

45

20j



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“CALCULO DE FACTORES DE DAÑO,
PSEUDODAÑO Y DAÑO TOTAL”

T E S I S

Para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a

OCTAVIANO MUÑOZ GARCIA



México, D. F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

	Pag.
CAPITULO I	" INTRODUCCION " ----- 1
CAPITULO II	" ANTECEDENTES " ----- 5
	II.a.- Espesor efectivo ----- 6
	II.b.- Prueba de análisis de presión --- 8
	II.c.- Almacenamiento ----- 12
	II.d.- Causas del daño en la formación - 15
CAPITULO III	" FACTORES DE PSEUDODAÑO Y FACTOR DE - DAÑO DE LA FORMACION " ----- 22
	III.a.- Factor de pseudodaño debido- al flujo a través de los dis- paros (spl) ----- 24
	III.b.- Factor de pseudodaño debido- a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada (sp2) ----- 28
	III.c.- Factor de pseudodaño debido- al efecto de penetración par- cial del pozo a la formación productora (sr) ----- 47
	III.d.- Factor de pseudodaño por frag- tura (sf) ----- 62

	Pag.
III.e.- Factor de pseudodaño debido a pozos desviados en la formación productora (se) -----	65
III.f.- Factor de daño de la formación (sd) -----	74
 CAPITULO IV " FACTOR DE DAÑO TOTAL " -----	 80
IV.a.- Cálculo de "s" a partir del análisis de pruebas de variación de presión por métodos convencionales -----	83
IV.b.- Cálculo de "s" a partir del ajuste por curvas tipo para pozos no fracturados naturalmente -----	102
IV.c.- Cálculo de "s" por medio de parámetros obtenidos a partir de las curvas tipo para pozos con fracturas inducidas -----	116
 NOMENCLATURA -----	 136
REFERENCIAS -----	141

C A P I T U L O I .

I N T R O D U C C I O N .

I N T R O D U C C I O N .

En los trabajos de perforación, terminación, producción y estimulación de pozos petroleros se crean condiciones que aumentan o disminuyen su productividad de hidrocarburos. Esto origina los llamados factores de daño a la formación y pseudodaños; estos últimos son denominados así porque no corresponden a un factor de daño originado por la formación, aunque sus resultados con respecto a la productividad son semejantes. La suma de éstos dan como resultado el factor de daño total:

Los factores de pseudodaño se deben a las siguientes causas:

- Arreglo y densidad de los disparos
- Posición y longitud del intervalo disparado.
- Fracturas inducidas o naturales
- Flujo a través de los disparos en la zona productora.
- Penetración parcial en la zona productora.
- Inclinação del pozo en la zona productora,

en las que se involucran:

- La profundidad de penetración de los disparos.
- La relación de espesores del intervalo disparado y la zona productora.
- La relación de permeabilidad vertical y horizon-

tal.

- La permeabilidad de la zona dañada.
- El radio de la zona dañada.

El factor de daño a la formación es debido a la disminución de la permeabilidad en la zona cercana al pozo; - que puede ser originada por las siguientes causas:

- Hinchamiento de las arcillas.
- Precipitados orgánicos.
- Daños por materiales de estimulación.
- Daños por lodo de perforación
Arenamientos.
- Por filtración de agua en las cementaciones hacia la formación.

El factor de daño total puede calcularse por medio del análisis de pruebas de variación de presión (se verán únicamente las pruebas de incremento y decremento de presión). Varios autores han estudiado diferentes formas de calcular el daño total, para pozos fracturados como para no fracturados.^{1,2,6,8,10,11}

Este trabajo tiene como finalidad presentar las diferentes formas de calcular los factores de: Daño a la for

mación, pseudodaños (si es que existen) y el daño total, determinando cuáles son los que están actuando en un caso dado para tratar de eliminarlos, ya que éstos afectan en forma directa la producción.

CAPITULO II

ANTECEDENTES.

II a. ESPESOR EFECTIVO (h_e)

El espesor que aporta hidrocarburos al pozo no siempre es el espesor total del yacimiento (h_t); existen formaciones de grandes espesores que tienen zonas impermeables (arenas sucias) impidiendo al fluido contenido en estas arenas fluir hasta el pozo. Se define " h_e " ¹² como el espesor de la formación permeable que contine hidrocarburos (ver figura II.1) de tal forma que :

$$h_e \leq h_t$$

Por lo dicho anteriormente es importante determinar el espesor efectivo para no caer en un error cuando se calcula los factores de daño y pseudodaño.

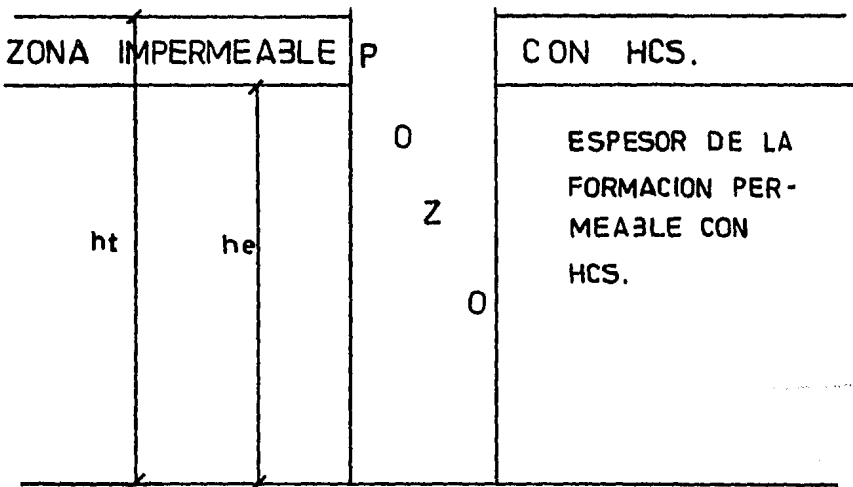


Figura II.1

Espesores total y efectivo de la formación.

Cálculo de h_e

A partir del análisis de las curvas de variación de presión se obtiene la capacidad de la formación considerando ¹³
 $kh = kv$.

$$K h_e = 162.6 \frac{q_o \mu_o \beta_o}{m} \text{-----(II.1)}$$

Por otra parte, se presenta una ecuación ¹² para obtener k utilizando información de pozos con grandes espesores y con intervalos de producción restringidos:

$$P_{ws}(t_p + \Delta t) = P - 2452.2 \frac{q_o \mu_o \beta_o \sqrt{\phi} \mu_o c_t}{K h \sqrt{K v}} \left(\frac{1}{\Delta t} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right) \text{---(II.2)}$$

Como se puede observar, si se grafica p_{ws} vs $\frac{1}{\Delta t}$ ¹
 $\frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}}$ se obtiene una recta con pendiente:

$$m_t = 2452.2 \frac{q_o \mu_o \beta_o \sqrt{\phi} \mu_o c_t}{K h \sqrt{K v}} \text{-----(II.3)}$$

Considerando un medio isótropo ($kh = kv = k$) y despejando la permeabilidad de la formación se obtiene: ¹²

$$\frac{3/2}{K} = 2452.2 \frac{q_o \mu_o \beta_o \sqrt{\phi} \mu_o c_t}{m_t} \text{-----(II.4)}$$

Con el resultado de las Ecs. II.1 y II.4 se obtiene el valor de h_e utilizando la siguiente ecuación: ¹²

$$h_e = K h_{e0} / K \text{ -----(II.5)}$$

Este valor de h_e calculado debe de ser comparado con alguna correlación de registros geofísicos en la zona considerada.

II.b PRUEBAS DE ANALISIS DE PRESION

A partir de un análisis de las pruebas de variación de presión se pueden determinar las características de la formación. Estas pruebas son de:^{4,13}

- Incremento de presión
- Decremento de presión
- Interferencia.

Para la determinación de " k_{he} " y " s " se analizarán las dos primeras pruebas por ser las más usuales. Varios autores^{3,13} han desarrollado diferentes métodos para determinar estos parámetros.

Pruebas de incremento de presión.

Estas pruebas⁴ son las que comúnmente se realizan para la determinación de las características de la formación; entre éstas se encuentran " s " y " k_{he} " (ver Figura II.2) --

Las pruebas se efectúan de la siguiente forma:

- Se introduce un registrador de presión (normalmente Amerada) hasta la profundidad de interés.
- Se hace producir el pozo a un gasto constante - (q_o) durante un cierto tiempo (t_p).
- Se cierra el pozo ($q_o = 0$) y en ese instante se registra la presión (p_{wf}).
- A partir de este instante se registra la presión de fondo cerrado (p_{ws}) a diferentes Δt .

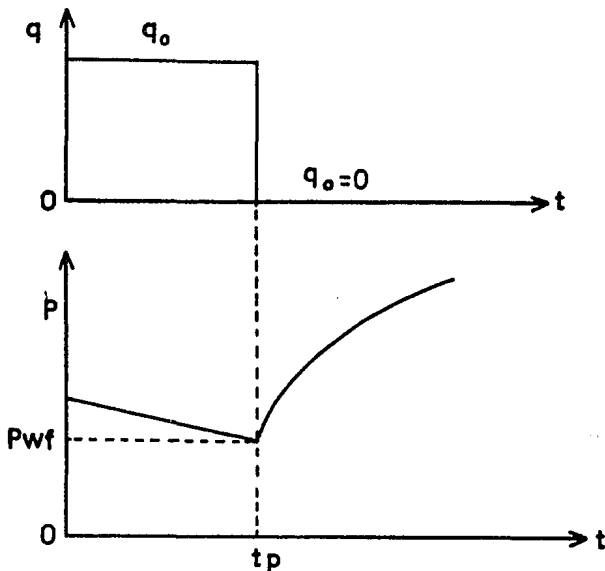


Figura II.2

Comportamiento de la presión al efectuar la prueba de incremento.

Desventajas.- La dificultad de mantener un gasto -
constante.

Desde el punto de vista económico resulta poco atractivo ya que se tiene que cerrar el pozo.

Pruebas de decremento de presión.

Este tipo de pruebas⁴ es menos usual que el de pruebas de incremento, aunque para la determinación de "khs" y "s" se recomienda³ un análisis de pruebas de decremento, por ser más fácil para determinar los parámetros anteriores.

Estas pruebas se efectúan de la siguiente forma (ver-Figura II.3):

- Se introduce hasta la profundidad de interés un registrador de presión.
- Se cierra el pozo hasta alcanzar su presión estática (pws)
- Se abre el pozo y se mantiene a un gasto constante
- Se registra la presión de pozo fluyendo (pwf) a diferentes t.

Ventajas.- Principalmente para pozos recién terminados y para aquéllos sometidos a reparaciones, ya que no se tendrá que cerrar el pozo.

Desventaja.- La dificultad de mantener un gasto con
tante.

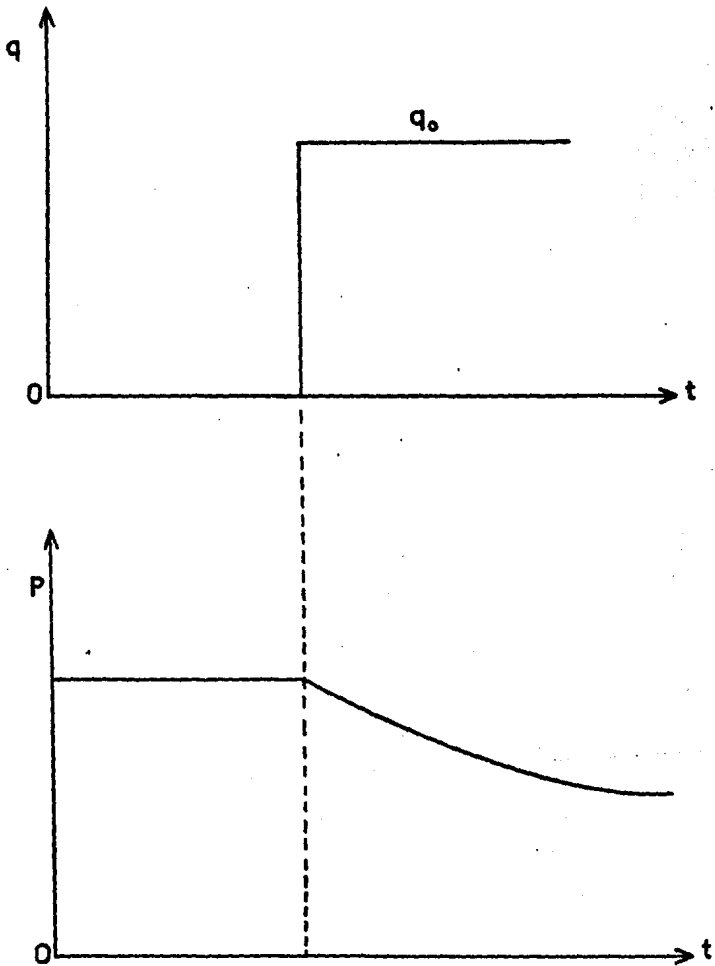


Figura II.3

Comportamiento de la presión al efectuar una prueba
de decremento.

II.c ALMACENAMIENTO.

En las pruebas de análisis de presión se presentan los efectos producidos por el almacenamiento; los datos obtenidos cuando está presente este efecto, no se podrán utilizar para determinar "khe " y " s "

Estos efectos se presentan de acuerdo a la compresibilidad del fluido aunado con la existencia o falta de empacador en la tubería de producción, cuando se inicia una prueba de incremento o decremento, el comportamiento de la presión se debe al efecto producido por el almacenamiento, y la caída de presión cuando esta presente este efecto se puede calcular por la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 0.04166 \frac{q\beta\Delta t}{C}, \text{-----(II.6)}$$

donde "C" es el coeficiente de almacenamiento, definido - por :

$$C = \Delta V / \Delta P \text{ -----(II.7)}$$

Almacenamiento en pruebas de incremento.

En pozos que tienen empacador, el efecto del almacenamiento actúa de la siguiente forma:

Cuando se cierra un pozo para efectuar esta prueba -

el fluido en la cara de la formación continúa fluyendo debido a este efecto (ver Figura II.4); cuando no se tiene empacador y se cierra el pozo, el yacimiento seguirá aportando fluido al pozo hasta llenar el espacio anular, luego seguirá fluyendo de acuerdo a la compresibilidad del fluido (ver Figura II.5).

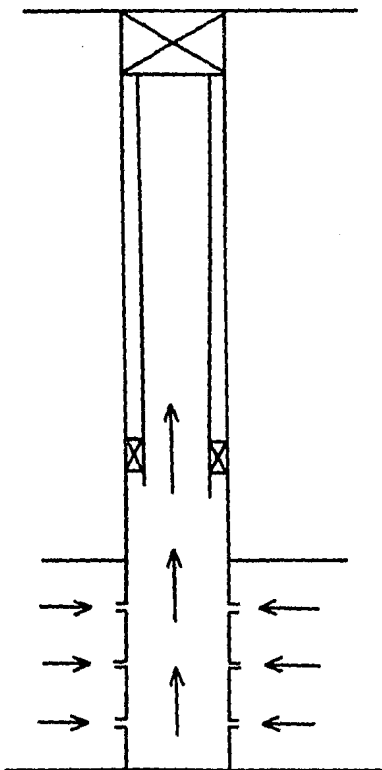


Figura II.4

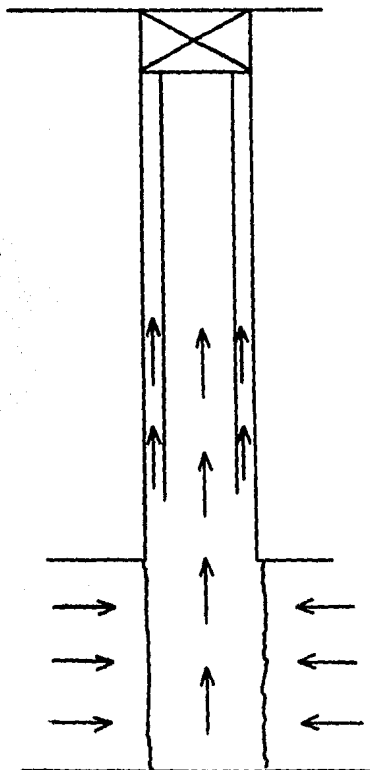


Figura II.5

Pozos produciendo por efecto de almacenamiento en una prueba de incremento de presión, cuando el pozo tiene empacador y cuando no lo tiene.

Almacenamiento en pruebas de decremento.

Cuando el pozo es abierto para que produzca a un -
gasto constante y éste en su diseño de terminación cuen-
ta con empacador, el fluido producido inicialmente se --
deberá a la expansión del que se encuentra en la tubería
de producción (ver Figura II.6).

En el caso de que no se tenga empacador⁴, el fluido
inicialmente se deberá a la expansión del que se encuentra
en la tubería de producción y en el espacio anular (ver -
Figura II.7).

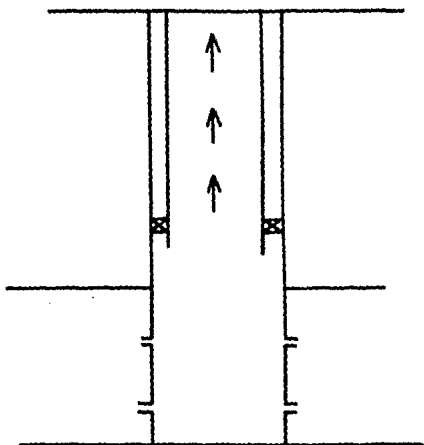


Figura II.6

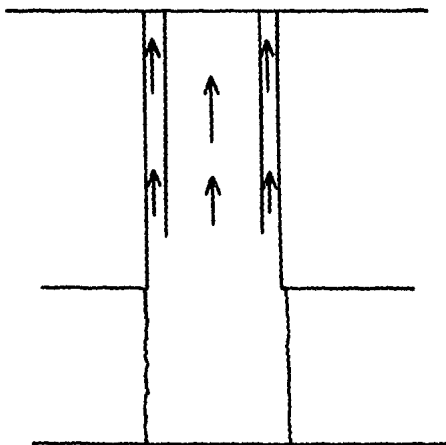


Figura II.7

Pozos produciendo por efecto de almacenamiento en -
pruebas de decremento de presión, en pozos con empacador y
sin él.

II.d CAUSAS DEL DAÑO EN LA FORMACION.

Son varias las causas que disminuyen la permeabilidad en la zona productora cerca del pozo y que hacen que la productividad del mismo disminuya; éstas son las siguientes :

Precipitados inorgánicos.

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. Estas a menudo contienen sólidos en suspensión y cuando las condiciones que las mantienen en equilibrio cambian (variación de presión y temperatura por efectos de la producción), el material sólido se precipita en los poros de la formación en la vecindad del pozo originando una caída de presión extra que a su vez provoca más precipitación de material sólido, debido a que la máxima caída de presión ocurre cerca del agujero; es allí donde se tiene máxima depositación de sólidos, lo que origina una disminución de permeabilidad en esa zona.

Los precipitados sólidos más comunes son los siguientes: Sulfato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de bario y carbonato de calcio.

Precipitados orgánicos⁴

La formación de cristales de alto peso molecular (parafinas o ceras y asfaltenos) que a las condiciones del yacimiento se encuentran disueltos en los hidrocarburos más ligeros y debido a un cambio de temperatura y presión se solidifican adheriéndose a las paredes sólidas. Estas precipitaciones pueden ocurrir tanto en las vecindades del pozo como en el aparejo de producción.

Por materiales de estimulación⁴

Los ácidos utilizados en una estimulación pueden reaccionar con la formación causando precipitados que pueden taponar el pozo.

En formaciones que contienen anhidrita, el ácido puede formar precipitados insolubles de sulfatos; si se usa ácido fluorhídrico en zonas que contienen más de 10 % de carbonato de calcio, éste se puede precipitar; cuando los retardadores no son efectivos se pueden precipitar compuestos de hierro.

Por el lodo de perforación⁴

El lodo de perforación puede dañar a la formación disminuyendo la permeabilidad en la zona cercana al pozo, esto puede ser por:

- La invasión del filtrado del lodo dentro del medio poroso.
- Penetración de partículas sólidas en los poros.

El daño ocasionado por la invasión de filtrado del lodo dentro del medio poroso, será de acuerdo al tipo de filtrado que se tenga; si se tienen filtrados de base aceite o agua salada, éstos causan poco o ningún daño permanente en la formación; sin embargo, filtrados del lodo de agua dulce ocasionan altas saturaciones de agua y bajas permeabilidades relativas al aceite, que pueden causar daño permanente a la formación, si ésta contiene arcillas, puesto que con la presencia de agua dulce, estas se hinchan disminuyendo la permeabilidad de la formación.

Arenamientos.⁴

La presencia de arena con los fluidos producidos en un pozo puede ocasionar daños al equipo de producción, por su alto poder abrasivo que hace que aumente el costo de la extracción.

Por otra parte, la migración continua de arena puede causar que la parte inferior del pozo, frente a la zona productora, sea llenada con sólidos y cause restricciones en la vecindad del pozo; las formaciones arenosas contienen cantidades considerables de limo y arcilla, las cuales al

reacomodarse con las partículas de arena pueden formar tapones. Las causas del arenamiento pueden ser:

- Formaciones constituidas por arenas no consolidadas o bien areniscas o calizas en las que por la presencia del agua se originan reacciones químicas desfavorables que permiten disolver los materiales que unen a las partículas de arena que facilitan la desintegración de la estructura de la formación.
- La inclinación de la formación acelera el problema de arenamiento por deslizamiento hacia el pozo, - iniciada por la velocidad de entrada de fluidos de la formación al pozo.

Lo anterior origina una disminución en la permeabilidad y por lo tanto una disminución en la productividad del pozo.

Anteriormente ¹⁴ se pensaba que el daño a la formación era el causante absoluto de la reducción de la productividad; posteriormente, algunos investigadores concluyeron que esta disminución se debía además a otros factores a los que se les denominó de pseudodaño, por lo que la caída de presión será debido a :

- Produccion del pozo
- Daño a la formación

- Pseudodaños.

Los factores de pseudodaño se deben a :

- Flujo a través de los disparos
- La convergencia del flujo hacia los disparos.
- El efecto producido por una penetración parcial del pozo en la zona productora.
- Fractura.
- Inclinación del pozo en la zona productora.

Para evaluar el efecto producido por el factor de daño de la formación y algunos pseudodaños, se multiplican por la relación de espesores (h_e/h_p), por lo que el daño total será:

$$S = (S_d + S_{P1} + S_{P2}) \frac{h_e}{h_p} + S_f + S_r + S_\theta \text{ -----(II.8)}$$

Por medio del análisis de una prueba de variación de presión (incremento, decremento, utilizado en este trabajo) se puede determinar "s".

Eficiencia de flujo

Para un flujo permanente, fluido incompresible y cuando no existan los efectos de daño y pseudodaño, el gasto es-

tará dado por la siguiente ecuación⁵:

$$q = \frac{Khe(\bar{P} - Pwf)}{141.2\mu\beta \ln(0.47re/rw)} \text{ ----- (II.9)}$$

Para cuando existen los efectos de daño y pseudodaño, el gasto será⁵:

$$q_s = \frac{Khe(\bar{P} - Pwf)}{141.2\mu\beta (S + \ln(0.47re/rw))} \text{ ----- (II.10)}$$

A la relación de gastos (q_s/q) se le denomina eficiencia de flujo e indicará la equivalencia en % de la producción cuando existan los efectos antes mencionados, de tal manera que⁵:

$$(q_s/q) = \frac{\ln(0.47re/rw)}{S + \ln(0.47re/rw)} \text{ ----- (II.11)}$$

Por lo dicho anteriormente, la eficiencia de flujo se podrá obtener de la siguiente forma⁵:

$$E.F. = \frac{100 \ln(0.47re/rw)}{S + \ln(0.47re/rw)} \text{ ----- (II.12)}$$

Por medio de la ecuación anterior se podrá obtener el valor de "S":

$$S = \ln \frac{(0.47re/rw)^{100/E.F.}}{(0.47re/rw)} \text{ ----- (II.13)}$$

Se podrá obtener el factor de daño como función de (q_s/q) despejándola de la Ec. II.11 :

$$S = \left[(q/q_s) - 1 \right] \ln(0.47r_e/r_w) \text{ -----(II.14)}$$

Si se tiene un caso en que la eficiencia de flujo es de 60 %, ésto indicará que debido a los efectos de daño y - pseudodaños el pozo está produciendo a un 60 % de su máxi - ma capacidad de producción.

C A P I T U L O III

FACTORES DE PSEUDODAÑO

Y

FACTOR DE DAÑO DE LA FORMACION

III FACTORES DE PSEUDODAÑO

Y

FACTOR DE DAÑO DE LA FORMACION

Entre los factores más importantes que afectan la capacidad productiva de los pozos están los siguientes :

spl.- Factor de pseudodaño debido al flujo a través-
de los disparos.

sml.- Factor de pseudodaño debido a la convergencia-
del flujo hacia los disparos en la zona dispa-
rada.

sr.- Factor de pseudodaño debido a una penetración +
parcial del pozo en la zona productora.

sf.- Factor de pseudodaño por fractura.

sθ.- Factor de pseudodaño por desviación del pozo en
la zona productora.

sd.- Factor de daño de la formación.

Dependiendo del diseño de terminación , estos facto-
res pueden estar actuando varios a la vez .

**III.a FACTOR DE PSEUDODANO DEBIDO AL FLUJO
A TRAVES DE LOS DISPAROS (spl) .**

Quando el fluido proveniente de la formación pasa a través de los disparos, ocasiona una caída de presión que dependerá de la densidad de las perforaciones hechas por los disparos, para un juego de condiciones dado (q , μ , etc.). A mayor número de éstas se tendrá una menor -- caída de presión, originada por el flujo de fluidos a -- través de las perforaciones y viceversa.

Por consiguiente, se tendrá una mayor eficiencia de flujo, cuando se tenga una mayor densidad de disparos (ver Figura III.1) .

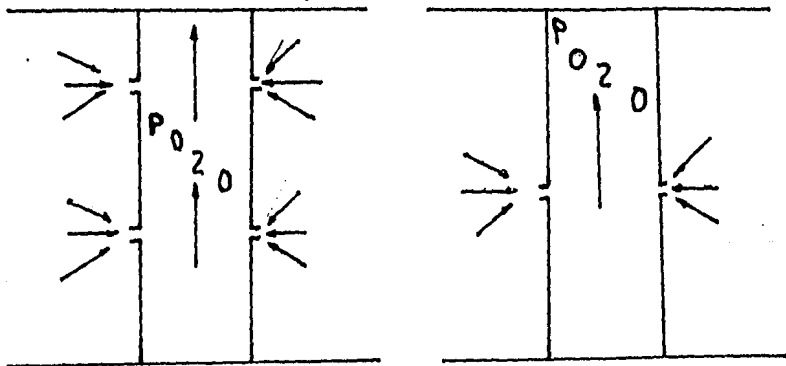


Figura III.1

Flujo a través de las perforaciones con diferentes densidad de disparo.

En el caso de que exista una fractura frente a los -
 dispareos, el fluido de la formación fluirá directamente hacia
 la fractura para después dirigirse hacia los dispareos; al pa-
 sar el fluido por las perforaciones se ocasionará un estrang-
 gulamiento del flujo de los fluidos, ocasionando una caída -
 de presión (ver Figura III.2)

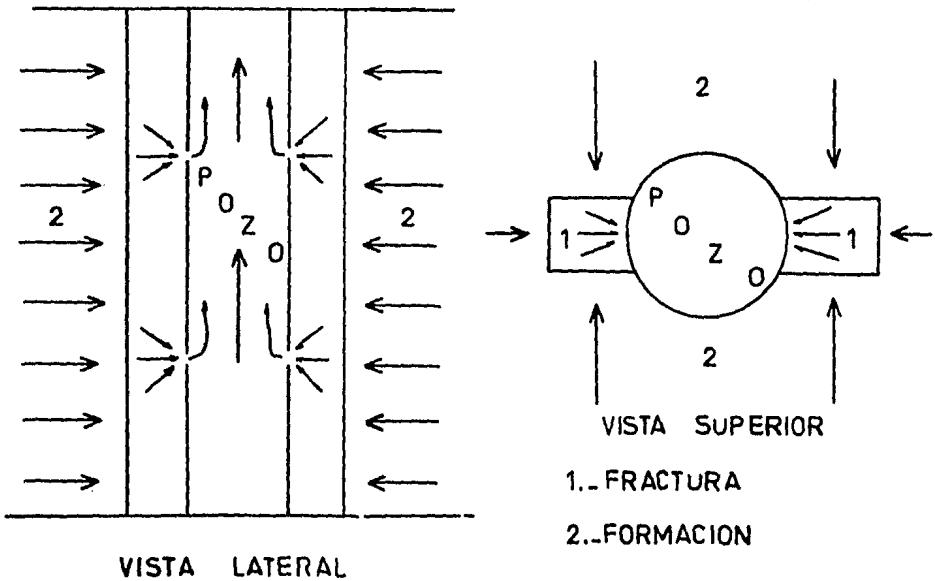


Figura III.2

Flujo del fluido de la formación a la fractura y de la
 fractura a la formación.

Debido a que la caída de presión se ocasiona por un -
 estrangulamiento, es posible hacer una analogía con la caída-
 de presión debida al flujo de un líquido a través de un es -

trangulador (ver Figura III.3).

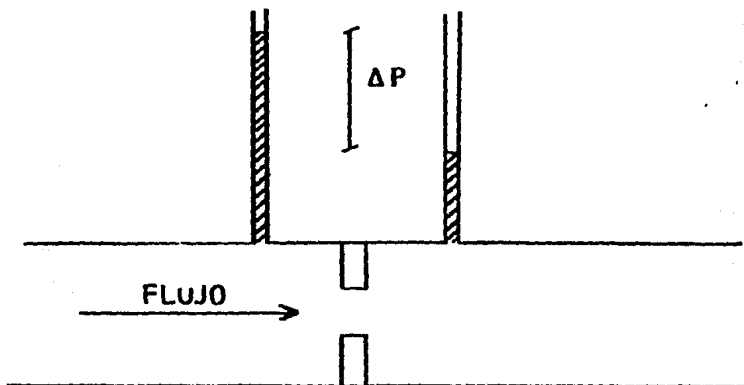


Figura III.3

Caída de presión ocasionada por el paso de fluidos a través de un estrangulador.

La caída de presión debida a esta causa, está dada por la ecuación:¹²

$$\Delta P = \left[\frac{P}{29c(144)} \right] \left[\frac{q}{C_o A} \right]^2 \text{-----(III.1)}$$

Como el coeficiente de descarga es aproximadamente uno, se tiene que:¹²

$$\Delta P = \left[\frac{P}{29c(144)} \right] \left[\frac{q}{A} \right]^2 \text{-----(III.2)}$$

Van Everdigen dedujo una expresión para evaluar una -
caída de presión debida al daño y es la siguiente:^{12,13}

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \mu \beta}{K h e} S \text{ ----- (III.3)}$$

Para N perforaciones se tiene que

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \mu \beta}{K h e} S P_1(N) \text{ ----- (III.4)}$$

Iguelando las Ecs. III.2 y III.4, poniendo todo en -
unidades prácticas y despejando el daño se tiene que:

$$S P_1 = 4.185 \times 10 \frac{q K h e}{A N \beta \mu} \text{ ----- (III.5)}$$

En resumen, spl se considera sólo cuando:

- Se tenga una baja densidad de disparos (menos de -
cuatro perforaciones por pie)
- Se tenga una fractura frente a los disparos

En los casos en que la zona productora no esté reves-
tida, spl es igual a cero.

Generalmente, en los pozos actuales se tiene una ade-

cuada densidad de disparos, por lo que sp_1 en este caso se considera despreciable.

III.b FACTOR DE PSEUDODAÑO DEBIDO A LA CONVERGENCIA DEL FLUIDO HACIA LOS DISPAROS EN LA ZONA DISPARADA (sp_2)

Cuando el flujo de fluido de la formación converge - hacia las perforaciones cerca de la zona disparada, el patrón de flujo radial que traía pierde su característica, o sea que existe un cambio de dirección del flujo de fluidos - al dirigirse hacia las perforaciones¹⁴ (ver Figura III.4).

Este cambio de dirección ocasiona una caída de presión adicional a la producida por la condición exclusivamente radial; la diferencia entre estas dos caídas de presión - definen al factor de pseudodaño sp_2 .

La convergencia del flujo de fluidos hacia los disparos es función del arreglo, espaciamento, penetración y diámetro de los disparos.

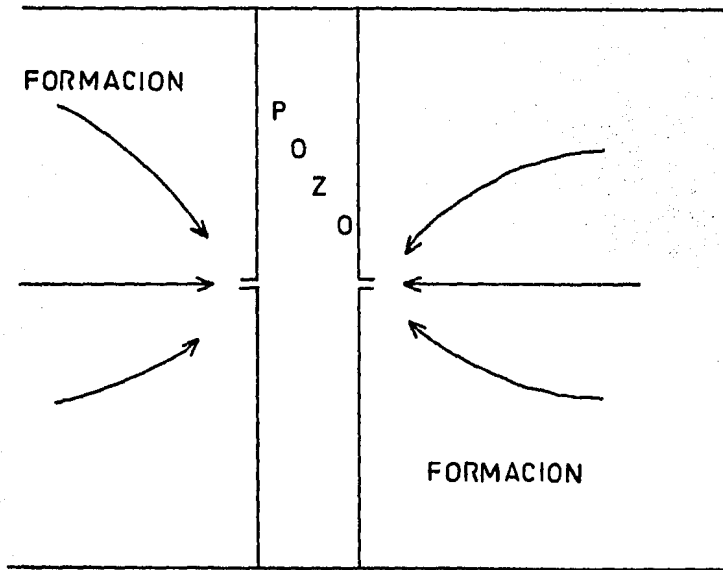


Figura III.4

Cambio de dirección del flujo de fluidos al acercarse a los disparos.

Algunos investigadores han estudiado los efectos producidos por estos cambios de dirección originados en la zona disparada; entre ellos se encuentran Harris y Heng,¹² que presentan gráficas y nomogramas para determinar sp_2 ; presentan sus resultados en parámetros adimensionales que son aprovechados por Steading, quien realiza una gráfica de aplicación más sencilla y rápida.

Método de Steading¹⁴

Steading presenta unas gráficas basándose en los resultados obtenidos por Harris y Hong; correlaciona a SP_2 con los siguientes parámetros (ver Figuras III.5 y III.6)

- Perforaciones por pie
- Para un diámetro de pozo de nueve pulgadas
- Para perforaciones de media pulgada
- Cuando las perforaciones están hechas en el mismo plano y el mismo lado de la tubería.
- Cuando las perforaciones están hechas en el mismo plano vertical pero desfasadas 180 grados.
- Cuando las perforaciones están en espiral o sea desfasadas 120 grados.

Como estas gráficas fueron hechas para pozos de $9 \frac{7}{8}$ - pulgadas de diámetro, se tendrá que hacer corrección para - - cuando se tengan diámetros diferentes a este.

Diámetro X pulgadas _____ X penetración
Diámetro $9 \frac{7}{8}$ pulgadas _____ penetración
correspondiente a pozos cuyo diámetro
es de $9 \frac{7}{8}$ pulgadas.

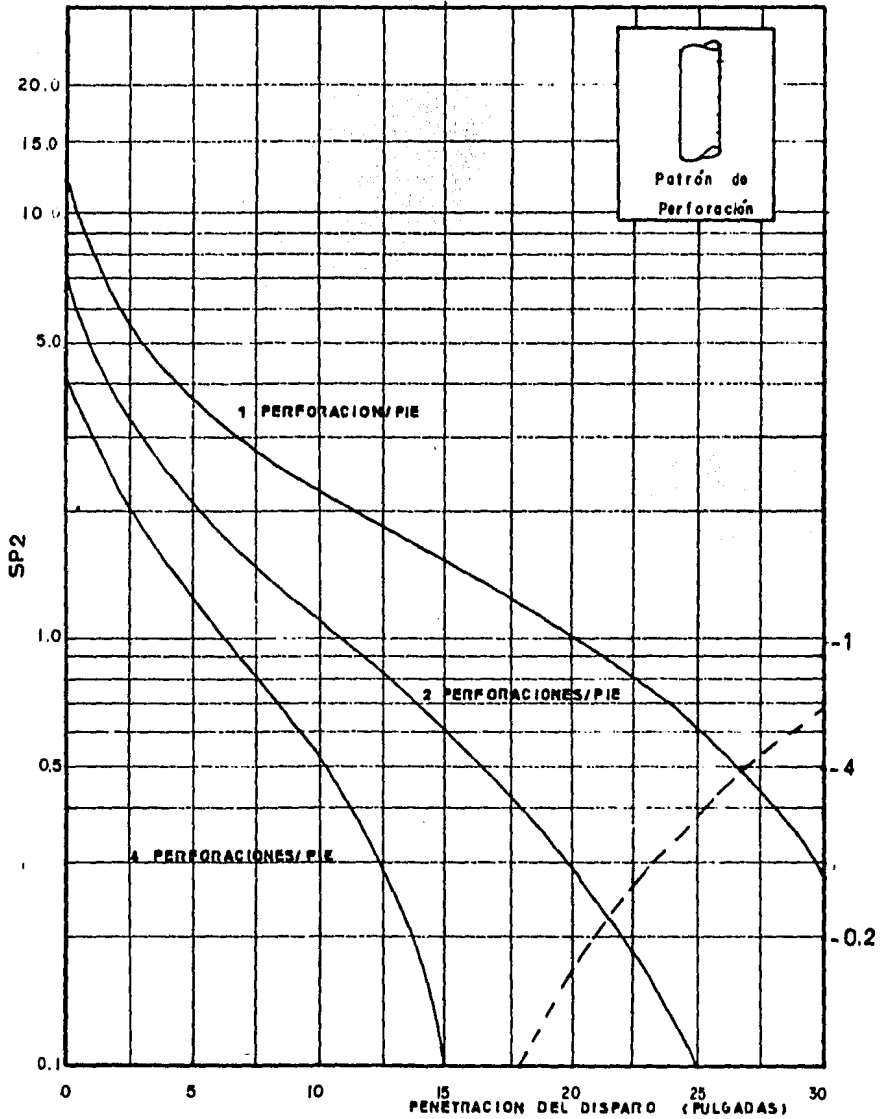


FIGURA III.5

14
 GRÁFICA PARA DETERMINAR SP2 PARA
 POZOS DE $9\frac{7}{8}$ PULGADAS DE DIÁMETRO Y
 PERFORACIONES DE $\frac{1}{2}$ PULGADA.

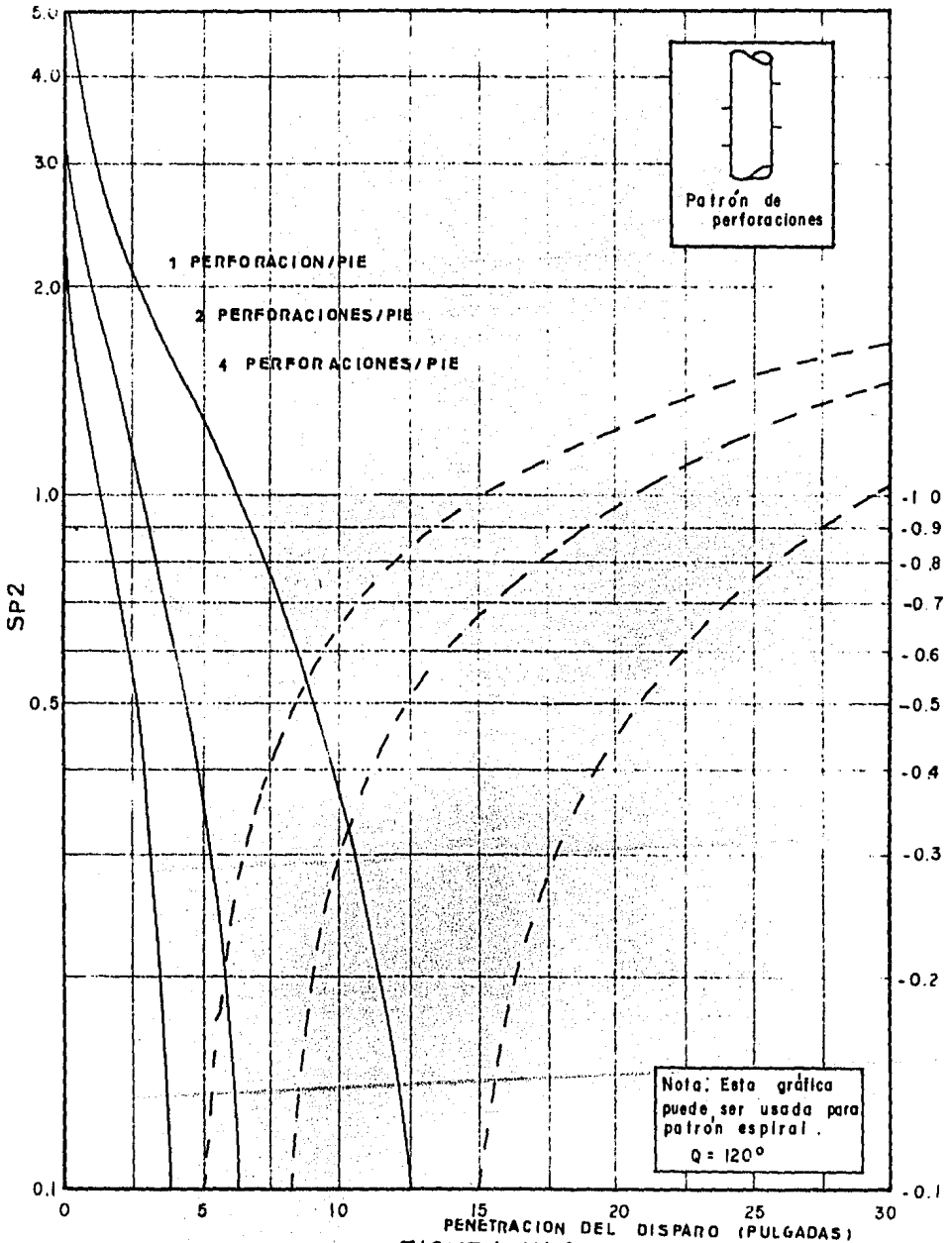


FIGURA III.6
 GRAFICA PARA DETERMINAR SP2 PARA
 POZOS DE $9\frac{7}{8}$ PULGADAS Y PERFORACIONES DE $1\frac{1}{2}$ PULGADA

Per lo que:

$$\frac{\text{Penetración correspondiente a } 9\frac{7}{8} \text{ pulgadas} \quad \text{=====}}{\text{(X penetración) } 9\frac{7}{8} \text{ pulgadas}} \quad \text{----- (III.6)}$$

Diámetro X

Con esta corrección se puede determinar la penetración correspondiente a pezes cuyo diámetro sea diferente de $9\frac{7}{8}$ - pulgadas.

Ejemplo.

Determinar SP2 utilizando las gráficas de Harris y Heng- para los siguientes datos;

Diámetro del peze = 9 pulgadas

Penetración = 3 pulgadas

Perforaciones / pie = 4

Utilizando la Ec. III.6 se tiene :

Penetración correspondiente a $9\frac{7}{8}$ pulgadas = $\frac{(3)(9\frac{7}{8})}{9} = 33$ pulgadas.

Con esta penetración, con los datos de perforación - / pie y sabiendo que las perforaciones se hicieron en un só lo lado de la tubería se obtiene sp^2 utilizando la gráfica de Harris y Hong; el resultado es $sp^2 = 1.904$

Este autor plantea las siguientes conclusiones:

- La productividad del pozo es incrementada si se - aumenta la profundidad de penetración de los dis-
paros.
- El patrón óptimo de disparos es colocar las car-
gas alrededor de la tubería de revestimiento en
planos horizontales con una densidad de 4 a 5 -
agujeros por pie.
- El diámetro de las perforaciones no influye dema-
siado si la penetración es buena.

El autor sólo cubre tres casos en el arreglo de las perforaciones y considera que la formación cercana al pozo no está dañada.

El cálculo de sp^2 requiere del conocimiento de la - profundidad de la penetración de los disparos y como ésta es-

difícil de medirse directamente, se mide por medios indirectos pero efectivos.

¹⁴ Thompson encontró que la profundidad de los disparos - depende tanto de la pistola con que se efectuen, como de la resistencia a la compresión de la roca y relacionó los resultados de las pruebas API-RP-43 con la resistencia a la compresión de la formación, dando como resultado dos ecuaciones, una para - pistola de chorro y otra para pistola de bala de media pulgada :

$$\text{Pistola de chorro } Pe = Pb \times 10^{3.7 \times 10^{-5} (Cb - C_1)} \text{ -----(III.7)}$$

$$\text{Pistola de bala de 1/2 pulgada } Pe = Pb (Cb/C_1)^{1.15} \text{ -----(III.8)}$$

donde Pe es la penetración en la roca de la formación de interés, Pb es la penetración en el probador normal API(contenido en la arena Berea), Cb es la resistencia a la compresión de la arena Berea que es de 6,500 libras / pulgada cuadrada y C₁ es la resistencia de la roca de la formación de interés. Pb y Cb serán datos proporcionados por las pruebas API-RP-43.

Los pasos a seguir para determinar sp₂ por el método -
¹⁴ de Harris y Hong son los siguientes :

- Solicitar al fabricante los informes de las pruebas-

API-RP-43 para la pistola de interés; los resultados deben de estar en pulgadas y son medidos desde el inicio de la pared de la placa de acero hasta el final del agujero (ver Figura III.7).

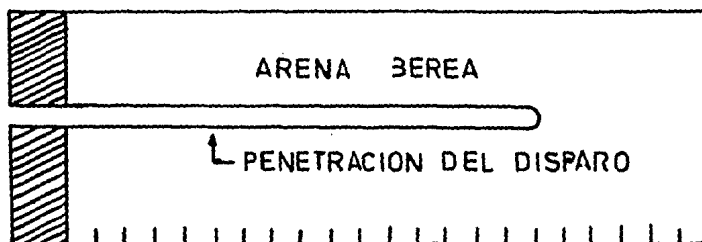


Figura III.7

Prueba API-RP-43 que se realiza para diferentes pistolas.

- Determinar la compresibilidad de la roca de la formación.
- Utilizando las Ecs. III.7 e III.8 de acuerdo a la pistola empleada y los datos de las pruebas API RP-43 con el dato de la compresibilidad de la formación determinar la penetración equivalente.
- Suponer que la penetración corregida corresponde a la penetración desde el pezo a la formación, restar de este valor el espesor de la pared de la tubería y del cemento.

- Utilizando la Ec. III.6, calcular la penetración - equivalente para un diámetro de 9 pulgadas.
- Con el valor obtenido anteriormente y con los datos de perforaciones / pie que se tengan, seleccionar - las Figuras III.5 • III.6 .

Las suposiciones hechas en el desarrollo de este método y la utilización de patrones de disparos muy simples hacen de este método poco usual.

Método de Hong.¹⁰

Este autor realizó estudios utilizando modelos que describen el flujo tridimensional hacia los disparos, en una zona con daño e sin él, teniendo la ventaja de manejar arreglos de disparos más variados.

Los nomogramas relacionan al pseudofactor de daño sp^2 con un grupo de cinco parámetros tanto del pezo como del yacimiento; estos parámetros son los siguientes:

- El intervalo de repetición de diseño hr (ver Tabla A)
- Diámetro del pezo.

- Relación de permeabilidades k_v/k_h
- Desfasamiento de las perforaciones (ver Tabla A)
- La profundidad de las penetraciones C_p

Los parámetros h_r y θ tienen varios diseños mostrados en la Tabla A; los rangos de los cinco parámetros sobre los nomogramas son los siguientes:

- h_r .- de 3 a 15 pulgadas
- d_w .- de 6 a 12 pulgadas
- k_v/k_h .- de .025 a 2
- θ .- de 0 a 180 grados
- C_p .- de 1 a 20 pulgadas.

Los nomogramas presentados en la figura III.8 (para cuando se tenga un diseño simple) y Figura III.9 (para cuando se tenga un diseño escalonado). están hechos para cuando el diámetro de las perforaciones de los disparos sean de media - pulgada; sin embargo, se pueden utilizar para diámetros de un cuarto y una pulgada por medio de la Figura III.10

La determinación de sp_2 utilizando las Figuras III.8-
 • III.9 se realiza de acuerdo al siguiente procedimiento:

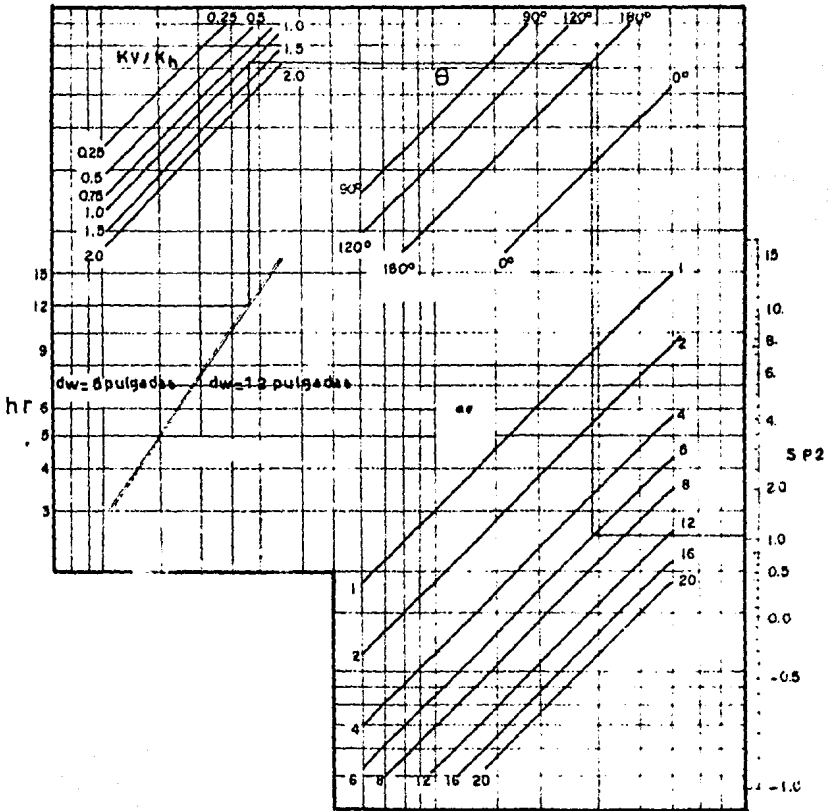


FIGURA III. 8

NOMOGRAMA PARA DETERMINAR SP2
 PARA PERFORACIONES DE 1/2 PULGADA Y DISEÑO SIMPLE.

FIGURA III.10
 SP2 PARA DIAMETROS DE
 PERFORACIONES DE 1/4
 Y 1 PULGADA.

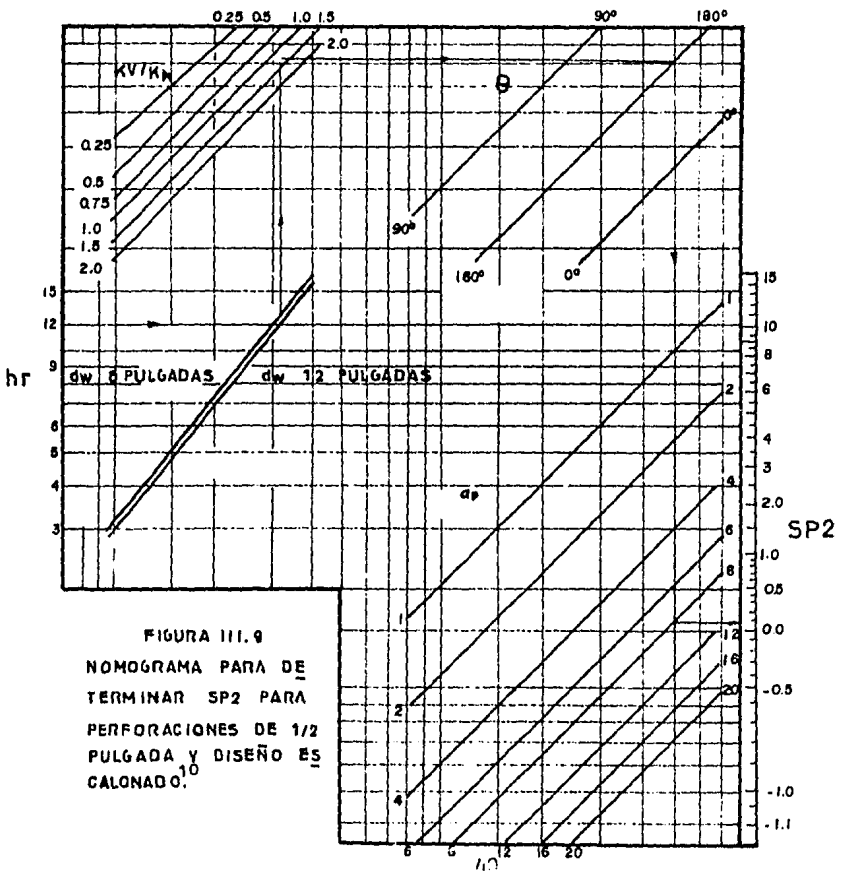
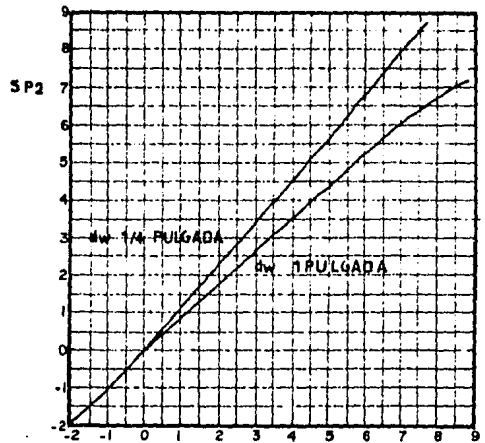


FIGURA III.9
 NOMOGRAMA PARA DE
 TERMINAR SP2 PARA
 PERFORACIONES DE 1/2
 PULGADA Y DISEÑO ES
 CALONADO.

TABLA "A"
DISEÑO DE PERFORACIONES

A	B		C	D	E
	B'	B''			
1-12			12	0	~
2-12			12	180	
3-12			12	120	~
4-12			12	90	
1-6			6	6	~
2-6			6	180	
3-6			6	120	~
4-6			6	90	
1-3			3	6	~
2-3			3	180	
3-3			3	120	~
4-3			3	90	

A = PERFORACIONES

B = DISEÑO SIMPLE

B' = VISTA SUPERIOR

B'' = VISTA FRONTAL

C = h r (pulgadas)

D = Ø

E = DISEÑO ESCALONADO
EQUIVALENTE

- Estimar el diámetro del pozo, las relaciones de permeabilidad (k_v/k_h) y la penetración del disparo en formación (ver Figura III.11)

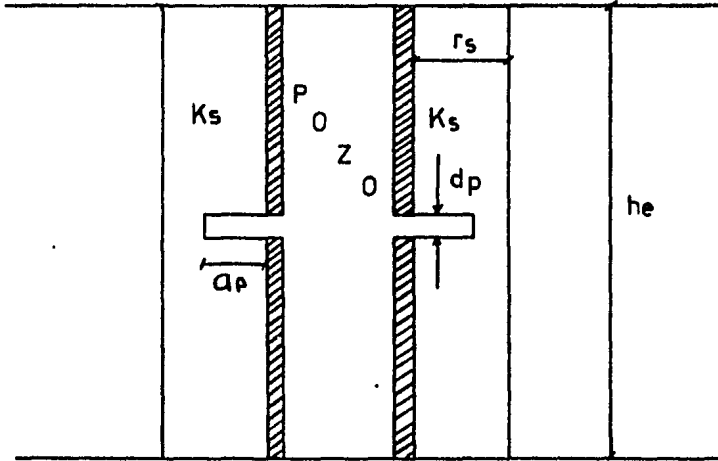


Figura III.11

Figura que muestra algunos de los parámetros que se utilizan para la determinación de ϕP_2 .

La penetración es medida desde donde termina la capa de cemento hasta la máxima profundidad del disparo; para determinar esto se utilizan las Ecs. III.7 o III.8 y los primeros cuatro pasos del método anterior.

- Determinar h_r y θ para el patrón de perforación existente - utilizando la Tabla A.
- Seleccionar las Figuras III.8 o III.9 para diseño de perforaciones simple o para diseño de perforaciones escalonado.

- Iniciando del lado izquierdo de las figuras y siguiendo la secuencia indicada, se unen los valores de los parámetros estimados anteriormente.
- Al final de la secuencia determinar sp^2
- Ajustar, de ser necesario, sp^2 cuando se trate de diámetros diferentes de media pulgada, utilizando para este fin la Figura III.10 (realizada para ajustes de diámetro entre uno y un cuarto de pulgada). El ajuste se realiza de la siguiente manera:

Si el diámetro de las perforaciones es diferente de media pulgada y éste se encuentra entre un cuarto y una pulgada, se realiza el siguiente ajuste:

- Suponer que el diámetro de las perforaciones es de media pulgada, y determinar sp^2 con este método, utilizando para este fin el método de Hong.
- Con el valor obtenido anteriormente, determinar sp^2 correspondiente al diámetro de perforación de interés

En las Figuras III.12 y III.13 el autor ¹⁰ muestra la variación que existe en la relación de productividad con la penetración del disparo, diseño de perforación, diámetro de perforación.

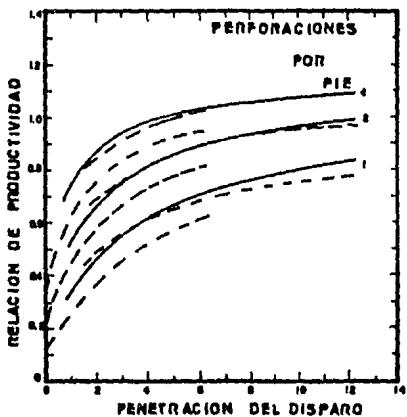


FIGURA III.12
EFFECTO DE LA PENETRACION DEL DISPARO Y LAS PERFORACIONES POR PIE SOBRE LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD

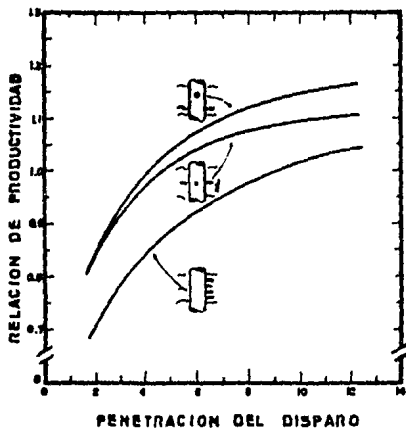
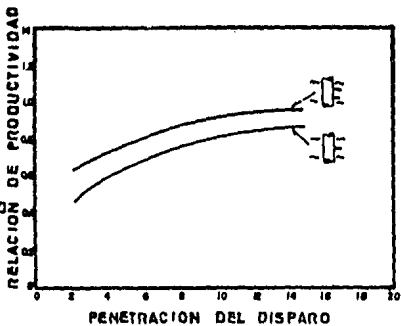


FIGURA III.13
EFFECTO DEL DISEÑO DE PERFORACION SOBRE LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD

FIGURA III.14
EFFECTO DE LA PENETRACION Y DENSIDAD DEL DISPARO SOBRE LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD



y densidad de disparo.

En la Figura III.12 se muestra la variación de la relación de productividad, con la penetración y densidad de los disparos, indicando que con el aumento de éstos, la productividad también es incrementada, y por consecuencia el pseudodaño disminuirá. Este estudio fue hecho para radios de drenaje de 660 pies, un radio de pozo de .25 pies y un diámetro de perforaciones de media pulgada.

En la Figura III.13 se muestra el efecto de diseño de la perforación sobre la relación de productividad; se puede observar que para un diseño escalonado la relación de productividad es más alta, por lo que se puede concluir que en estos casos el pseudodaño resulta menor; esta figura fue hecha bajo las mismas condiciones anteriores, utilizando tres diferentes diseños de perforación.

En la Figura III.14 se muestra el efecto producido por el diámetro de las perforaciones y densidad de disparo; aquí se puede notar que para una misma penetración, la relación de productividad es más alta cuando se tenga una mayor densidad de disparos, y por consecuencia se tendrá un menor pseudodaño a medida que aumente esta densidad.

La resistencia ofrecida al flujo por una tubería ranurada o cuando la formación no se encuentra revestida, el factor de pseudodaño es prácticamente cero, al no haber disparo ni cambio de dirección de flujo de fluidos en la zona cercana al pozo, por lo que se puede concluir que s_{p1} más s_{p2} es igual a cero (ver Figura III.15)

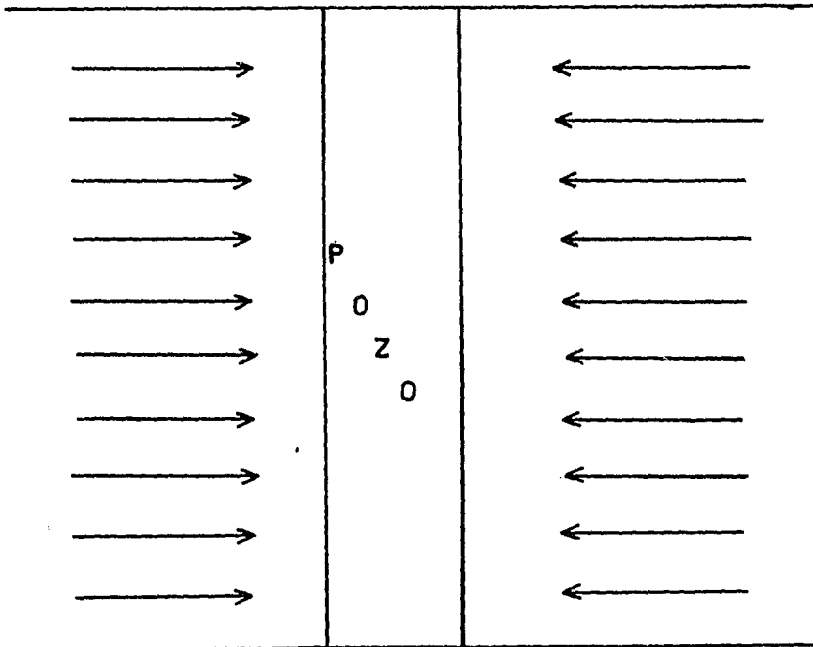


Figura III.15

Pozo no revestido, no ofrece resistencia adicional al flujo.

Para pozos perforados parcialmente, s_{p1} y s_{p2} se deben³ de multiplicar por la relación de espesores h_e/h_t .

III.c FACTOR DE PSEUDODAÑO DEBIDO AL EFECTO
DE PENETRACION PARCIAL DEL POZO A LA FORMA
CION PRODUCTORA (sr)

Este factor es producido debido a la convergencia del flujo hacia la penetración parcial en la zona productora - (esta convergencia no ocurre en los disparos por lo que no hay que confundir los factores sr y sp^2), lo que ocasiona una caída de presión adicional que origina el factor de pseudodaño.

Los efectos mencionados fueron estudiados por algunos autores como : F. Brons, V.E. Marting,⁶ y A.S. Odeh.¹

El procedimiento de Odeh permite determinar directamente al sr para cualquier lugar que se coloquen los disparos en la zona productora.

F. Brons y V.E. Marting, sólo cubrieron tres casos - (ver Figura III.16) :

- Pozos produciendo sólo en la parte superior de la zona productora.
- Para pozos produciendo sólo en la porción central-

del intervalo productivo.

- Para pozos que penetran totalmente la zona productora donde sólo varios espacios iguales del intervalo están abiertos al flujo.

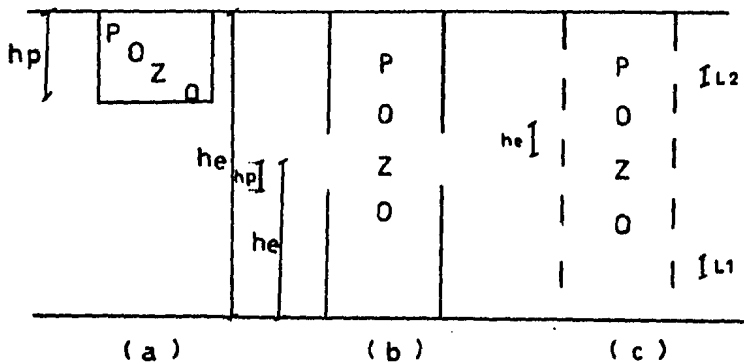


Figura III.16

Los tres casos considerados por F. Brons, V.E. Marting.

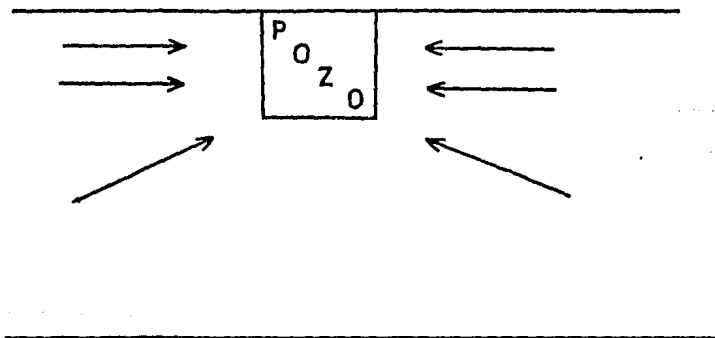


Figura III.17

Cambio de dirección del fluido al aproximarse a un pozo parcialmente penetrado.

Determinación de S_r por el método de F.Brons y V.E. Martin.

Estos autores definen dos parámetros, el primero es "b" que es la relación del intervalo abierto al flujo dividido entre el espesor total del intervalo productivo (h_p/h_e); el segundo es la relación (h_e/r_w) donde r_w es el radio del pozo.

Inicialmente el yacimiento aporta fluidos correspondientes al espesor del intervalo perforado cercano al pozo, posteriormente el gasto se deberá a la aportación del fluido de toda la zona productora.

El factor de pseudodaño por penetración parcial está dado por la siguiente ecuación⁸:

$$S_r = \frac{1-b}{b} \left[\ln \frac{h_e}{r_w} - G(b) \right] \text{ ----- (III.9)}$$

donde $G(b)$ es función de "b"; esta función es calculada - - - - -
numéricamente (ver Tabla B).

Con la Ec. III.9 y para diferentes valores de h_e/r_w y b

se determinan los valores correspondientes de s_r .

TABLA "B"

Valores de $G (b)$ para diferentes "b"

<u>b</u>	<u>G (b)</u>
0.1 -	2.337
0.2	1.862
0.4	1.569
0.6	1.621
0.8	1.995

TABLA "C"

Factor de pseudodaño s_r para diferentes valores de h_e/r_w y "b"

<u>h_e/r_w</u>	<u>Sr</u>	<u>b</u>				
		<u>0.1</u>	<u>0.2</u>	<u>0.4</u>	<u>0.6</u>	<u>0.8</u>
I	Sr	0.636	0.447	0.221	0.094	0.025
2		1.238	0.859	0.420	0.178	0.047
5		2.875	1.921	0.912	0.389	0.107
10		5.159	3.295	1.515	0.650	0.187
20		8.641	5.213	2.310	0.998	0.300
50		15.006	8.384	3.556	1.548	0.493
100		20.701	11.034	4.567	1.996	0.657
200		26.744	13.762	5.597	2.454	0.827
300		30.300	15.370	6.201	2.722	0.927

Continuación.

b

<u>he/rw</u>	<u>0.1</u>	<u>0.2</u>	<u>0.4</u>	<u>0.6</u>	<u>0.8</u>
500	34.915	17.416	6.968	3.063	1.055
700	37.935	18.760	7.472	3.287	1.139
1000	41.140	20.186	8.007	3.525	1.228
10000	61.858	29.395	11.461	5.060	1.804

Los tres casos considerados por los autores, los valores de h_e y h_p , son diferentes para cada caso (ver Figura III.16)

En el primer caso, Figura III.16 a, h_e es igual al espesor efectivo de la zona productora, h_p es igual al espesor de la penetración parcial del pozo en la zona productora.

En el segundo caso, ver Figura III.16 b, h_e es igual a la mitad del espesor efectivo de la zona productora, h_p es la mitad de la zona abierta al flujo.

En el tercer caso, ver Figura III.16 c, la mitad del espesor de una de las partes no disparada (denominada L1) más la mitad de una de las zonas abiertas al flujo (denominada L2) definen a h_e ; h_p es igual a L2.

Procedimiento para determinar sr por el método de F. Brons, y V. E. Marting.

- Determinar los siguientes parámetros:

b , hp/he , rw , he

- Con el valor de " b " y Tabla "C" se determina $G (b)$

- Con los valores de los parámetros determinados anteriormente, calcular sr con la Ec.III.9 o utilizando la Tabla "C".

Cálculo de sr para cualquier posición de hp dentro de la zona productora.¹²

Si el intervalo expuesto al flujo (hp) no se encuentra dentro de los tres casos expuestos anteriormente, no se podrá calcular sr por el método anterior. Sin embargo, otro autor pudo determinar sr cualquiera que sea la posición de hp utilizando un ajuste previo; el procedimiento es el siguiente:

- Determinar he y hp

- Construir un diagrama de la ubicación del intervalo perforado " hp " y el espesor efectivo " he ".

- Considerar el intervalo en la frontera (cima o base del espesor efectivo) de acuerdo con el siguiente criterio; si el intervalo " hp " se encuentra arriba de la línea central " $he/2$ ", el intervalo " hp " - se considerará en la frontera superior (ver Figura III.18 a)

y III.18 b); si el intervalo hp se encuentra abajo de la línea central, el intervalo hp se considera en la frontera inferior (ver Figuras III.19 a y III.19 b).

Una vez hecho lo anterior, calcular los valores de "b" y he / rw y obtener " sr_f " (será el valor de " Sr " en la frontera). Posteriormente calcular " sr_c " (será el valor de Sr considerando hp en la posición central), ver Figura - III.18 c

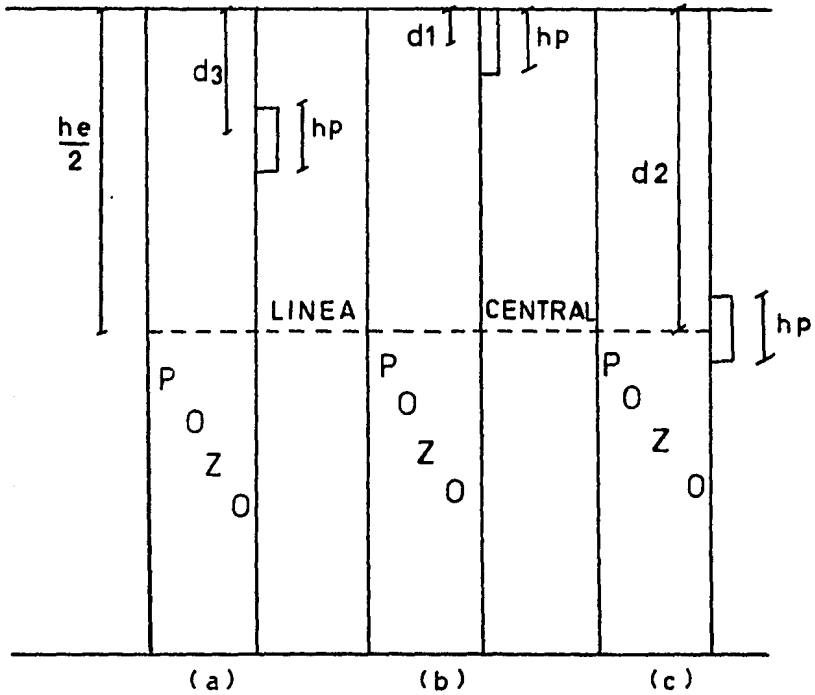


Figura III.18

Caso en que " hp " se encuentra arriba de la línea central y consideraciones que realizan para el ajuste de sr

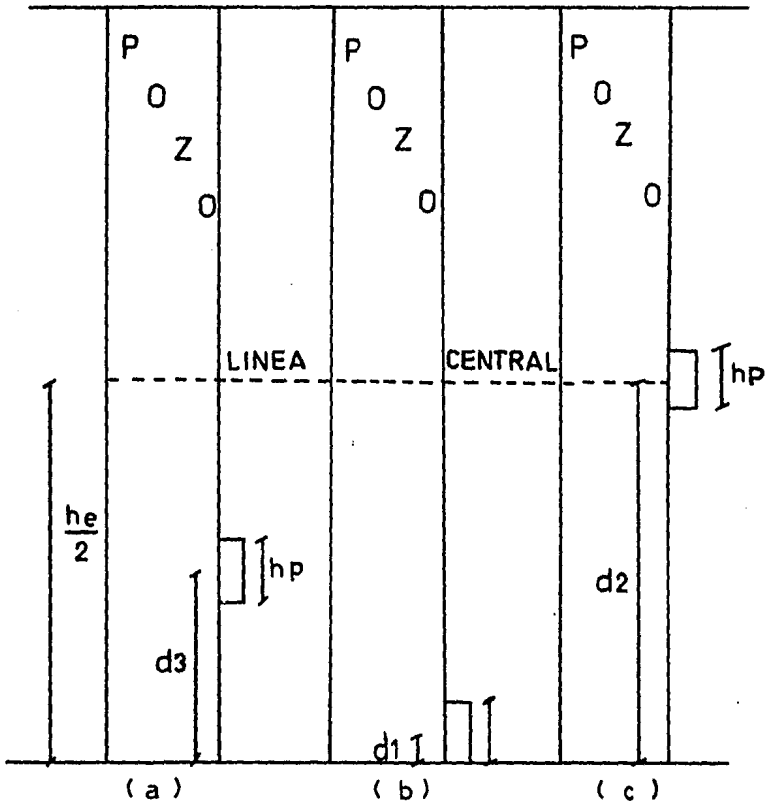


Figura III.19

Caso en que " h_p " se encuentra abajo de la línea central y consideraciones que se realizan para el ajuste de s_r

- Determinar las distancias d_1 , d_2 y d_3 (ver Figura-III.18 y III.19) según sea el caso.
- Distancia d_1 , considerado a " h_p " en la cima o ba-

se (ver Figura III.18 b o III.19 b)

- Distancia d2 de la línea central a la frontera considerada.
- Calcular la diferencia d2 menos d1
- Calcular la distancia d3 de la parte media del intervalo disparado a la frontera considerada.
- Determinar la relación de diferencias de distancias.¹²

$$f = \frac{d3 - d1}{d2 - d1}$$

- Con el valor obtenido de "f" y la Figura III.20, determinar la corrección por posición (Δr).
- Evaluar el valor del factor de pseudodaño sr utilizando la siguiente ecuación:¹²

$$Sr = Srf - \Delta Sr(Srf - Src) \text{ -----(III.10)}$$

Método de A.S. Odeh para el cálculo de sr.

El autor muestra una ecuación para determinar sr como función de dos parámetros como son : El espesor de la arena y el intervalo abierto al flujo, para cualquier posición de "hp"

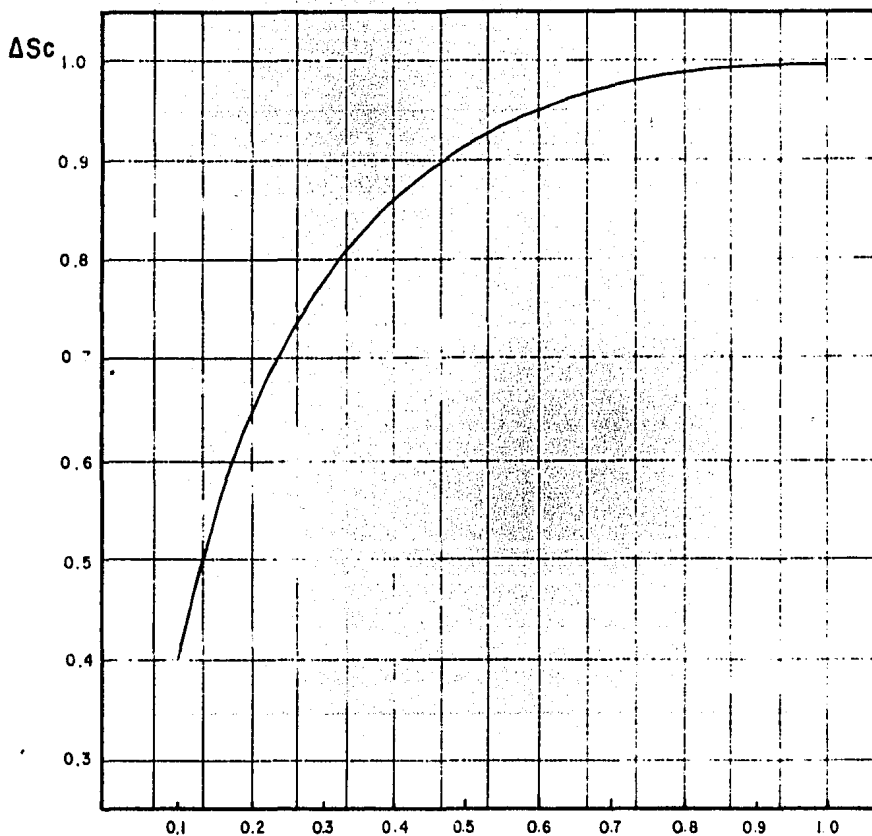


FIGURA III. 20

f

FRACCION DE ΔSc APLICABLE AL CALCULO DEL
 PSEUDOFACOR DE TERMINACION, Sr ¹⁴

La ecuación es la siguiente:¹⁰

$$S_r = 1.35 \left[\left(\frac{h_e}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left[\ln \left(h_e \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} + 7 \right) (0.49 + 0.1 \ln \left(h_e \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \right)) \ln r_{wc} - 1.95 \right] \right] \text{---(III.11)}$$

donde:

- h_e es el espesor efectivo de la arena productiva.
- h_p es longitud del intervalo abierto al flujo.
- k_h/k_v es la relación de la permeabilidad horizontal entre la permeabilidad vertical.

- r_{wc} es radio del pozo corregido.¹⁰

$$r_{wc} = r_{we}^{0.2126[(Z_m/h_e) + 2.753]} \text{---(III.12)}$$

$$Y > 0 \quad \text{y} \quad r_{wc} = r_w \quad \text{para} \quad Y = 0$$

- "Y" es la distancia entre la parte superior de la zona productiva y la parte superior del intervalo abierto al flujo (h_p)
- Z_m es la distancia entre la parte superior de la zona productiva y la mitad del intervalo abierto (ver Figura III. 21)

Procedimiento de cálculo para determinar "Sr " por este método.

- Determinar los parámetros $h_e, h_p, z_m, k_h/k_v$ (ver-
 Figura III.21); determinar el valor de "Y" utili-
 zando el siguiente criterio:

Si "Y" ≥ 0 , $r_w c$ se calculará con la ecuación III.12

Si "Y" = 0, $r_w c$ será igual al radio del pozo.

- Determinar S_r con la Ec. III.11

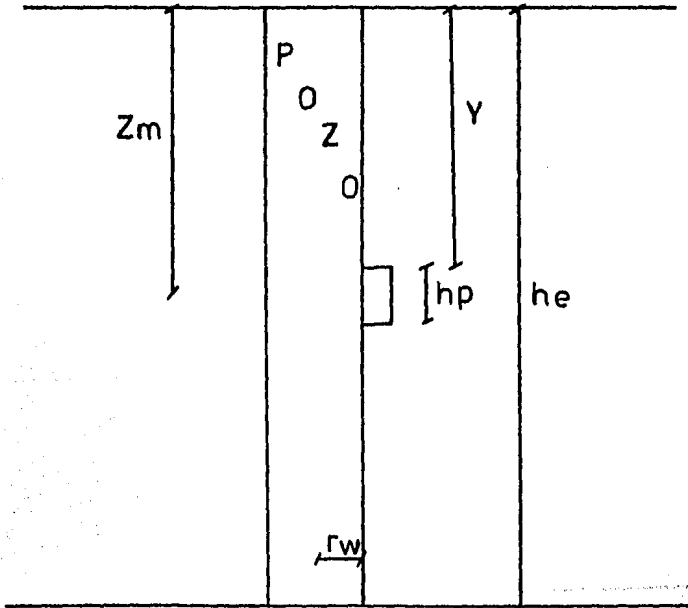
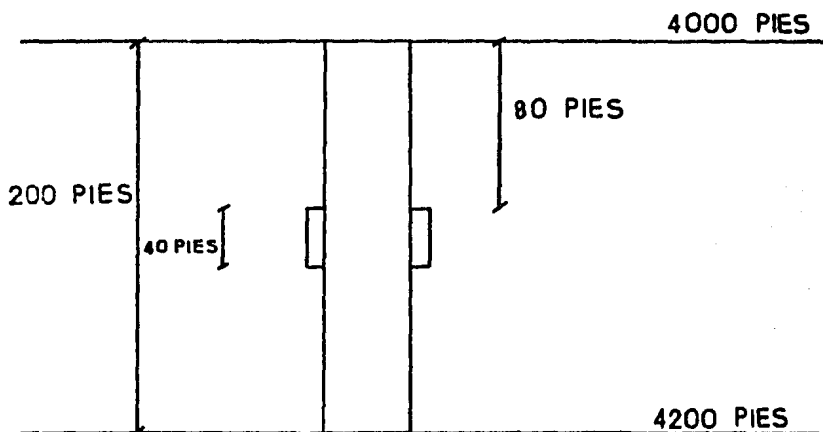


Figura III.21

Parámetros utilizados en la Ec. III.11

Ejemplo III

De acuerdo a los registros geofísicos, se tiene un espesor efectivo de 200 pies entre una profundidad de cuatro mil pies a cuatro mil doscientos pies y el intervalo de la zona terminada está a una profundidad de cuatro mil ochenta pies a cuatro mil ciento veinte pies; además el radio del pozo es de .25 pies; calcular s_r por medio de los métodos de Brons-Marting y Odeh.



Utilizando el método de Brons-Marting.

- De la figura anterior se determinan los siguientes parámetros:

- $b, h_p / h_e, h_e / r_w$

$$h_e = 100 \text{ pies}$$

$$h_p = 20 \text{ pies}$$

$$\text{por lo que } b = (20 / 100) = 0.2$$

$$\text{y } (h_e / r_w) = (100 / 0.25) = 400$$

- Con estos datos y la Tabla "B" podemos obtener el valor de G (b) y es igual a 1.862

- Con este valor y la Ec.III.9 se determina "sr "

$$Sr=16.52$$

Utilizando el método de Odeh.

- En este caso kh/kv es igual a uno.

- De acuerdo a la figura anterior, se calculan los siguientes valores para los parámetros:

$$h_e = 200 \text{ pies}$$

$$h_p = 40 \text{ pies}$$

$$r_w = 0.25 \text{ pies}$$

$$Y = 80 \text{ pies.}$$

Debido a que "Y" es mayor que cero, tendremos que:

$$r_{wc} = 0.25 e^{0.2126((100/200) - 2.753)} = 0.5$$

pies.

- Calcular Sr con la Ec. III.11

$$Sr = 1.35 \left[\left(\frac{200}{40} - 1 \right)^{0.825} \left[\ln 207 - (0.49 + 0.1 \ln 200) \ln 0.5 - 1.951 \right] \right]$$

$$Sr = 1.35 \left[4^{0.825} \left[\ln 207 - (0.49 + 0.1 \ln 200) \ln 0.5 - 1.951 \right] \right]$$

$$Sr = 17.33$$

Como se observa, los valores de sr, calculados por ambos métodos, son aproximadamente iguales.

III.d FACTOR DE PSEUDODAÑO POR FRACTURA (S_f)

La existencia de fracturas producen efectos sobre la - productividad; a éstos se les denomina factor de pseudodaño - por fractura, el gasto producido por el efecto de la fractura - esta dada por la siguiente ecuación⁵:

$$Q_f = K h e (\bar{P} - P_{wf}) / \alpha \beta \mu \ln(0.47 r_e / r_w) \quad \text{---(III.13)}$$

donde:

r_w = radio efectivo de la fractura ($X_f / 2$)

X_f = longitud de la fractura / 2

α = a la conductividad de la fractura.

Por lo que:

$$Q_f = K h e (\bar{P} - P_{wf}) / \alpha \beta \mu \ln(0.47 r_e / (X_f / 2)) \quad \text{---(III.14)}$$

Restando a ambos logaritmos naturales, el logaritmo - natural de r_w la expresión queda:

$$Q_f = K h e (\bar{P} - P_{wf}) / \alpha \beta \mu \ln(0.47 r_e / r_w) - \ln X_f / 2 r_w \quad \text{---(III.15)}$$

⊙

El segundo logaritmo es el efecto producido por la - fractura, por lo que⁵:

$$S_f = -\ln(X_f / 2 r_w) \quad \text{---(III.16)}$$

Para obtener esta ecuación se consideró una fractura vertical con permeabilidad infinita (ver Figura III.22)

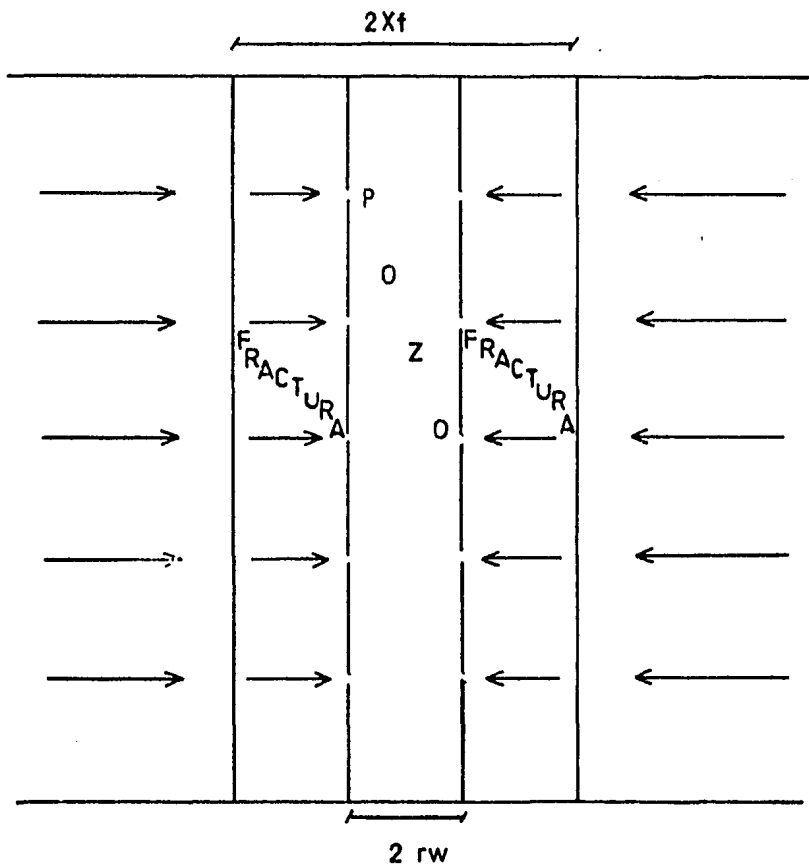


Figura III.22

Pozo con fractura vertical donde el flujo de fluidos es de la formación hacia la fractura y de la fractura hacia las perforaciones.

De acuerdo a la figura anterior se puede observar -
que:

- s_{p2} es despreciable.

- s_d es cero.

Para el cálculo de s_f es necesario determinar " X_f " - a partir del análisis de pruebas de variación de presión para pozos fracturados.

Ejemplo de cálculo.

Se tiene un pozo con una fractura vertical de 376 pies y un radio de pozo de .25 pies; determinar " s_f "

- De acuerdo a la Ec. III.16 se tiene que:

$$S_f = -\ln \frac{376}{0.5} = -6.6$$

Como se podrá observar, el factor de pseudodaño por fractura (s_f) siempre tendrá valores negativos. Los valores de X_f serán obtenidos de pruebas de variación de presión para pozos - fracturados como se verá más adelante.

III.e FACTOR DE PSEUDODAÑO DEBIDO A POZOS DESVIADOS EN LA FORMACION PRODUCTORA θ

Algunos⁵⁹ autores han estudiado el efecto producido por los pozos desviados sobre la productividad de éstos, concluyen do que para estos casos existe un incremento en el gasto de - fluidos con respecto a pozos no desviados en dicha zona pro - ductora.

Esto causa un efecto de pseudodaño negativo debido a - que la inclinación del pozo en el yacimiento ayuda a incremen - tar la producción; a este factor de pseudodaño se le llama θ (factor de pseudodaño debido a pozos desviados en el yacimien - to).

La terminación puede ser en pozos desviados (ver Figu - ra III.23) :

- Totalmente penetrantes.
- Y parcialmente penetrantes.

En el primer caso, " θ " es función unicamente del ángu - lo de inclinación del pozo con respecto a la vertical.

En el segundo caso, dos pseudodaños están actuando - -

simultáneamente; el factor de pseudodaño debido a la penetración parcial y el ocasionado por la inclinación del pozo.

Los autores que estudiaron este caso determinaron ambos factores como función de los siguientes parámetros:

h_{pD} = Relación de parámetros h_p / r_w .

Z_p = Distancia del límite inferior del yacimiento a mitad del intervalo abierto al flujo.

Z_{pD} = Relación de los parámetros Z_p / r_w .

h_p = Longitud del intervalo productor

b' = Relación de espesores adimensionales h_{pD} / h_{eD} por el coseno del ángulo de inclinación.

h_{eD} = Relación de parámetros h_e / r_w

θ_1 = Ángulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical.

Estos autores muestran sus resultados para los siguientes rangos:

θ_1 = de 0 a 75 grados.

h_{eD} para 100 y 1000

Z_{pD} / h_{eD} de 0.5 a 0.95

b' de .1 a 1

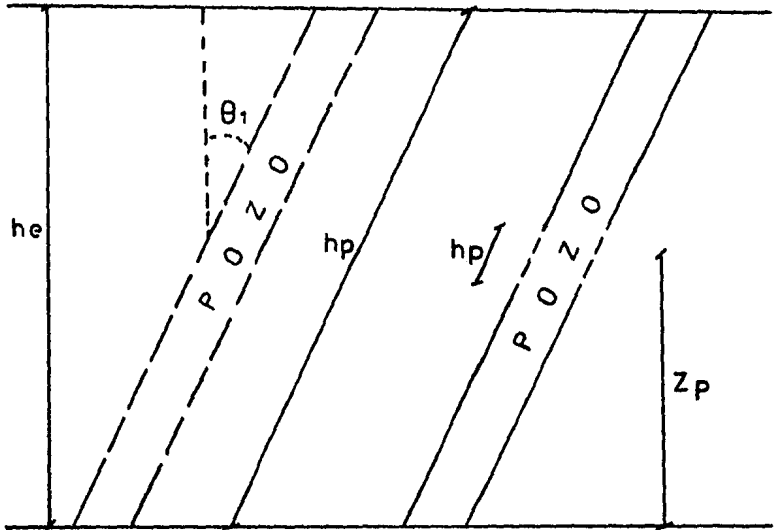


Figura III.23

Pozos desviados en la zona productora, uno totalmente penetrado y otro con penetración parcial.

Cálculo de $s\theta$ para pozos totalmente penetrados en la zona productora.

En este caso " $s\theta$ " es función de la inclinación del pozo, del radio pozo y del espesor efectivo de la formación productora.

Para estos casos se puede determinar $s\theta$ de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$S\theta = -(\theta_1/41)^{2.06} - (\theta_1/56)^{1.865} \log(h_e/1000r_w) \text{ ----- (III.17)}$$

En la ecuación anterior se puede observar que para una mayor inclinación del pozo con respecto a la vertical, $s\theta$ es más negativo, y por consiguiente la productividad tiende a aumentar.

Cálculo de $s\theta$ para pozos parcialmente penetrados en la zona productora.

Como se mencionó anteriormente, en estos casos están actuando dos factores de pseudodaño simultáneamente ($s\theta$ y s_r); Héber Cinco-Ley, H.J. Ramey y Frank G. Miller⁹ muestran los resultados producidos por estos efectos en las Tablas "D" y "E" para los rangos mencionados anteriormente; debido a que únicamente h_{eD} toma dos valores (100 o 1000), no se puede calcular por medio de estas tablas cuando h_{eD} tenga valores distintos de 100 o 1000. Sin embargo, se puede interpolar gráficamente a estos valores y obtener $s\theta$ más s_r para valores de h_{eD} que varíen entre 100 y 1000 de la siguiente manera:

- Determinar $s\theta$ más s_r para un valor de h_{eD} de 100 --

TABLA "E" - VALORES DE Sr+s0 PARA CUANDO he_n=1000

h	he _n	Z _{pp} /he _n	b	Sr+s0	Sr	s0	h	he _n	Z _{pp} /he _n	b	Sr+s0	Sr	s0
0	1000	.95	.1	41.521	41.521	0	0	1000	.5	.25	13.655	13.655	0
15				40.343	41.521	-1.178	15				13.087	13.655	-0.568
30				36.798	41.521	-4.722	30				11.391	13.655	-2.264
45				30.844	41.521	-10.677	45				8.593	13.655	-5.062
60				22.334	41.521	-19.187	60				4.711	13.655	-8.944
75				10.755	41.521	-30.766	75				-0.321	13.655	-13.976
0	1000	.8	.1	35.840	35.840	0	0	1000	.75	.5	5.467	5.467	0
15				34.744	35.840	-1.095	15				5.119	5.467	-0.348
30				31.457	35.840	-4.382	30				4.080	5.467	-1.387
45				25.973	35.840	-9.867	45				2.363	5.467	-3.104
60				18.241	35.840	-17.599	60				-0.031	5.467	-5.498
75				8.003	35.840	-27.837	75				-3.203	5.467	-8.670
0	1000	.6	.1	35.290	35.290	0	0	1000	.6	.5	4.837	4.837	0
15				34.195	35.290	-1.095	15				4.502	4.837	-0.335
30				30.910	35.290	-4.380	30				3.503	4.837	-1.334
45				25.430	35.290	-9.860	45				1.858	4.837	-2.979
60				17.710	35.290	-17.58	60				-0.424	4.837	-5.261
75				7.522	35.290	-27.768	75				-3.431	4.837	-8.268
0	1000	.5	.1	35.246	35.246	0	0	1000	.5	.5	4.777	4.777	0
15				34.151	35.246	-1.095	15				4.443	4.777	-0.334
30				30.866	35.246	-4.38	30				3.446	4.777	-1.331
45				25.386	35.246	-9.86	45				1.806	4.777	-2.971
60				17.667	35.246	-17.579	60				-0.467	4.777	-5.244
75				7.481	35.246	-27.765	75				-3.458	4.777	-8.235
0	1000	.875	.25	15.733	15.733	0	0	1000	.625	.75	1.735	1.735	0
15				15.126	15.733	-0.597	15				1.483	1.735	-0.252
30				13.344	15.733	-2.389	30				0.731	1.735	-1.004
45				10.366	15.733	-5.367	45				-0.512	1.735	-2.247
60				6.183	15.733	-9.550	60				-2.253	1.735	-3.988
75				0.632	15.733	-15.101	75				-4.595	1.735	-6.330
0	1000	.75	.25	14.040	14.040	0	0	1000	.5	.75	1.508	1.508	0
15				13.471	14.040	-0.569	15				1.262	1.508	-0.246
30				11.770	14.040	-2.270	30				0.528	1.508	-0.980
45				8.959	14.040	-5.081	45				-0.683	1.508	-2.191
60				5.047	14.040	-8.993	60				-2.380	1.508	-3.888
75				-0.069	14.040	-14.109	75				-4.665	1.508	-6.173
0	1000	.6	.25	13.701	13.701	0	0	1000	.5	.1	0	0	0
15				13.133	13.701	-0.568	15				-0.206	0	-0.206
30				11.437	13.701	-2.264	30				-0.824	0	-0.824
45				8.638	13.701	-5.063	45				-1.850	0	-1.850
60				4.753	13.701	-8.948	60				-3.298	0	-3.298
75				-0.288	13.701	-13.989	75				-5.282	0	-5.282

- Determinar $s\theta$ más s_r para un valor de he_D de 1000
- En una gráfica semilogarítmica se localizan los puntos correspondientes para los valores anteriores - (ver Figura III.24).
- Unir los puntos anteriores con una recta.
- Localizar en la recta horizontal semilogarítmica - el valor de he_D de interés y con una recta perpendicular a esta, interceptar a la recta encontrada - en el paso anterior, en este punto se proyecta una recta horizontal hasta que se cruce con la vertical, que sera el valor de $s\theta + s_r$ correspondiente - al valor de he_D de interés (ver Figura III.24).

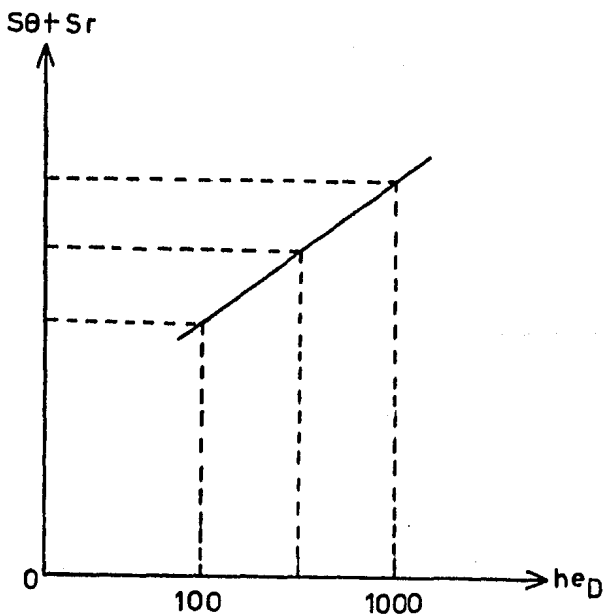


Figura III.24

Obtención gráfica de $s\theta$ más s_r para cuando he_D - este entre 100 y 1000

Ejemplo de cálculo.

Se tiene un pozo totalmente penetrado en la zona productora y desviado con un ángulo de 32 grados, con respecto a la vertical; el espesor efectivo de la formación productora es de 330 pies. Determinar el factor de daño debido a la inclinación del pozo.

DATOS.

$\theta_1 = 32$ grados
 $h_e = 330$ pies
 $r_w = 0.25$ pies.

Utilizando la Ec. III.17 se tiene que :

$$s_D = - (32/41)^{2.06} - (32/56)^{1.865} \log (330/100 \times 0.25) = -0.99$$

$$s_D = - 0.99$$

Ejemplo de cálculo

Se tiene un pozo penetrado parcialmente e inclinado 45 grados con respecto a la vertical y con los siguientes valores de los parámetros:

$$h_{eD} = 210$$

$$z_{10} / h_{eD} = 0.95$$

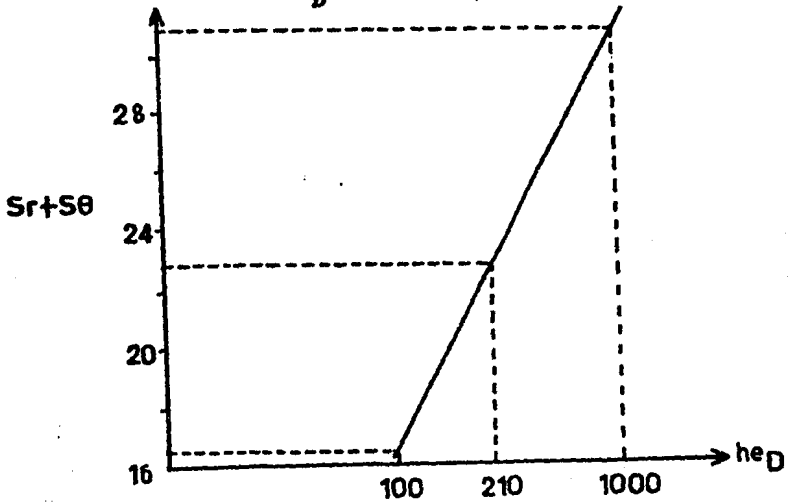
$$b^0 = 0.1$$

De acuerdo a las Tablas " D y E " los valores de sr más $s\theta$ son los siguientes:

$$\text{Para } h_{eD} = 100, \text{ más } s\theta = 16.51$$

$$\text{Para } h_{eD} = 1000, \text{ más } s\theta = 30.844$$

Construyendo una gráfica semilogarítmica de $sr + s\theta$ contra el logaritmo de h_{eD} se tiene que:



$$sr + s\theta = 23$$

III.f FACTOR DE DAÑO DE LA FORMACION (sd)

Una disminución en la permeabilidad en la zona cercana al pozo origina una caída adicional de presión y en consecuencia, una disminución en la productividad, dando origen al factor de daño de la formación⁴, (ver Figura III.25)

Las causas que originan este daño se vieron anteriormente.

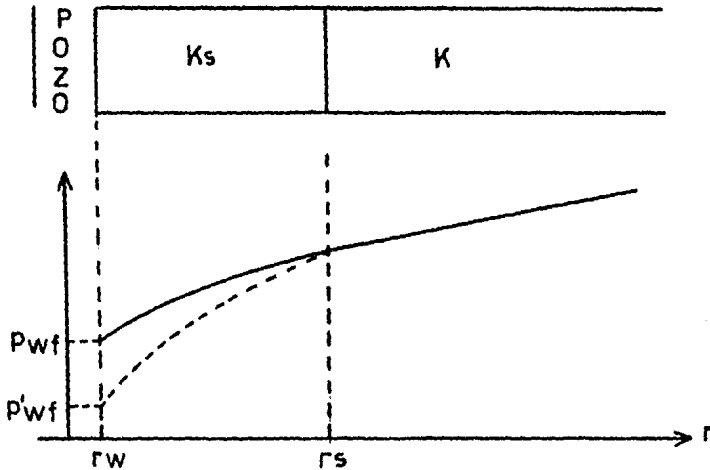


Figura III.25

Caída adicional de presión originado por la presencia de una zona dañada.

Considerando flujo radial y terminación sin tubería de revestimiento, se dedujo el factor de daño de la formación -

utilizando la ecuación de Darcy para fluidos incompresibles y la ecuación deducida por Van Everdingen¹³, para el cálculo de caída de presión ocasionada por el daño, dando la siguiente ecuación.

$$sd = ((ks/k) - 1) \ln (rs/rw) \text{-----(III.18)}$$

En esta ecuación se puede observar que "sd" puede adoptar valores positivos, valores negativos, o bien puede ser cero.

En el caso de que "sd" sea positivo, la permeabilidad de la zona cercana al pozo es menor que la permeabilidad del resto de la formación.

Cuando "sd" es negativo, la permeabilidad de la zona cercana al pozo es mayor que la correspondiente del resto de la formación.

Cuando "sd" es cero, la permeabilidad de la zona cercana al pozo es la misma que la correspondiente al resto de la formación.

En los casos de que el pozo estuviera revestida

y disparado, afectará el factor de daño de la formación existente. Hong¹⁰ realizó nomogramas utilizando para este fin modelos matemáticos que determinaron "sd" para cuando la penetración de los disparos esté dentro de la zona dañada y cuando éstos vayan más allá de ésta (ver-Figura III.26)

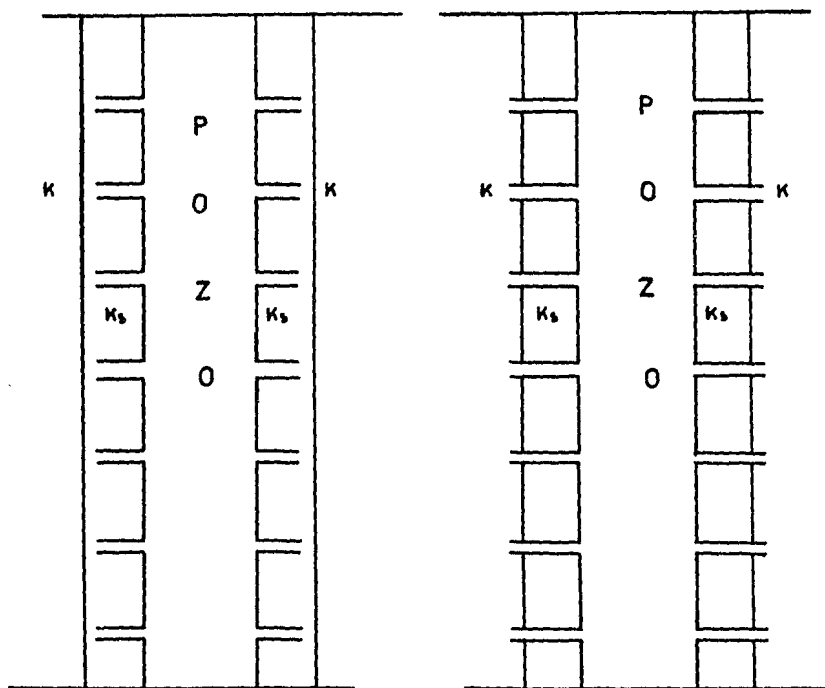


Figura III.26

Penetración de los disparos cuando está dentro y más allá de la zona dañada.

Cuando la penetración de los disparos esté dentro de la zona dañada, será función de los siguientes parámetros:

- Intervalo de repetición hr (distancia entre disparos.)
- Diámetro del pozo d_w
- Angulo de desfasamiento θ_1
- Penetración del disparo $\alpha \varphi$ -
- Relación de permeabilidad k_s/k_h

Para cuando la penetración de los disparos esté más allá de la zona dañada, " s_d " será función de los siguientes parámetros:

- Los mismos parámetros anteriores.
- Radio de la zona dañada.

El autor ¹⁰ realiza dos nomogramas para determinar s_d en estas situaciones siguiendo la secuencia indicada en las Figuras III.27 y III.28).

Otra forma de determinar s_d sería calculando primero el daño total por medio de pruebas de variación de presión y calculando por separado los factores existentes, quedando " s_d " como incógnita. -

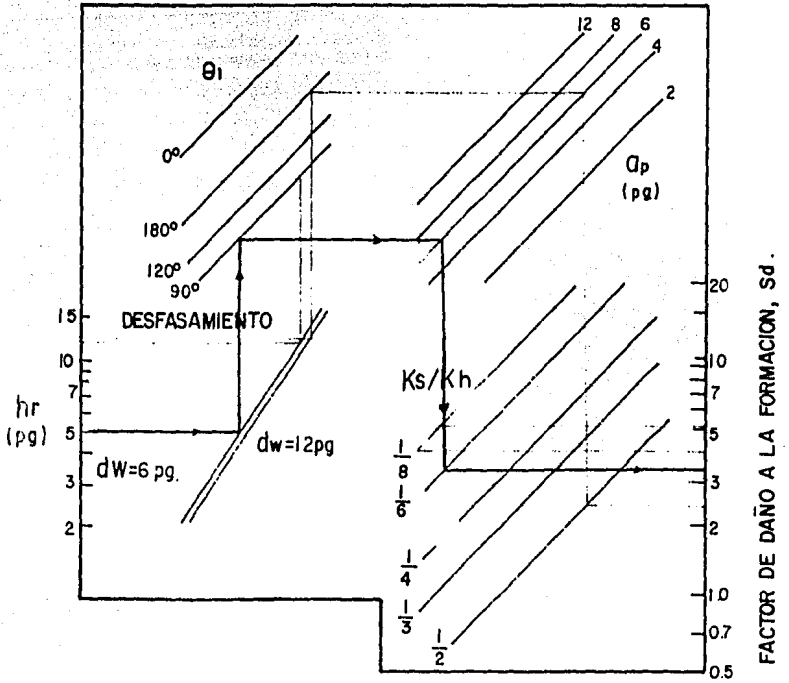


FIGURA III. 27.-NOMOGRAMA PARA DETERMINAR S_d , CUANDO LA PERFORACION TERMINADA ANTES O EN $r_s, (H \text{ Ong})^{10}$

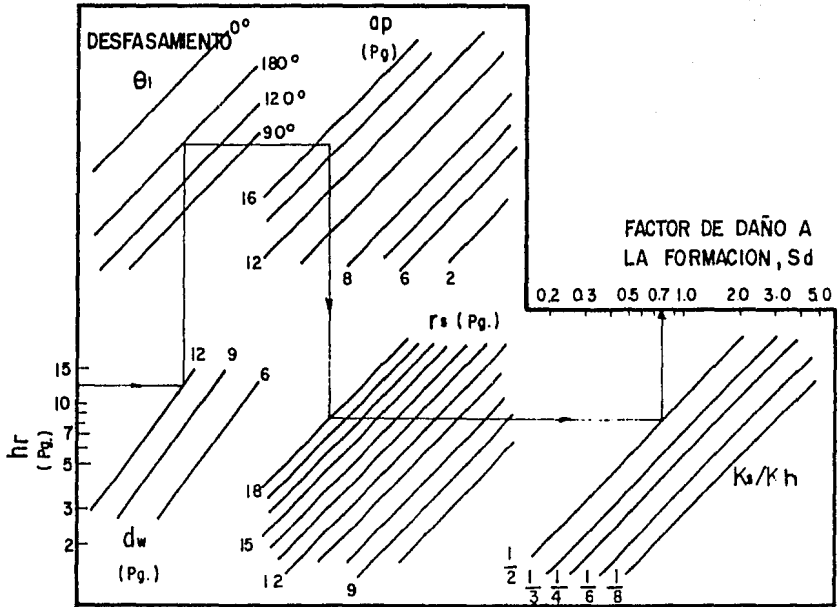


FIGURA III.28-NOMOGRAMA PARA OBTENER S_d CUANDO LA PERFORACION PENETRA MAS ALLA DE r_s . (Ho ng).¹⁰

CAPITULO IV

FACTOR DE DAÑO TOTAL

IV FACTOR DE DAÑO TOTAL

Este factor "s" es la suma de los factores de pseudodaño y el factor de daño de la formación que están actuando en el sistema (ver Figura IV.1). Se puede calcular con la Ec. II.7

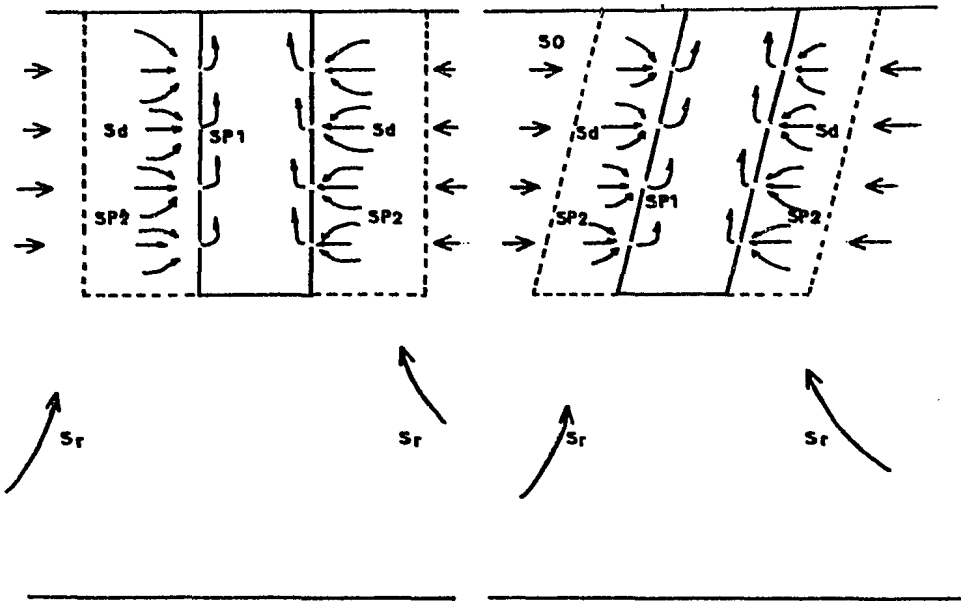


Figura IV-1

Factores de pseudodaño y daño de la formación cuando el pozo ha sido penetrado parcialmente (a) y además desviado (b); no se ha considerado fracturado.

La forma más usual para el cálculo de "s" es mediante el análisis de pruebas de variación de presión; éstas pueden ser de incremento, decremento, inyektividad, falloff y de interferencia, siendo las de incremento y decremento las más usuales, por lo que se enfocara a estas para determinar "s".

Para este fin se pueden dividir los métodos de análisis de presión en dos grupos, los llamados convencionales y los de ajuste de curvas tipo, entre los primeros se pueden encontrar los métodos de Horner^{4,3}, semilogaritmico^{4,3}, Miller --- Dyes-Hutchinson⁴, entre los segundos se pueden encontrar los propuestos por Bourdet-Landel-Kniazeff⁶, Cinco - Samaniego^{2,7} - estas se utilizan básicamente para determinar el tiempo en el cual se inicia el período de flujo radial o pseudoradial (el flujo es en forma radial con respecto al pozo, en el pseudoradial el flujo es radial con respecto a la fractura (ver Figura IV.9)), para que a partir de entonces se inicie el análisis de la prueba de variación de presión por métodos convencionales; en los casos en que en dichas pruebas no se alcance este período de flujo, pero en el ajuste de curvas tipo los puntos se alinean a una de las curvas anteriores, el calculo de "s" será aproximado. Este tipo de análisis para pozos no fracturados, fracturados naturalmente y con fractura inducida será diferente, debido al comportamiento de la presión en presencia de fracturas.

Para pozos no fracturados y con fracturas naturales-- se pueden utilizar las curvas propuestas por Gringarten- Bour¹¹ det-Landel Kniazeff. Para pozos con fracturas inducidas se pueden utilizar las curvas propuestas por Cinco-Samaniego; éstas describen el comportamiento de la presión en presencia de las fracturas.

IV.a. CALCULO DE "s" A PARTIR DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION POR METODOS CONVENCIONALES.

En dichas pruebas se distinguen dos tipos, las de incremento y las de decremento, donde los efectos de almacenamiento están presentes, así como también los producidos por la existencia de fracturas naturales o inducidas. Cuando se efectúan dichas pruebas y además existen tales efectos, los puntos correspondientes de p Vs t obtenidos no servirán para el análisis de dichas pruebas, por lo que es indispensable determinar el tiempo que duran esos efectos.

En pozos no fracturados, los efectos de almacenamiento se pueden detectar por medio de una gráfica doble logarítmica de p contra t ; si los puntos obtenidos en dicha gráfica se alinean en una recta con pendiente de 45 grados, esto significa que dichos efectos están presentes y predominan (ver Figura 1V.2)

En pozos fracturados, el tiempo que duran dichos efectos aunados a los producidos por fracturas naturales o inducidas - se podrá determinar por medio del ajuste de curvas tipo. Una vez determinado el tiempo que duran estos efectos en la prueba de variación de presión, se desechan los datos correspondientes y a partir de ese punto se efectuarán los análisis de dicha prueba y se calcula "s".

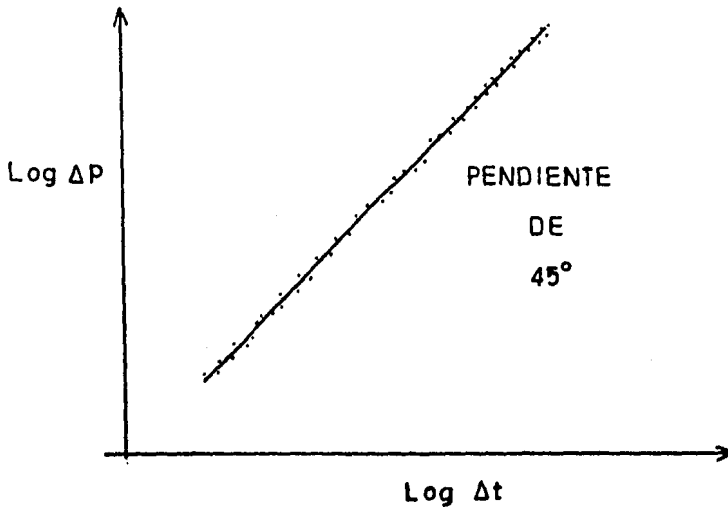


Figura IV.2

Gráfica doble logarítmica que muestra la presencia y predominio de los efectos de almacenamiento,

Pruebas de incremento.

Como se mencionó anteriormente esta prueba se realiza manteniendo un gasto constante durante un cierto tiempo para despues cerrar el pozo registrando la variación de presión - originada por el cierre.

Método de Horner,^{3,13}

La presión de fondo en una prueba de incremento se puede calcular a partir de la siguiente ecuación.

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q_{\mu} B}{K h e} \log(tp + \Delta t) / \Delta t \text{ ----- (IV.1)}$$

Esta ecuación se dedujo a partir de la solución fuente lineal en forma adimensional, y utilizando el principio de superposición; además se supuso flujo radial, y la no existencia de almacenamiento y daño.

Si se grafica p_{ws} contra logaritmo $((tp + \Delta t) / \Delta t)$ se obtendrá una recta con pendiente negativa e igual a:

$$m = 162.6 \frac{q_{\mu} B}{K h e} \text{ ----- (IV.2)}$$

Procedimiento para el cálculo de "s" a partir del método de Horner:

- Graficar en papel doble logarítmico los valores de Δp contra Δt

- Determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento desaparecen. Si no se puede calcular este instante, no se podrá calcular "s" por -

este método.

- graficar en papel semilogarítmico p_{ws} contra $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ a partir del tiempo determinado anteriormente.

- Trazar una recta con los puntos obtenidos y determinar su pendiente.

- Con la pendiente obtenida y con la ayuda de la Ec. IV.2 determinar la permeabilidad^{4,13}

$$K = 162.6 \frac{q \mu \beta}{m h e} \text{-----(IV.3)}$$

- Calcular el factor de daño con la siguiente ecuación

$$S = 1151 \left[\frac{P_{ihr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu C_{trw}} + 3.2275 \right] \text{---(IV.4)}$$

Ejemplo IV.1

Un pozo de gas se encuentra produciendo con un gasto de 1.068 millones de barriles por día; el tiempo de producción t_p es de 60 horas y una P_{wf} igual a 2,1798 libras / - pulgadas cuadrada en el tiempo del cierre, o sea cuando Δt es igual a cero.

Los datos del yacimiento son los siguientes:

$$q_g = 1.068 \times 10^6 \text{ barriles/día} = 5.981 \times 10^6 \text{ pies}^3/\text{día}$$

$$h_e = 200 \text{ pies}$$

$$C_t = 45 \times 10^6 (\text{libras/pulgada}^2)^{-1}$$

$$\phi = 0.08$$

$$r_w^2 = 0.043 \text{ pies}^2$$

$$P_{wf}(\Delta t=0) = 2179.8 \text{ libras/pulgadas}^2$$

$$\mu_g = 0.0297 \text{ c p}$$

$$\beta_g = 0.00492$$

Los datos de la prueba de variación de presión son los siguientes:

P	ΔP	Δt	$t_p + \Delta t$
$\frac{\text{libras}}{\text{pulgada}^2}$	$\frac{\text{libras}}{\text{pulgada}^2}$	horas	Δt
2180	0.17	0.0008	75001
2181	1.65	0.0022	27300
2184	4.32	0.0036	16700
2188	8.11	0.0050	12000
2192	12.67	0.0064	9376
2197	16.87	0.0078	7693
2202	22.35	0.0092	6523
2208	28.43	0.0106	3751
2257	76.77	0.0214	2805
2308	128.70	0.0325	1847
2361	180.79	0.0436	1577
2399	219.40	0.0519	1157
2438	258.40	0.0603	996
2477	297.20	0.0686	876
2513	333.40	0.0769	781
2551	370.87	0.0853	704
2588	468.26	0.0936	642
2625	444.89	0.1019	590
2835	655.21	0.1519	396
3029	849.12	0.2019	298
3150	970.50	0.2353	256
3263	1083.00	0.2686	224

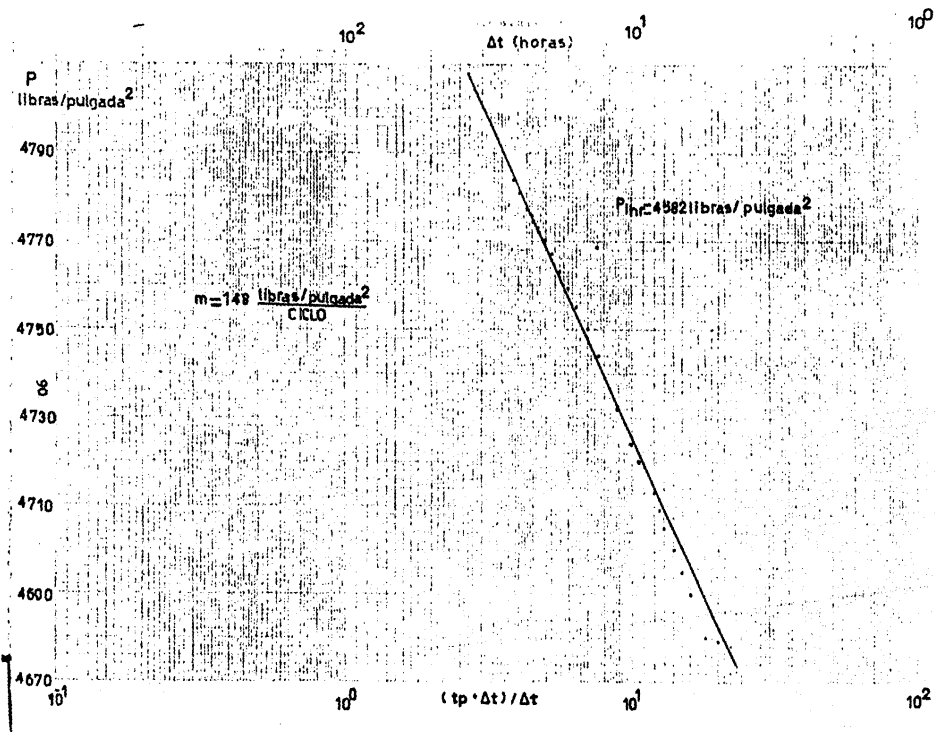
Continuación.

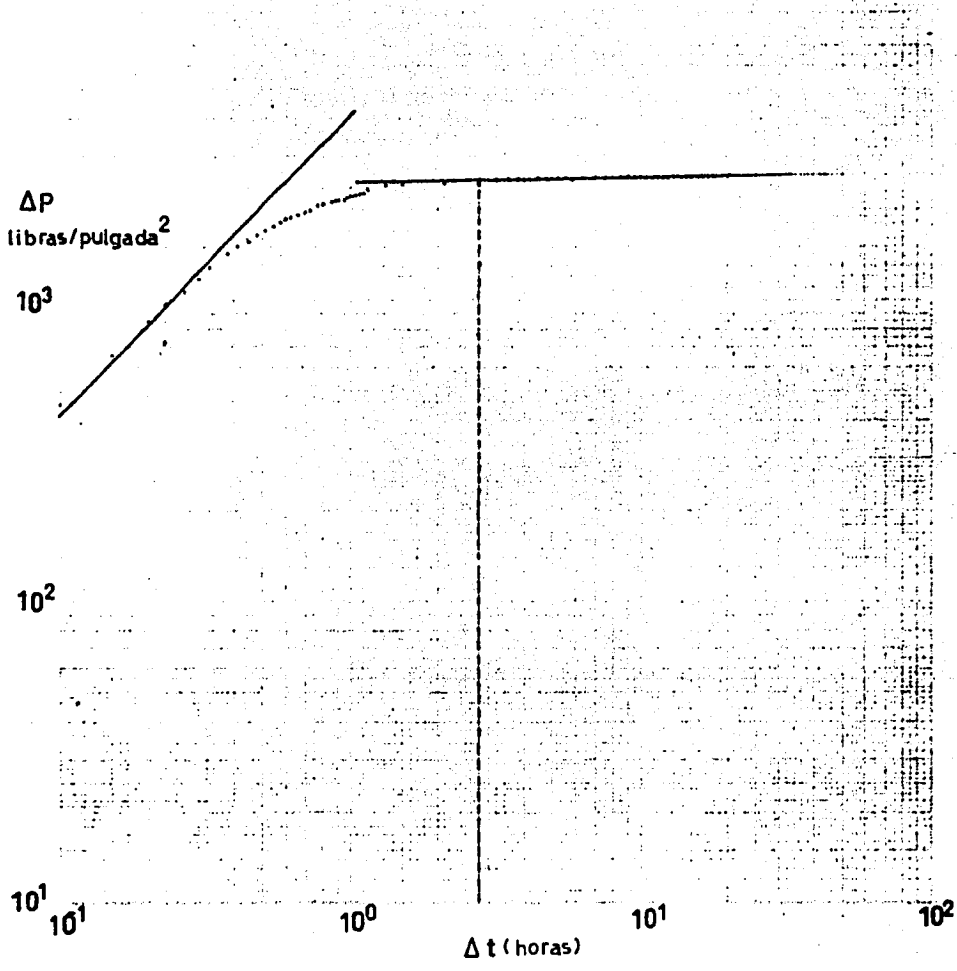
3368	II89	0.30I9	200
3468	I288	0.3353	180
3602	I422	0.3853	156
3683	I503	0.4I86	144
3756	I576	0.45I9	134
3823	I643	0.4853	276
3835	I705	0.5I86	240
3940	1760	0.55I9	110
3990	I810	0.5853	104
4035	I855	0.6I86	98
4056	I976	0.6I86	95
4096	I917	0.6686	9I
4I36	1957	0.60I9	87
4I74	I994	0.7353	83
4225	2045	0.7853	77
4256	2076	0.8I86	74
4285	2I05	0.85I9	7I
43I2	2I32	0.8853	69
4337	2I57	0.9I86	66
4360	2I80	0.95I9	64
4382	2202	0.9853	62
4403	2223	I.0I86	60
4423	2243	I.05I9	58
4443	2263	I.0853	56
4462	2282	I.II86	55
45II	233I	I.2I86	50
4617	2438	I.8853	33
4666	2486	2.55I9	25
4678	2499	2.8853	22
4679	2499	3.2I86	20
4680	2500	3.55I9	18
4690	25I0	3.8853	16
4695	25I6	4.2I86	15

Continuación.

4700	2520	4.55I9	I4
4705	2526	4.8853	I3
4709	2529	5.2I86	I3
47I3	2534	5.55I9	I2
47I3	2534	5.8853	II
4720	253I	6.2I86	II
4724	2545	6.55I9	IO
4732	2552	7.55I9	9
4744	2564	9.05I9	8
4750	2570	IO.05I9	7
4755	2575	II.05I9	6
4759	2579	I2.05I9	6
4763	2583	I3.05I9	6
4767	2587	I4.05I9	5
4770	2590	I5.05I9	5
4773	2593	I6.05I9	5
4776	2595	I7.05I9	4
4777	2597	I8.05I9	4
478I	2660	I9.05I9	4
4782	2602	20.05I9	4
4784	2604	2I.05I9	4

De acuerdo a los datos anteriores obtendremos dos gráficas, la primera en papel doble logarítmico Δp contra Δt para determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento ya no esten presentes. La segunda gráfica en papel semilogarítmica p contra $\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$ obteniendo de esta " m " y " p_{1hr} " .





Cálculos:

- La gráfica doble logarítmica, el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento ya no están presentes en la prueba de variación de presión es:

2.8 horas

- Con la gráfica semilogarítmica se obtiene la pendiente "m" y es igual a :

$$m = 148 \frac{\text{libras / pulgadas cuadradas}}{\text{ciclo.}}$$

- Con el valor anterior y la Ec. IV.3 se determina la permeabilidad.

$$K = \frac{162.6(1.068 \times 10^6)(0.004292)(0.0297)}{(148) 200} = 0.7475 \text{ md}$$

- Con los valores anteriores y la Ec. IV.4 se calcula el factor de daño:

$$S = 1.151 \left[\frac{4582 - 2179.8}{148} - \frac{\text{Log } 0.7475}{4.6 \times 10^{-9}} + 3.2275 \right]$$

$$S = 12.95$$

Método de Miller-Dyes-Hutchinson

Este método es utilizado para cuando el período de cierre es muy pequeño en comparación con el tiempo de producción ($\Delta t \ll t_p$), por lo que p_{ws} se puede calcular con la siguiente ecuación :

$$P_{ws} = P_{ihr} - 162.6 \frac{qA\beta}{Khe} \text{Log } \Delta t \text{ --- (IV.5)}$$

que resulta ser la ecuación de una recta al graficar p_{ws} contra logaritmo Δt con pendiente igual a:

$$m = 162.6 \frac{qA\beta}{Khe}$$

que es igual a la pendiente de la Ec. IV.2

Procedimiento de cálculo de "S" a partir del método de Miller-Dyes-Hutchinson.

- Graficar en papel doble logarítmico Δp contra Δt .
- Determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento desaparecen. Si no se puede calcular este instante, no se podrá calcular "S" por este proce

dimiento.

- Graficar en papel semilogarítmico p_{ws} contra Δt a partir del tiempo determinado anteriormente.
- Trazar una recta con los puntos obtenidos y determinar su pendiente.
- Determinar p_{ws} para cuando Δt sea igual a una hora por medio de la recta anterior.
- Con la pendiente obtenida y la ec. IV.3 determinar la permeabilidad.
- Calcular el factor de daño con la ec. IV.4

Prueba de decremento.⁴

Esta prueba se realiza manteniendo inicialmente un gasto de cero (cerrado el pozo) para después abrir el pozo y mantener un gasto constante, registrando la variación de presión originada por la apertura del pozo.

Método Semilogarítmico.^{3,4}

Este método se efectuó para analizar las pruebas de decremento y se espera que la presión de fondo fluyendo se comporte de acuerdo a la siguiente ecuación:⁴

$$P_{wf} = P_{ihr} - m \text{Log} t \quad \text{----- (IV.6)}$$

Esta ecuación se dedujo a partir de la solución fuente lineal en forma adimensional y utilizando el principio de superposición considerándose además los efectos de daño.

Donde P_{ihr} esta dada por la siguiente ecuación.⁴

$$P_{ihr} = P_i - m \left[\text{Log}(K/\phi \mu C_{tr} w^2) - 3.227 + 0.87S \right] \text{--- (IV.7)}$$

De la Ec. IV.6 se puede observar que tiene la forma de una recta; si se grafica p_{wf} contra logaritmo del tiempo se podrá obtener la pendiente "m" que será igual a la Ec. IV.2

Procedimiento para el cálculo de "s" a partir del método - semilogarítmico.

- Graficar en papel logarítmico los valores Δp -
contra Δt .

- Determinar el tiempo en el cual los efectos de al-
macenamiento terminan; si no se puede calcular es-
te instante no se podrá calcular "s" por este mé-
todo.

- Graficar en papel semilogarítmico p_{wf} contra el -
tiempo, a partir del tiempo calculado anteriormen-
te, y determinar su pendiente.

- Con la pendiente obtenida y la Ec. IV.3 determinar
la permeabilidad.

- Determinar el factor de daño con la siguiente ecuación⁴:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{ihr}}{m} - \text{Log} \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.227 \right] \text{-----(IV.8)}$$

ejemplo IV. 2

Determinar el factor de daño en una prueba de decremento, cuyos datos de yacimiento y pozo son los siguientes:

- h_e = 130 pies
- r_w = 0.25 pies
- q_o = 348 barriles/día
- P_i = 1154 libras/pulgada²
- ϕ = 0.20
- C_t = 8.74 × 10⁶ libras/pulgada²
- μ_o = 3.93 cp
- β_o = 1.14

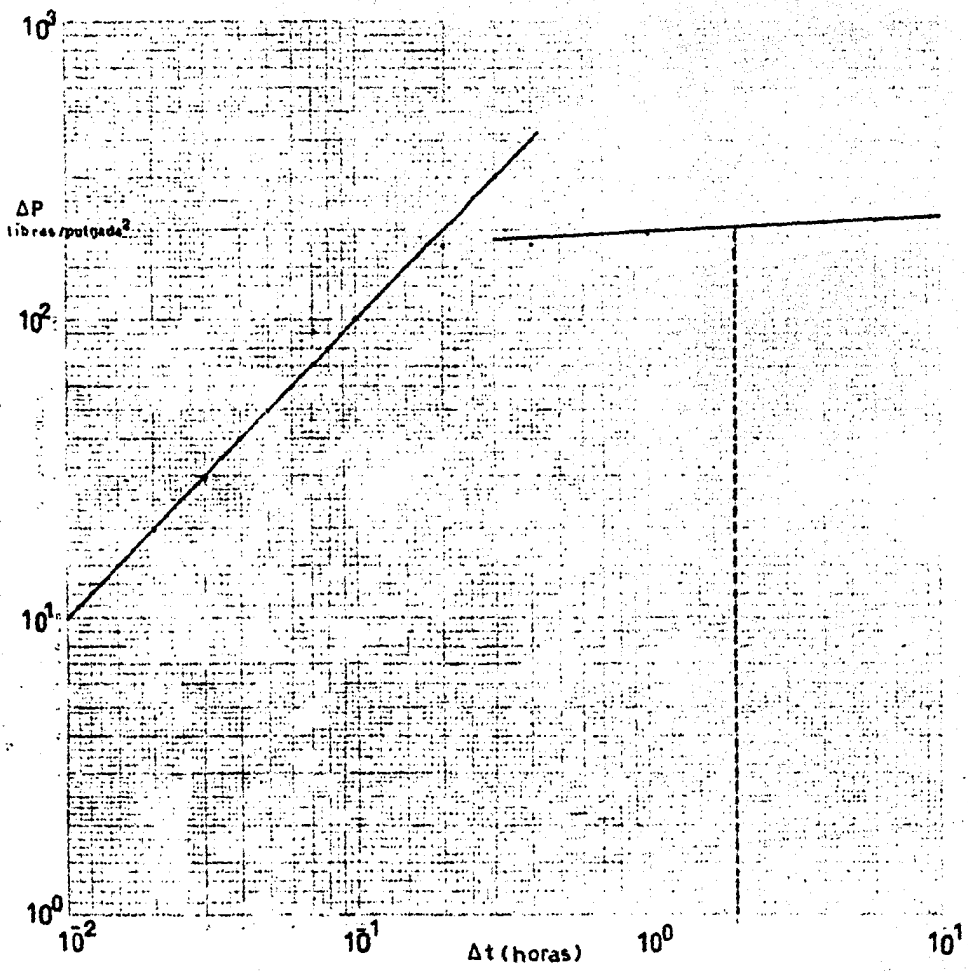
Los datos de la prueba de decremento son los siguientes:

t horas	P _{wf} <u>libras</u> pulgada ²	ΔP <u>libras</u> pulgada ²
0.01	1144	10
0.02	1134	20
0.03	1124	30
0.04	1114	40
0.05	1104	50
0.08	1074	80
0.10	1054	100
0.20	977	177
0.4	977	177
1.0	960	194

(continuación)

2.0	949	205
4.0	940	214
6.0	936	218
10.0	932	222
20.0	925	229
30.0	921	233
40.0	918	236

De acuerdo a los datos anteriores, se obtiene la siguiente gráfica para determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento terminan (gráfica doble logarítmica). En la segunda gráfica se obtendrá la pendiente necesaria para el cálculo de la permeabilidad.



ΔP
libras/pulgada²

960

950

940

930

920

910

10^1

10^0

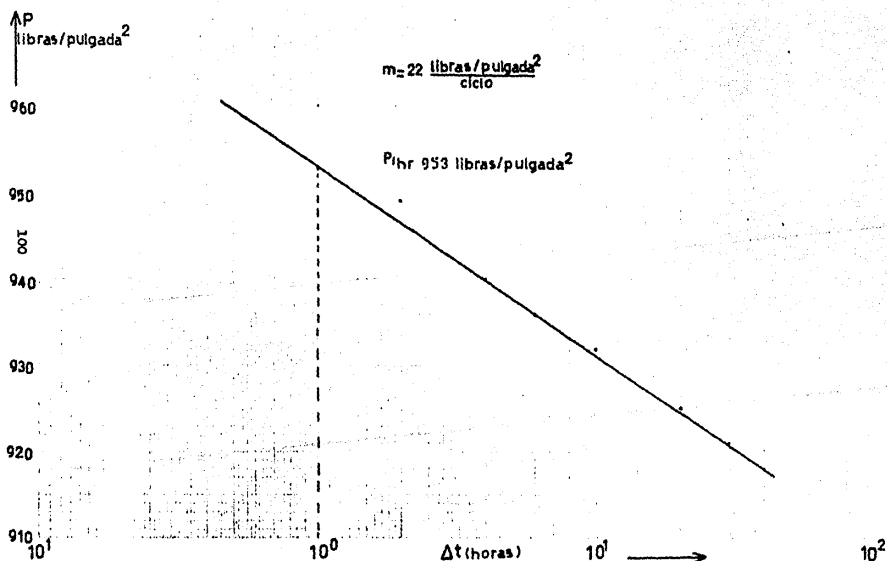
Δt (horas)

10^1

10^2

$m = 22 \frac{\text{libras/pulgada}^2}{\text{ciclo}}$

$P_{thr} = 953 \text{ libras/pulgada}^2$



Cálculos:

- De acuerdo a la gráfica doble logarítmica el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento no afectan la prueba de variación de presión es:

2.0 horas

- La pendiente obtenida en la gráfica semilogarítmica es:

$$m = \frac{22 \text{ libras / pulgada}^2}{\text{ciclo}}$$

- Con la Ec. IV.3 se determina la permeabilidad:

$$K = 162.6 \frac{348(1.14)(3.93)}{22(130)} = 89 \text{ md}$$

- Con los valores anteriores y la Ec. IV.8 se determina el factor de daño:

$$S = 1.151 \left[\frac{1154 - 953}{22} - \text{Lc g} \frac{89}{4.3 \times 10} + 3.2275 \right]$$

$$S = 4.66$$

IV.b CALCULO DE "s" A PARTIR DEL AJUSTE POR CURVAS
TIPO PARA POZOS NO FRACTURADOS Y FRACTURADOS NATU-
RALMENTE.

Antes de entrar en detalle se definirán las ecuaciones en forma adimensional que serán de utilidad, para calcular -- el factor de daño por medio de las curvas tipo:²⁷

- Presión en forma adimensional:

$$P_D = Khe \Delta P / 141.29 \mu \beta \text{ ----- (IV.9)}$$

- Tiempo en forma adimensional:

$$t_D = 2.64 \times 10^{-4} K \Delta t / \phi \mu C_t r_w \text{ ----- (IV.10)}$$

- Radio en forma adimensional:

$$r_D = r / r_w \text{ ----- (IV.11)}$$

- Almacenamiento en forma adimensional:

$$C_D = 0.8936 C / \phi C_t h r_w^2 \text{ ----- (IV.12)}$$

- Relación adimensional del tiempo entre el almacenamien-
to:

$$(t_D / C_D) = 2.95 \times 10^{-4} Khe \Delta t / \mu C \text{ ----- (IV.13)}$$

- Relación adimensional de la derivada de la presión, tiempo y almacenamiento:

$$(t_D P_D' / C_D) = K h e \Delta t \Delta P' / 141.2 q \mu \beta \text{ --- (IV.14)}$$

Ultimamente se han desarrollado unas curvas tipo, propuestas por D. Bourdet, J.A. Ayoub, T. M. White, Y.M. Pirard y V. Kniazeff^{6,11}, para el análisis de datos de pruebas de variación de presión, obtenidos de pozos no fracturados y fracturados naturalmente.

Para pozos no fracturados.

Para este caso los autores^{6,11} desarrollaron dos diferentes curvas (ver Figura IV.3); las primeras se obtuvieron al graficar en papel doble logarítmico, y en forma adimensional, la presión contra la relación del tiempo dividido por el almacenamiento, resultando varias curvas que están en función de $C_D e^{2S}$. Las segundas de ellas, se obtuvieron al graficar en papel doble logarítmico y en forma adimensional, la derivada de la presión multiplicada por la relación (t_D / C_D) contra la relación (t_D / C_D) , resultando también varias curvas que están en función de $(C_D e^{2S})$; una característica importante de las segundas resulta cuando el valor de $(P_D t_D / C_D)$ es igual a 0.5, donde todas las curvas coinciden.

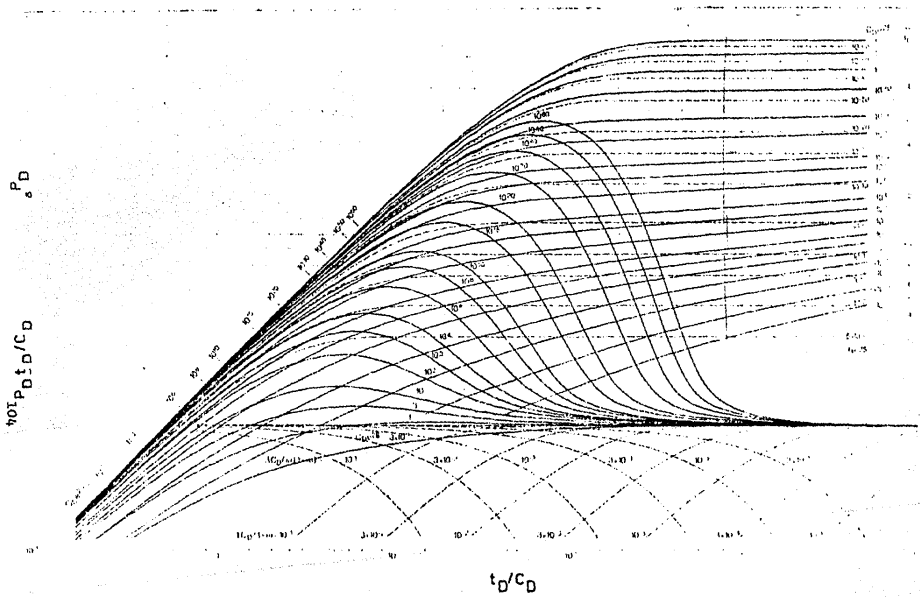


FIGURA IV.3
 CURVAS TIPO PARA POZOS CON O
 SIN FRACTURA NATURAL.

a partir de un cierto valor de (t_D / C_D) , indicando que se ha alcanzado el régimen de flujo radial.

Las curvas $\lambda C_D / \omega(1-\omega)$ y $\lambda C_D / 1-\omega$ se utilizan para pozos con fracturas naturales.

Cálculo de "s" por medio del ajuste de curvas tipo para pozos no fracturados.

En este caso se tienen dos posibilidades para determinar "s"; por medio de las curvas tipo, desarrolladas al graficar en papel doble logarítmico p_D contra t_D / C_D y $p_D' t_D / C_D$ contra t_D / C_D .

El procedimiento para calcular "s" por medio del ajuste por curvas tipo (logaritmo de p_D contra logaritmo de t_D / C_D) es el siguiente:

- Graficar en papel doble logarítmico ΔP contra Δt
- Ajustar la curva resultante en la Figura IV.3 y determinar:

$$(\Delta P)_a, (\Delta t)_a, (P_D)_a, (t_D / C_D)_a, (C_D e^{2S})_a$$

- Determinar k despejándola de la Ec. IV.9 :

$$Khe = 141.29 \mu \beta (P_D)_a / (\Delta P)_a \text{ ----- (IV.15)}$$

- Calcular el almacenamiento despejándolo de la Ec.

IV.13:

$$C = 0.000295 Khe (\Delta t)_a / \mu (t_D / C_D)_a \text{ ----- (IV.16)}$$

- Determinar C_D de la Ec. IV. 12

- Determinar "s" por medio de la siguiente ecuación:

$$S = 0.5 \ln \left[(C_D e^{2S}) / C_D \right] \text{ ----- (IV.17)}$$

Procedimiento para calcular "s" por medio del ajuste de curvas tipo logaritmo de $p_D^i t_D / C_D$ contra logaritmo de t_D / C_D).

- Graficar en papel doble logarítmico $\Delta P \Delta t$ contra Δt utilizando para este fin diferencias finitas.

- Ajustar la curva resultante en la figura IV.3 y determinar :

$$(\Delta P \Delta t)_a, (t_D P_D^i / C_D)_a, (t_D / C_D)_a, (C_D e^{2S})_a, (\Delta t)_a$$

- Determinar "khe" desnejándola de la Ec. IV.14 :

$$Khe = \frac{(141.29 \mu B (t_D P_D / C_D) a)}{(\Delta t \Delta P) a} \text{ -----(IV.18)}$$

- Determinar el almacenamiento con la Ec. IV.16 .
- Determinar " s " con la Ec. IV. 17 .

Para pozos fracturados naturalmente.

Para estos casos los autores⁵¹¹ desarrollaron unas curvas basadas en el modelo de doble porosidad, que suponen la existencia de dos partes con diferente porosidad y permeabilidad, donde sólo el medio poroso de más alta permeabilidad produce directamente hacia el pozo; el otro medio actúa como suministro de fluido al primero. El sub-índice "f" significa fisura y " f + m " el sistema total.

Una característica muy importante es el flujo de " interporosidad", que es el cambio de fluido entre las dos partes constitutivas del sistema con doble porosidad, así como-

también lo que significan los parámetros; λ y ω , donde " ω " es la relación de almacenamiento de la fisura entre el sistema total y " λ " es el coeficiente de flujo de interporosidad y define que tan pronto el bloque de la matriz contribuye al flujo.

Las curvas de la grafica doble logaritmica p_D contra t_D / C_D son dos familias de curvas, la primera corresponde a un comportamiento homogéneo y están en función de $C_D e^{2S}$ (son las mismas que para pozos no fracturados); la segunda muestra el comportamiento de la presión durante la transición, esto es entre el comportamiento homogéneo de la fisura $(C_D e^{2S})_f$ y el comportamiento homogéneo del sistema total $(C_D e^{2S})_{f+m}$ y están en función de λe^{-2S}

Las curvas resultantes que se obtuvieron al graficar en papel doble logarítmico $p'_D t_D / C_D$ contra t_D / C_D son --- tres familias de curvas, la primera corresponde a un comportamiento homogéneo, y están en función de $C_D e^{2S}$ (son las mismas que para pozos no fracturados); la segunda y tercera están en función del almacenamiento y del coeficiente de flujo de "interporosidad".

La ventaja de utilizar estas curvas es la sensibilidad -

dad al comportamiento de la presión, cuando se tienen; pozos fracturados naturalmente; además, cuando se ha alcanzado el período de flujo radial, el valor de $p_D' t_D / C_D$ será igual a 0.5 .

Cálculo de "s" por medio del ajuste de curvas tipo -- para pozos fracturados naturalmente.

En este caso se puede calcular "s" por medio de las - curvas tipo graficadas en papel doble logarítmico p_D contra t_D / C_D ; las segundas curvas tipo $p_D' t_D / C_D$ contra t_D / C_D se pueden utilizar para identificar más fácilmente el comportamiento de la presión en presencia de una fractura natural; utilizando las primeras curvas los puntos de la prueba se alinearán a lo largo de una curva $C_D e^{2S}$, que corresponderá al comportamiento homogéneo de la fisura; posteriormente, estos puntos se alinearán a una curva λe^{-2S} , que corresponderá al comportamiento de la presión durante la transición y por último, se ajustarán a una curva $C_D e^{2S}$, que corresponde al comportamiento homogéneo del sistema total.

Sólo en el caso de que los puntos se alinien en esta-

última curva, se podrá obtener un valor aproximado de "s". -
 Con las segundas curvas tipo los puntos obtenidos de la prueba de variación de presión se alinearan a una curva $C_D e^{2s}$, -
 que corresponderá al comportamiento homogéneo en la fisura; -
 posteriormente, estos puntos se ajustarán a una de las curvas $\lambda C_D^{1/(1-w)}$, siguiendo después una de las curvas λC_D^{1-w} hasta llegar a un valor de $p_D' t_D / C_D$ de 0.5, que corresponderá al período de flujo radial, estas dos últimas familias de curvas definen el comportamiento de la presión durante la transición. Si existen varios puntos con este valor se determinará "s" utilizando los métodos convencionales.

El procedimiento para el cálculo de "s" es el mismo -
 utilizado en pozos no fracturados; para esto es necesario --
 que los puntos obtenidos en la prueba de variación de presión alcancen la última curva $C_D e^{2s}$, correspondiente al comportamiento del sistema total.

Ejemplo.

Determinar el factor de daño por medio de curvas tipo; el yacimiento se encuentra fracturado naturalmente . Se efectuó una prueba de incremento de presión durante 18 horas; el gasto antes del cierre fue de 830 barriles por día; los datos del yacimiento y del pozo son los siguientes:

$$q_o = 830 \text{ barriles/día}$$

$$C_t = 2 \times 10^{-5} \text{ (libras/pulgada}^2\text{)}^{-1}$$

$$h_e = 7 \text{ Pies}$$

$$r_w = 0.29 \text{ pies}$$

$$\phi = 0.05$$

$$\mu_o = 0.3 \text{ cp}$$

$$\beta_o = 1.5$$

Los datos de la prueba de incremento fueron los siguientes:

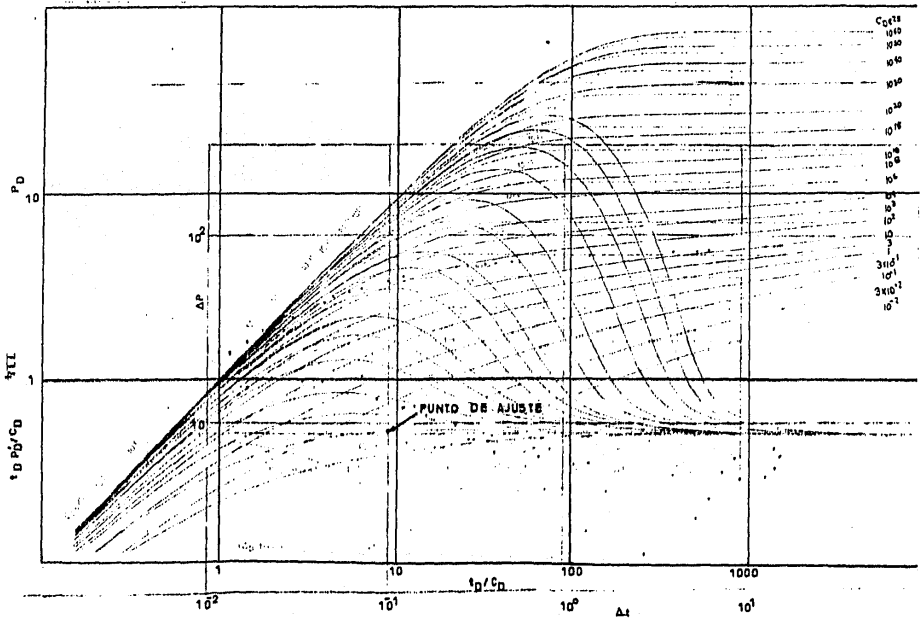
Δt horas	ΔP libras/pulgada ²	$\Delta P'$ <u>libras/pulgada²</u> hora	$\Delta P' \Delta t$ libras/pulgada ²
1.87×10^{-3}	4.65	2957	5.5
4.34×10^{-3}	11.29	2063	8.96
6.84×10^{-3}	15.62	1534	9.26
8.69×10^{-3}	18.19	1297	11.28
1.48×10^{-2}	21.37	1233	13.78
1.37×10^{-2}	24.54	1120	15.31
1.68×10^{-2}	27.57	919	15.40
1.99×10^{-2}	30.5	873	17.34

Continuación.

2.30 X 10 ⁻²	33.00	755	17.35
2.79 X 10 ⁻²	36.17	650	18.16
3.29 X 10 ⁻²	38.97	516	16.98
3.79 X 10 ⁻²	41.43	411	15.56
4.35 X 10 ⁻²	43.75	400	17.4
5.09 X 10 ⁻²	46.32	329	16.74
6.15 X 10 ⁻²	49.48	229	14.09
7.27 X 10 ⁻²	52.13	175	17.56
8.51 X 10 ⁻²	54.53	132	13.32
9.75 X 10 ⁻²	56.55	135	13.2
1.07 X 10 ⁻¹	57.74	141	15.01
1.25 X 10 ⁻¹	59.84	96	12.00
1.44 X 10 ⁻¹	61.65	82	11.8
1.91 X 10 ⁻¹	64.93	48	9.21
2.37 X 10 ⁻¹	67.04	41	9.67
2.75 X 10 ⁻¹	68.35	33	8.93
3.49 X 10 ⁻¹	70.10	25	8.74
4.05 X 10 ⁻¹	71.35	17	6.955
4.98 X 10 ⁻¹	72.42	2.8	1.415
5.54 X 10 ⁻¹	72.92	7.76	4.3
7.59 X 10 ⁻¹	73.81	8.85	6.72
8.34 X 10 ⁻¹	72.32	8.85	7.34
9.84 X 10 ⁻¹	75.92	4.96	4.87
1.17 X	76.58	5.28	6.18
1.39	77.17	1.81	2.52
1.67	77.77	2.63	4.40
2.14	78.66	1.45	3.10
2.88	79.63	0.72	2.09
4.19	80.79	1.28	5.36
5.59	81.81	0.57	3.18
6.70	82.63	0.59	3.96
7.91	83.38	0.71	5.62
9.41	84.09	0.70	6.58
10.90	84.8	0.45	4.90
13.69	86.10	0.38	5.2
15.37	86.46	0.47	7.2

Continuación.

15.93	86.72	0.30	4.78
16.49	86.79	0.40	6.59
17.05	87.17	0.39	6.64
17.61	87.23		



Cálculos:

- Del procedimiento de ajuste se obtiene los siguientes valores:

$$(C_D e^{2S})_{f+m} = 10$$

$$\Delta P = 10 \text{ libras/pulgada}^2$$

$$\Delta t = 1 \times 10^1 \text{ horas}$$

$$P_D = 5.8 \times 10^1$$

$$t_D / C_D = 9$$

- Determinar k_{he} con la Ec. IV.15

$$k_{he} = \frac{141.2 \times 830 \times 0.3 \times 1.5 \times 5.8 \times 10^1}{10} = 3059 \text{ md pie}$$

- Con la Ec. IV.16 se determina el almacenamiento:

$$C = \frac{0.000295 \times 3059 \times 1 \times 10^1}{0.3 \times 9} = 0.033 \text{ barriles/libras/pulgada}^2$$

- Con la Ec. IV.13 se calcula C_D :

$$C_D = \frac{0.8936 \times 0.033}{0.05 \times 2 \times 10^{-5} \times 7 \times 0.0841} = 50091$$

- Con la Ec. IV.17 se determina el factor de daño total:

$$S = 0.5 \ln(10/50091) = -4.26$$

IV.c CALCULO DE "s" POR MEDIO DE PARAMETROS OB
TENIDOS A PARTIR DE LAS CURVAS TIPO PARA PO
ZOS FRACTURADOS.

Cuando se tiene una fractura inducida, y se efectúa una prueba de variación de presión, se presentan varios tipos de flujo que dependerán de la duración de la prueba, de las características de la fractura y del fluido.

Se pueden identificar cuatro diferentes tipos de flujo:²⁷

- Flujo lineal en la fractura.- Se presenta únicamente debido a la expansión del sistema en la fractura, al abrir el pozo; el flujo ocurre de la fractura al pozo y sucede en los primeros instantes de la prueba (ver Figura IV.4)

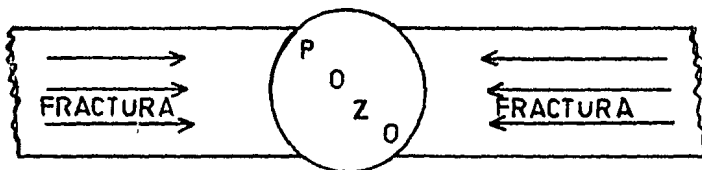


Figura IV.4

Flujo Lineal en la fractura.

- Flujo bilineal.- Posteriormente se presentan dos flujos simultáneamente; uno es un flujo lineal incompresible en la fractura, y el otro es un flujo lineal compresible en la formación. Se puede identificar la existencia del flujo bilineal si al graficar en papel doble logarítmico ΔP contra t se presenta una pendiente de un cuarto (ver -- Figura IV.5), aunque ésta puede no presentarse si existen condiciones de gran almacenamiento de fluido en el pozo y una alta conductividad de la fractura (ver Figura IV.6).

Conductividad de la fractura ($k_f b_f$); se le llama al producto de la permeabilidad de la fractura por el espesor de ésta.

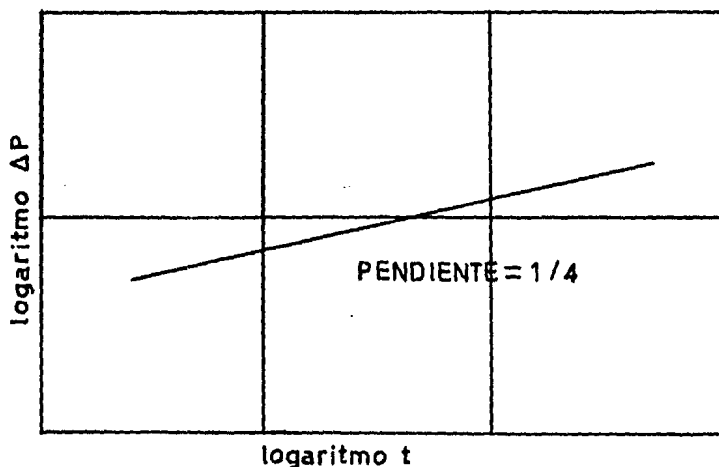
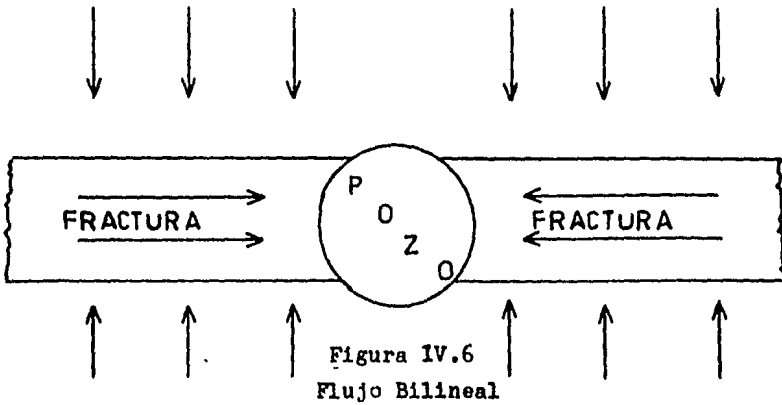
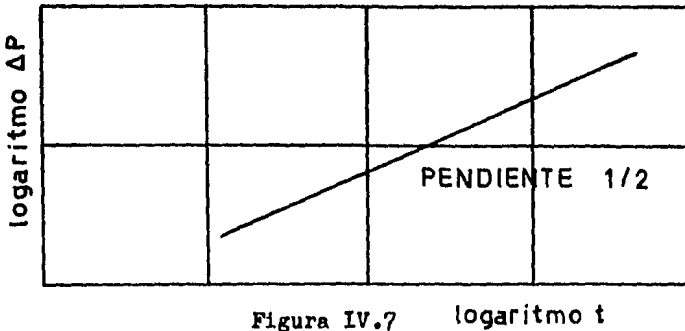


Figura IV.5

Pendiente de una gráfica doble logarítmica, ΔP contra t cuando existe flujo bilineal. .²



- Flujo lineal en la formación.- Después del flujo bilineal se presenta este tipo de flujo, donde la producción proviene exclusivamente de la formación alrededor de la fractura; se presenta cuando se tiene una alta conductividad adimensional, mayor o igual de 300 y se puede identificar su existencia si al graficar en papel doble logarítmico se tiene una pendiente de un medio (ver Figuras IV.7 y IV.8)



Pendiente de una gráfica doble logarítmica, ΔP contra t , cuando existe flujo lineal en la formación².

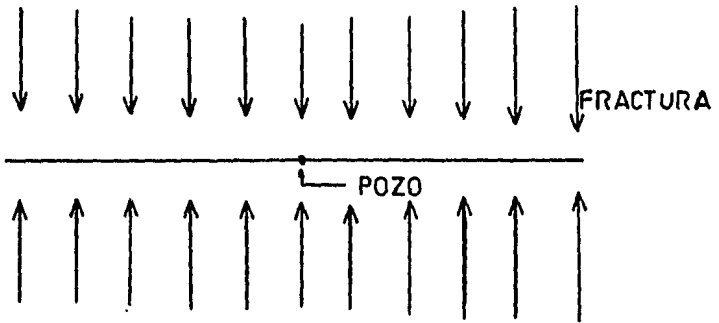


Figura IV.8

Flujo Lineal en la formación

- Flujo pseudoradial.- Esto sucede posterior al flujo lineal en la formación; es en forma pseudoradial (- ver Figura IV.9)

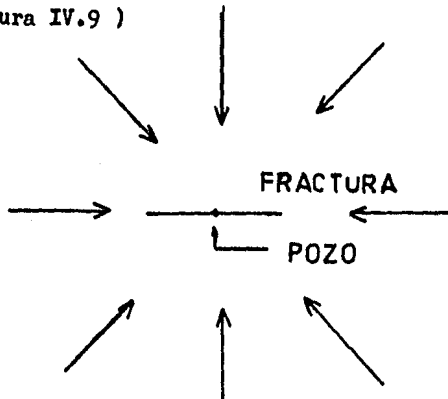


Figura IV.9

Flujo Pseudoradial

Los grupos adimensionales para describir el flujo de

fluidos hacia un pozo hidráulicamente fracturado son²:

- Tiempo adimensional:

$$t_{DXf} = \frac{2.64 \times 10^{-4} Kt}{\phi \mu C_t X_f} \text{ -----(IV.19)}$$

$$t_{Drw} = \frac{2.64 \times 10^{-4} Kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \text{ -----(IV.20)}$$

donde X_f es la longitud media de la fractura y r_w es el radio efectivo del pozo (ver Figura IV.10)

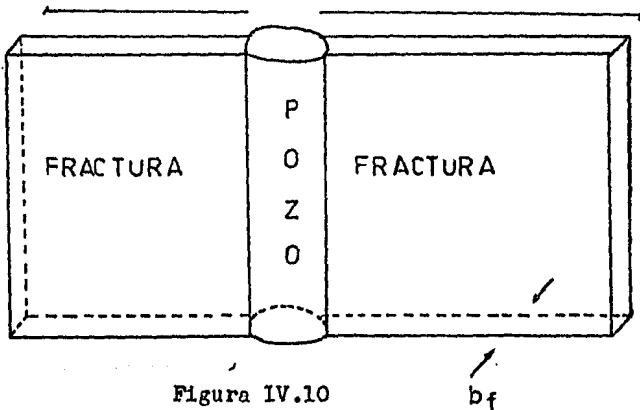


Figura IV.10

Fractura Vertical con sus Dimensiones.

- Conductividad de la fractura en forma adimensional:

$$(K_f b_f)_D = \frac{K_f b_f}{K X_f} \text{ -----(IV.21)}$$

Método de cálculo utilizando los parámetros de curvas tipo.

Los Doctores Héber Cinco Ley y Fernando Samaniego Verduzco² desarrollaron gráficas donde relacionan la presión, tiempo, características de la fractura, formación y fluido, resultando varias curvas con diferentes características, utilizando para estos fines modelos matemáticos para fracturas verticales. En la primer gráfica (ver Figura IV.10), el período de flujo pseudoradial está representado por una sola curva, independientemente del comportamiento de la conductividad adimensional; en la otra gráfica (ver Figura IV.11), los períodos de flujo bilineal y lineal están representados por una sola curva; además se indica con una línea discontinua el inicio de la recta semilogarítmica; esta última gráfica es muy útil para identificar el tipo de flujo existente; también desarrollaron (ver Figura IV.12) una gráfica que relaciona la conductividad adimensional con el cociente del radio efectivo y la longitud de fractura; las tres gráficas resultan muy útiles para la determinación de "s".

Determinación de "s" por medio de los parámetros obtenidos de la Figura IV.11

- Gráficar en papel, doble logarítmico ΔP contra Δt

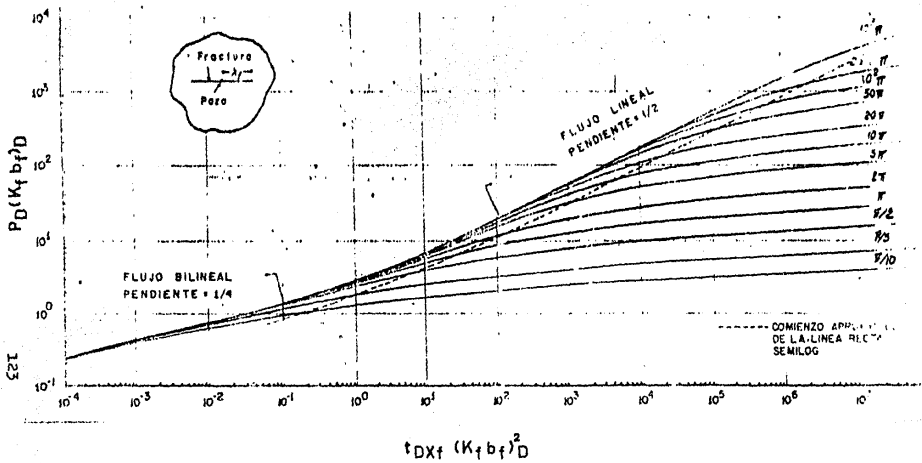


FIGURA IV.11
CURVAS TIPO PARA POZOS CON
FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD
FINITA

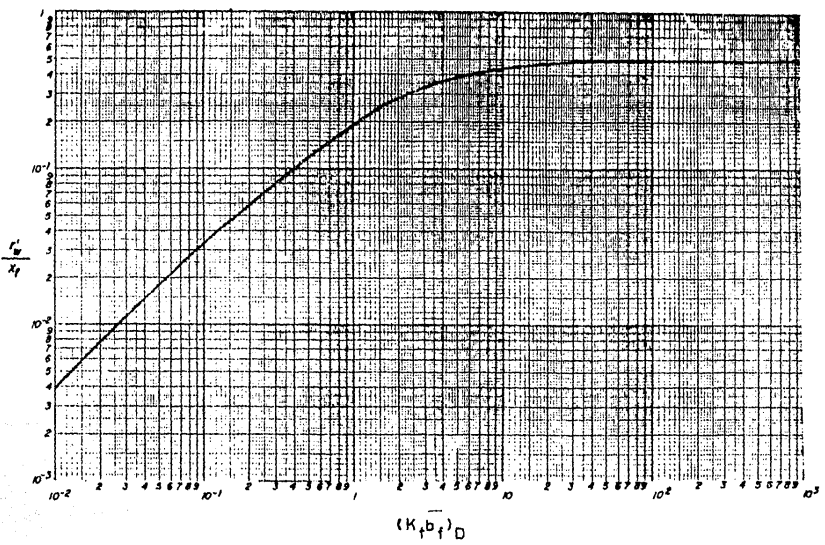


FIGURA IV.12
RELACION ENTRE LA CONDUCTIVIDAD
ADIMENSIONAL Y r_w'/X_f .

- Ajustar la curva resultante de la gráfica anterior a una de las curvas de la Figura IV. 10 ; si la curva se ajusta con algunas de éstas, determinar:

$$(\Delta t)_a \quad (\Delta P)_a \quad ((K_f b_f)_D)_a \quad (P_D (K_f b_f)_D)_a$$

$$\left[t_{DX_f} (K_f b_f)_D \right]_a$$

- Con los resultados anteriores determinar t_{DX_f} :

$$t_{DX_f} = \frac{\left[t_{DX_f} (K_f b_f)_D \right]_a}{\left[(K_f b_f)_D \right]_a} \text{-----(IV.22)}$$

- Con el valor obtenido en el inciso anterior y con la Ec. IV. 19 determinar X_f :

$$X_f = \left[\frac{2.64 \times 10^{-4} K (\Delta t)_a}{\phi \mu C_t t_{DX_f}} \right]^{1/2} \text{-----(IV.23)}$$

- Si no se tiene el valor de la permeabilidad antes del fracturamiento se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$K = \frac{141.2 q \mu \beta (P_D)_a}{h (\Delta P)_a} \text{-----(IV.24)}$$

- Con el valor de la conductividad adimensional y con la Figura IV.12, determinar r_w / X_f

- Con los valores obtenidos anteriormente determinar r_w :

$$r'w = \frac{r'w X_f}{X_f} \text{ -----(IV.25)}$$

- Determinar "s" con la siguiente ecuación:

$$S = \ln r'w / r'w \text{ -----(IV.26)}$$

Determinación de "s" por medio de los parámetros obtenidos de la Figura IV.10

- Graficar en papel doble logarítmico ΔP contra Δt

Ajustar la curva resultante en el inciso anterior con la Figura IV.10; si esta se ajusta con alguna de las curvas determinar:

$$(\Delta P)_a, (\Delta t)_a, (P_D)_a, (t_{Drw})_a, ((K_f b_f)_D)_a$$

- Si no se calculó la permeabilidad antes del fracturamiento, determinarla con la Ec. IV.24

- Con la Ec. IV.20 despejar $r'w$ y determinar este valor

$$r'w = \left[2.64 \times 10^4 K (\Delta t)_a / \phi \mu C_t t_{Drw} \right]^{1/2} \text{ -----(IV.27)}$$

- Calcular "s" con la Ec. IV.26 .

Por medio de las Figuras IV.10 y IV.11 se obtiene información importante para el cálculo del factor de daño total.

Cuando no se presenta el período de flujo pseudoradial es casi imposible calcular "s" por medio de los parámetros - obtenidos de las curvas tipo; sin embargo, existen casos especiales en los que sí se puede hacer este cálculo:

- En el flujo lineal de fractura.- No tiene uso práctico porque ocurre en tiempos muy pequeños y es afectado por el almacenamiento; la prueba de presión en estos instantes no proporciona datos para el cálculo.
- En el flujo bilineal.- Este puede no presentarse; - cuando existe no se puede hacer un ajuste único con la Figura IV.11 .
- Entre el flujo bilineal y lineal.- Cuando se esta - en este caso y además los restantes puntos de la -

prueba queden ya sea en el flujo lineal o bilineal se puede obtener un ajuste único debido a que el período de transición tiene una forma característica; los autores indican que esto se puede efectuar cuando la conductividad adimensional sea mayor o igual que 5Π.

El procedimiento es el siguiente:

Utilizando la Figura IV.11 y los primeros dos pasos - para determinar "s" por medio de esta figura; en ese caso no se podrá obtener el valor de $((K_f b_f)_D) a$.

Con las Ecs. IV.21 y IV.9 determinar $(K_f b_f) / X_f$

$$\frac{K_f b_f}{X_f} = \frac{141.29 \mu \beta P_D (K_f b_f)_D a}{h e (\Delta P) a} \text{ ----- (IV.28)}$$

Determinar X_f con la siguiente ecuación :

$$X_f = (K_f b_f / X_f) \left[\frac{\beta (\Delta t) a}{\phi \mu C_t K t_D X_f (K_f b_f)_D} \right]^{1/2} \text{ ----- (IV.29)}$$

Determinar la conductividad con los valores encontrados anteriormente:

$$(K_f b_f) = X_f (K_f b_f) / X_f \text{ ----- (IV.30)}$$

Si se tiene el valor de la permeabilidad antes del -

fracturamiento, calcular la conductividad adimensional con la Ec. IV. 21. Si no se tiene el valor de la permeabilidad, determinarla con la Ec. IV.24.

Con la figura IV.12 determinar la relación $r'w / X_f$ -

Determinar $r'w$ con la Ec. IV.25

Determinar "s" con la Ec. IV.26

- El periodo de flujo lineal en la formación .-Si en los datos de la prueba se obtienen sólo puntos en este periodo de flujo, no se puede calcular "s" ya que no se obtendrá un ajuste único con la Figura IV.II.

- En el caso en el cual los puntos quedan en el inicio del flujo pseudoradial.- En este caso, no se puede obtener un ajuste único con la Figura IV.II debido a que las curvas para diferentes valores de conductividad tienen una forma muy similar; sin embargo, con la Figura IV.10 se podrá obtener un ajuste único, debido a las características de ésta.

El procedimiento para el cálculo de "s" es similar-
al que se utilizó con la Figura IV.10.

Ejemplo.

Determinar el factor de daño para un pozo fracturado, en el que se realizó una prueba de incremento de presión. Los datos del pozo y del yacimiento son los siguientes:

$$q_0 = 1516 \text{ barriles/día}$$

$$\phi = 0.046$$

$$h_e = 207 \text{ pies}$$

$$C_t = 2.11 \times 10^{-5} \text{ (libras/pulgada}^2 \text{)}^{-1}$$

$$r_w = 0.208 \text{ pies}$$

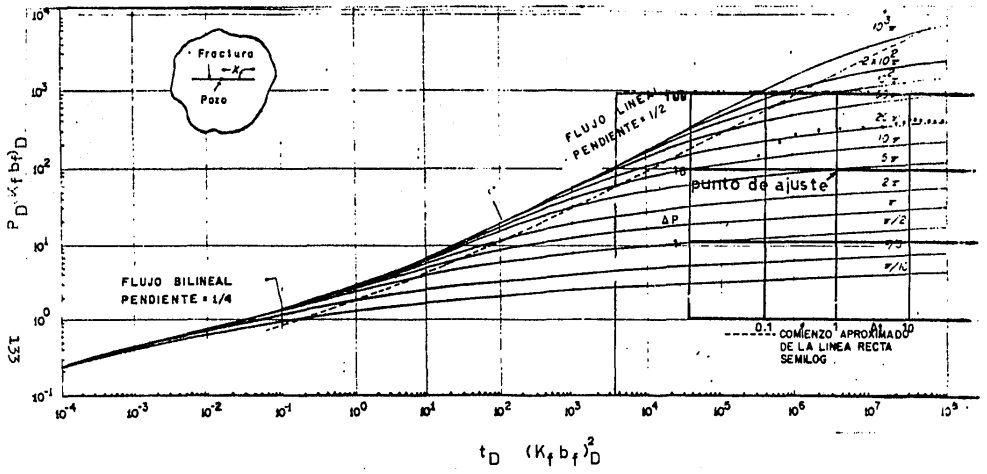
$$\beta_0 = 2.369$$

$$\mu_0 = 0.21 \text{ cp}$$

Los datos de la prueba de incremento que se obtuvieron -

son: Δt horas	P_{ws} Kg/cm ²	ΔP Kg/cm ²
0.00	296.3	0
0.08	314.3	18.0
0.16	319.8	23.5
0.25	325.3	29.0
0.50	328.5	32.2
1.00	330.8	34.5
2.00	333.2	36.9
4.00	335.2	38.9
6.00	336.7	40.3
8.00	338.1	41.8

10.00	339.3	48.0
12.00	340.1	48.8
14.00	340.7	44.4
16.00	341.3	45.0
18.00	341.9	45.6
20.00	342.4	46.1
22.00	343.0	46.7
24.00	343.6	47.3
24.33	346.6	47.3



Cálculos:

Los datos obtenidos del ajuste de la curva son los siguientes:

$$(\Delta t)_a = 1 \text{ hora}$$

$$(\Delta P)_a = 10 \text{ (Kg/cm}^2\text{)} = 142.2 \text{ libras/pulgada}^2$$

$$\left[t_{Dxf} \left[(K_f b_f)_D \right]_a^2 \right] = 3.5 \times 10^6$$

$$\left[P_D (K_f b_f)_D \right]_a = 100$$

$$\left[(K_f b_f)_D \right]_a = 20 \pi$$

Con la Ec. IV.22 se obtiene t_{Dxf} :

$$t_{Dxf} = \frac{3.5 \times 10^6}{(20 \pi)^2} = 887$$

Se determina P_D por medio de los datos obtenidos en el ajuste:

$$P_D = \frac{100}{20 \pi} = 1.59$$

Con la Ec. IV. 24 se obtiene la permeabilidad:

$$K = \frac{141.2 \times 1516 \times 0.21 \times 2.369 \times 1.59}{207 \times 142.2} = 5.75 \text{ md}$$

Continuación:

Con la Ec. IV.23 se calcula X_f :

$$X_f = \frac{2.6 \times 10^4 \times 5.75 \times 1}{0.046 \times 0.21 \times 2.11 \times 10^5 \times 887} = 2.89 \text{ pies}$$

Con el valor de $(K_f b_f)$ y figura IV.12, obtener rw/X_f :

$$(rw/X_f) = 0.5$$

Con la Ec. IV.25 se calcula rw :

$$rw = (0.5) \times (2.89) = 1.445 \text{ pies}$$

Con la Ec. IV.26 se determina el factor de daño total:

$$s = \ln (0.208/1.445) = -1.94$$

$$s = -1.94$$

NOMENCLATURA

a	: Ajustada	
A	: Area	pulgada ²
b	: Relación de espesores hp/he	
b'	: Relación de espesores en forma adimensional $(hp_D/he_D)\cos \theta$	
b _f	: Espesor de la fractura	pies
C	: Almacenamiento	barriles/libras/pulgada ²
c ₁	: Resistencia a la compresión de la roca de la formación	libras/pulgada ²
c _b	: Resistencia a la compresión de la arena Berea	libras/pulgada ²
C _t	: Compresibilidad total	(libras/pulgada ²) ⁻¹
d ₁	: Distancia de la frontera supe- rior del yacimiento al centro- del espesor abierto al flujo - considerando a este en la fron- tera superior.	pies
d ₂	: Distancia de la frontera supe- rior del yacimiento al centro- del espesor abierto al flujo - considerando a este en he/2	pies
d ₃	: Distancia de la frontera infe- rior del yacimiento al centro del espesor abierto al flujo consi- derando a este en la frontera - inferior	pies

Continuación:

E.F.	: Eficiencia de flujo	
f	: Relación de diferencias de espesores	
g_c	: Constante gravitacional	32.2 poundals
h_e	: Espesor efectivo	pies
h_{eD}	: Relación de h_e/r_w	
h_p	: Espesor abierto al flujo	pies
h_r	: Intervalo de repetición de diseño	pulgadas
h_t	: Espesor total del yacimiento	pies
k	: Permeabilidad de la formación	md.
k_h	: Permeabilidad horizontal	md.
$(k_f b_f)$: Conductividad de la fractura	md pie
$(k_f b_f)_D$: Conductividad adimensional - de la fractura	
k_f	: Permeabilidad de la fractura	md
k_s	: Permeabilidad de la zona dañada	md
k_v	: Permeabilidad vertical	md
m	: Pendiente semilogarítmica	libras/pulgada ² /ciclo
mt	: Pendiente	
N	: Número de disparos	
p	: presión media	libras/pulgada ²
pb	: Penetración en el probador - normal API	pulgadas
pe	: Penetración con pistola de -	

Continuación :

	chorro o pistola de 1/2 pulgada de diámetro de la bala	pulgadas
pws :	Presión estática	libras/pulgada ²
pwf :	Presión de fondo fluyendo	libras/pulgada ²
q :	Gasto	barriles/día
q _o :	Gasto de aceite	barriles/día
q _g :	Gasto de gas	barriles/día
q _s :	Gasto afectado por el factor de daño	barriles/día
re :	Radio de drene	pies
rs :	Radio de la zona dañada	pies
rw :	Radio del pozo	pies
rw :	Radio efectivo del pozo	pies
rw _c :	Radio corregido del pozo	pies
s :	Factor de daño	
sd :	Factor de daño de la formación	
sf :	Factor de pseudodaño por fractura	
sp1 :	Factor de pseudodaño debido al - flujo a través de los disparos	
sp2 :	Factor de pseudodaño debido a la- convergencia del flujo hacia los- disparos	
sr :	Factor de pseudodaño por penetración parcial	
sr _c :	Valor de sr considerando hp en el centro del intervalo productor	
sr _f :	Valor de sr considerando hp en la- frontera del intervalo productor	

Continuación :

β_g	: Factor volumétrico del gas	
ΔP	: Incremento de presión	libras/pulgada ²
ΔS_{rc}	: Corrección por posición	
Δt	: Incremento del tiempo	horas
λ	: Coeficiente de flujo de interporosidad	
ϕ	: Porosidad	
μ	: Viscosidad	cp
μ_o	: Viscosidad del aceite	cp
μ_g	: Viscosidad del gas	cp
θ	: Desfasamiento de las perforaciones	grados
θ_1	: Angulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical	grados
w	: Relación de almacenamientos de la fisura entre el del sistema total	

Continuación :

- $s\theta$: Factor de pseudodaño por desviación del pozo en la zona productora
- t_D : Tiempo adimensional
- t_{Drw} : Tiempo adimensional en función del - radio efectivo
- t_{Dxf} : Tiempo adimensional en función de X_f
- X_f : Longitud de la fractura/2 pies
- Y : Distancia entre la parte superior - de la zona productora y la parte su perior del intervalo abierto al flujo pies
- Z_m : Distancia entre la parte superior de la zona productora y la mitad del intervalo abierto al flujo pies
- Z_p : Distancia del límite inferior del ya cimiento a la mitad del intervalo a- bierto al flujo pies
- Z_{pD} : Relación de Z_p/r_w
-
- o_* : Penetración del disparo pulgadas
- α : Conductividad de la fractura
- β : Factor volumétrico
- β_* : Factor volumétrico del aceite

REFERENCIAS.

- 1.- Odeh, A.S. : " An equation for calculating skin factor due to restricted entry ", J.Pet. Tech. (June 1980) 964-965.
- 2.- Cinco-Ley, H. and Samaniego-V., F.: " Transient pressure-analysis for fractured wells " J. pet. Tech. (sept., 1981) 1749-1766.
- 3.- Solís Muñoz G., González Rivera M.A. y Escobar Castillo J.: " Proyecto " D-3484. Procedimientos prácticos para diagnosticar la estimulación de pozos productores de aceite, mediante pruebas de variación de presión", I. M. P. — (septiembre de 1981)
- 4.- Rodríguez Nieto R.: " Apuntes de evaluación de la producción, Facultad de Ingeniería U.N.A.M. (septiembre de 1982).
- 5.- Cinco-Ley H. : " Apuntes de evaluación de la producción - Facultad de Ingeniería (1982)
- 6.- Bourdet D, Ayoub J.A., Whittle T.M., Pirad Y.M. and Kniazeff V. : " Interpreting well tests in fractured reservoirs Reprinted from world oil (october 1983)
- 7.- Cinco-Ley, H.: " Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods, " paper S.P.E. 10043

presented at the international petroleum exhibition and technical symposium of the S.P.E. in Beijing China, 1982 (march. 1982).

- 8.- Brons F. and Marting V.E. : " The effect of restricted - fluid entry on well productivity " J.Pet. Tech. (feb.1982)
- 9.- Cinco- Ley H, J. Ramey H. Jr and Miller Frank G.: " Pseudo - skin factors for partially- penetration directionally-drilled wells ", paper S.P.E. 5589 prepared for the 50 th annual fall meeting of the S.P.E. of AIME, to be held in Dallas, Texas (sep-oct. 1975)
- 10.- Hong K.C.: " Productivity of perforated completions in formations with or without damage " J. Pet. Tech., (august 1975)
- 11.- Gringarten A.C. : " Interpretation of tests in fissured- and multilayered reservoirs with double-positivity behavior: theory and practice" , J. Pet. Tech.(april 1984).
- 12.- Gonzalez Rivera M.A. , Castañeda Díaz R. , Nava Garcia- M. y Tomborrell Baca J. : " Análisis integral de las terminaciones y reparaciones de los pozos productores-- del Area Cretácica Tabasco- Chiapas para optimizarlas ". Subdirección de Tecnología de Explotación I.M.P. 1976

13.- Matthews, C.S. and Russell, D.G. : " Pressure Buildup-
and Flow Tests in Wells ". Monograph , Vol. 1 , SPE , -
april 1967.

14.- Silva López P y Poblano Ordóñez R. : " Análisis del -
efecto de los disparos sobre la productividad de los -
pozos ". Subdirección de Tecnología de Explotación I.M.
P. 1978