativamente grande, por lo que se recomienda que este efecto se analice graficando $-\log(p_w - p_i)$ contra $\log t$, para determinar de esta manera la duración del mismo y así, involucrar los datos verdaderos en los cálculos de las propiedades del yacimiento; de no hacerse éste, los resultados obtenidos pueden ser erróneos.

La permeabilidad del yacimiento puede ser estimada a partir de la Ec. (III.81) y el factor de daño mediante la Ec. (III.82).

III.8.2.- Análisis de Pruebas Fall-Off en Yacimientos Inundados Completamente de Líquidos con Movilidad Unitaria.

Las pruebas fall-off ilustradas esquemáticamente en la Fig. III.33; son similares a las pruebas de decremento en pozos productores. La inyección es a un gasto constante, q , - posteriormente el pozo se cierra a un tiempo, t_p .

Los datos de presión tomados inmediatamente antes y

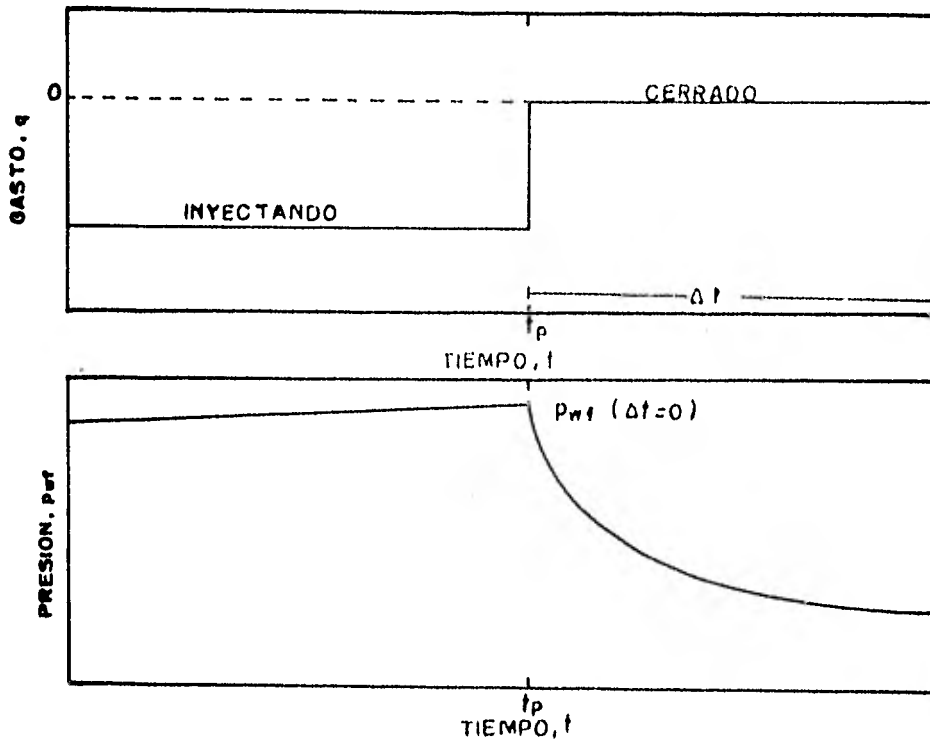


FIG.III.33.-COMPORTAMIENTO DEL GASTO Y RESPUESTA DE PRESION PARA UNA PRUEBA FALL-OFF.

y durante el período de cierre se analizarán de la misma manera que se analizan los datos de incremento de presión en pozos productores^(6,10). El comportamiento del decremento de la presión para yacimientos en desarrollo está dado por la Ec. - (III.111), donde, p^* , es una presión aparente y es equivalente a la presión inicial, p_i , cuando se tiene un sistema actuando infinitamente^(6,10), como se muestra en la Fig. III.34.

La Ec. (III.111) indica que una gráfica de p_{wf} contra $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, tiene una porción de línea recta, donde p^*

es la intersección de la línea recta a un tiempo de cierre infinito $((t_p + \Delta t)/\Delta t) = 1$, y cuya pendiente, $-m$, está dada -- por la Ec. (III.78).

Como para otras pruebas transitorias en pozos, la -- gráfica de datos log-log también debe realizarse a fin de que los efectos de almacenamiento puedan ser estimados y la por-- ción de línea recta semilog pueda ser seleccionada convenientemente; de esta manera se determinan la permeabilidad y el -- factor de daño, los cuales pueden ser calculados mediante las Ecs. (III.81) y (III.110), respectivamente.

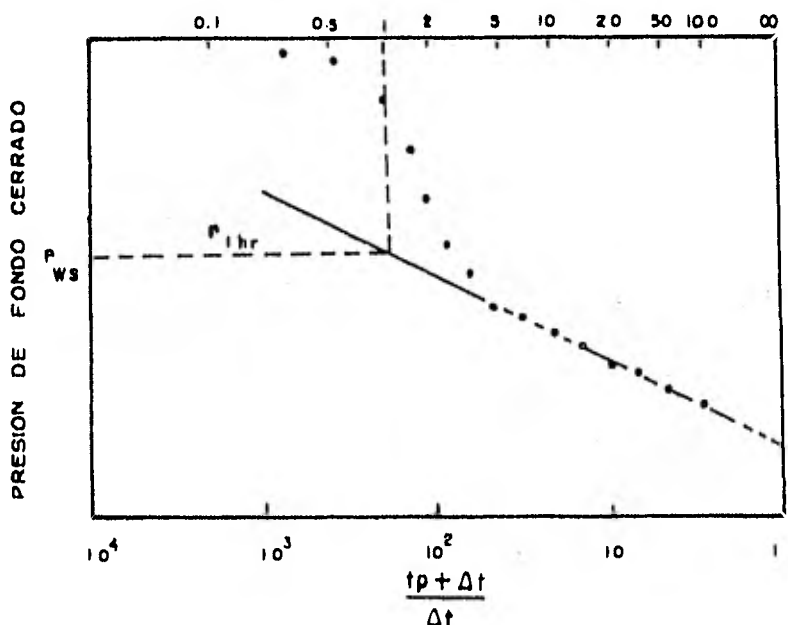


FIG.III.34.-GRAFICA DE HORNER PARA UNA PRUEBA TIPICA FALL-OFF (INYECTIVIDAD).

De la misma manera que en las pruebas de incremento de presión en pozos productores, si los gastos de inyección

varían antes de la prueba de decremento, el tiempo de inyección equivalente puede ser aproximadamente:

$$t_p = \frac{24 V_p}{q} \quad , \quad (\text{III.121})$$

donde V_p es el volumen acumulado después de la última estabilización de presión, y q es el gasto constante justamente antes del cierre.

En este tipo de pruebas el método de MDH también es aplicable, solo que en este caso la presión aparente, p^* , se determina con la Ec. (III.118)⁽¹⁰⁾.

III.8.3.- Análisis de Pruebas de Presión a Dos Gastos de Inyección.

Las pruebas que se efectúan a dos gastos de inyección son semejantes a las pruebas de gasto variable efectuadas en pozos productores. Las pruebas a dos gastos (pruebas de decremento), es conveniente realizarlas, para eliminar los cambios de almacenamiento en el pozo durante la prueba. Una prueba de decremento a dos gastos se corre inyectando un gasto relativamente alto y a medida que se reduce se observa la declinación de la presión como resultado de la reducción del gasto. Los efectos de almacenamiento son eliminados si los gastos son seleccionados correctamente y la presión en la superficie es mantenida.

Es importante hacer esa eliminación, ya que en los pozos de inyección frecuentemente se forma un vacío durante -

la prueba, resultando así, un incremento del almacenamiento - en el pozo y originando de esta manera que los datos obtenidos no puedan ser analizados.

Los datos de las pruebas a dos gastos se analizan de la misma manera que para el caso de producción. La graficación de los mismos es de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = m_1' \left[\log \left(\frac{r_1 + \Delta r}{\Delta r} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right] + p_{int} \quad , \quad (III.122)$$

esta ecuación implica que una gráfica de:

$$p_{wf} \text{ contra } \log \frac{r_1 + \Delta r}{\Delta r} + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \quad ,$$

debe ser una recta con pendiente, m_1' , dada por la Ec. (III.78), donde $m = m_1'$ y $q = q_1$; y ordenada al origen, p_{int} :

$$p_{int} = p_i + m_1' \frac{q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right] \quad (III.123)$$

La Ec. (III.122), considera un gasto de flujo constante, q_1 , del tiempo $t = 0$, al tiempo $t = t_1$, durante la prueba. Si en lugar de eso, el pozo se estabiliza a un gasto q_1 , entonces la Ec. (III.122), es una buena aproximación cuando t_1 es calculada con la Ec. (III.121).

Para tiempos grandes, la desviación de los datos de la línea recta se deben a efectos de frontera y de interferencia; para tiempos cortos, cuando no se alcanza la línea recta

es debido a la reestabilización del gasto y efectos de frontera (10).

La permeabilidad del yacimiento se determina mediante la Ec. (III.81), y el factor de daño a partir de la siguiente ecuación:

$$s = 1.1513 \left[\frac{q_1}{q_2 + q_1} \left(\frac{p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{1hr}}{m_1'} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (III.124)$$

La p_{int} , determinada a partir de los datos graficados, es utilizada para determinar p^* , a partir de la siguiente expresión:

$$p^* = p_{int} - \left(\frac{q_2}{q_1 - q_2} \right) \left[p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{1hr} \right] \quad (III.125)$$

la cual es utilizada para estimar la presión promedio del yacimiento cuando se utiliza el método de Matthews-Brons y Hazebroek (10).

III.8.4.- Presión Promedio del Yacimiento y Presión Promedio entre Pozos.

En yacimientos finitos con movilidad y relación $\phi c h$ uniforme, la presión p^* , se obtiene extrapolando la porción de línea recta de la gráfica de Horner a $((t_p + \Delta t)/\Delta t) = 1$. En pozos con tiempos de inyección cortos se puede decir que, $p = \bar{p}$. Sin embargo, en el caso de análisis de incremento de -

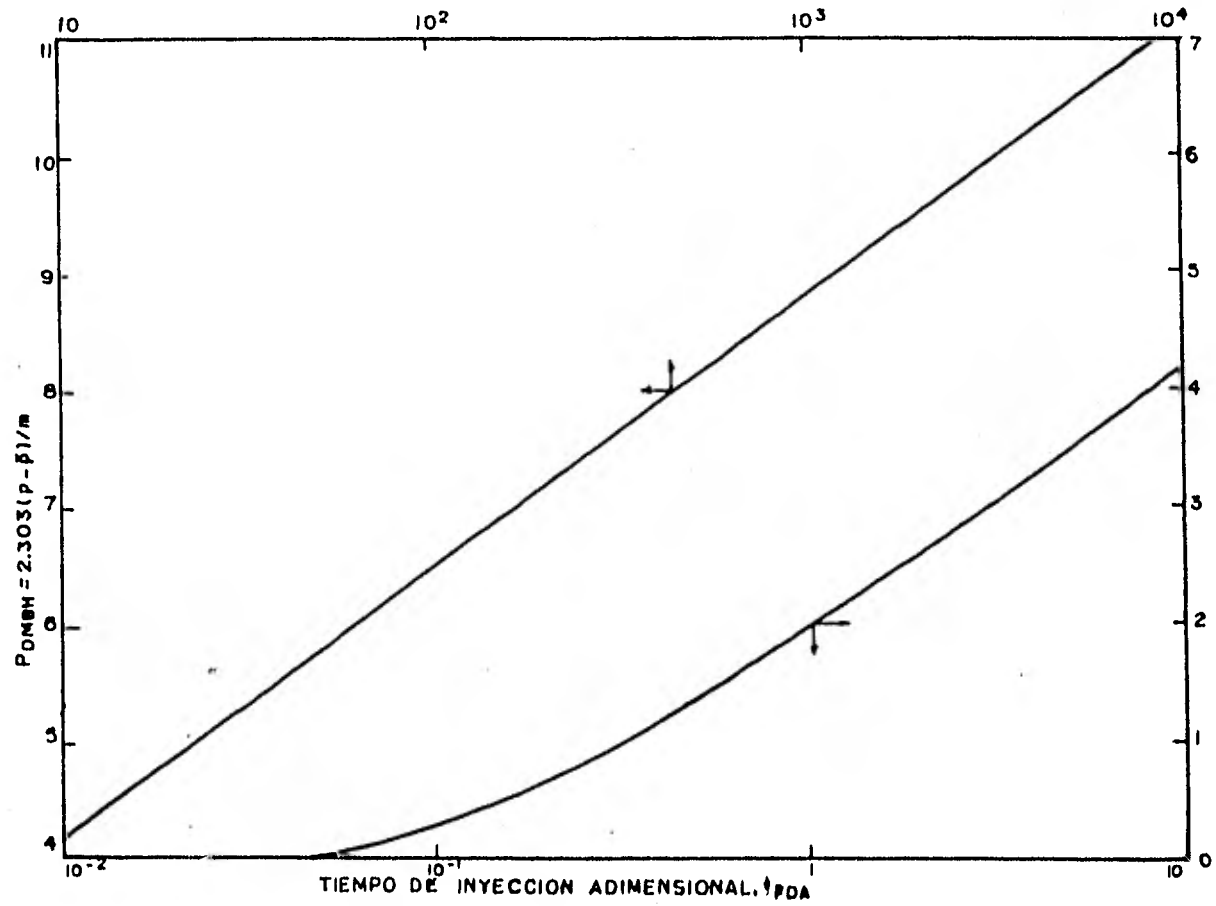


FIG.III.35.-PRESION DE INYECCION ADIMENSIONAL DE MBH EN UN SISTEMA DE FLUJO PENTAGONAL CON RELACION DE MOVILIDAD UNITARIA.

presión, p^* , debe de corregirse a, \tilde{p} , para yacimientos finitos. La corrección de la p^* , a \tilde{p} , se hace con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$\tilde{p} = p^* - \frac{m P_{DMBH} (t_{pDA})}{2.3025} \quad (III.126)$$

La Fig. III.35 es la correlación de presión adimensional MBH para pozos de inyección en un sistema pentagonal.

La Ec. (III.126) y la Fig. III.35 se pueden aplicar sólo si:

- a).- La litología del yacimiento es homogénea y si se tiene una sola fase (con ésto se satisface que la relación de movilidad sea unitaria).
- b).- No existen marcados contrastes en $\phi c_t h$, entre el fluido inyectado y el original.
- c).- No existe comunicación entre los estratos.
- d).- Se presentan fracturas hidráulicamente limitadas.

En yacimientos compuestos de bancos de fluidos, la Ec. (III.126) proporciona resultados incorrectos. La presión del yacimiento entre cada pozo es usada algunas veces como una aproximación de la presión promedio del yacimiento⁽¹⁰⁾. En arreglos de 5 pozos con relación de movilidad unitaria, la presión entre el pozo inyector y productor es:

$$p = p_{wf} (\Delta t = 0) + \frac{162.6 q \mu B}{k h} \left[\log \left(\frac{A}{r_w^2} \right) - 0.84 + 0.87 s \right], \quad (III.127)$$

donde A es el área del arreglo, si el factor de daño no es el mismo en el pozo de inyección y el pozo productor se puede tomar como factor de daño al promedio de ambos y si el radio de ambos pozos difiere, se puede reemplazar a r_w^2 por el producto de los radios⁽¹⁰⁾. La pendiente m , se obtiene de la curva de decremento.

III.8.5.- Análisis de Pruebas Fall-Off antes de que el Yacimiento se Invada Totalmente.

Antes de que se invada totalmente el yacimiento, los bancos de agua y aceite pueden ser idealizados como lo muestra la Fig. III.36. En este caso se considera que el aceite y el agua tienen las mismas propiedades. Hazebroek^(6,13), desarrolló una solución matemática para determinar el comportamiento de la presión para cuando se tiene este caso, mostrando que el método de un sólo fluido puede utilizarse aunque se tenga saturación de gas.

La dificultad que se presenta al aplicar este método consiste en la determinación de la porción correcta de la línea recta de la curva de decremento. Por esta razón es difícil saber si la pendiente, m , y la presión aparente, p^* , son correctas. La razón por la cual existe una porción corta de línea recta es debido a que existe un largo período de inyección posterior⁽⁶⁾.

Para determinar la parte recta de la curva de decremento, Hazebroek⁽⁶⁾, desarrolló un método para bancos de fluido y saturaciones como las que se muestran en las Figs. III.36

y III.37. Dos casos fueron considerados: para el caso A, la -

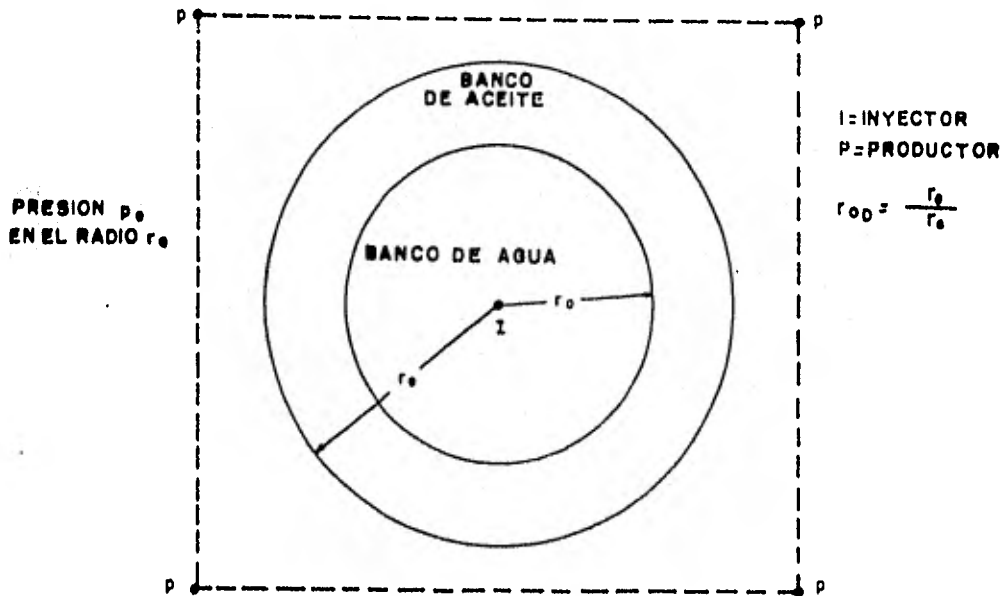


FIG.III.36.-BANCOS DE ACEITE Y AGUA (INYECCION).

presión superficial decrece lentamente y el pozo permanece -

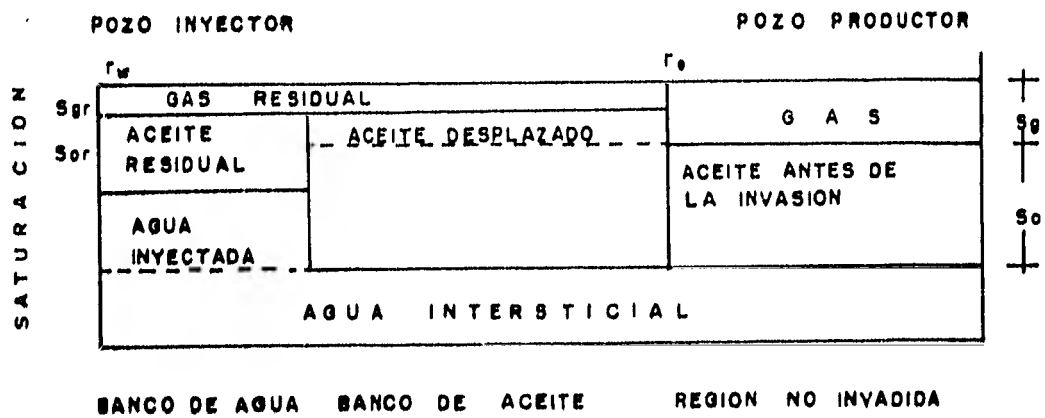


FIG.III.37.-SATURACION DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

lleno durante un tiempo considerable de cierre. El flujo posterior dentro de la formación, es en este caso pequeño como resultado de la expansión del fluido dentro del pozo a medida que la presión declina. Para el caso B, la presión superficial declina rápidamente después del cierre, y el nivel de líquido dentro del pozo comienza a disminuir. En este caso el flujo hacia la formación es igual al volumen considerado entre la cima del pozo y el nivel de líquido en el momento de interés.

Para ambas condiciones se determinó que la presión de cierre en un pozo de inyección está dada por (6):

$$p_{ws} = p_e + b_1 e^{-\beta_1 \Delta t} \quad \text{(III.128)}$$

Donde, p_e , es la presión en el radio externo del banco de aceite y p_{ws} es el decremento de la presión en el pozo durante el tiempo de cierre, Δt . En esta ecuación se observa que una gráfica de $\log(p_{ws} - p_e)$ contra Δt debe ser una línea recta con pendiente igual a $\beta_1/2.303$ y siendo b_1 la intersección con $\Delta t = 0$, b , esta relacionada con kh y el gasto de inyección q_i , por medio de la siguiente ecuación (6,13):

$$k h = \frac{(q_i \mu) (1 - C_1 - C_2)}{b_1 (1 - C_3)^2} f(\theta) \quad \text{(III.129)}$$

donde $f(\theta)$ se determina mediante la Fig. III.38 y C_1 , C_2 así como C_3 son obtenidas de las Ecs. (III.124) y (III.125). Conociendo kh y la presión de inyección, p_w , en el momento de cierre

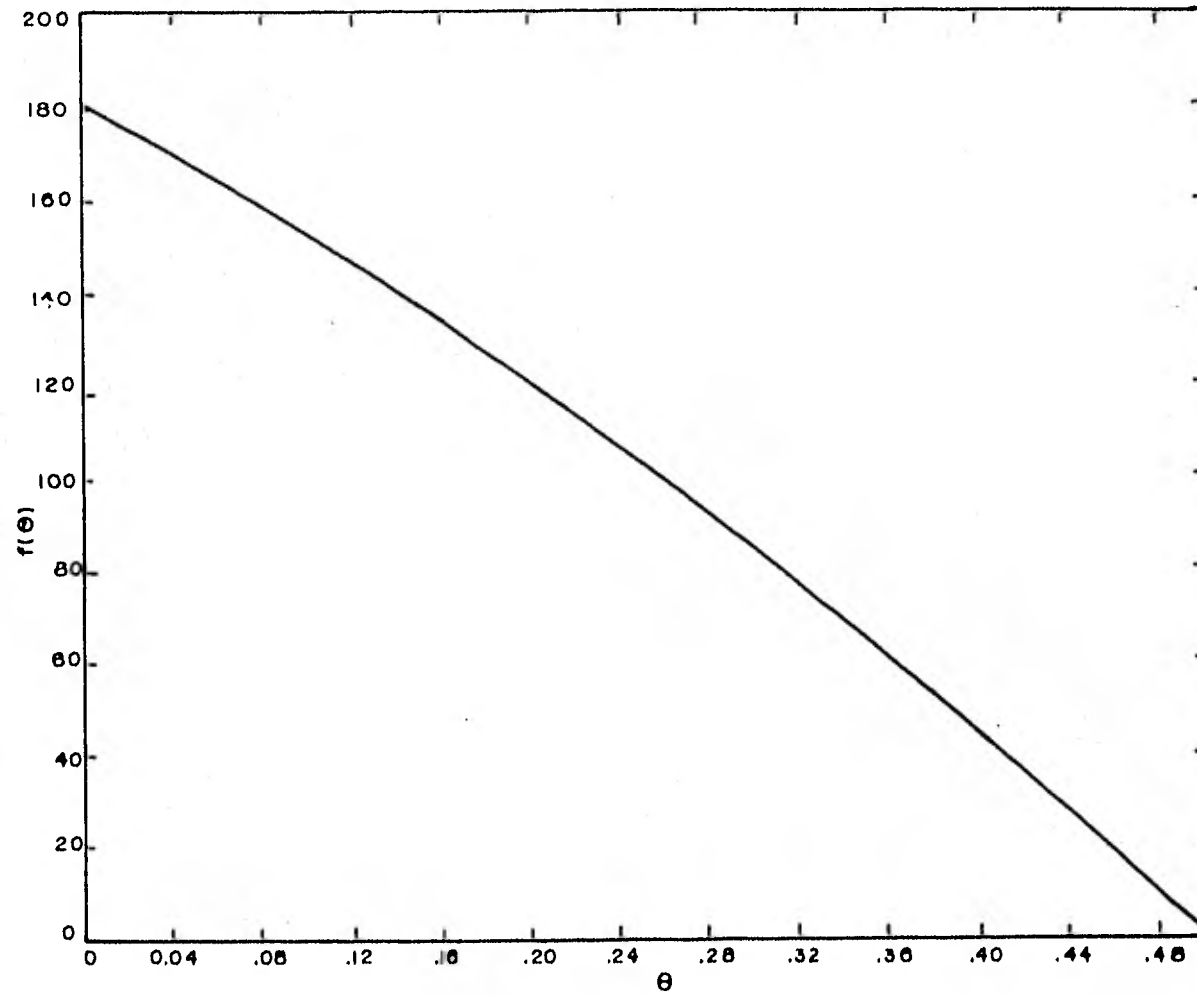


FIG.III.38.-FUNCION PARA CALCULAR kh.

se puede definir el factor de daño s a partir de la ecuación:

$$s + \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} = \frac{0.00708 (p_w - p_e) k h}{q_i \mu}, \quad (\text{III.130})$$

en donde, r_e , puede ser calculado a partir del volumen de agua acumulativa inyectada, W_i ,:

$$r_e = \sqrt{\frac{W_i (5.615)}{\pi \phi (S_g - S_{gr}) h}}. \quad (\text{III.131})$$

Las Ecs. (III.129), (III.130) y (III.131), están dadas en unidades prácticas.

Las variables C_1 , C_2 y C_3 cuando son expresadas en unidades prácticas, para el caso A donde la presión en la superficie persiste después del cierre, se determinan con las siguientes expresiones:

$$\left. \begin{aligned} C_1 &= 0.0538 d_t^2 \beta_1 b_1 c_w (p_w - p_t) \\ C_2 &= 0 \\ C_3 &= \frac{p_w - p_e}{b_1} C_1 \end{aligned} \right\} \quad (\text{III.132})$$

donde p_t es la presión en la superficie durante el tiempo de cierre y p_w es la presión de fondo en el momento de cierre.

Para el caso B, donde la caída de presión en la superficie decrece rápidamente a cero después del cierre:

$$C_1 = 0.0538 \frac{d_t^2 \beta_1 b_1}{q_i \rho}$$

(189)

$$\left. \begin{aligned} C_2 &= \frac{P_t}{b_1} C_1 \\ C_3 &= \frac{P_w - P_e}{b_1} C_1 \end{aligned} \right\} \quad \text{(III.133)}$$

Y para los casos A y B:

$$\theta = \frac{C_1 (1 - C_3)}{2 (1 - C_1 - C_3)} \quad \text{(III.134)}$$

En las ecuaciones anteriores d_t^2 es el diámetro de la T.P. o T.R., expresado en pulgadas; ρ en g/cc; c_w es la compresibilidad del agua en psi^{-1} .

En el caso A frecuentemente los valores de C_1 , C_2 , C_3 y θ son pequeños, pudiendo tomar $f(\theta)$ un valor de 181; lo mismo sucede para el caso B. Esto quiere decir que el efecto de flujo posterior hacia la formación es insignificante. Por tanto, la Ec. (III.129) se simplifica:

$$k h = \frac{181 q_i \mu}{b_1} \quad \text{(III.135)}$$

Para determinar p_e , b_1 y β_1 , se supone un valor razonable de p_e , y se grafica $\log(p_{ws} - p_e)$ contra Δt , donde p_{ws} es la presión de fondo durante el tiempo Δt . Si el resultado no es una línea recta para tiempos largos, se le da un nuevo valor a p_e y se vuelve a graficar. La Fig. III.39 ilustra varios intentos para determinar el valor de p_e , que describa una línea recta, en este caso el mejor valor de p_e , es de 230 psi, siendo la curva C la más representativa. El punto -

de intersección donde $\Delta t = 0$, es b_1 y β_1 se obtiene multiplicando la pendiente de la línea recta (gráfica semilog) por -2.303.

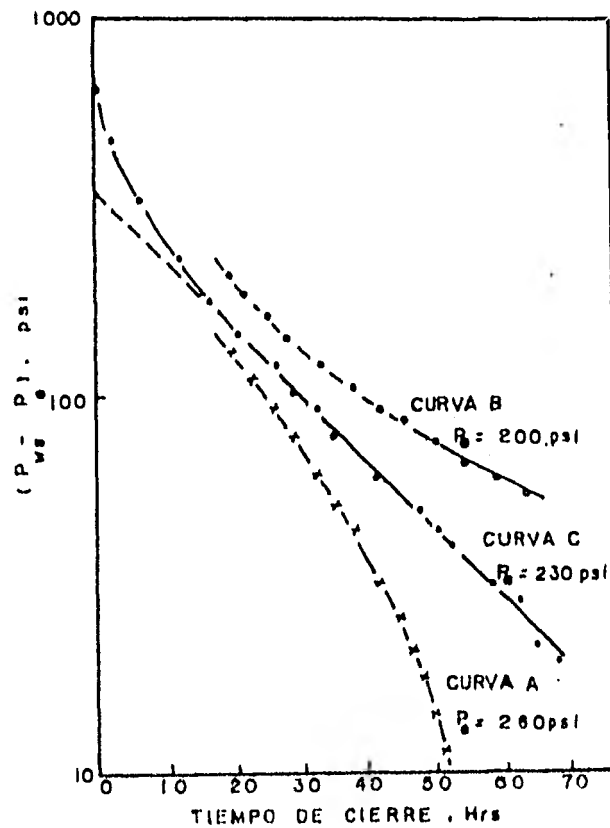


FIG. II.139.-CURVA DE PRESION FALL OFF

Para casos donde la presión en la superficie persiste durante el cierre es necesario graficar $\log (p_{ts} - p_{es})$, donde p_{ts} es la presión en la T.P. en la superficie a cualquier tiempo y p_{es} es la presión superficial correspondiente a la presión en el exterior de la frontera, p_o .

III.8.6.- Análisis de Pruebas Fall-Off con Relaciones de Movilidad No Unitaria.

En este caso el agua y el aceite tienen diferentes propiedades. La relación $(k_w/\mu_w) / (k_o/\mu_o)$ es la relación de movilidades, M . La distribución de saturación en el yacimiento durante la inyección es idealizada como lo muestra la Fig. -- III.37. El agua desplaza al aceite y al gas hasta una saturación residual uniforme en el banco de agua y la saturación de aceite se incrementa a un valor uniforme en el banco de aceite, ésta es una aproximación cuando se tiene un aceite con una viscosidad menor de 50 cp⁽⁶⁾.

En la obtención de resultados se considera que el flujo de agua hacia la formación después del cierre es insignificante. El método que se discute a continuación se aplica mejor a la parte de curva de decremento de presión en la cual el flujo posterior decrece hasta un valor pequeño.

Para condiciones donde los bancos de aceite y agua tienen diferentes propiedades, Hazebroek demostró al igual -- que en el caso de movilidad unitaria que:

$$p_{ws} = p_e + b_1 e^{-\beta_1 t_1} \quad , \quad (\text{III.136})$$

donde b_1 es una constante que se relaciona con $k_w h$ de la siguiente manera⁽⁶⁾:

$$k_w h = \frac{q_w \mu_w}{b_1} \quad (2 F) \quad , \quad (\text{III.137})$$

(192)

la función F es una combinación de la función Bessel. Por tanto, para la relación de movilidad M:

$$k_o h = \frac{\mu_o k_w h}{\mu_w M} \quad (III.138)$$

La función F es una función de la relación del radio interno del banco de aceite y el radio externo, r_{OD} , el cual se obtiene de:

$$r_{OD} = \frac{1}{\sqrt{\frac{V_o}{V_w} + 1}} \quad (III.139)$$

Para tiempos anteriores a la invasión total:

$$\frac{V_o}{V_w} = \frac{\text{Volumen del banco de aceite}}{\text{Volumen del banco de agua}} = \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gr}}$$

(III.140)

La función F es también una función de la relación de la compresibilidad total en el banco de aceite y la compresibilidad total en el banco de agua (γ), las Figs. III.40, -- III.41 y III.42, muestran estas relaciones.

El valor graficado de F contiene un número de constantes de conversión de tal manera que $k_w h$ es obtenida en md-pie, cuando, q_w , está dado en B/D, μ_w en cp y b_1 en psias.

Como puede verse, las constantes C_1 , C_2 y C_3 no son incluidas en los cálculos, y se debe a que en este caso el flujo posterior no fue considerado. Sin embargo, se recomienda que C_1 sea calculada (aplicando el caso A o B), para poder

determinar si esta consideración es correcta o no. Si C_1 es pequeña, entonces el flujo posterior será pequeño por cada unidad de caída de presión. Para mejores resultados se sugiere que el método en cuestión no se aplique cuando $C_1 \geq 0.1$, excepto en tiempos largos de cierre.

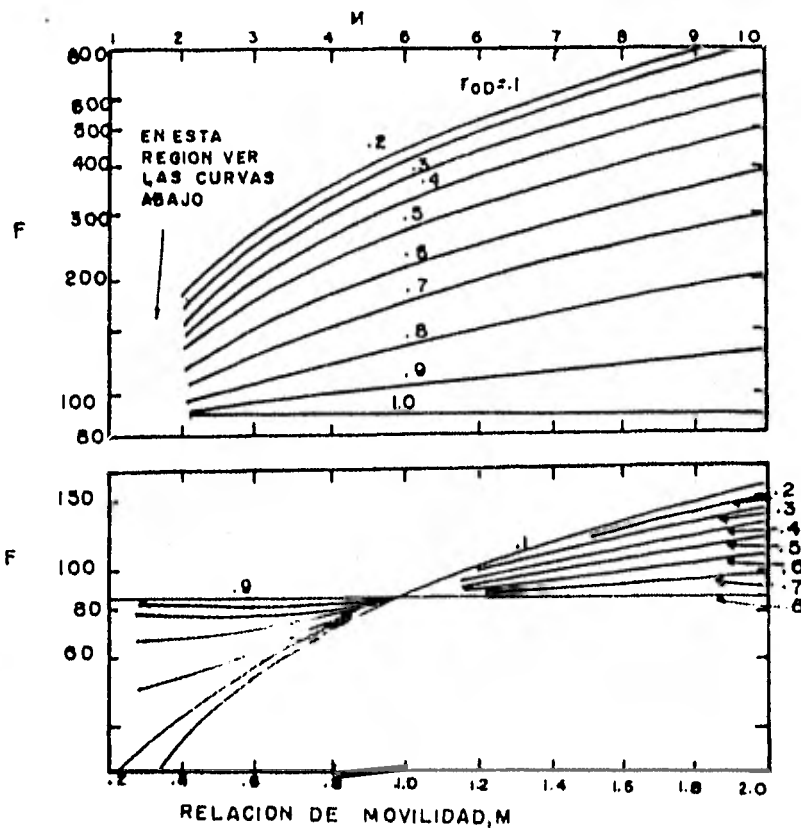


FIG.III.40.-FUNCION PARA CALCULAR $kh, \neq 1$

El factor de daño, s , se puede obtener a partir de la presión de inyección de fondo justamente antes del cierre,

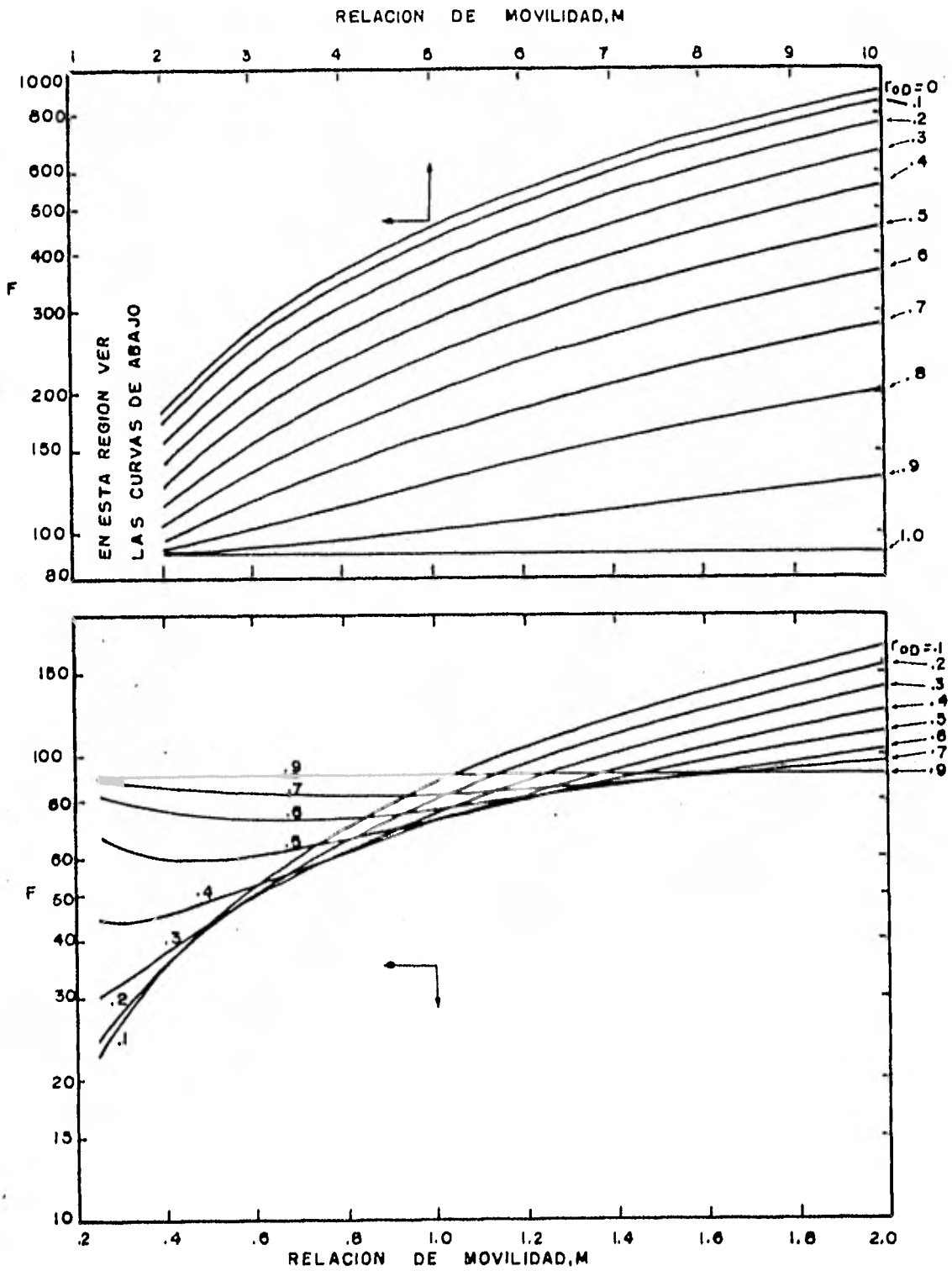


FIG.III.41.-FUNCION PARA CALCLAR $kh, Y=2,$

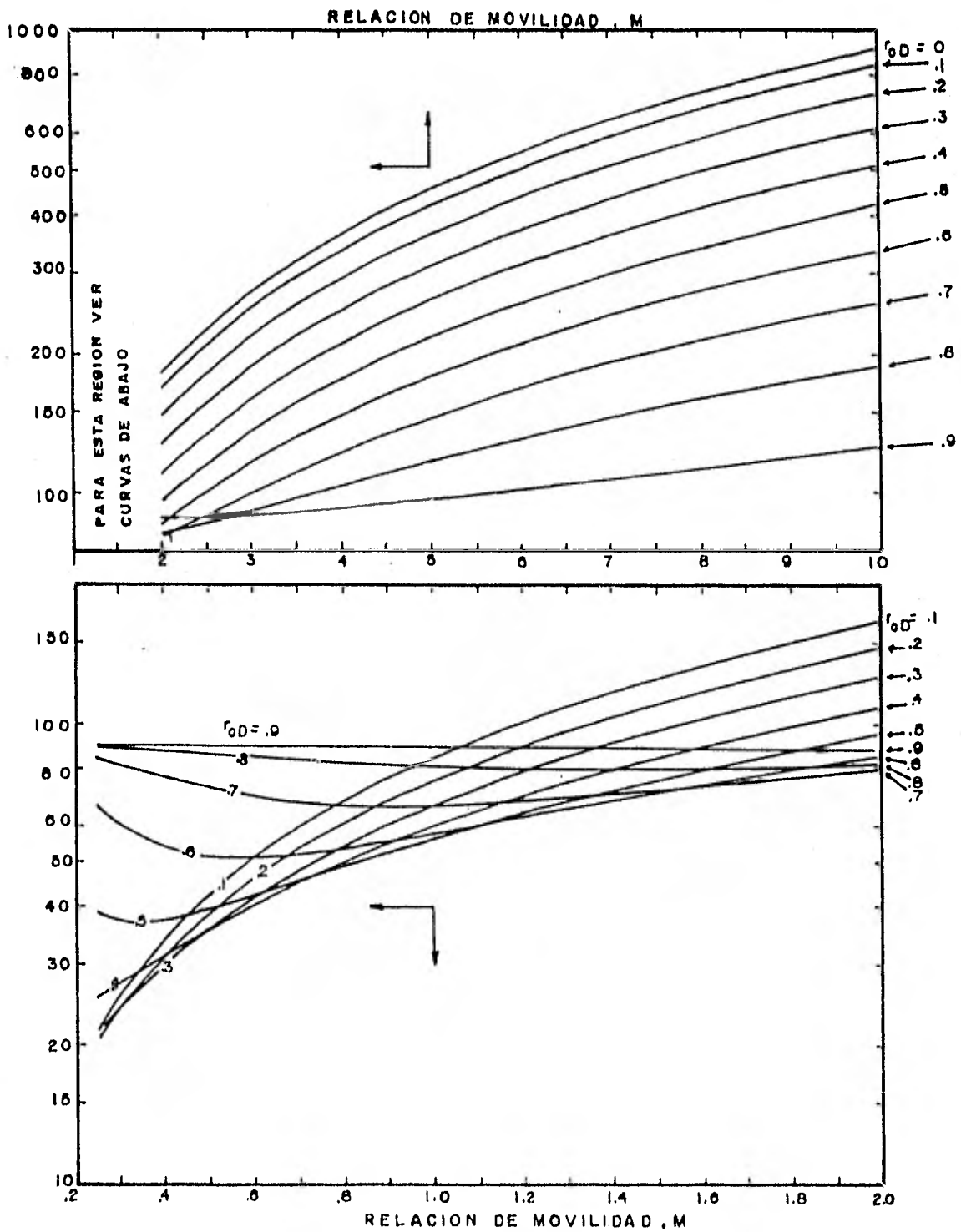


FIG.III.42.-FUNCION PARA CALCULAR kh , $\gamma = 4$.

(196)

$$p_w = \frac{q_w \mu_w}{2 \pi k h} \left[s + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + (M - 1) \ln \left(\frac{r_e}{r_o} \right) + p_e \right],$$

(III.141)

donde:

$$\ln \frac{r_e}{r_o} = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{v_o}{v_w} + 1 \right]. \quad (III.142)$$

La ecuación anterior en unidades prácticas queda de la siguiente forma:

$$s + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) = 0.00708 \frac{(p_w - p_e) k_w h}{q_w \mu_w} - \frac{M - 1}{2} \ln \left[\frac{v_o}{v_w} + 1 \right]$$

(III.143)

III.9.- PRUEBAS DE INTERFERENCIA.

En las pruebas de interferencia, en contraste con las antes mencionadas, es necesario tener como mínimo dos pozos para poderse realizar, teniéndose de esta manera pozos activos y pozos de observación; estos últimos permanecen cerrados, obteniéndose de ellos la información necesaria de presión. Por medio de este tipo de pruebas se determinan las propiedades de un área mayor que en el caso de un sólo pozo, La Fig. III.43 muestra la respuesta para el gasto y presión en una prueba de interferencia.

III.9.1.- Análisis Convencional.

Considerese la solución de línea fuente en la forma

(107)

$$p = p_i - p_{obs} = - \frac{q \mu B}{4 \pi k h} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi c_t r^2 \mu}{4 k t} \right),$$

(III.144)

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 lo cual se traza una curva de Δp contra t . Conocidos q , μ , B y h se usan diferentes valores

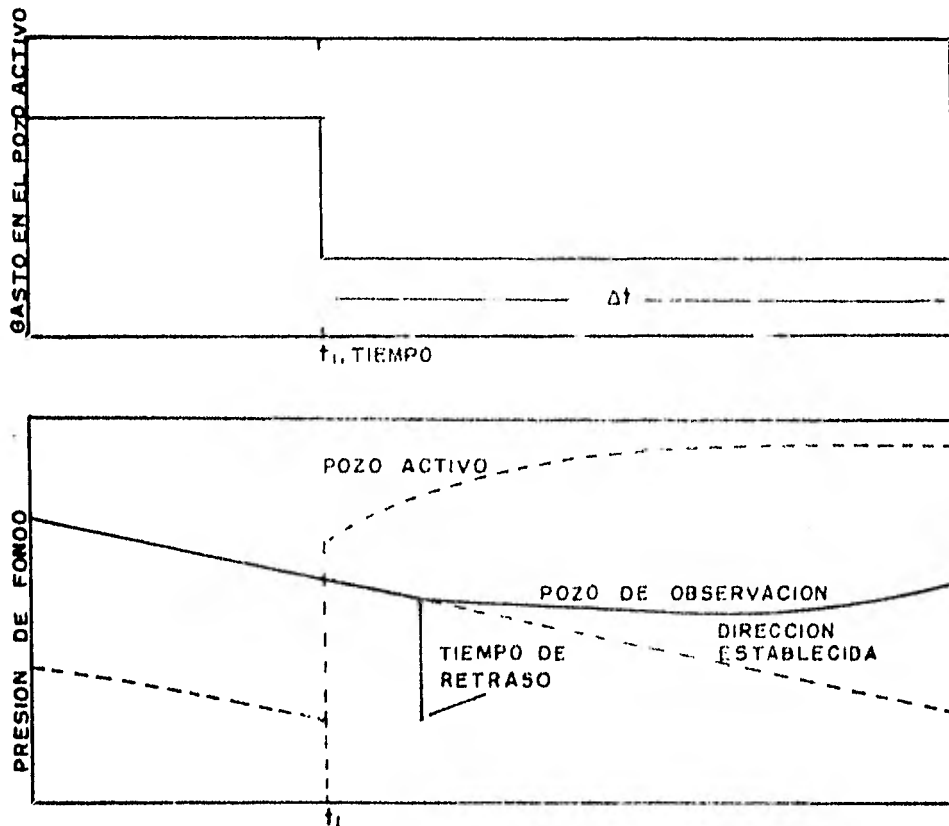


FIG.III.43.-RESPUESTA DE GASTO Y PRESION PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

de $\phi c_t/k$ y k en la Ec. (III.144), con lo que se obtienen distintos Δp calculados^(6,10), los valores de $\phi c_t/k$ y k que den un mejor ajuste a la curva de valores observados, constituyen la mejor estimación del valor medio de estos parámetros en la región del yacimiento influenciado por la prueba.

III.9.2.- Análisis Mediante Curvas Tipo.

La Ec. (III.144) en forma adimensional se puede representar mediante la Ec. (III.37) que es la solución de línea fuente.

Los datos observados en el pozo se grafican tomando como referencia las escalas de la Fig. III.3 con lo cual se facilita el ajuste de la curva y la determinación de los parámetros para estimar las propiedades del yacimiento.

El ajuste con curvas tipo es más sencillo para pruebas de interferencia que para pruebas que involucren un sólo pozo, porque generalmente se usa sólo una curva tipo (la de la Fig. III.3).

El procedimiento de ajuste es similar al que se indicó para pruebas de decremento; el procedimiento se ilustra en la Fig. III.44. 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 transparente como se muestra en la Fig. III.44, 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

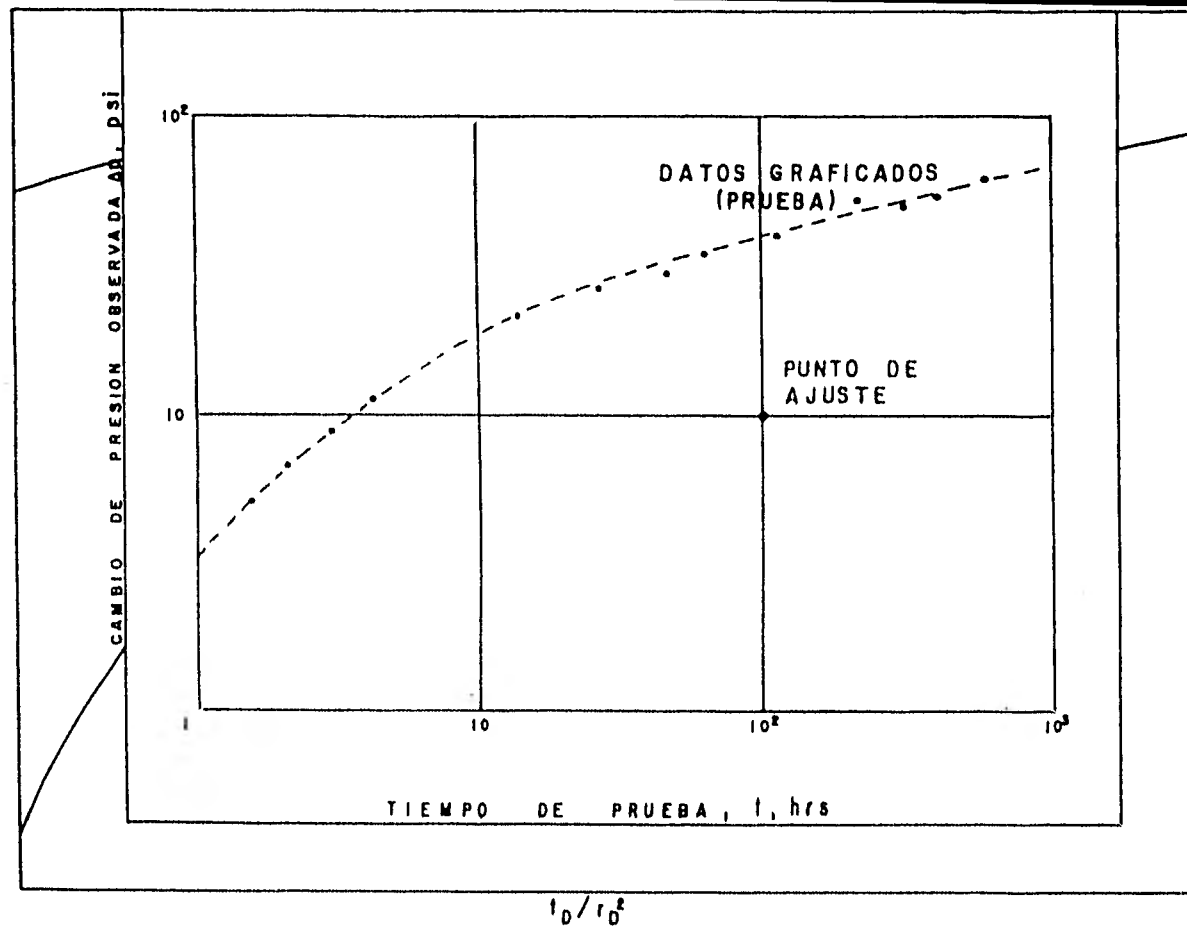


FIG. III. 44.- ILUSTRACION DEL USO DE CURVAS TIPO PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

total del sistema se calculan respectivamente con las Ecs. -- (III.38) y (III.86).

Ejemplo III.8.- El ejemplo de ilustración que se presenta corresponde a una prueba de interferencia en la que el pozo productor (pozo A) produce a un gasto de 193 STB/D, los datos de presión registrados en el pozo B se encuentran tabulados en la Tabla III.6, otros datos del yacimiento son:

$$\begin{aligned} r_w &= 0.276 \text{ pies} & \mu &= 0.8 \text{ cp} \\ c_t &= 1.1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1} & r &= 100 \text{ pies} \\ B &= 1 & h &= 48 \text{ pies} \\ p_i &= 2\,405 \text{ psi.} \end{aligned}$$

Solución:

La Fig. III.45 muestra los datos graficados, así como el punto de ajuste al cual le corresponden los valores de 10 hr para el tiempo, y 10 psi para Δp . De la Fig. III.3 se tiene que t_D/r_D^2 es igual a 0.6 y P_D igual a 0.25.

De la Ec. (III.86) se tiene:

$$k = \frac{(141.2) (193) (0.8) (1) (0.25)}{(48) (10)}$$

$$k = 11.35 \text{ md.}$$

Despejando ϕc_t de la Ec. (III.38):

$$\phi c_t = \frac{(2.637 \times 10^{-4}) k t}{r^2 \mu (t_D/r_D^2)} \quad (\text{III.145})$$

sustituyendo el valor de la permeabilidad obtenido en el paso

(201)

TABLA III.6.- DATOS DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE IN
TERFERENCIA.

POZO FLUYENDO		POZO CERRADO	
t	p	Δt	Δp
(hr)	(psi)	(hr)	(psi)
0	0	0	0
0.0088	4.55	1.21	0.38
0.0210	11.30	1.50	0.65
0.0311	15.80	1.80	0.97
0.0440	22.40	2.42	1.74
0.0880	43.90	3.02	2.63
0.2200	103.70	3.62	3.60
0.4400	189.10	4.53	5.15
0.6600	259.80	5.13	6.20
0.8800	318.40	6.04	7.80
1.3100	407.60	7.54	10.40
1.7500	469.50	9.10	12.88
2.1900	512.90	12.10	17.28
3.0600	565.20	15.00	20.97
4.3800	600.40	18.00	24.08
8.7500	627.00	24.20	28.80
21.8800	640.50	30.2	32.30
30.6300	644.80		
43.7600	649.10		
87.53	657.30		

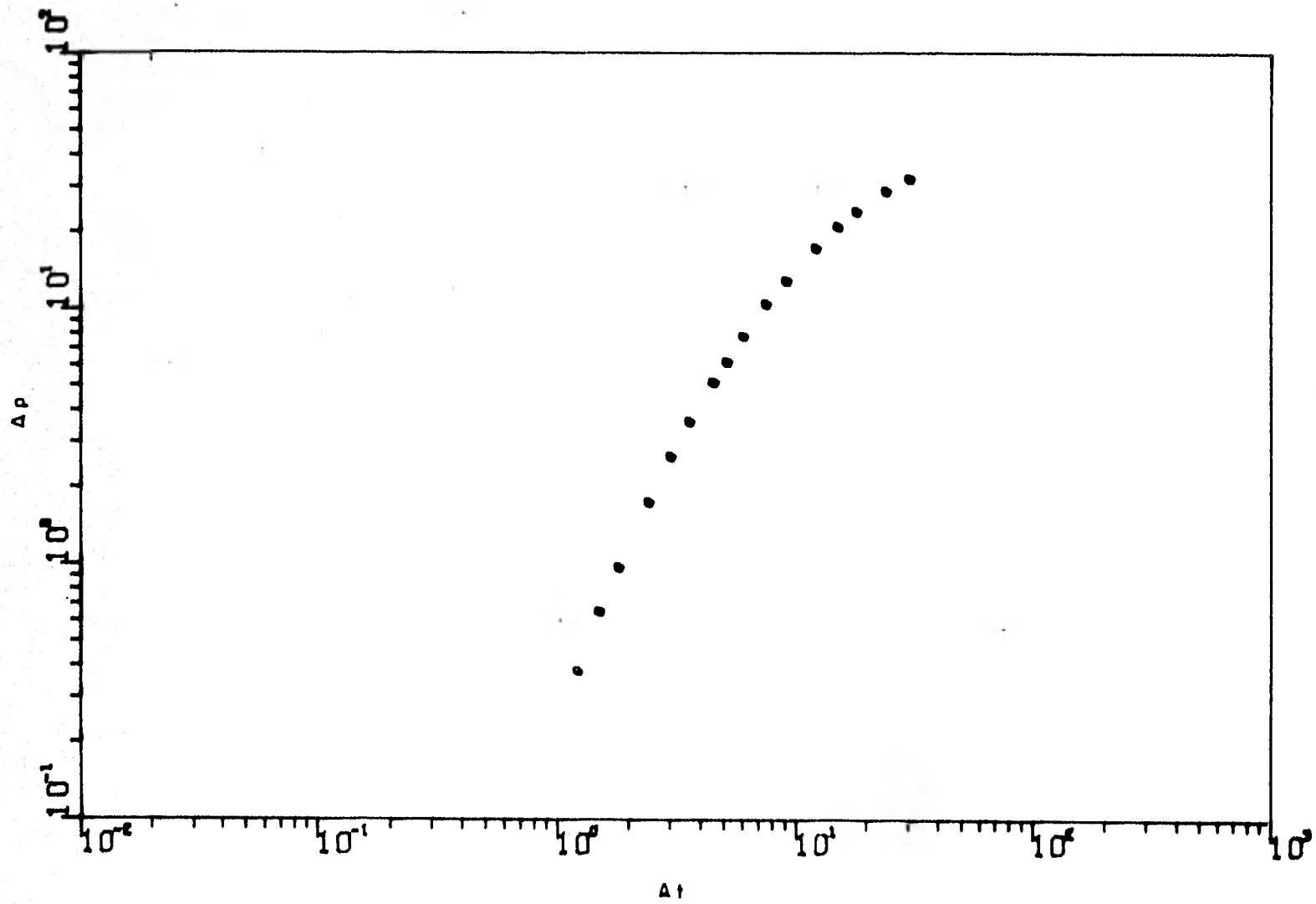


FIG.III.45:ANALISIS DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA POR EL METODO DE CURVAS TIPO

(282)

anterior se tiene:

$$\phi c_t = \frac{(2.637 \times 10^{-4}) (11.35) (2.78)}{(100)^2 (0.8) (0.6)}$$

$$\phi c_t = 1.73 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}.$$

sustituyendo el valor de c_t :

$$\phi = \frac{1.73 \times 10^{-6}}{1.1 \times 10^{-5}}$$

$$\phi = 0.16$$

III.10.- PRUEBAS PULSANTES.

Las pruebas pulsantes fueron propuestas por Johnson Greenkorn y Woods⁽¹⁴⁾, las cuales han recibido alguna atención en los últimos años. En este método de pruebas, un pozo es pulsado con ciclos de inyección (o producción) seguidos - por cierres^(14,15).

Las mediciones características de esta perturbación de flujo son: el gasto, el intervalo de pulso y el intervalo entre pulsos para períodos alternados de flujo y cierre. La Fig. III.46 muestra la respuesta de presión y la terminología empleada en este tipo de pruebas.

Considerando los resultados de una secuencia de cambios de gasto en una prueba de pulsos de presión, una correspondiente serie de presiones transitorias propagadas a través del yacimiento (usando sólo el fluido como un medio de transmisión) arriban a un pozo de observación con una gran -

disminución en la amplitud, después de un cierto período de tiempo.

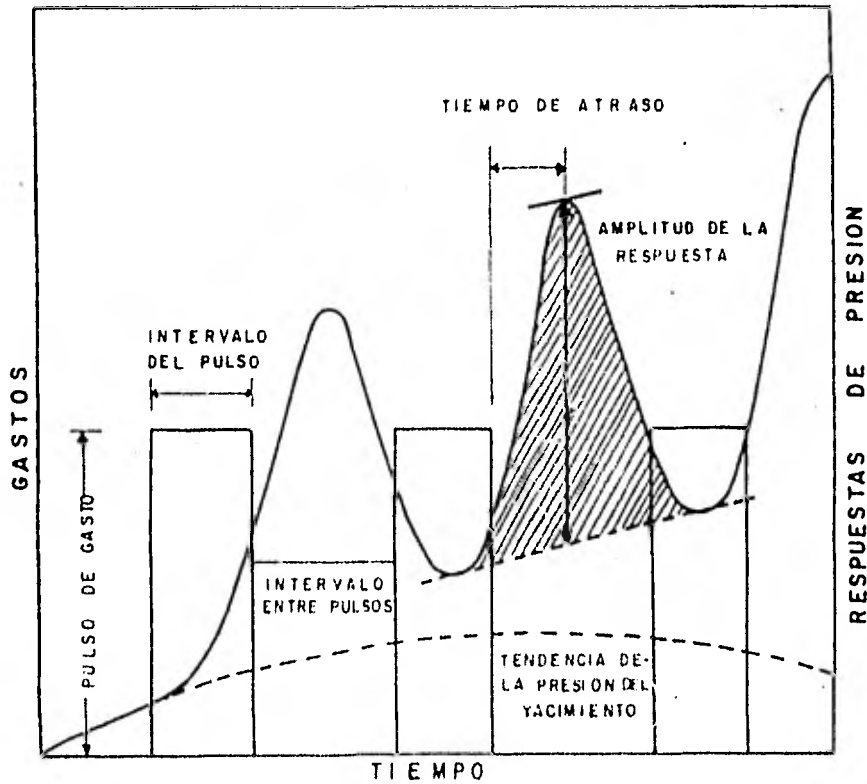


FIG. III. 46 .- TERMINOLOGIA EMPLEADA EN UNA PRU
-EBA PULSANTE.

Las pruebas pulsantes constituyen una técnica útil para la caracterización del yacimiento, las cuales tienen algunas ventajas en comparación con las demás pruebas de interferencia. Pueden proporcionar información de heterogeneidades

entre pozos, orientación de fracturas y comunicación entre zonas⁽¹⁵⁾. En yacimientos no complejos, las pruebas pulsantes pueden ser usadas para proporcionar valores cualitativos de transmisibilidad ($k h/\mu$) y almacenamiento de la formación entre pozos ($\phi c h$).

Para el análisis de este tipo de pruebas se utiliza la solución de línea fuente; para una serie de pulsos, la respuesta de presión esta dada por:

$$p = p_i + \frac{70.6 q \mu B}{k h} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \text{Ei} \left[\frac{-56900 \phi \mu c h r^2}{k h (t - n \Delta t)} \right] \quad \text{(III.146)}$$

En la Fig. III.46 el tiempo se retraso (t_L), se determina por medio de una paralela (sobre la cima de la onda) a la tangente (α) trazada entre dos valles casi al final del intervalo del pulso (Δt).

La permeabilidad de la formación viene dada por la siguiente ecuación:

$$k = \frac{(70.6 q \mu B) (\Delta F_D) (t_{DL}^2)}{\Delta p h t_{DL}^2} \quad \text{(III.147)}$$

con el valor de k obtenido mediante la ecuación anterior se estima la porosidad de la formación:

$$\phi = \frac{\Delta t k t_{DL}}{56900 \mu c h r^2 (\Delta t_D) (t_{DL})} \quad \text{(III.148)}$$

En las ecuaciones anteriores las relaciones entre -

(Δt_D) (t_{DL}) y (ΔP_D) (t_{DL}^2) se obtienen mediante las Figs. --- III.47 y III.48, entrando con el valor del tiempo de retraso adimensional, el cual se define como:

$$t_{DL} = \frac{t_L}{\Delta t} \quad (III.149)$$

Las unidades usadas en las ecuaciones anteriores -- son: B/D, psi, psi^{-1} , min, cp, pies y md.

III.11.- PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE GAS.

Anteriormente los pozos de gas eran probados abriéndolos a la atmósfera y midiendo directamente el "potencial de flujo abierto". La primera prueba que se desarrolló y donde se tuvo un control de flujo fue la denominada "prueba isocronal de contrapresión". Posteriormente, métodos más prácticos y avanzados de pruebas de presión fueron desarrollados; dentro de éstos se incluyen las pruebas isocronales y la -- prueba isocronal modificada.

Estas pruebas han sido usadas extensivamente en la industria y han permitido analizar la productividad de los -- pozos y el comportamiento de los mismos, con un grado razonable de exactitud. El entendimiento y desarrollo de los métodos más avanzados de pruebas en pozos de gas requieren un conocimiento completo de la teoría del flujo de gas dentro del yacimiento⁽¹⁶⁾.

Un análisis completo de los resultados de una prueba incluye determinaciones de la presión estabilizada de --

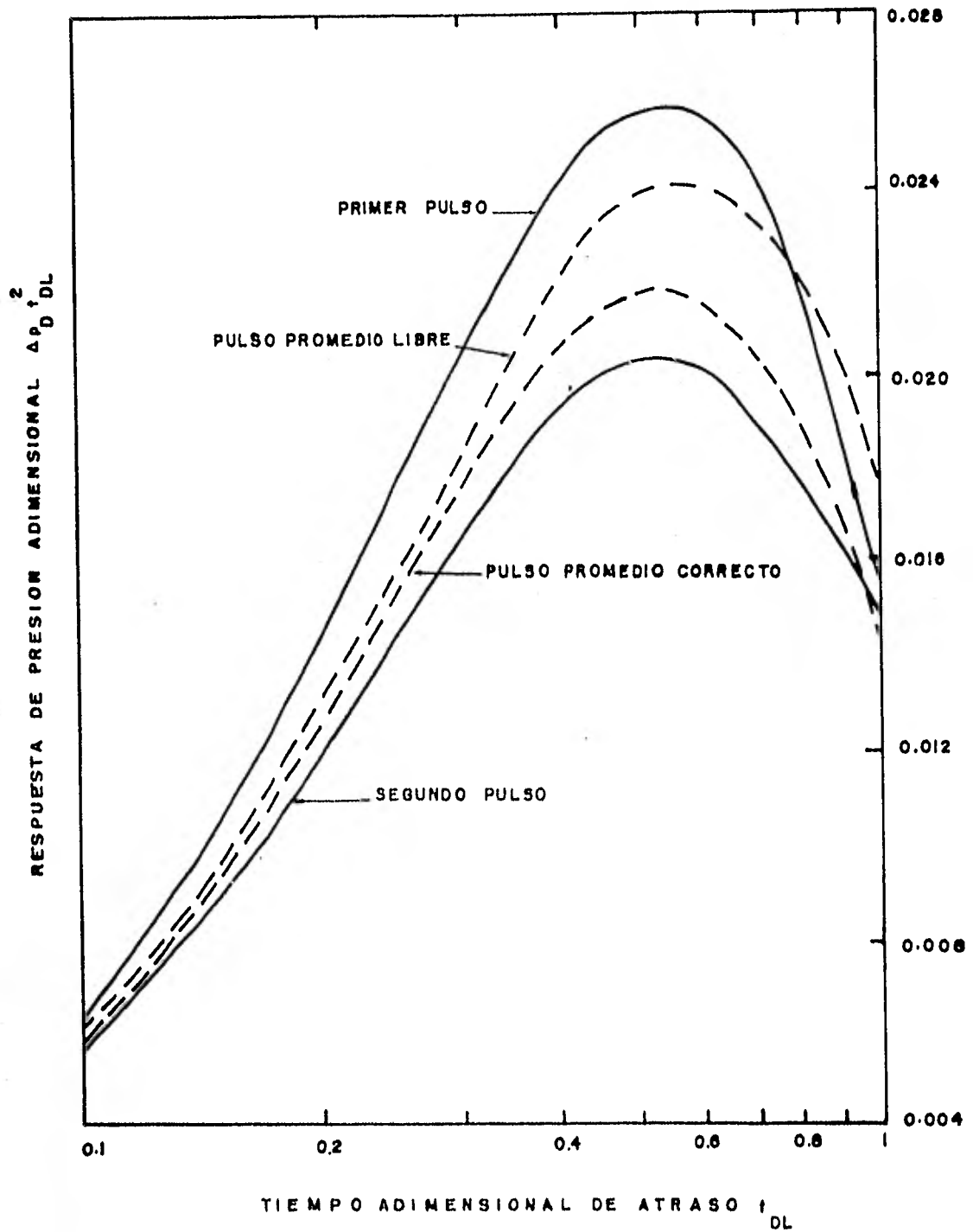


FIG IM47. RESPUESTA DE PRESION EN UNA PRUEBA PULSANTE.

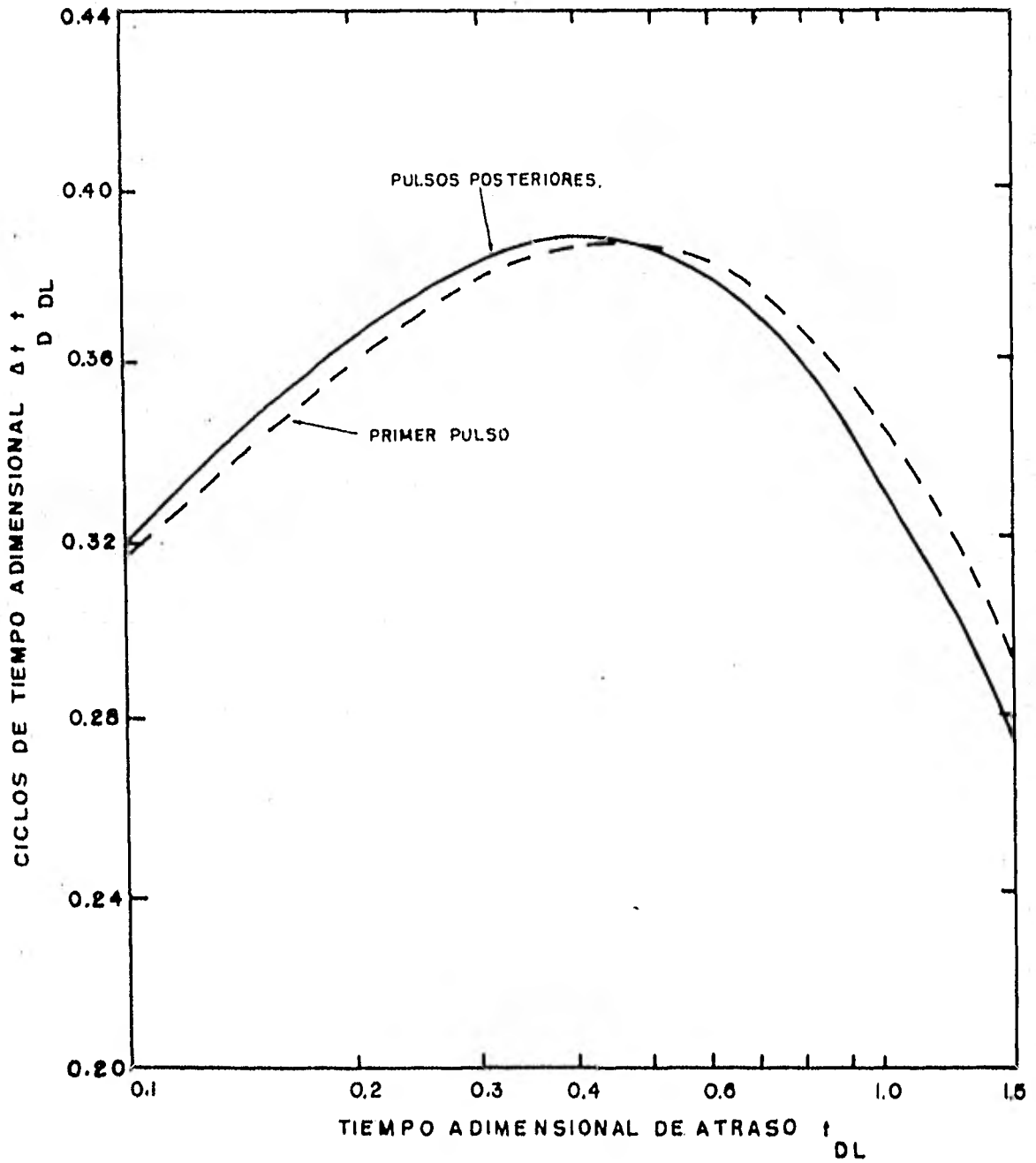


FIG. III48-RESPUESTA DEL TIEMPO DE ATRASO EN UNA PRUEBA PULSANTE (TODOS LOS PULSOS).

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\rho}{\mu(p) Z(p)} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\rho}{Z(p)} \right] .$$

(III.153)

Las suposiciones hechas en la deducción de la ecuación general son:

- 1).- Flujo radial en un pozo abierto a todo el espesor de la formación.
- 2).- Medio poroso homogéneo, isotrópico y de espesor uniforme.
- 3).- Fuerzas gravitacionales despreciables.
- 4).- Condiciones isotérmicas.
- 5).- Flujo de fluidos en una sola fase.
- 6).- Permeabilidad constante (independiente de la presión).
- 7).- Flujo laminar, $\delta = 1$.

Al Hussainy y H. J. Ramey⁽¹⁷⁾ introdujeron el concepto de pseudo-presión, algunas veces llamado potencial de gas real, en el cual se incluyen las variaciones de μ y Z con respecto a la presión.

El concepto de pseudo-presión ($m(p)$) se define de la siguiente manera:

$$m(p) = Z \int_{p_0}^p \frac{\rho}{\mu(p) Z(p)} dp \quad , \quad (\text{III.154})$$

donde p_0 es una presión específica de referencia.

cierre, el decremento en el gasto y las características efectivas de flujo del yacimiento.

III.11.1.- Ecuación General de Flujo.

La ecuación diferencial que representa el flujo de fluidos en un medio poroso para un yacimiento de gas es similar a la de un yacimiento de aceite, variando únicamente la ecuación de estado, ya que se debe considerar un fluido compresible por tratarse de un gas.

La ecuación que representa la compresibilidad del fluido es la siguiente:

$$c = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \quad . \quad (\text{III.150})$$

Combinando la Ec. (III.150), con las Ecs. (III.5) y (III.6) se obtiene la ecuación general para flujo de gas:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{M}{R T} \frac{p}{Z} \right) = v \cdot \left[\frac{M}{R T} \frac{p}{\mu Z} k \delta \nabla p \right] \quad , \quad (\text{III.151})$$

donde δ es un factor de corrección por efectos de turbulencia y se define como⁽¹⁶⁾:

$$\delta = \frac{1}{\left(1 + \frac{\beta}{\mu} \frac{\rho k v}{\mu} \right)} \quad , \quad (\text{III.152})$$

en la cual β , es un factor de turbulencia.

Considerando un flujo isotérmico y transformando la ecuación a coordenadas cilíndricas se obtiene:

(211)

La solución de la integral se encuentra tabulada en la Tabla III.7, la cual proporciona una pseudo-presión y temperaturas reducidas. Con el valor de $m(p)_r$ y mediante la ecuación:

$$m(p) = \frac{2 m(p)_r p_c^2}{u_i}, \quad (\text{III.155})$$

obtenemos la pseudo-presión, que es el valor de la integral.

Considerando esta definición, la ecuación general en términos de pseudo-presión es:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu(p) c_g(p)}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (\text{III.156})$$

III.11.2.- Solución de la Ecuación.

La solución de la ecuación en función de variables adimensionales es la siguiente:

$$\Delta P_D = - \frac{1}{2} \text{Ei} \left(-4 \frac{r_D^2}{r_D^2} \right), \quad (\text{III.157})$$

en función de variables reales:

$$\Delta P_D = - \frac{1}{2} \text{Ei} \left(- \frac{\phi \mu c r^2}{4 k t} \right); \quad (\text{III.158})$$

donde Ei es la integral exponencial.

Las variables adimensionales definidas son:

PSEUDO PRESION REDUCIDA	VALORES DE $m(p)_r = \frac{m(p)A_1}{2Pe^2} \cdot \int_{\frac{Pr}{Pr_1}}^{\frac{Pr}{Pr_1}} \frac{Pr d Pr}{(\frac{Pr}{Pr_1})^2}$ PARA PSEUDO-TEMPERATURA REDUCIDA (T_r) DE:								
	P_r	105	115	130	150	175	200	250	300
0.10	0.0051	0.0051	0.0051	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050
0.20	0.0208	0.0206	0.0204	0.0202	0.0201	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200
0.30	0.0475	0.0467	0.0461	0.0456	0.0453	0.0453	0.0452	0.0451	0.0450
0.40	0.0856	0.0839	0.0824	0.0811	0.0807	0.0807	0.0803	0.0801	0.0800
0.50	0.1355	0.1327	0.1293	0.1272	0.1261	0.1261	0.1254	0.1250	0.1249
0.60	0.1980	0.1921	0.1869	0.1833	0.1814	0.1814	0.1803	0.1798	0.1797
0.70	0.2733	0.2637	0.2556	0.2498	0.2468	0.2452	0.2445	0.2443	0.2443
0.80	0.3620	0.3474	0.3355	0.3266	0.3222	0.3198	0.3189	0.3189	0.3187
0.90	0.4638	0.4437	0.4262	0.4134	0.4073	0.4039	0.4030	0.4030	0.4029
1.00	0.5780	0.5529	0.5276	0.5093	0.5019	0.4974	0.4974	0.4968	0.4967
1.10	0.7053	0.6766	0.6400	0.6154	0.6059	0.6003	0.6004	0.6004	0.6003
1.20	0.8525	0.8083	0.7638	0.7314	0.7192	0.7131	0.7136	0.7136	0.7134
1.30	1.0118	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	1.1091	1.1095
1.60	1.6468	1.4616	1.3620	1.2923	1.2645	1.2599	1.2592	1.2592	1.2602
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	1.9987	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	3.1627	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	3.5211	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	6.5467	6.5467	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	9.9732	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	12.0446	12.4520	13.0811	13.0811	13.5232
5.75	7.3980	8.9218	10.7609	12.2318	12.8379	13.3368	14.0883	14.0883	14.6020
6.00	7.6909	9.3025	11.3273	12.9815	14.0397	14.6399	15.2774	15.2774	16.1193
6.25	7.9809	9.6780	11.8966	13.7293	14.9488	15.4588	16.6956	16.6956	17.3731
6.50	8.2688	10.0495	12.4311	14.4749	15.8643	16.4915	17.8901	17.8901	18.6617
6.75	8.5546	10.4170	12.8504	15.2127	16.7846	17.3366	19.1096	19.1096	19.9841
7.00	8.8383	10.7805	13.3644	15.9569	17.7087	18.7927	20.3527	20.3527	21.3190
7.25	9.1198	11.1400	13.8730	16.6977	18.6356	19.8589	21.6184	21.6184	22.7253
7.50	9.3992	11.4956	14.3760	17.4319	19.5644	20.9337	22.9053	22.9053	24.1421
7.75	9.6764	11.8473	14.8735	18.1471	20.4942	22.0183	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	22.4090	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	35.2411	35.2411	38.1191
10.00	12.1009	14.8928	19.1505	24.4860	28.8797	31.9570	36.6786	36.6786	39.7937
10.50	12.6258	15.5473	20.0504	25.8522	30.7359	34.1873	39.5759	39.5759	43.1956
11.00	13.1476	16.1969	20.9615	27.2075	32.5885	36.4211	42.5019	42.5019	46.6559
11.50	13.6662	16.8412	21.8537	28.5508	34.4322	38.6594	45.4518	45.4518	50.1691
12.00	14.1816	17.4804	22.7167	29.8815	36.2760	40.8873	48.4215	48.4215	53.7299
12.50	14.6937	18.1145	23.5605	31.1992	38.1035	43.1147	51.4073	51.4073	57.3337
13.00	15.2026	18.7435	24.4750	32.5036	39.9223	45.3355	54.4059	54.4059	60.9761
13.50	15.7081	19.3673	25.3303	33.7943	41.7295	47.5481	57.4142	57.4142	64.6533
14.00	16.2102	19.9859	26.1763	35.0712	43.5240	49.7530	60.4295	60.4295	68.3614
14.50	16.7087	20.5993	27.0132	36.3344	45.3055	51.9411	63.4494	63.4494	72.0971
15.00	17.2039	21.2076	27.8409	37.5837	47.0731	54.1211	66.4718	66.4718	75.8571

TABLA III.7. - SOLUCION DE LA INTEGRAL DE PSEUDO - PRESION REDUCIDA $m(p)_r$ COMO UNA FUNCION DE T_r Y P_r .

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{III.159})$$

$$t_D = \frac{\lambda k t}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \quad (\text{III.160})$$

$$P_D = \frac{m(p)}{m(p)_i q_D} \quad (\text{III.161})$$

$$q_D = \frac{\gamma T q_{sc}}{k h m(p)_i} \quad (\text{III.162})$$

$$P_D = \frac{m(p)_i - m(p)}{m(p)_i q_D} \quad (\text{III.163})$$

Los valores de λ y γ se encuentran tabulados en la Tabla III.8.

III.11.3.- Tipos de Pruebas de Presión en Pozos de Gas.

Existen diversos tipos de pruebas que se efectúan en pozos de gas dentro de las cuales se tienen las de decrecimiento, incremento, isocronales, etc.

III.11.3.a.- Pruebas Isocronales.- Estas pruebas se prolongan más allá de las condiciones estabilizadas. La extensión del período de flujo sobre un período de tiempo suficiente, permite que el radio de investigación alcance la otra frontera del yacimiento o el punto de interferencia entre pozos colindantes. Esto garantiza que el radio de drenaje efectivo sea constante.

Las pruebas isocronales propuestas por Cullender⁽¹⁸⁾ (1955), se basan en el principio de que el radio de drenaje --

TABLA III-8.- VALORES DE LOS COEFICIENTES USA
DOS EN LOS TERMINOS ADIMENSIONA
LES.

GEOMETRIA DEL FLUJO		m(p)	
UNIDADES DARCY	λ	Lineal/Radial-Cilindrico Radial-Esférico.	1
	γ	Lineal.	$2 \frac{P_{sc}}{T_{sc}}$
	γ	Lineal/Radial-Cilindrico	$\frac{1}{2} \frac{P_{sc}}{T_{sc}}$
		Radial Esférico.	$\frac{1}{2} \frac{P_{sc}}{T_{sc}}$
UNIDADES DE CAMPO	λ	Lineal/Radial-Cilindrico Radial-Esférico.	2.637×10^{-4}
	γ	Lineal (14.65 psia, 520°R).	8.903×10^6
		Radial-Cilindrico/Radial. Esférico (14.7/520).	1.417×10^6
	γ	Lineal (14.7 psia, 520°R).	8.933×10^6
		Radial-Cilindrico/Radial. -Esférico (14.7/520).	1.422×10^6
	UNIDADES METRICAS	λ	Lineal/Radial-Cilindrico Radial-Esférico.
γ		Lineal (101.325 KPa, 288.15 °K).	8.140
		Radial-Cilindrico/Radial	1.295
γ		Esférico (101.35/288.15)	

en un yacimiento dado es una función sólo del tiempo adimensional e independiente del gasto. El sugiere que una serie de pruebas de flujo a diferentes gastos, para iguales períodos de tiempo, dan como resultado una línea recta al graficar los datos en papel doble logarítmico.

Estas pruebas consisten de cierres y períodos de flujo alternados a diferentes gastos en períodos de tiempo fijos (constantes), hasta alcanzar una estabilización en el pozo. Al período de flujo que se requiere para alcanzar las condiciones de estabilización se le conoce como período de flujo extendido (Fig. III.49).

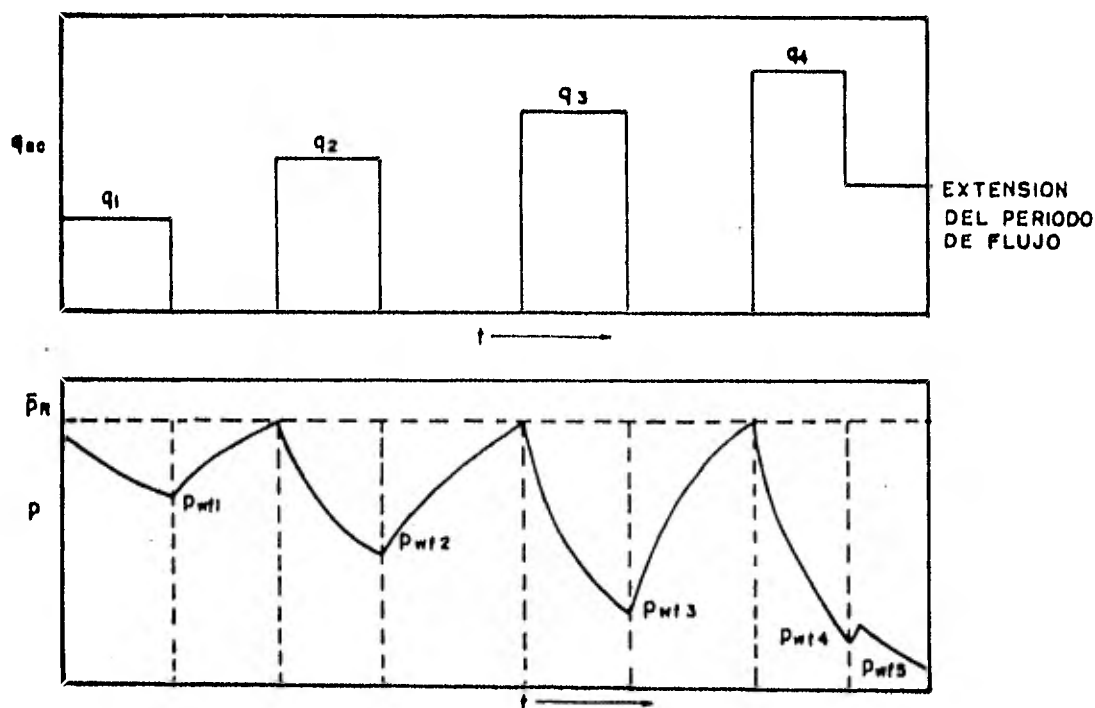


FIG.III.49.-RESPUESTA DE GASTO Y PRESION PARA UNA PRUEBA ISOCRONAL.

III.11.3.b.- Prueba Isocronal Modificada.- En yacimientos cerrados, no es posible alcanzar la presión de estabilización antes del período de flujo inicial, con lo cual los resultados de la prueba isocronal son imprácticos.

Katz⁽¹⁶⁾ sugiere que una prueba isocronal modificada con un período de cierre igual al período de flujo, puede dar resultados satisfactorios, proporcionando la presión de cierre inestabilizada, la cual es usada en lugar de \bar{p}_R para calcular la diferencia de pseudo-presión para el siguiente gasto de producción. Como en la prueba isocronal dos líneas son obtenidas una para los datos isocronales y otra a través de los puntos estabilizados. La respuesta de presión y gasto de producción para la prueba isocronal modificada se muestran en la Fig. III.50.

III.11.3.c.- 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.

La finalidad de las pruebas de decremento es poder determinar las características que afectan el flujo; algunas de las características más importantes son la permeabilidad, el factor de daño así como el factor de flujo turbulento⁽¹⁶⁾.

III.11.3.b.- Prueba Isocronal Modificada.- En yacimientos cerrados, no es posible alcanzar la presión de estabilización antes del período de flujo inicial, con lo cual los resultados de la prueba isocronal son imprácticos.

Katz⁽¹⁶⁾ sugiere que una prueba isocronal modificada con un período de cierre igual al período de flujo, puede dar resultados satisfactorios, proporcionando la presión de cierre inestabilizada, la cual es usada en lugar de \bar{p}_R para calcular la diferencia de pseudo-presión para el siguiente gasto de producción. Como en la prueba isocronal dos líneas son obtenidas una para los datos isocronales y otra a través de los puntos estabilizados. La respuesta de presión y gasto de producción para la prueba isocronal modificada se muestran en la Fig. III.50.

III.11.3.c.- 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.

La finalidad de las pruebas de decremento es poder determinar las características que afectan el flujo; algunas de las características más importantes son la permeabilidad, el factor de daño así como el factor de flujo

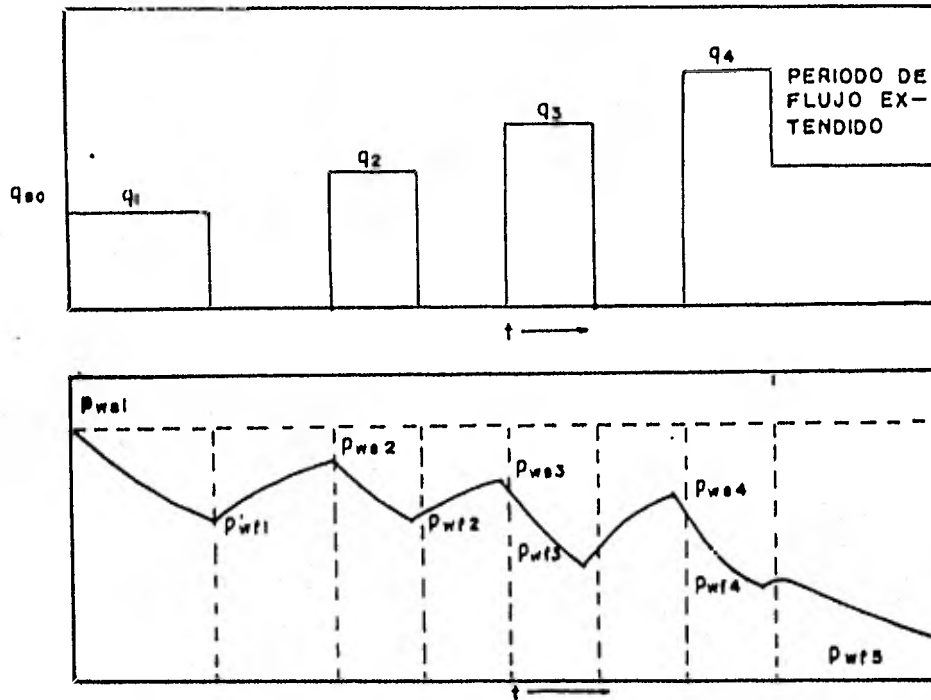


FIG.III.50.-PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA.

Para el análisis de las pruebas y considerando un régimen de flujo transitorio, la caída de presión esta dada por la siguiente ecuación^(15,17):

$$m(p)_i - m(p)_{wf} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} T}{k h} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 s' \right] \quad (III.164)$$

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

(219)

$$k h = \frac{1.632 \times 10^6 q_{sc} T}{m} \quad (\text{III.165})$$

El factor de daño aparente, s' , puede también ser - calculado usando la siguiente ecuación:

$$s' = 1.1513 \left[\frac{\Delta m (p)_1}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (\text{III.166})$$

donde $\Delta m (p)_1$ es el valor de $\Delta m (p)$ para t una hora.

La caída total de presión directamente atribuida al factor de daño y efectos de turbulencia está dada por:

$$\Delta m (p)_{s'} = 0.869 m s' = 0.869 m (s + D q_{sc}) \quad (\text{III.167})$$

Los índices de productividad real e ideal estan dados por las Ecs. (III.113) y (III.114). La eficiencia de flujo en función de la pseudo-presión viene dada por la siguiente ecuación:

$$E. F. = \frac{(m (p)_i - m (p)_{wf}) - \Delta m (p)_{s'}}{(m (p)_i - m (p)_{wf})} \quad (\text{III.168})$$

El potencial de flujo abierto se estima a partir de la siguiente ecuación:

$$A O F = \frac{k h m (\bar{r})_R}{3.263 \times 10^6 T \left[\log \left(0.472 \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{s}{2.303} \right) \right]} \quad (\text{III.169})$$

III.11.3.d.- 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:

$$m(p)_i - m(p)_{ws} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} T}{k h} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) .$$

(III.170)

Al graficar $m(p)_{ws}$ contra $(t + \Delta t)/\Delta t$ 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.165).

Definiendo $m(p)_{ws1}$ como la pseudo-presión al tiempo $\Delta t = 1$ y suponiendo que $t/(t + 1) \approx 1$, el factor de daño aparente puede ser calculado con la ecuación:

$$s' = 1.1513 \left[\frac{m(p)_{ws1} - m(p)_{wf0}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] ,$$

(III.171)

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 presión se estima mediante la ecuación:

$$m(p)_i - m(p)_{ws} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} T}{k h} \left[\log t - \log \Delta t \right] \quad (\text{III.172})$$

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.165) y (III.171).

Ejemplo III.9.- 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
$t = 13.063$ 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

(222)

recta de la línea es 70.08×10^6 (psia²/cp)/ciclo, de la Ec. (III.165) 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.171), 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 presión debida al daño y turbulencia, Ec. (III.167):

$$\Delta m (p)_{s'} = (0.869) (70.08 \times 10^6) (2.39)$$

$$\Delta m (p)_{s'} = 1.45 \times 10^6 \text{ psi}^2/\text{cp.}$$

TABLA III.9.- DATOS DE INCREMENTO DE PRESION
DE UN POZO DE GAS.

t	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu m (p)_w}{2 p p_c^2 p T_r}$	$h_i (p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m (p)_w \times 10^{-6}$
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	293.82	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.

t	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu m(p)_w}{2 p p_c^2 p r}$	$m(p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m(p)_w \times 10^{-6}$
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.

t	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu m(p)_w}{2 p_c^2 p_r^T}$	$m(p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m(p)_w \times 10^{-6}$
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.

t	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\mu}{2} \frac{m(p)_w}{p_c^2 p_r^2}$	$m(p)_w \times 10^{-6}$	$\Delta m(p)_w \times 10^{-6}$
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

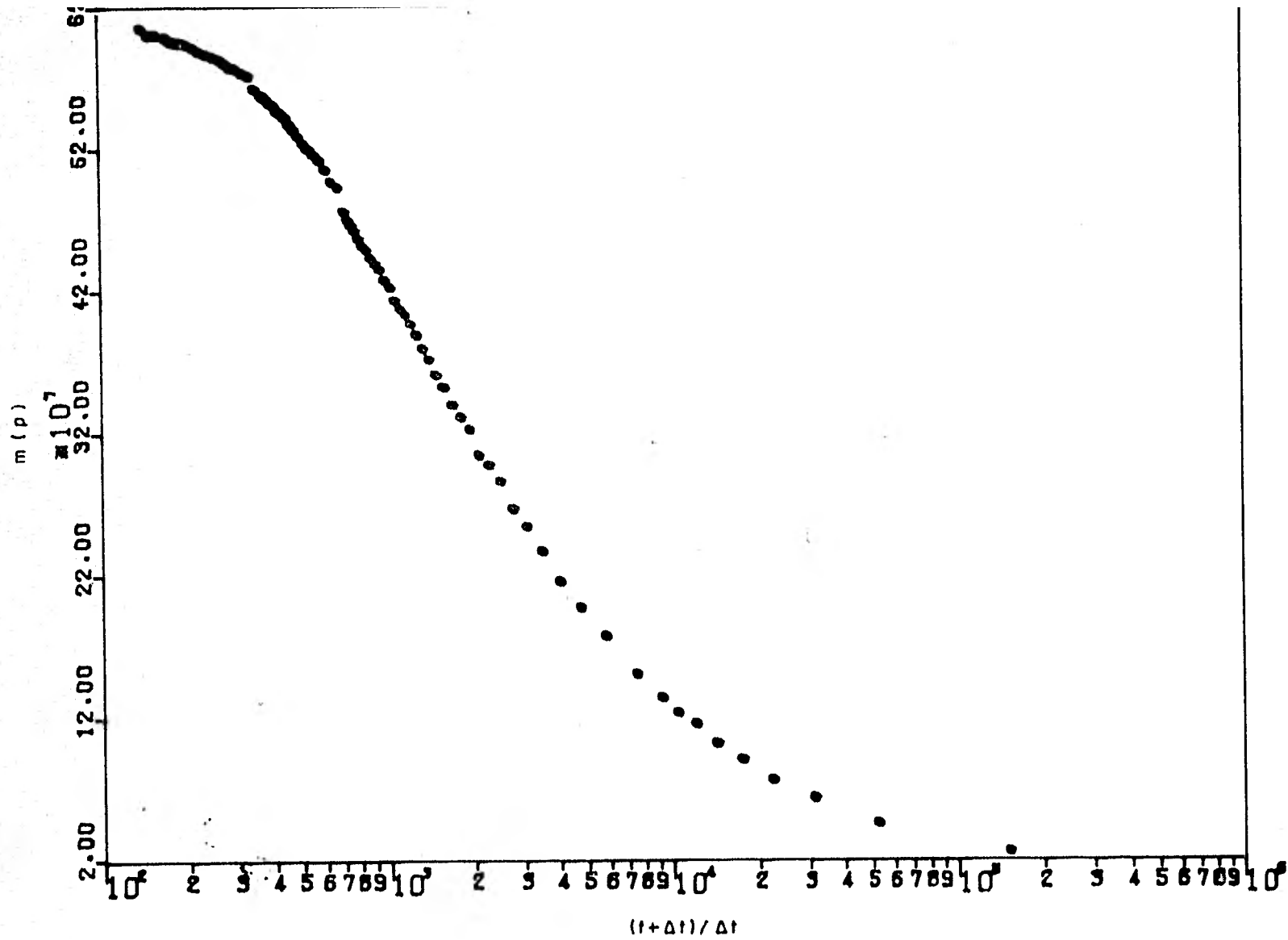


FIG. III. 61. GRAFICA DE DATOS DE PRESION PARA UNA PRUEBA EN POZOS DE GAS.

III.12.- REFERENCIAS.

- 1.- Rodríguez Nieto R.: "Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería de Yacimientos", Publicación IMP No. 75 BH/196 A, (1976).
- 2.- León Ventura R.: "Análisis de Pruebas de Variación de Presión en Yacimientos Fracturados", Trabajo Escrito. DEPMI, UNAM, (1980).
- 3.- Cinco Ley H.: "Apuntes de Clase de Evaluación de la Producción", Fac. de Ingeniería, UNAM, (1981-1).
- 4.- Castañeda Ortega J. M. y Castillo Torres F.: "Teoría y Análisis de Pruebas de Presión", Tesis Profesional, UNAM, (1980).
- 5.- Van Everdingen A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", Tran. AIME (1953) 198, 171-176.
- 6.- Matthews C. S. and Russell D. G.: "Pressure Buildup and Flow Test in Wells", Monograph Series Volume I, SPE of AIME, (1967).
- 7.- Agarwal R. G., Al-Hussainy R. and Ramey H. J. Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I Analytical Treatment", SPE Jour., (Sep. 1970) 273-290.
- 8.- Hawkins M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect", Trans. AIME (1956) 207, 356-357.

- 9.- Chen H. and Brigham W. E.: "Pressure Buildup for a Well With Storage and Skin in a Closed Square", Preprint -- SPE 4890, 44th Annual California Regional Meeting, -- (Apr. 1974).
- 10.- Earlougher R. C. Jr.: "Advances in Well Test Analysis", Monograph Series Volume 5, SPE of AIME, (1977).
- 11.- Ramey H. J. Jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in The Presence of Skin Effect and Wellbore Storage", JPT (Jan. 1970) 97-104.
- 12.- Horner D. R.: "Pressure Buildup in Wells", Proc., Third World Pet. Cong., E. J. Brill, Leiden (1951) 11, 503.
- 13.- Hazebroek P., Rainbow H., and Matthews C. S.: "Pressure Fall-Off in Water Injection Wells", Trans. AIME --- (1960) 219, 250-260.
- 14.- Johnson C. R., Greenkorn R. A. and Woods E. G.: "Pulse Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow -- Properties Between Wells", JPT (Dic. 1966) 1599-1604.
- 15.- Brigham W. E.: "Planning and Analysis of Pulse Test", JPT (May. 1970) 618-624.
- 16.- "Theory and Practice of The Testing of Gas Wells", -- Third Edition (1975). Energy Resource Conservation -- Board. Calgary, Alberta, Canada.
- 17.- Al-Hussainy R. and Ramey H. J. Jr.: "Application of -- Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability

Forecasting", JPT (May. 1966) 637-642.

18.- Cullender M. H.: "The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Gas Wells", - Trans. AIME (1955) 204, 137-142.

19.- León Ventura R.: "Reporte Técnico", Div. de Ev. de Formaciones, IMP, (1980).

20.- Brons F. and Marting V. E.: "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity", JPT (Feb. 1961) -- 172-174.

CAPITULO IV

PRUEBAS DE FORMACION.

IV.1.- INTRODUCCION.

Históricamente, las pruebas de formación se han llegado a considerar como un medio para determinar las características de productividad de una zona específica⁽¹⁾.

El desarrollo de los registros, 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 útil, para el 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 e potencial de la formación, presión estática del yacimiento, efectos de daño, radio de daño; índice de productividad y radio de drenaje o investigación, bajo condiciones ideales se pueden detectar fallas geológicas.

Las pruebas de formación pueden ser usadas para detectar yacimientos de bajo 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 BASICAS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION.

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 -

(234)

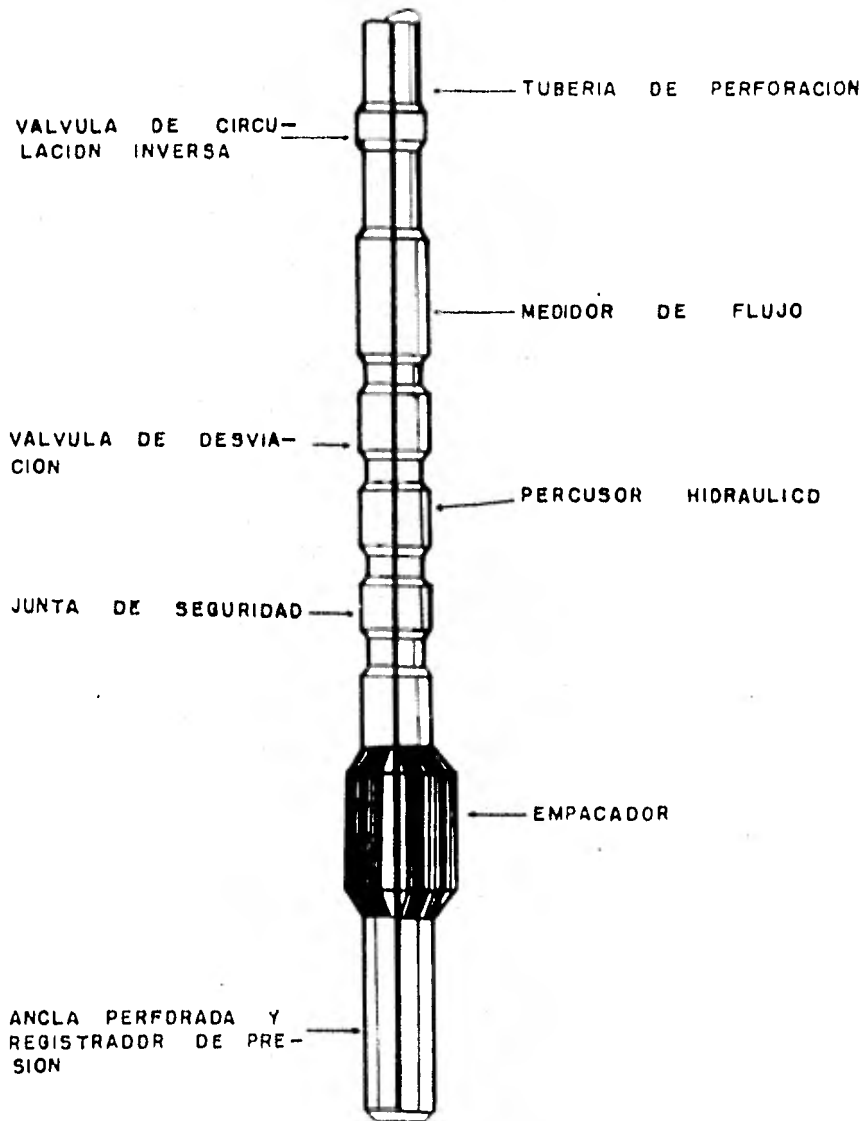


FIG.IV.1.- HERRAMIENTA USADA EN PRUEBAS DE FORMACION.

La válvula es abierta y así la sección aislada es ex-
 . . . la presión interior de la tubería que es baja o cer-
 cana 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 for-
 mación.

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 mues-
 tra 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.- INTERPRETACION 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 pre-
 sión 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.

(236)

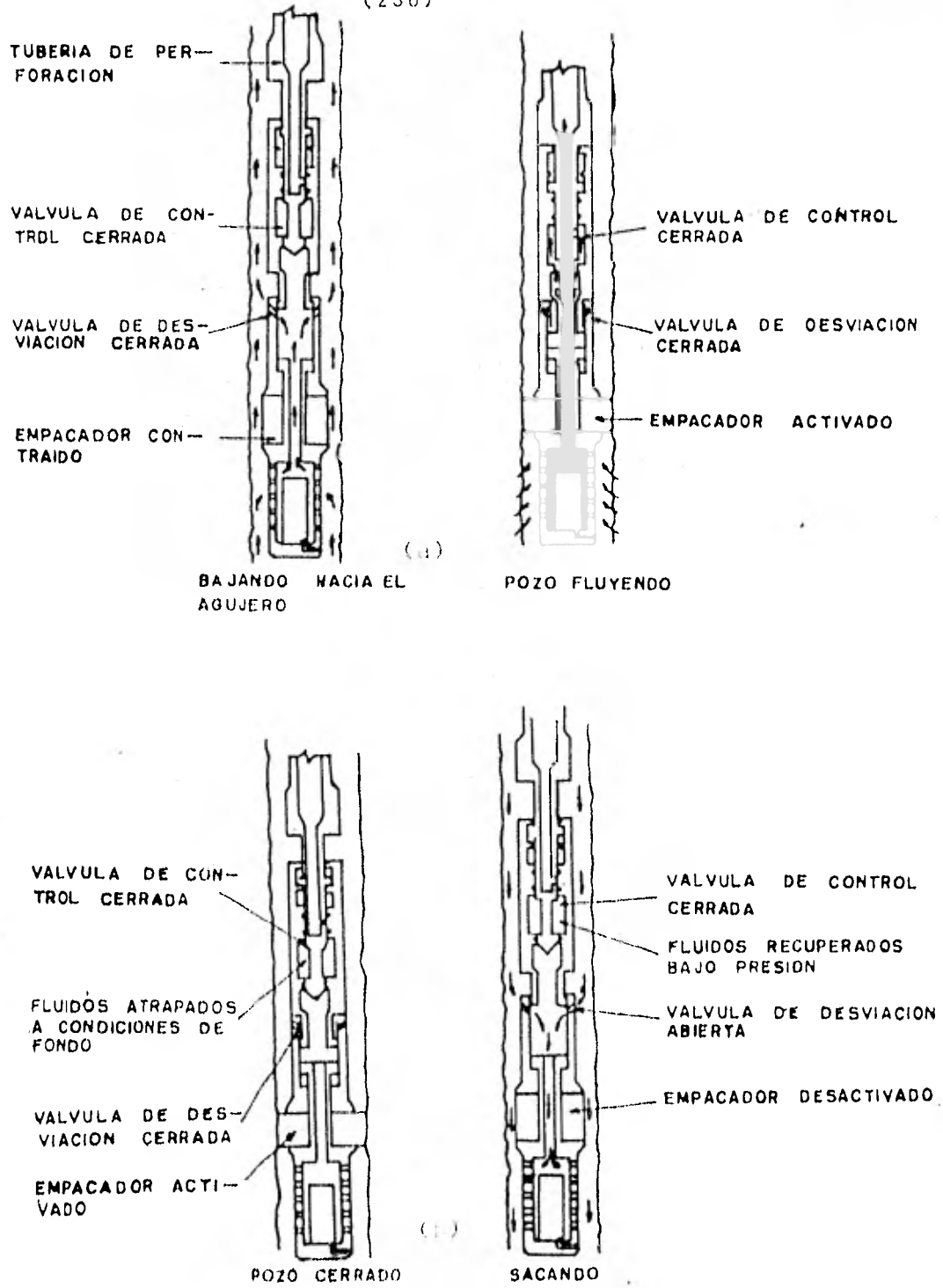


FIG.IV.2.-SECUENCIA DE OPERACIONES DE UNA PRUEBA DE FORMACION.

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.

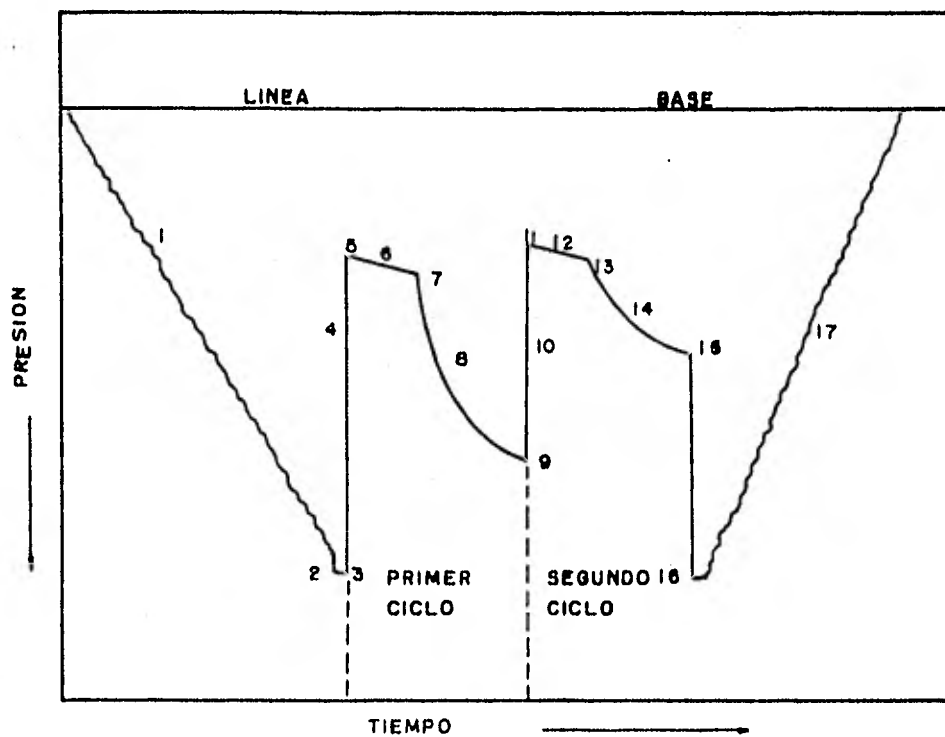


FIG.IV.3.-RESPUESTA DE PRESION DEL REGISTRADOR PARA UNA PRUEBA DE FORMACION.

Los dos segundos periodos 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 lodo, inicial y final deben ser las mismas y también deben ser constantes con la profundidad densidad del lodo.
- 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.

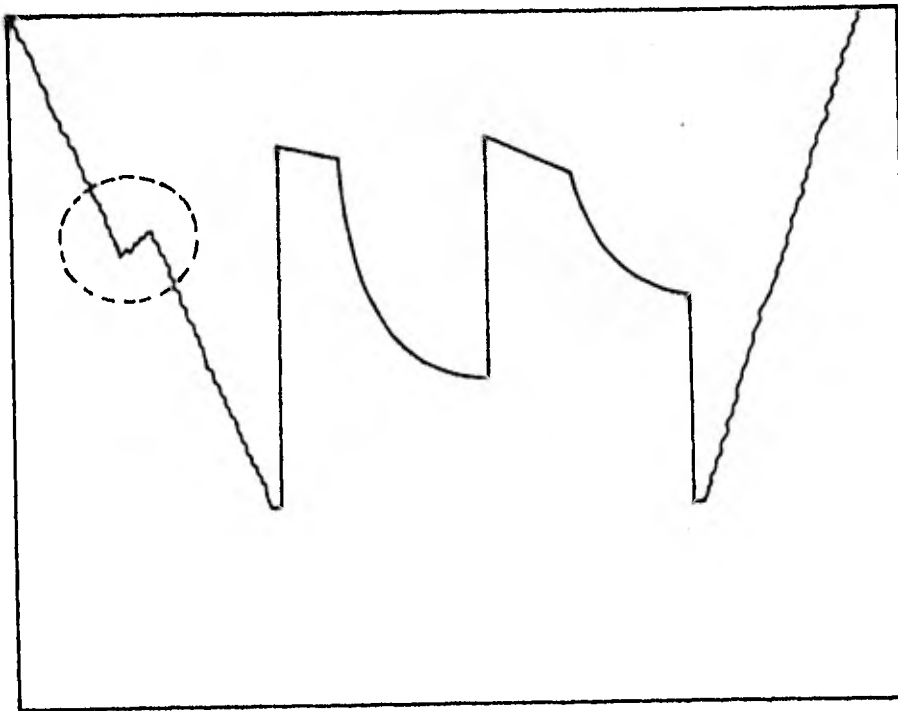


FIG. IV. 4.-ROTURA DE TUBERIA O PERDIDA DE LODO HACIA ALGUNA FORMACION.

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.

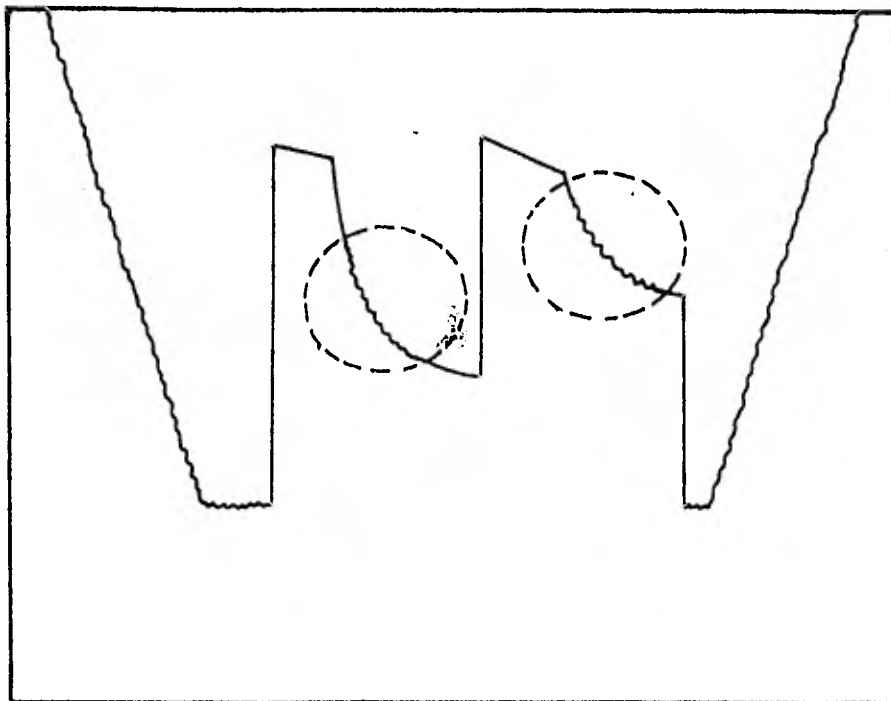


FIG. IV.5.-MAL FUNCIONAMIENTO DEL REGISTRADOR DE PRESION.

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.

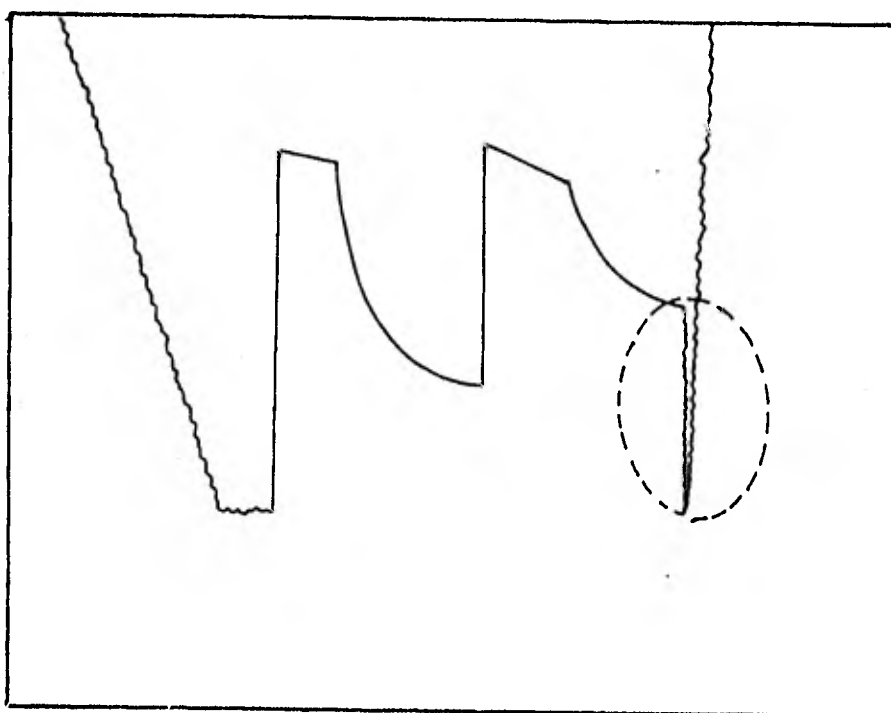


FIG.IV.6.-RELOJ DESCOMPUESTO O PARADO.

IV.4.- TECNICAS PARA LA DETERMINACION DE PRODUCTIVIDAD, --
PERMEABILIDAD, POTENCIAL Y PRESION ESTATICA.

IV.4.1.- Productividad de la Formación.

Análisis cuantitativos de datos de pruebas de formación

(243)

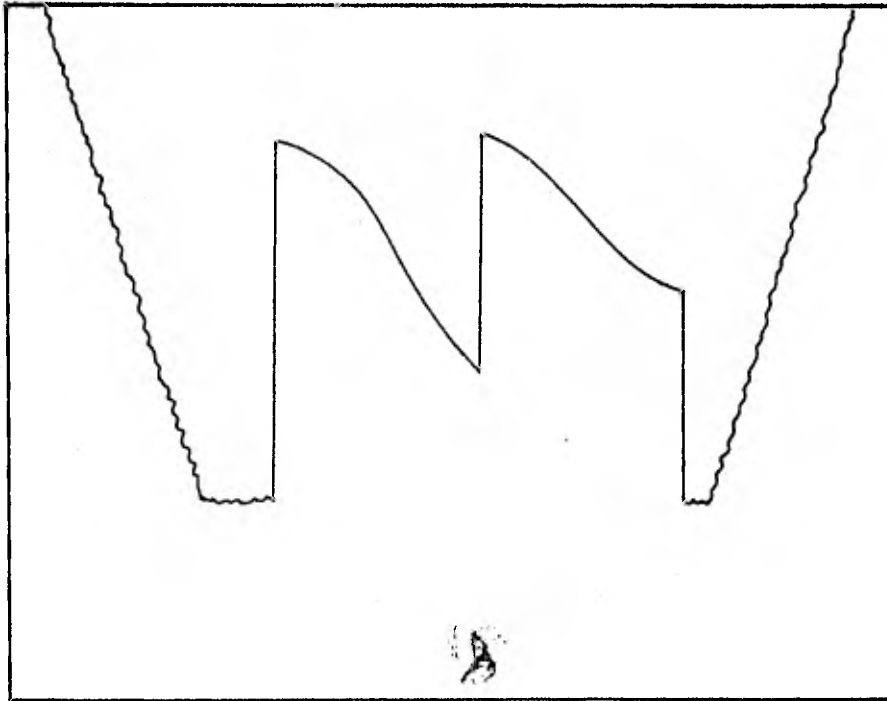


FIG.IV.7.- COMUNICACION DE FLUIDOS ALREDEDOR DEL EMPACADOR.

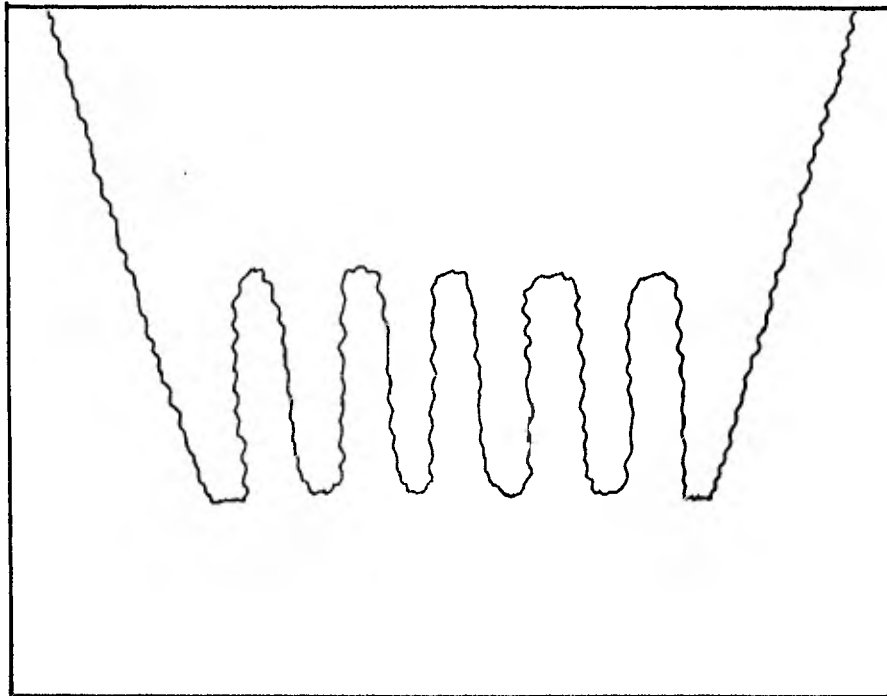


FIG.IV.8.- TAPONAMIENTO DEL ESTRANGULADOR DE FONDO.

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, lo cual permite alcanzar las condiciones de estado estacionario.

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 ahogada. 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:

$$V = b L \quad , \quad (IV.1)$$

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:

$$q_o = \frac{1440 V_o}{t} \quad , \quad (IV.2)$$

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.

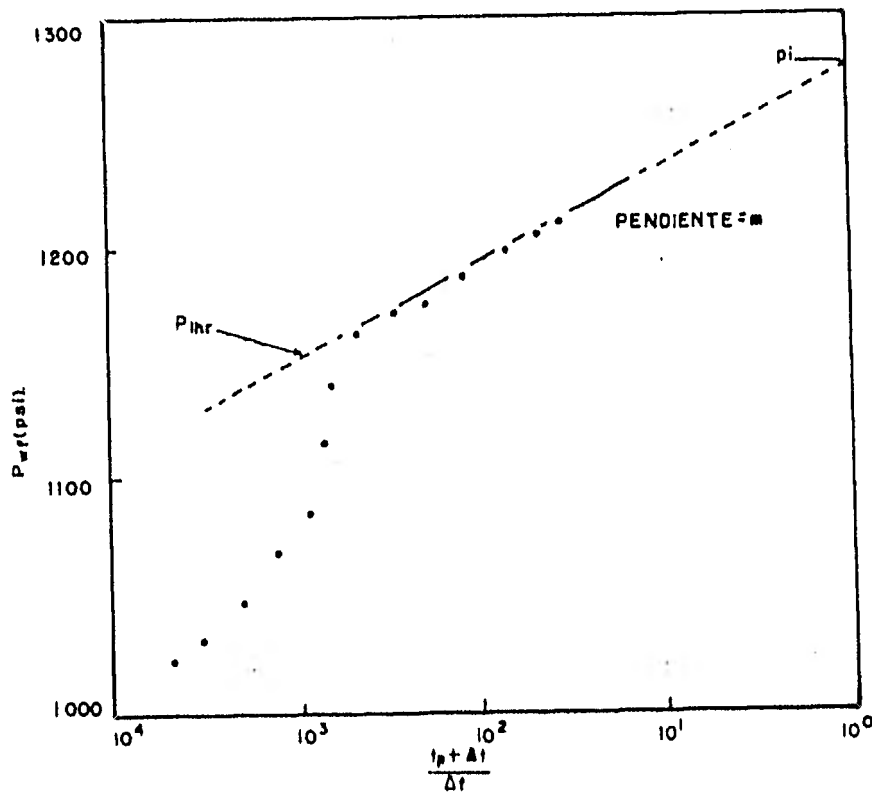


FIG.IV.9.-GRAFICA DE HORNER PARA UNA PRUEBA DE FORMACION.

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 definido, 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.- TECNICAS PARA DETERMINAR EL RADIO DE INVESTIGACION Y DAÑO A LA FORMACION.

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:

$$r_d = 0.029 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_t}} \quad (IV.4)$$

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 está dada por la Ec. (III.112).

IV.6.- ANALISIS 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 específica 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⁾.

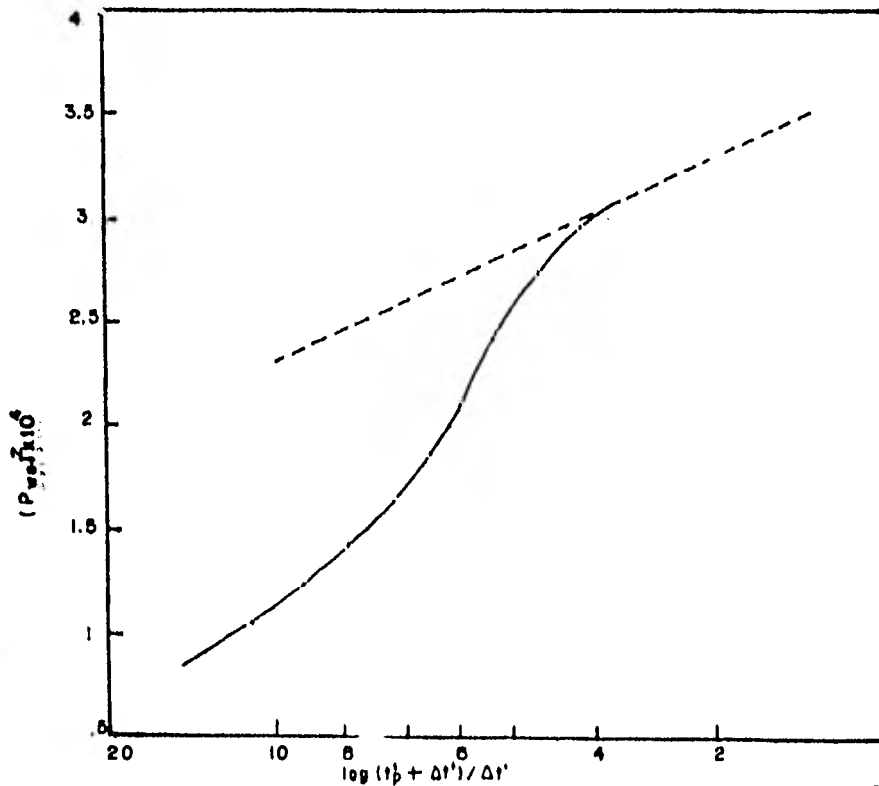


FIG.IV.10.-RESPUESTA DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE FORMACION EN UN POZO DE GAS.

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.- ANALISIS DE DATOS DE PRUEBAS DE FORMACION 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:

$$P_{DR} = \frac{P_D}{P_{D0}} = \frac{P_i - P_{WF}(t)}{P_i - P_o} \quad , \quad (IV.6)$$

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:

$$k = 3389 \frac{\mu c}{h (t)_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M, \quad (IV.7)$$

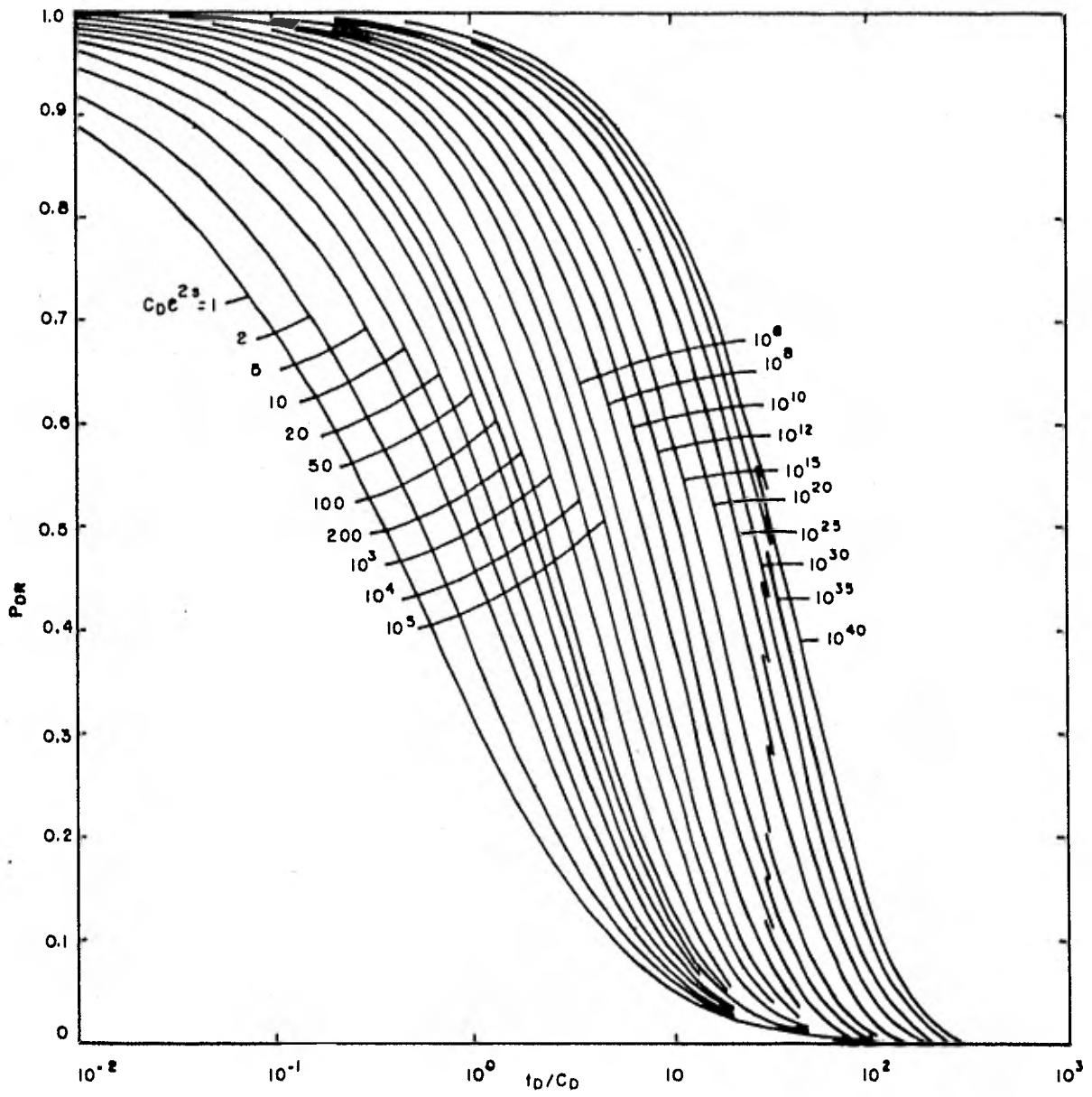


FIG.IV.II.-CURVAS TIPO PARA ANALISIS DE PRUEBAS DE FORMACION USADA PARA TIEMPOS (DATOS) INICIALES.

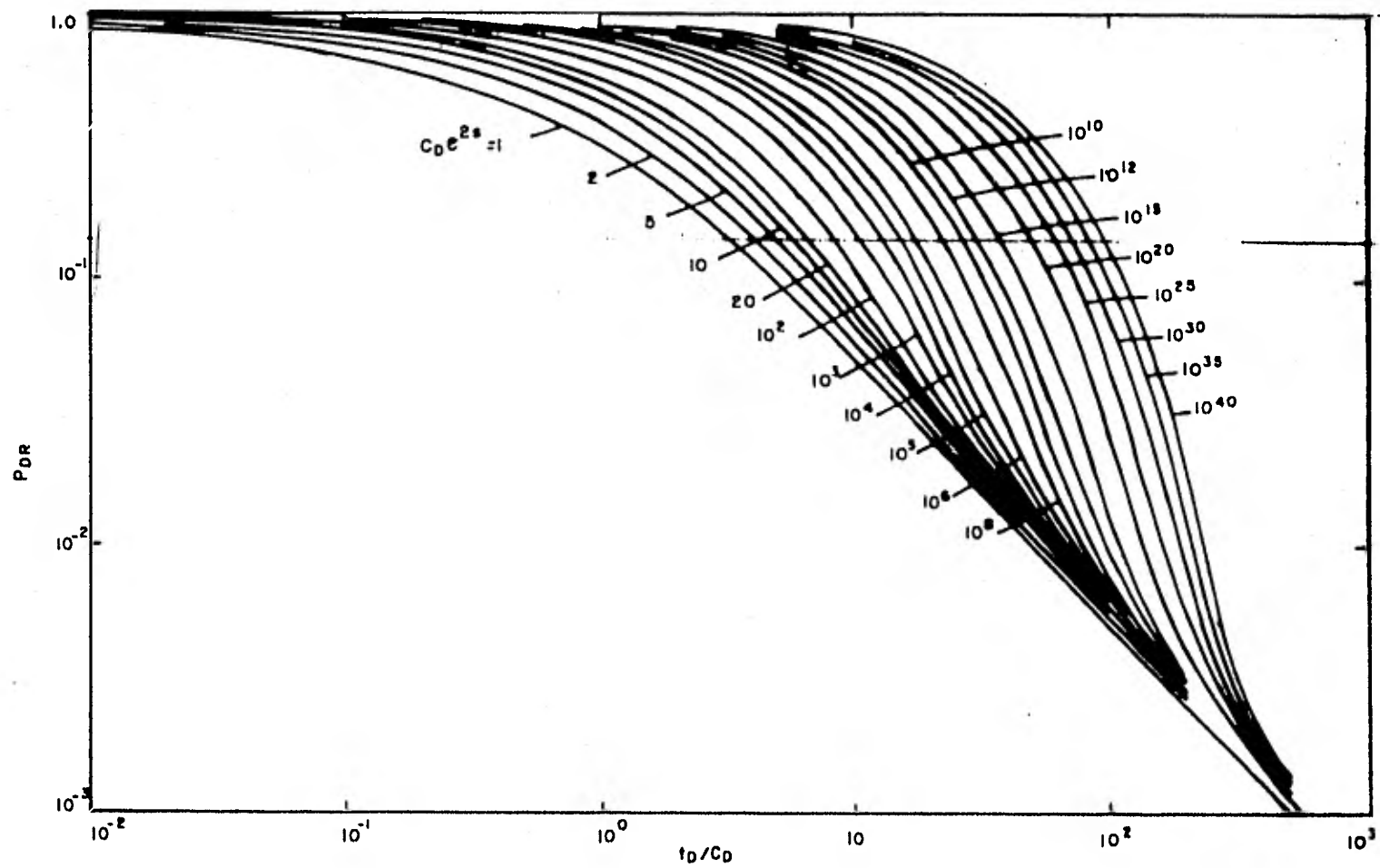


FIG.IV.12.- CURVAS TIPO (log-log) PARA PRUEBAS DE FORMACION SIN FLUJO EN LA SUPERFICIE Y PARA TIEMPOS LARGOS.

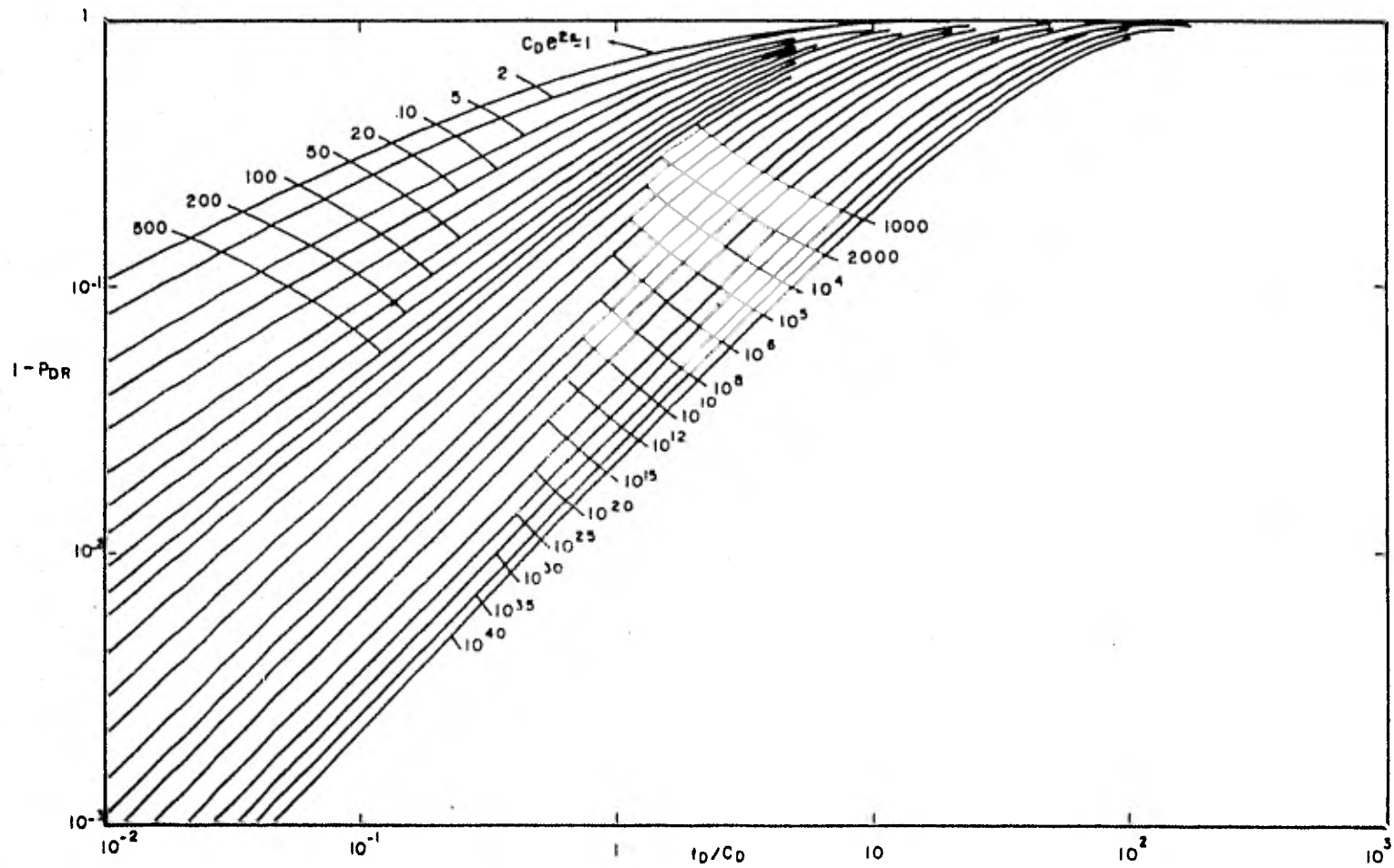


FIG.IV.13.-CURVAS TIPO (log-log) PARA TIEMPOS CORTOS, SIN FLUJO EN LA SUPERFICIE.

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:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\phi c_t h r_w^2 (C_D e^{2s})_M}{0.89359 C} \right) \quad (IV.8)$$

Ramey, Agarwal y Matin⁽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	$r_T = 1.9$ pulgadas
$V_u = 0.0197$ bbl/ft	$\phi = 0.14$
$r_w = 3.94$ pulgadas	

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:

$$C = \frac{(0.0197)}{\frac{52.78}{144} \frac{32.17}{32.17}}$$

$$C = 0.0537 \text{ bbl/psi.}$$

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:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(0.14) (14 \times 10^{-6}) (9) (1.078 \times 10^{-1}) (10^4)}{(0.89359) (0.0537)} \right]$$

$$s = 3.96.$$

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.

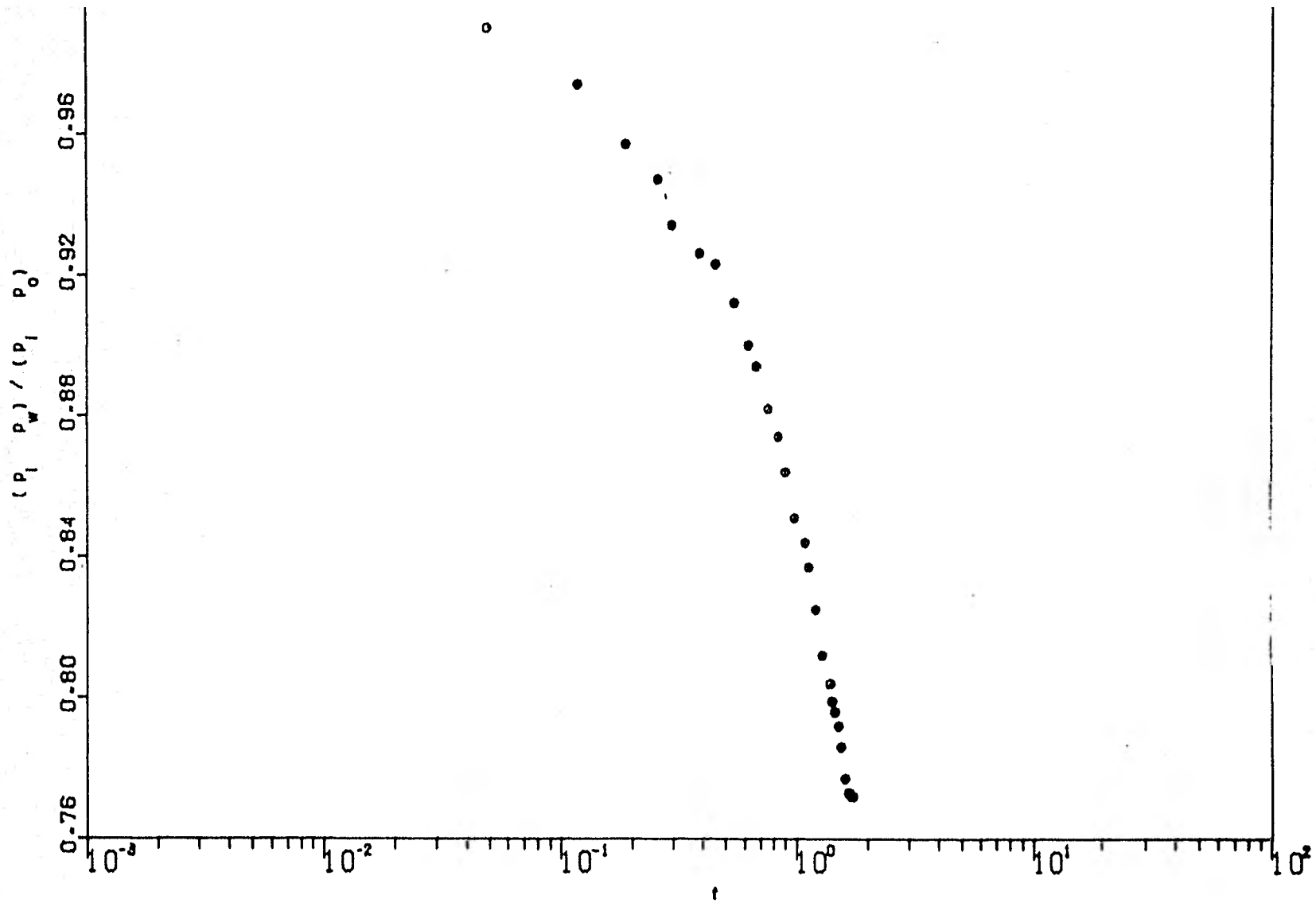


FIG IV GRÁFICA DE DATOS DE UNA PRUEBA DE FORMACION ANALIZADA POR CURVAS TIPO.

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

(260)

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 gas to 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 (hr)	P_w (psia)	$P_i - P_w$ (psia)	$\frac{P_i - P_w}{P_i - P_o}$
1.10	436	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.: "Numerical Simulation of Drillstem Test as an Interpretation Technique", JPT (Nov. 1969).
- 4.- Gattlin Carl: "Drilling an Well Completions", Petroleum Engineering.
- 5.- Slider H. C.: "Practical Petroleum Reservoir Engineering 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 Operation. 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.- INTRODUCCION.

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.- CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO Y DE LAS CURVAS DE DECLINACION.

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.

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 la relación gas-aceite aumenta.

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.

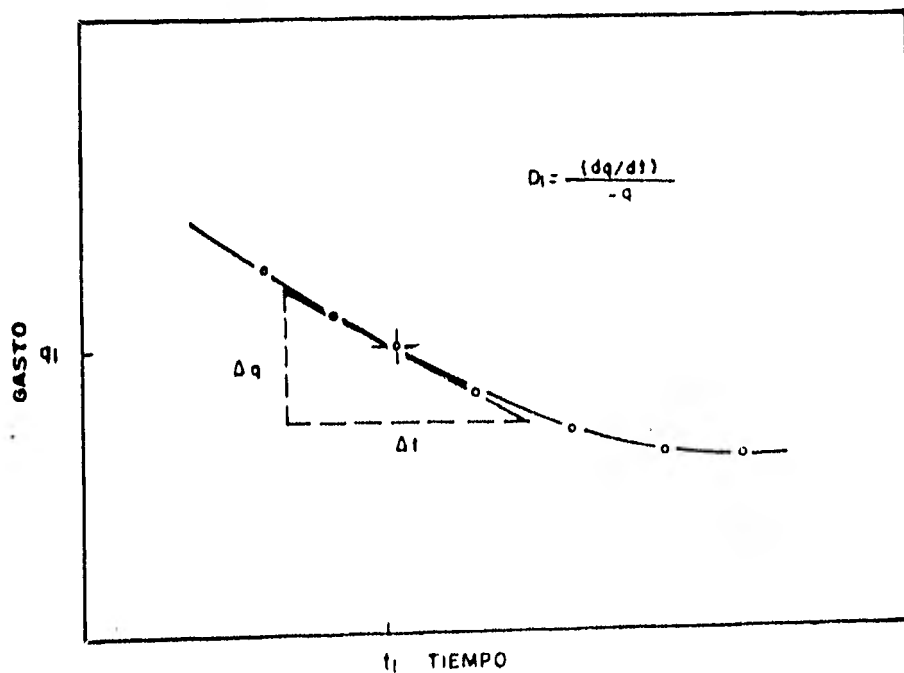


FIG.VI.-DEFINICION DEL GASTO DE DECLINACION.

V.3.- TIPOS DE CURVAS DE DECLINACION.

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 1/2 unidades.

V.4.- OBTENCION DEL LIMITE ECONOMICO. (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:

$$L. E. = \frac{C}{O - S} \quad , \quad (V.3)$$

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.

V.5.- DECLINACION 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:

(269)

$$a = - \frac{q}{(dq/dt)} \quad , \quad (V.4)$$

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:

$$\log q = \log q_i - \frac{D}{2.303} t \quad . \quad (V.9)$$

Graficamente queda representada como una línea recta cuya pendiente es $(- D/2.3)$ y ordenada al origen, q_1 (Fig. V.2).

Extrapolando esta línea hasta el límite económico puede conocerse la vida futura del pozo.

La Ec. (V.8) es representada por una línea recta al graficar los datos de gasto producido contra producción acumulada en papel normal.

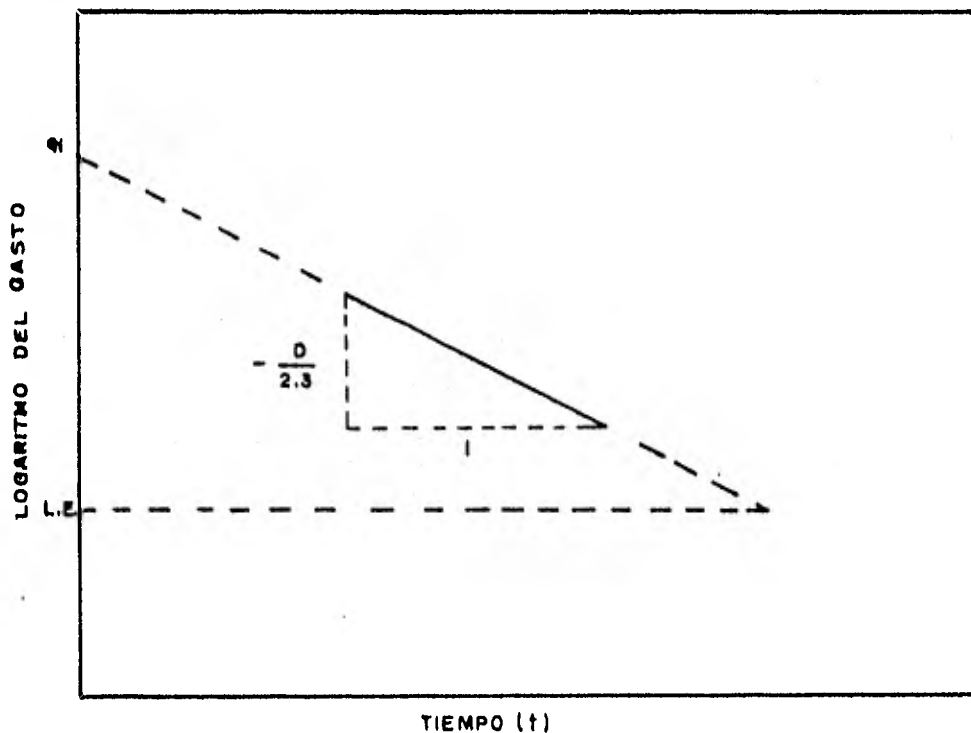


FIG.V.2.- REPRESENTACION GRAFICA DE LA DECLINACION EXPO-
NENCIAL EN PAPEL SEMILOGARITMICO.

V.5.1.- Porcentaje de Declinación Mensual.

El porcentaje de declinación mensual por definición - puede ser representado por⁽⁶⁾;

(271)

$$\text{Porcentaje de Declinación} = \frac{100 \, dq/dt}{q} \quad (\text{V.10})$$

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 fluyendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera⁽⁶⁾.

V.6.- DECLINACION HIPERBOLICA.

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:

$$- b = \frac{q/(dq/dt)}{dt} = \frac{dq}{dt} \quad (\text{V.14})$$

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 muestra cómo tal curva puede ser alineada en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1/D_i b)$. La pendiente 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 embargo, una vez determinada esta constante, es relativamente simple 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 producción acumulada durante el tiempo, t , cuando el gasto de producción 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.

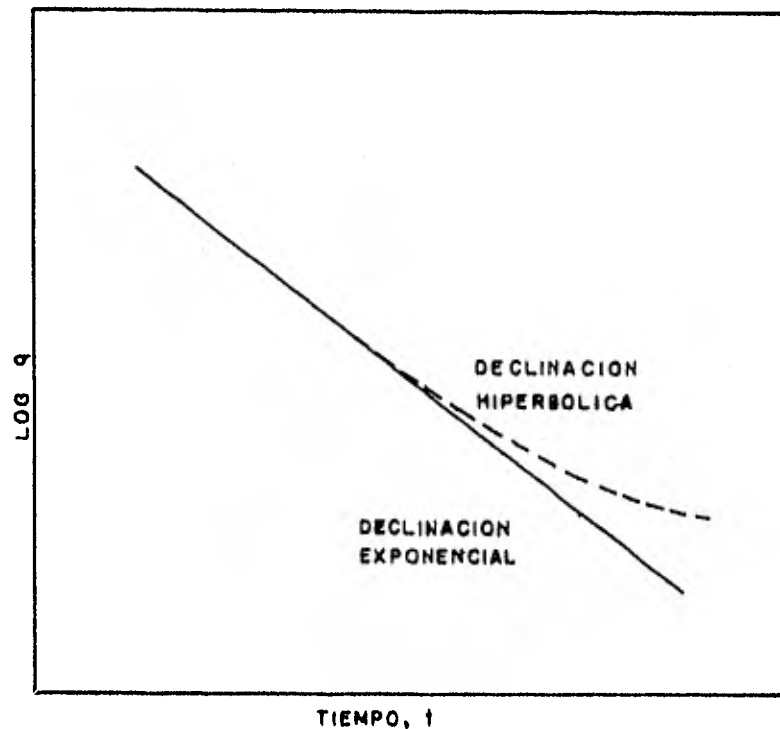


FIG.V.3.-COMPARACION DE LAS CURVAS DE DECLINACION EXPONENCIAL E HIPERBOLICA.

V.7.- DECLINACION ARMONICA.

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

(275)

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 de pendiente, $(- D)$, al graficar gasto producido contra, $q t$, como se ilustra en la Fig. V.4.

V.7.1.- Porcentaje de Declinación.

Derivando la Ec. (V.19) con respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{-q_i t}{(1 + D t)^2} \quad (V.22)$$

sustituyendo las Ecs. (V.19) y (V.22) en la Ec. (V.10) se obtiene:

(276)

$$\text{Porcentaje de Declinación} = \frac{100 D}{(1 + D t)} \quad (V.23)$$

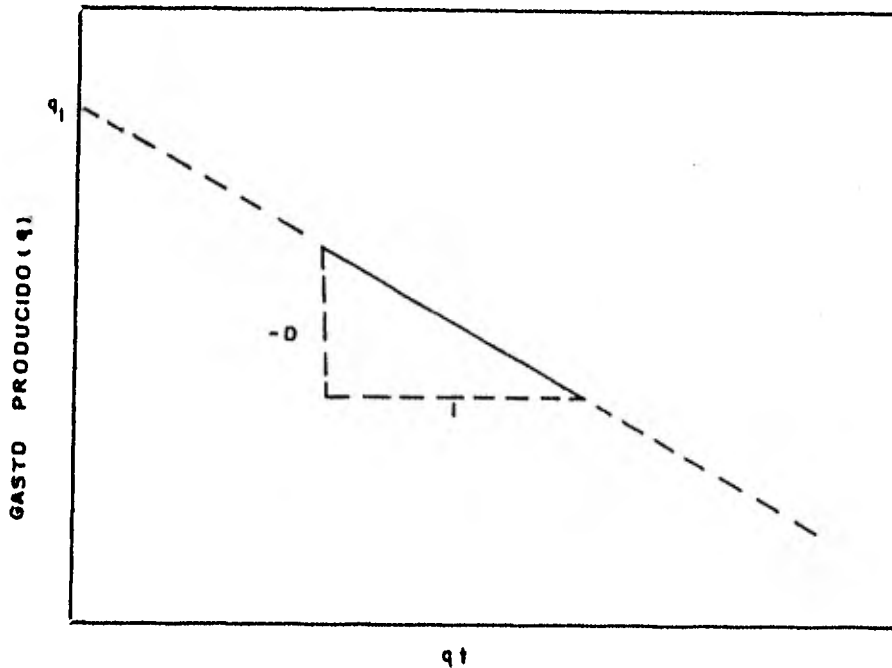


FIG.V.4.-REPRESENTACION GRAFICA DE LA DECLINACION HIPERBOLICA EN PAPEL CARTESIANO.

V.8.- GASTOS FUTUROS Y TIEMPOS DE VIDA UTIL.

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 -

(277)

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 hipérbólica:

$$t = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_i}{L.E.} \right)^2 - 1 \right] \quad ; \quad (V.25)$$

Para la declinación armónica:

$$t = \frac{1}{D_i} \left[\frac{q_i}{L.E.} - 1 \right] \quad . \quad (V.26)$$

V.9.- DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE UN YACIMIENTO POR MEDIO DE DATOS DE PRODUCCION.

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: $q(t) = q(r, r_w', \mu, \phi, c_t, \Delta p, \text{etc.})$:

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t}{\phi \mu c_t (r_w')^2} \quad , \quad (V.27)$$

(278)

$$q_D = \frac{141.2 q (\tau) \mu B}{k h \Delta p} \quad , \quad (V.28)$$

de donde:

$$q_D (t_D) = q (t_D, \frac{A}{(r_w')^2}, C_A) \quad .$$

V.9.1.- Determinación del Gasto cuando aún no se Sienten -
los Efectos de Frontera.

En este caso el yacimiento se comporta como un yaci-
miento infinito. Por tanto:

$$q_D (t_D) = q (t_D) \quad ,$$

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 gas 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 obtie
ne:

(279)

$$\frac{1}{q(t)} = \frac{162.6 \mu B}{k h \Delta p} \log_e t + \frac{162.6 \mu B}{k h \Delta p} \left[\log \left[\frac{k}{\phi \mu c_t (r_w')^2} \right] - 3.2275 \right]. \quad (V.31)$$

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:

$$\frac{1}{q}_{t=1 \text{ hr}} = m_p \left[\log \frac{k}{\phi \mu c_t (r_w')^2} - 3.2275 \right],$$

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:

$$- 2 \log r_w e^{-s} = - \frac{2}{2.303} r_w e^{-s} = \log r_w^2 + \frac{1}{1.1515} s$$

(280)

Sustituyendo en la Ec. (V.34) y despejando s:

$$s = 1.151 \left[\frac{(1/q)_{t=1 \text{ hr}}}{m_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2275 \right] \quad (V.36)$$

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:

$$q_D(t_D) = \frac{C \left[\frac{-2 t_D}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \left[\frac{r_e}{r_w} - 1 \right]} \right]}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4}} \quad (V.37)$$

donde, r_e , es el radio de drenaje, esta ecuación es aplicable cuando el área de drenaje es circular.

Sustituyendo el equivalente de t_D y q_D y cambiando de logaritmo natural a logaritmo base 10 se obtiene:

$$\log q(t) = \log \frac{k h \Delta p}{141.2 \mu B \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]} - \frac{5.5 \times 10^{-3} k t}{\phi \mu c_t r_e^2 \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]} \quad (V.38)$$

(281)

al graficar $\log q(t)$ contra t se obtiene una línea recta cuya pendiente es:

$$m_e = \frac{5.5 \times 10^{-3} k t}{\phi \mu c_t r_e^2 \left[\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} \right] C}, \quad (V.39)$$

y ordenada al origen:

$$b = \frac{k h \Delta p}{141.2 \mu B \left[\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} \right] C}, \quad (V.40)$$

de donde:

$$\left[\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} \right] C = \frac{k h \Delta p}{141.2 \mu B B}. \quad (V.41)$$

Despejando de la Ec. (V.39), r_e :

$$r_e = \sqrt{\frac{5.5 \times 10^{-3} k t}{\phi \mu c_t m_e \left[\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} \right] C}}, \quad (V.42)$$

haciendo

$$\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} = \left[\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} \right] C, \quad (V.43)$$

de donde:

$$r'_w = r_e e^{\left[\left(\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4} \right) C + \frac{3}{4} \right]} \quad (V.44)$$

Sustituyendo este valor en la Ec. (V.35) se puede de terminar el factor de daño, s.

V.10.- ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION 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 cuando, $p_{wf} = 0$, es⁽³⁾:

$$\frac{q_g(t)}{q_{gi}} = \frac{1}{\left[(2n - 1) \frac{q_{gi}}{G} t + 1 \right]^{\frac{2n}{2n + 1}}}, \quad (V.45)$$

donde, n, es la pendiente de las curvas de contrapresión. Esta 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):

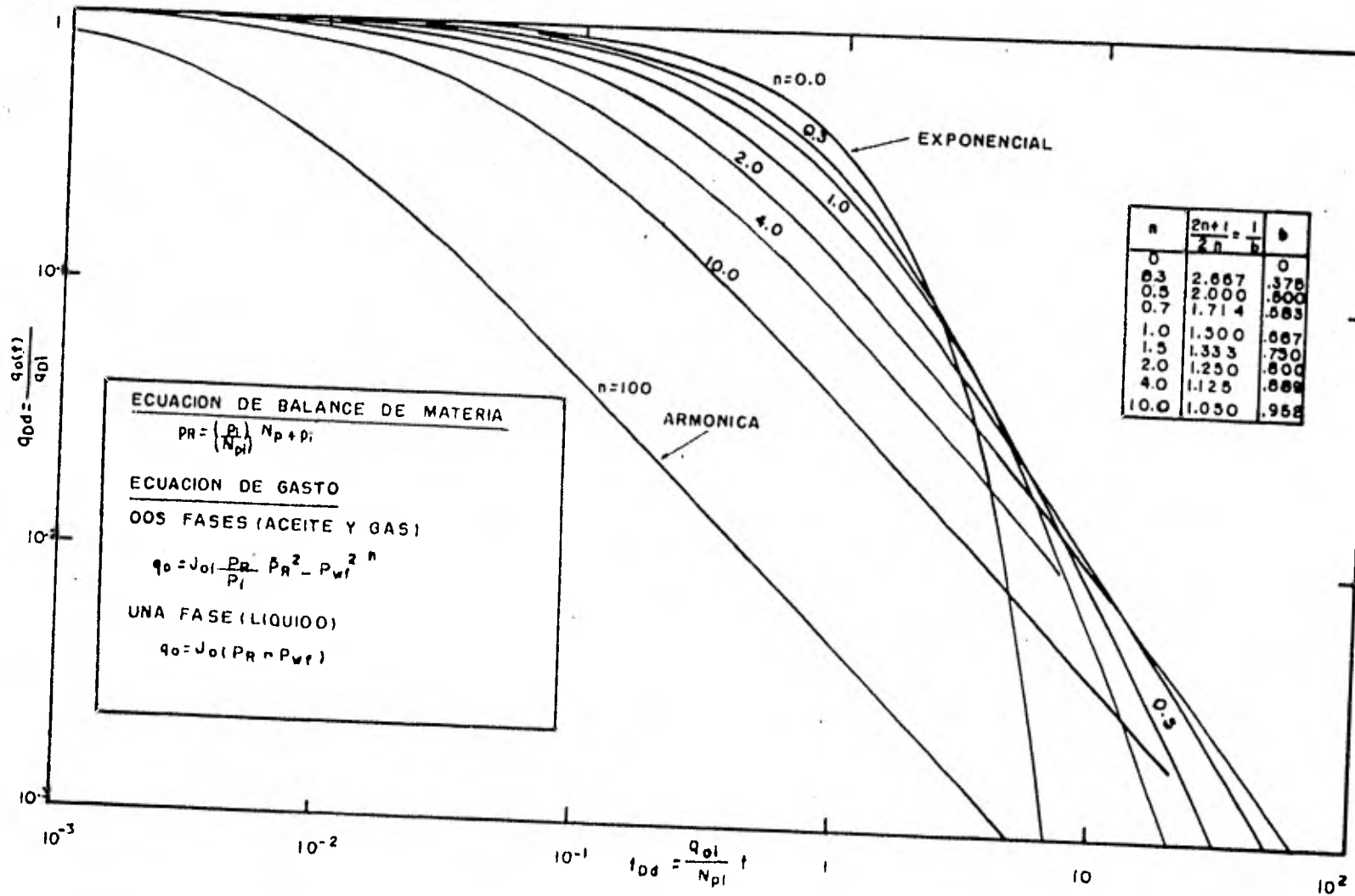


FIG.V.5.- CURVAS TIPO DE DECLINACION DE GASTO PARA YACIMIENTOS CON EMPUJE POR GAS DISUELTO Y SISTEMA FINITO CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

(284)

$$G_p = \int_0^t q_g(t) dt$$

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 ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION.

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:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-D_i t} \quad , \quad (V.50)$$

y si $b = 1$, se tiene la ecuación que define la declinación armónica:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i t)} \quad . \quad (V.51)$$

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):

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \quad , \quad (V.52)$$

y una curva de declinación con tiempo adimensional:

$$t_{Dd} = D_i t \quad . \quad (V.53)$$

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.

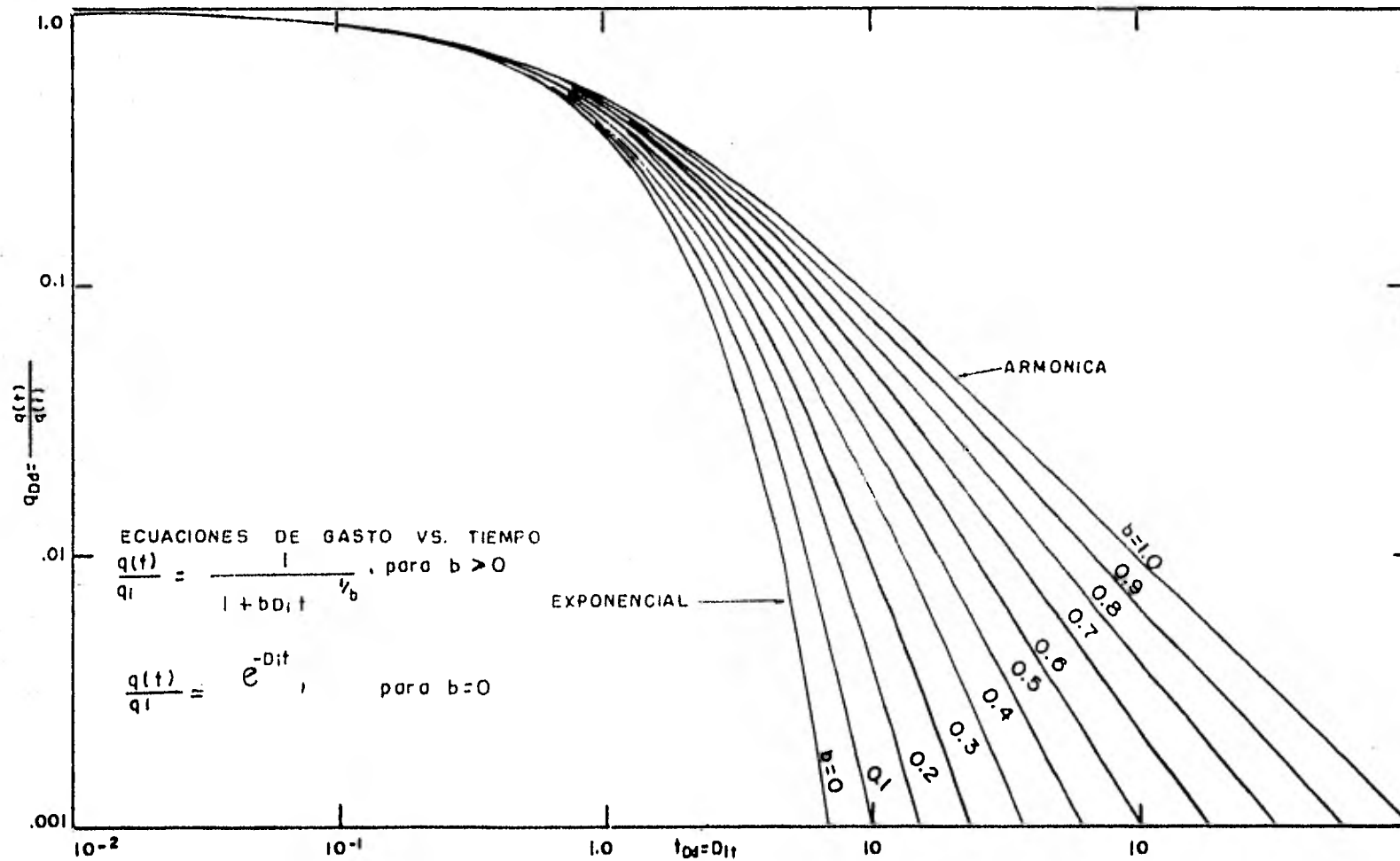


FIG.V.6.-CURVAS TIPO PARA LAS ECUACIONES EMPIRICAS DE ARPS DE DECLINACION DE GASTO CONTRA TIEMPO PARA LA SOLUCION UNITARIA (D₁).

V.12.- SOLUCIONES ANALITICAS.

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:

$$q_D = \frac{141.2 q(t) \mu B}{k h (p_i - p_{wf})} \quad (V.54)$$

y el tiempo adimensional como:

$$t_D = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (V.55)$$

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).

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 , es:

$$\frac{d Q_D}{d t_D} = q \quad (V.56)$$

Fetkovich presentó una aproximación simplificada para

calcular la entrada de agua en sistemas finitos que proporcione 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⁾:

$$q(t) = \frac{J_o (p_i - p_{wf})}{e \left[\frac{(q_i)_{\text{máx}}}{N_{pi}} \right] t} \quad , \quad (V.57)$$

pero

$$q_i = J_o (p_i - p_{wf}) \quad , \quad (V.58)$$

y

$$J_o = \frac{(q_i)_{\text{máx}}}{p_i} \quad . \quad (V.59)$$

Sustituyendo la Ec. (V.59) en la Ec. (V.58) se obtiene:

$$(q_i)_{\text{máx}} = \frac{q_i}{1 - \frac{p_{wf}}{p_i}} \quad , \quad (V.60)$$

ahora sustituyendo las Ecs. (V.58) y (V.60) en la Ec. (V.57):

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{- \left[\frac{q_i \tau}{1 - \frac{p_{wf}}{p_i}} N_{pi} \right]} \quad (V.61)$$

Esta ecuación puede ser considerada como una derivación de la ecuación de declinación exponencial en términos de las variables del yacimiento y la presión constante impuesta

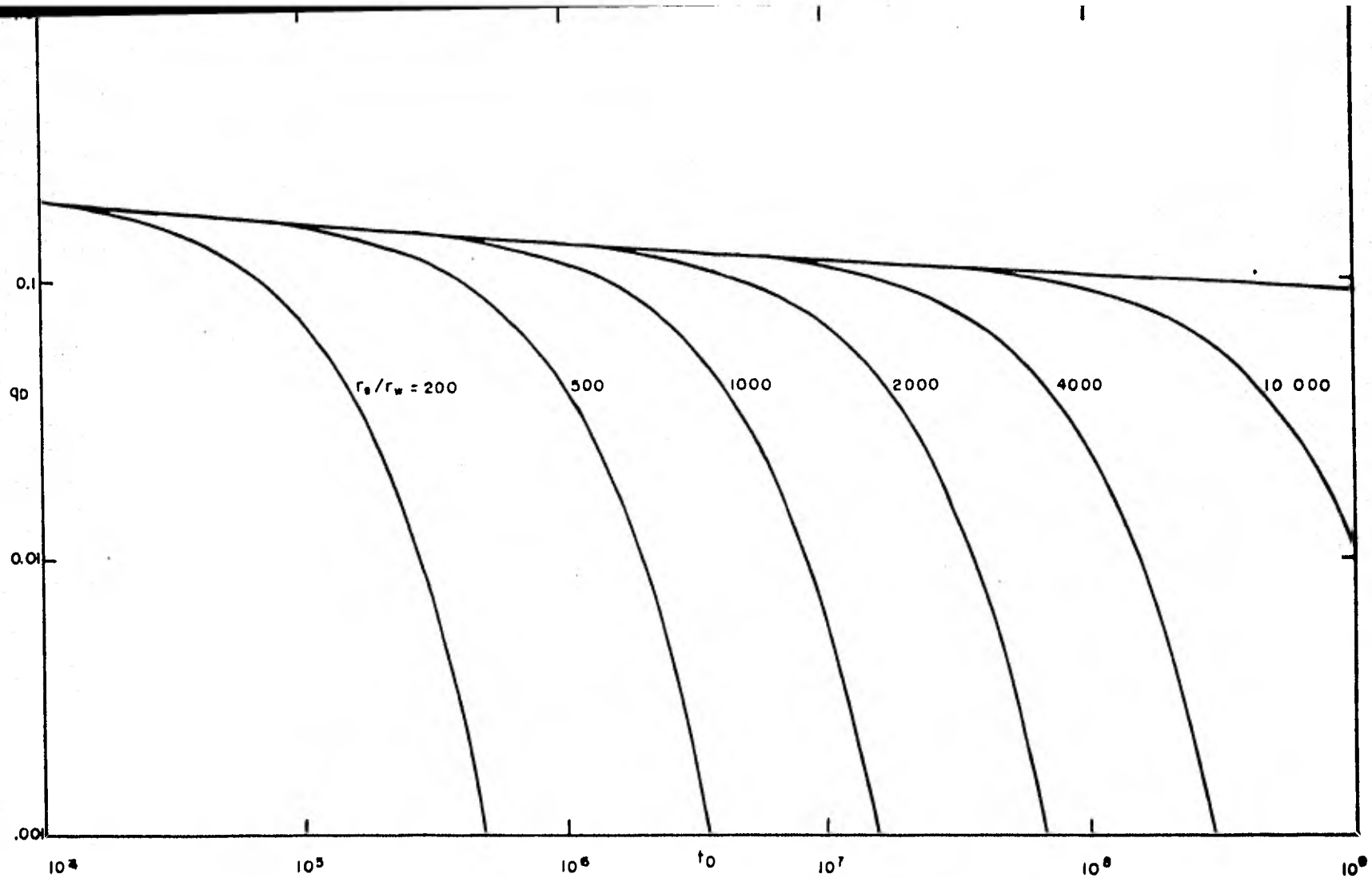


FIG.V.7.-FUNCIONES DE GASTO DE FLUJO ADIMENSIONAL PARA UN SISTEMA PLANO RADIAL CON FRONTERA EXTERNA FINITA E INFINITA CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

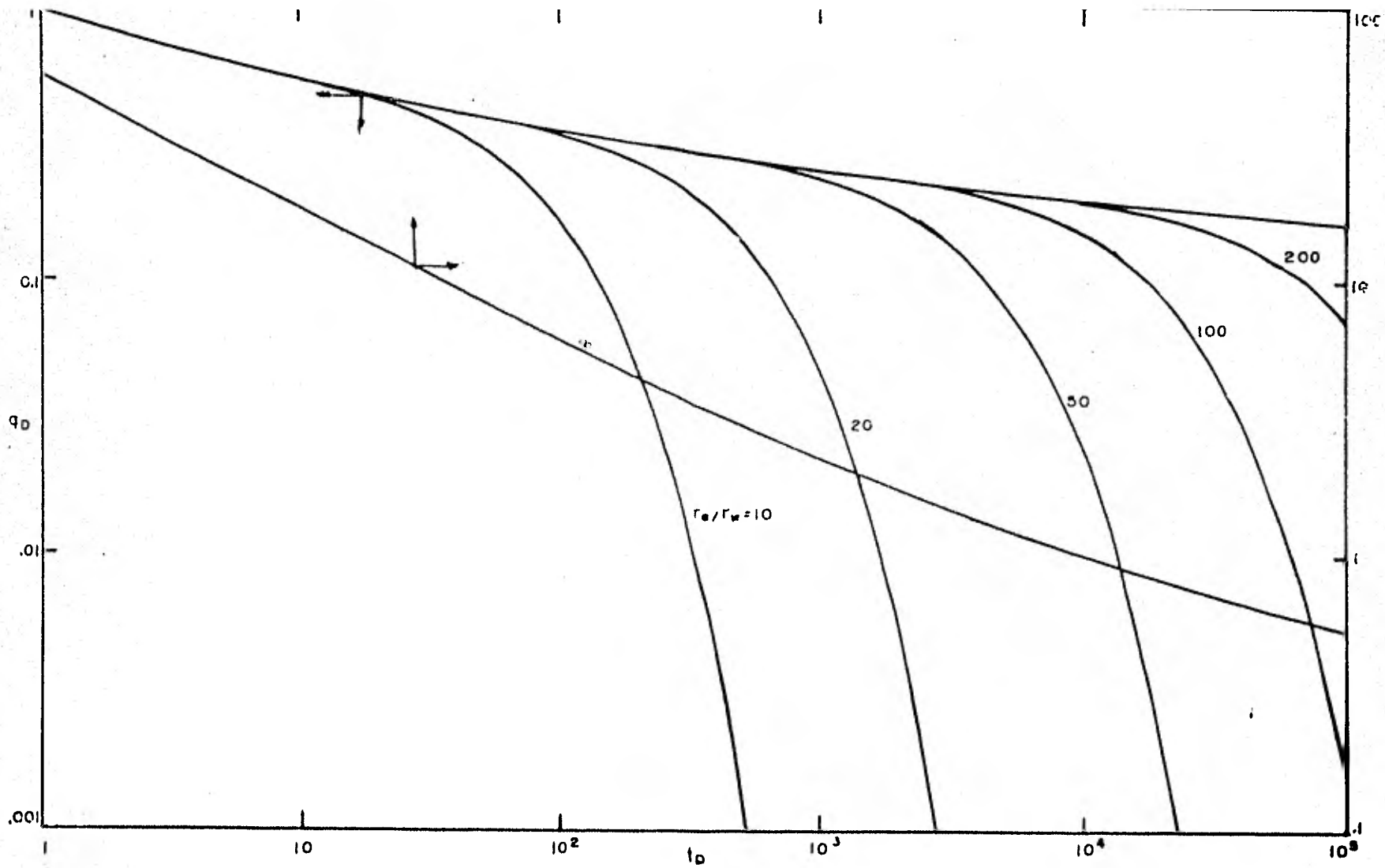


FIG.V.8.-FUNCIONES DE GASTO DE FLUJO ADIMENSIONAL PARA UN SISTEMA RADIAL CON FRONTERA EXTERNA FINITA E INFINITA CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

en el pozo.

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:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left[\frac{(q_i)_{\text{máx}}}{N_{pi}} \right] t} \quad (V.62)$$

En términos de la curva de declinación exponencial, de la Ec. (V.50) D_i se define como:

$$D_i = \frac{(q_i)_{\text{máx}}}{N_{pi}} \quad (V.63)$$

En términos de tiempo adimensional para el análisis de curvas de declinación, de las Ecs. (V.53) y (V.63) se tiene que:

$$t_{Dd} = \frac{(q_i)_{\text{máx}} \cdot t}{N_{pi}} \quad (V.64)$$

Definiendo a N_{pi} y $(q_i)_{\text{máx}}$ en términos de variables del yacimiento:

$$N_{pi} = \frac{\pi (r_e^2 - r_w^2) \phi c_t h p_i}{5.615 \times 10^{-4}} \quad (V.65)$$

y:

$$(q_i)_{\text{máx}} = \frac{k h p_i}{141.2 \mu B \ln \left[\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right]}, \quad (\text{V.66})$$

sustituyendo las Ecs. (V.65) y (V.66) en la Ec. (V.64):

$$t_{Dd} = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \left[\frac{1}{\left[\frac{1}{2} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \right] \quad (\text{V.67})$$

o también:

$$q_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (\text{V.68})$$

Para obtener una curva de declinación con gasto adimensional (q_{Dd}) en términos de q_D :

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = q_D \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right] \quad (\text{V.69})$$

o también:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{k h (p_i - p_{wf})} \cdot \frac{1}{141.2 \mu B \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right]} \quad (\text{V.70})$$

De esta manera, los valores de q_D y t_D para las soluciones de presión constante, finitas e infinitas son transformadas a una curva de declinación de gasto, q_{Dd} y 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 .

Van Poolen 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:

- 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.

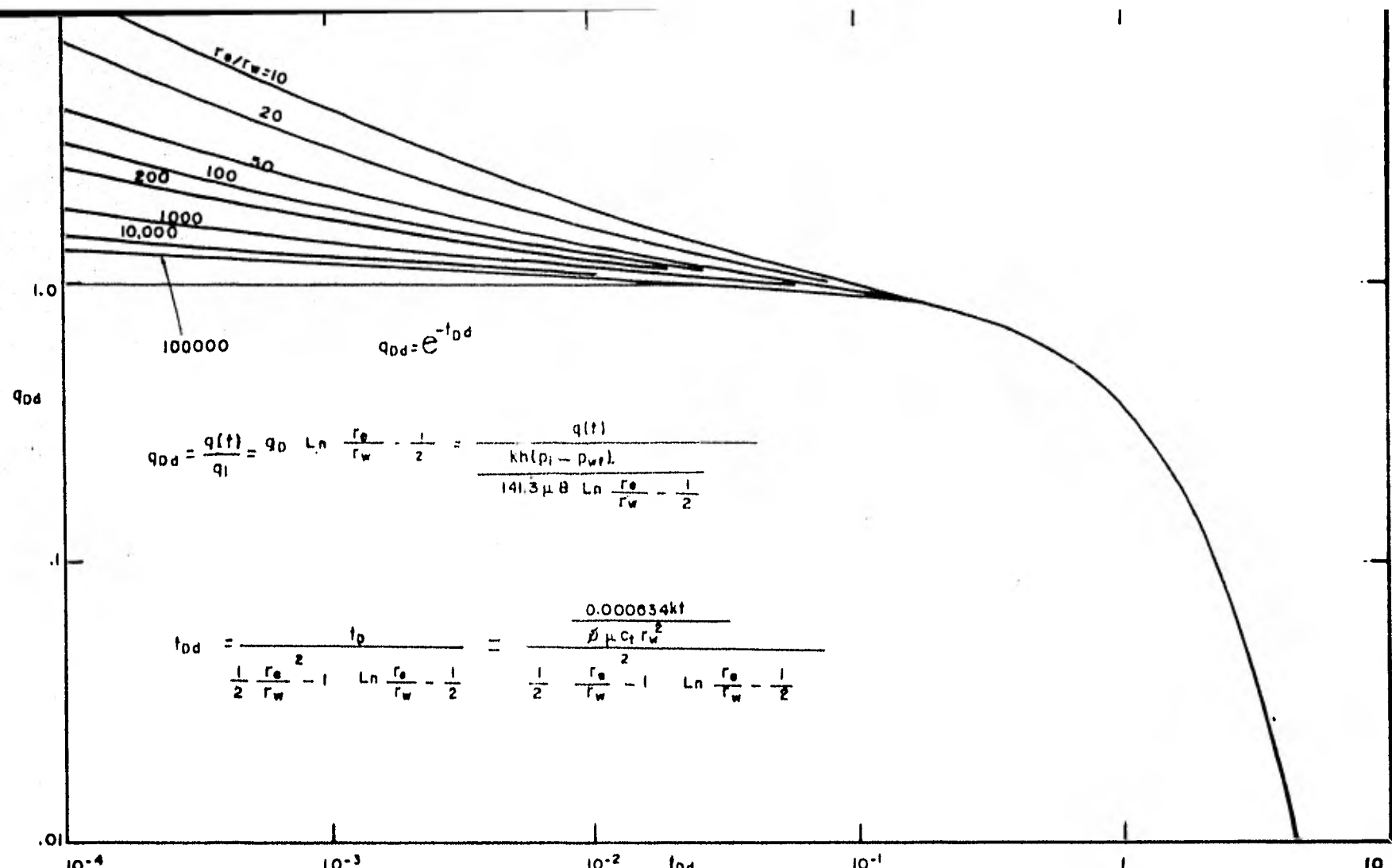


FIG.V.9.-FUNCIONES DE GASTO DE FLUJO ADIMENSIONAL PARA UN SISTEMA PLANO RADIAL CON FRONTERA EXTERNA FINITA E INFINITA Y PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA INTERNA.

- 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:

$$q_i = \frac{q(t)_M}{(q_{Dd})_M} \quad (V.71)$$

(296)

$$q_i = \frac{1\ 000}{0.139}$$

$$q_i = 72\ 942.44 \text{ bbl/mes.}$$

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 PRODUCCION POR CURVAS TIPO.

L (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		

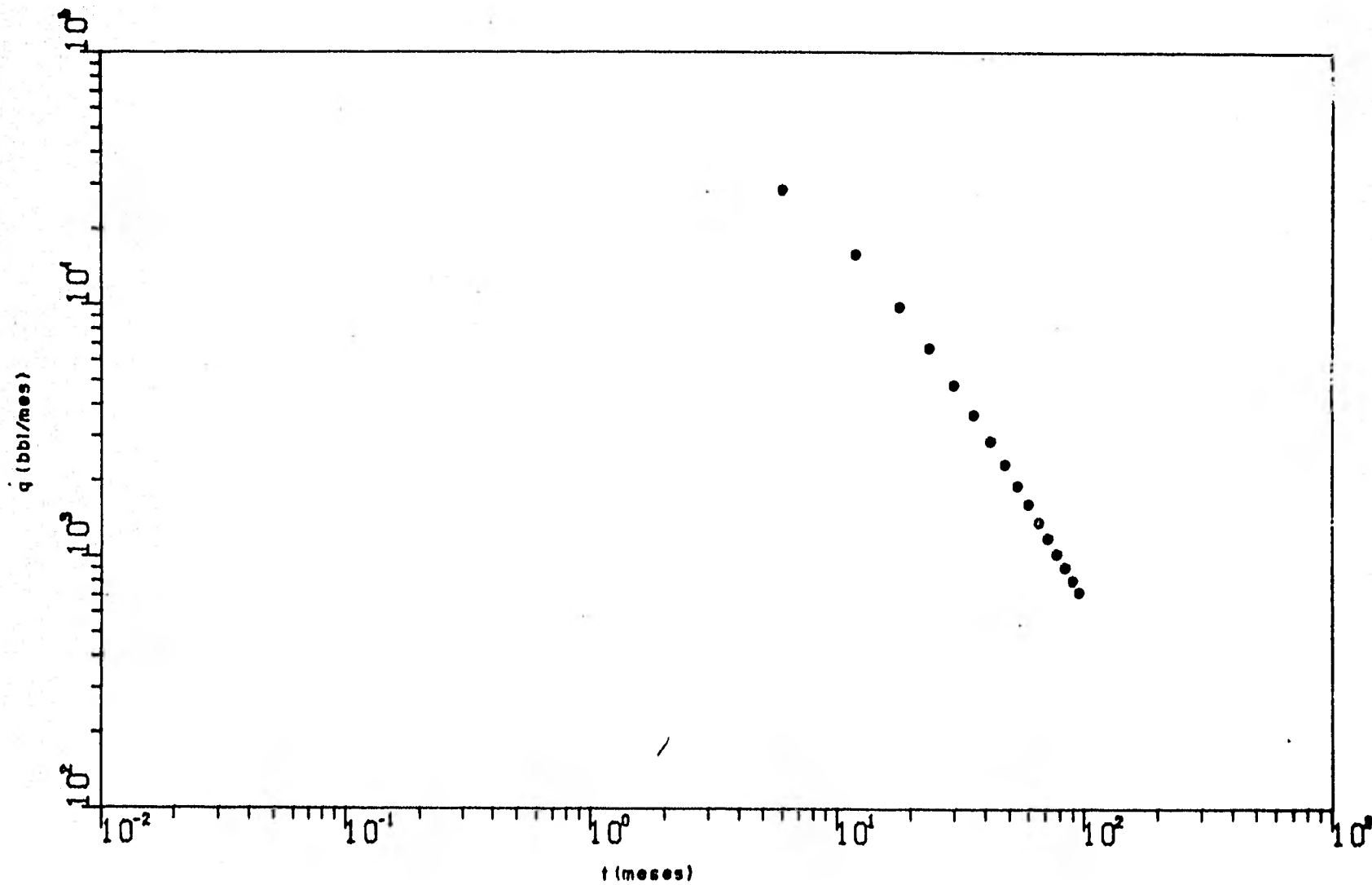


FIG. V.IO.-GRAFICA DE DATOS PARA EL ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION POR MEDIO DE CURVAS TIPO.

V.13.- REFERENCIAS.

- 1.- Arps J. J.: "Analysis of Decline Curves", Trans. AIME (1945) 160, 228-247.
- 2.- Campbell J. M.: "Oil Property Evaluation".
- 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, 103-105.
- 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.