

CAPÍTULO III

DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO²

Matemáticamente, el efecto de daño no tiene dimensiones. Convencionalmente la caída de presión adicional asociada al efecto de daño se define en términos del mismo grupo de constantes como las soluciones adimensionales para la caída de presión en medios porosos. El efecto de daño puede ser añadido como $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$ para el estado estacionario, $\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right)$ para el estado pseudo estacionario, o p_D para soluciones del estado transitorio. Por lo tanto, la suma es proporcional a la caída total de presión.

Los componentes del efecto de daño son varios. En general, cualquier fenómeno que cause una distorsión a las líneas de flujo de la formación hacia el pozo o restricciones de dicho flujo pueden resultar en valores positivos del factor de daño.

El daño positivo puede ser generado mecánicamente, causas como penetración parcial (la altura perforada es menor que la altura del yacimiento), un número inadecuado de disparos que causan una distorsión en las líneas de flujo, por cambios de fase (reducción de la permeabilidad del fluido principal), turbulencia.

Un daño negativo denota que la caída de la presión cerca del fondo del pozo es menor que el que debería de tener de los mecanismos de flujo del yacimiento sin que se haya perturbado. Dicho daño negativo puede ser el efecto de tratamientos de estimulación, (la permeabilidad cercana al fondo del pozo excede el valor natural), fracturamiento hidráulico o un pozo altamente inclinado.

Como se mencionó el factor de daño depende de varios aspectos que deben ser analizados de manera independiente.

III.1. COMPONENTES DEL DAÑO TOTAL

El daño total, s , consiste en un número de componentes. Generalmente estos pueden ser sumados de manera conjunta, y por lo tanto:

$$s_t = s_d + s_{c+\theta} + s_p + \sum s_{pseudo} \dots \dots \dots (3a)$$

Donde:

- s_t Daño total.
- s_d Daño a la formación mecánico.

$s_{c+\theta}$ Daño debido a penetración parcial e inclinación.

s_p Daño debido al efecto de los disparos.

Todos los valores de pseudo daño son agrupados dentro de la sumatoria $\sum s_{pseudo}$ y son dependientes de los efectos del flujo.

Los factores de daño en la (*Ecuación 3a*) son aquellos que generan una alteración del flujo cerca de un pozo vertical o inclinado en un yacimiento radial. Cabe destacar que otros factores de daño han sido introducidos para otras configuraciones de flujo, especialmente asociados con fracturas.

III.1.1. FACTOR DE DAÑO MECÁNICO

El daño alrededor en las cercanías del fondo del pozo causa una caída de presión adicional y reduce la productividad del pozo. Para evaluar el impacto del daño alrededor del fondo del pozo en un pozo vertical, Hawkins propuso representar la zona dañada como un cilindro concéntrico al pozo. La zona dañada tiene como características una permeabilidad uniforme de k_s , y radio r_s , que se definen por:

$$s_d = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots\dots\dots(3b)$$

La caída adicional de presión debida al daño antes mencionado se puede cuantificar por medio de:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q\mu B}{kh} s_d \dots\dots\dots(3c)$$

La expresión del daño mecánico ignora el impacto de la terminación del pozo e implícitamente asume que existe una dimensión del flujo radial alrededor del pozo abierto.¹⁹

III.1.2. FACTOR DE DAÑO POR PENETRACIÓN PARCIAL E INCLINACIÓN

Frecuentemente, los pozos son parcialmente perforados; esto es, la altura al que está abierta la formación es menor que la altura del espesor del yacimiento. Esto es conocido como penetración parcial. Esta situación puede presentarse como un resultado de un mal trabajo de perforación o deliberadamente para evitar o retardar efectos de conificación de fluidos no deseados. En prácticas más recientes se usa la penetración parcial para crear un tipo de flujo esférico en tiempos tempranos que permite el cálculo de la permeabilidad vertical. Para tiempos posteriores el flujo radial deberá tener las características que distinguen una penetración parcial. Si el pozo no está terminado a la mitad del intervalo del yacimiento, el problema se agravará más tarde.

En todos estos casos, la subsiguiente curvatura de las líneas de flujo resulta en un efecto de daño denominado s_c , mientras más pequeño sea el intervalo penetrado comparado con el espesor del intervalo, más disturbio se tendrá en la terminación y el factor de daño por penetración parcial será mayor. Si el intervalo penetrado es de 75 % el intervalo del yacimiento o más, el efecto de daño se vuelve despreciable.

Mientras que la penetración parcial genera un daño positivo, por la falta de exposición del pozo al yacimiento, la inclinación del pozo es exactamente lo opuesto. Mientras más alto sea el grado de inclinación, más grande será la contribución del factor de daño negativo. El efecto de daño debido a la inclinación se denota como s_θ , y el efecto de daño compuesto debido a la penetración parcial y a la inclinación esta dado por $s_{c+\theta}$.

Cinco Ley resolvió este problema de manera semi analítica y presento tablas de estos efectos de daño para varias combinaciones de penetración parcial, elevación, y desviación del pozo. La (**Figura 3.01**) muestra variables relevantes. Donde h_w es la longitud disparada, z_w es la distancia vertical desde la base del yacimiento hasta el punto medio de los disparos, θ es el ángulo de inclinación del pozo y r_w es el radio del pozo.

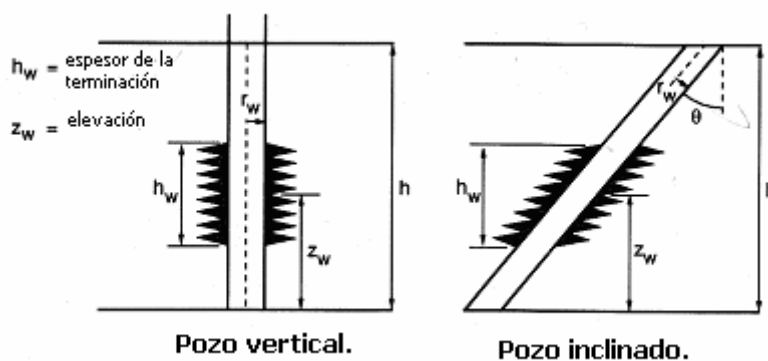


Figura 3.01. Configuraciones de pozos inclinados y verticales, parcialmente penetrados. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Las Tablas 1 y 2 en el (**Apéndice A**) dan los resultados para un yacimiento con espesor adimensional, $h_D = (h/r_w)$ de 100 y 1000 respectivamente. Las relaciones pertinentes de z_w/h (relación de elevación) y h_w/h (relación de penetración). Son listados: el factor compuesto por $s_{c+\theta}$ y sus componentes, s_c y s_θ . Como se puede observar, el valor absoluto de s_θ aumenta con el ángulo de inclinación y en ciertos casos pueden resultar $s_{c+\theta}$ negativo debido a s_c positivo asociado a penetración parcial. Finalmente, los daños correspondientes por las relaciones de penetración y elevación son mayores cuando $h_D = 1000$ que cuando $h_D = 100$, mostrando la mayor penetración en la distorsión en las líneas de flujo.

III.1.3. FACTOR DE DAÑO POR DISPAROS

Karakas y Tariq (1988) presentaron una solución semianalítica para el cálculo del factor de daño por disparos, el cual se divide en los siguientes componentes: El efecto de flujo plano s_H ; el efecto vertical convergente, s_V ; y el efecto del fondo del pozo, s_{wb} . El factor de daño por efecto de disparos queda de la siguiente manera:

$$s_p = s_H + s_V + s_{wb} \dots\dots\dots(3d)$$

Las variables relevantes para el calculo del factor de daño por disparos incluyen el radio del pozo, r_w , el radio de disparo, r_{perf} , la longitud del disparo, l_{perf} , el ángulo de fase entre disparos, θ , y muy importante, la distancia entre los disparos, h_{perf} , la cual es exactamente inversamente proporcional a la densidad de los disparos (por ejemplo: 2 disparos por pie, resulta en $h_{perf} = 0.5[ft]$). (**Figura 3.0 2**)

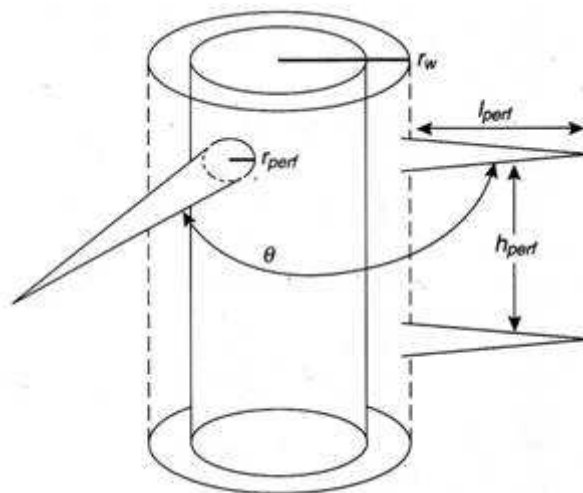


Figura 3.02. Variables del pozo para el cálculo del factor de daño por disparos. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Cálculo de s_H

$$s_H = \ln\left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)}\right) \dots\dots\dots(3e)$$

Donde:

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} \frac{l_{perf}}{4} \dots para \theta = 0 \\ a_\theta(r_w + l_{perf}) \dots para \theta \neq 0 \end{cases}$$

La constante a_θ depende del ángulo de fase de los disparos y se puede obtener de la tabla 3 del (*Apéndice A*)

Este factor de daño es negativo (excepto para $\theta = 0$), pero su contribución total suele ser pequeña.

Calculo de s_V

Para obtener s_V , se deben de calcular dos variables adimensionales:

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

Donde:

k_H y k_V son las permeabilidades horizontal y vertical respectivamente, y

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right)$$

el efecto vertical convergente, s_V , queda:

$$s_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots(3f)$$

con

$$a = a_1 \log r_D + a_2$$

y

$$b = b_1 r_D + b_2$$

La constante a_1 , a_2 , b_1 y b_2 son funciones del ángulo de fase de los disparos y pueden ser obtenidos de la tabla 3 del (*Apéndice A*). El efecto vertical convergente, s_V , es potencialmente el que más contribuye al valor de, s_p ; para densidades pequeñas, los valores de h_{perf} , s_V pueden ser muy grandes.

Calculo de s_{wb}

Para el cálculo de s_{wb} , primero se obtiene la siguiente variable adimensional:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{perf} + r_w}$$

Entonces:

$$s_{wb} = c_1 e^{c_2 r_w D} \dots\dots\dots(3g)$$

Las constaten c_1 y c_2 también se pueden obtener de la tabla 3 del (*Apéndice A*)

III.1.4. FACTOR DE DAÑO DEBIDO AL FLUJO (PSEUDO DAÑO)

El pseudo factor de daño es dependiente del gasto de producción. Este efecto de daño es igual a Dq , donde D es el coeficiente no - Darciano. El factor de daño obtenido por medio de pruebas de presión para distintos gastos. En un pozo de gas a alta velocidad puede llegar a ser muy alto, en algunos casos, mucho mayor que la sumatoria de los demás factores de daño. Por lo tanto, de una prueba de pozo, un valor aparente de daño s' puede obtenerse por medio de:

$$s' = s + Dq \dots\dots\dots(3h)$$

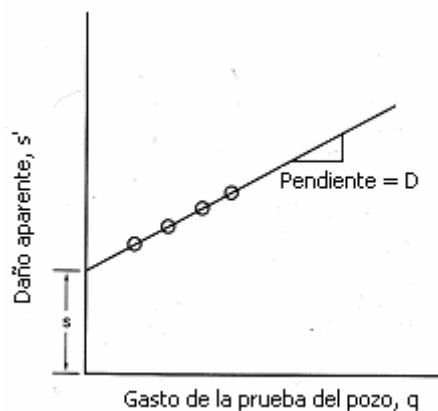


Figura 3.03. Determinación del efecto de daño y el coeficiente de flujo no- Darciano de pruebas de variación de gasto. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Las pruebas llevadas a cabo a diferentes gastos pueden ser usadas para aislar el efecto de daño, s . Mediante una grafica como la de la (*Figura 3.03*) se obtiene el valor de D y el pronostico del impacto que se tendrá en el daño debido a efectos del gasto de producción en la subsiguiente vida del pozo.

III.1.5. FACTOR DE DAÑO DEBIDO A CAMBIO DE FASES (PSEUDO DAÑO)

Los efectos de daño dependientes de la fase se asocian al cambio de fase debido al gradiente de presión en el fondo del pozo.

En el caso de pozos de aceite, si la presión de fondo se presenta debajo del punto de presión de burbuja, entonces se tendrá una saturación de gas, causando una reducción en la permeabilidad efectiva al aceite, incluso cuando la fase del gas no es móvil. Una versión de la fórmula de Hawkins con k/k_s substituida por la relación de las permeabilidades efectivas.

Un fenómeno similar puede observarse en el caso de yacimientos de gas y condensado, donde el líquido se forma alrededor del pozo, causando una reducción en la permeabilidad al gas.

Como se pudo corroborar, la discretización del daño resulta importante ya que podemos hablar de aportaciones significativas, ya sea positiva o negativamente por distintos aspectos. Como medidas preventivas, se deben reconocer las siguientes: realizar diseños de disparos que permitan la mayor productividad, perforación con inclinación, evitar penetraciones parciales y aumentar el área de exposición del yacimiento al pozo, cuidar que no se presente flujo no-Darcyano, no permitir presiones bajas en el yacimiento que permitan cambios de fases.