

CAPÍTULO I

FACTOR DE DAÑO

I.1. ANTECEDENTES

Desde los inicios de la industria petrolera a nivel mundial se ha tenido el conocimiento del riesgo que dicha actividad desarrolla, no sólo las actividades se vuelven riesgosas para el personal y la comunidad en general, también existen operaciones que se perciben como un fenómeno interno y con peligro de dañar el valor más importante dentro de la industria petrolera, el yacimiento.

El factor de daño (skin factor), es un concepto que se introdujo por primera vez en 1949-1953 por Hurst y Van Everdingen^{1*}, el cual ha sido expresado por la letra *s*. Ellos observaron que las presiones medidas en un pozo, frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas propuestas. Por lo cual propusieron que la diferencial de presión era causada por restricciones en las cercanías del pozo. Por lo que en una temprana definición mencionaron que el daño, es un factor que causa alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación (caso ideal).

Para comprender de manera integral el concepto de daño a la formación, es necesario recordar los siguientes conceptos:

Yacimiento. El yacimiento consiste de una o varias unidades geológicas interconectadas. Las técnicas modernas de modelado sísmico en 3-D y nuevas formas de medir mediante registros y pruebas a pozos, permiten una descripción más precisa de la forma y las fronteras tanto vertical como horizontal del yacimiento, así como heterogeneidades inherentes.² Es importante recordar y entender los procesos geológicos de depositación, migración de fluidos y acumulación (**Figura 1.01**). Así como las cuestiones estructurales de dicho yacimiento: Anticlinal, Sinclinal, tipos de fallas, etc.

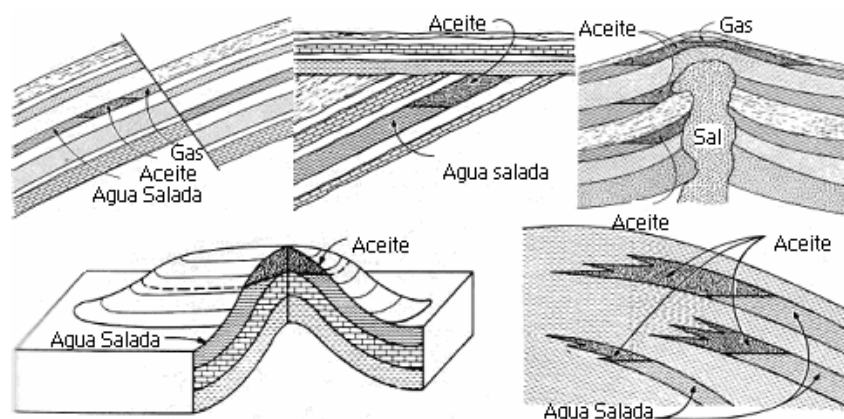


Figura 1.01 Muestra esquemáticamente los tipos de fronteras, trampas y fallas que se encuentran en un yacimiento. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS VOLUME 1)

* Las referencias se encuentran al final del documento.

Porosidad. La porosidad se define de manera simple como la relación entre el volumen de poro, V_p y el volumen total de roca incluyendo los espacios porosos, V_b .

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots(1a)$$

La porosidad efectiva es un indicador directo que la cantidad de fluido in situ. Los valores de porosidad varían entre 30% a menores a 10%. La porosidad de un yacimiento puede ser medida por medios directos: núcleos; o por medios indirectos de registros geofísicos y pruebas en pozos. Su valor será de importancia primordial para evaluar el potencial del yacimiento.²

Saturaciones. Es la proporción en que se encuentran los fluidos, agua, aceite, gas, en los espacios poros, y se expresa como la relación entre el volumen de dicho fluido, V_f y el volumen de poro, V_p .

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots(1b)$$

Saturación inicial. Es la saturación a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se le denomina saturación de agua intersticial o congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor podrá o no tener movimiento, si el valor de la saturación, es mayor al de la saturación crítica, el agua estará libre para fluir junto con los hidrocarburos, el cual es un efecto no deseado.

Saturación residual. Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación, dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se esta sometiendo el yacimiento y el tiempo, está puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

Saturación Crítica. Será aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

El agua siempre se encuentra presente y su saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% o más y residuales de aceite del orden del 40%. Los valores de saturaciones se pueden encontrar por medio de registros geofísicos, y en muestras de núcleo con técnicas de laboratorio.³

Permeabilidad. Es la medida de la facilidad que tiene un fluido para moverse a través de los espacios porosos que se encuentran interconectados. Muchas rocas que son porosas resultan impermeables al paso de agua, aceite o gas.

El concepto de la permeabilidad fue introducido por Darcy en 1856. El esquema del experimento de Darcy se muestra en la (*Figura 1.02*). La velocidad del flujo puede ser medido contra la presión para distintos medios porosos.

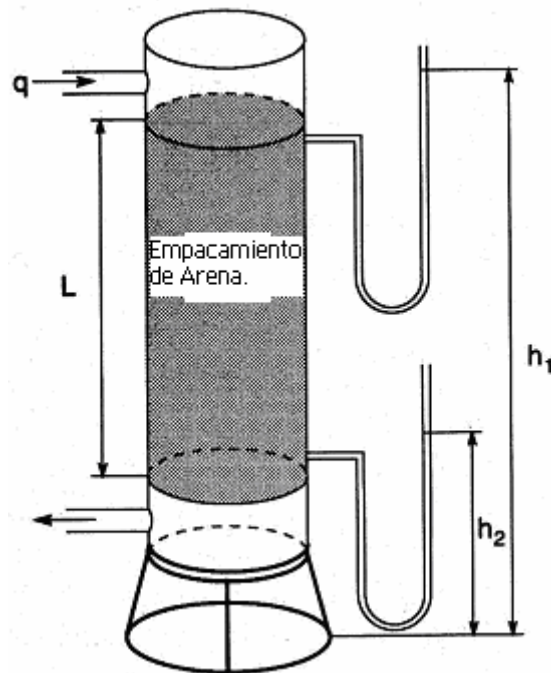


Figura 1.02. Experimento de Darcy, el agua fluye a través de un paquete de arena y la presión diferencial es registrada. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Darcy observó que la velocidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso específico es linealmente proporcional a la diferencia de presión entre la salida y la entrada, y de una propiedad característica del medio. Por lo tanto:

$$v \propto k\Delta p$$

El experimento fue hecho con agua, si el fluido fuese otro, se debe de dividir por dicha viscosidad del fluido.

$$v = \frac{k \Delta p}{\mu \Delta l}$$

como

$$v = \frac{q}{A}$$

quedando

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \dots\dots\dots(1c)$$

Donde:

k	Permeabilidad [darcys]
q	Gasto [cm^3/seg]
μ	Viscosidad [cp] [0.01 g /cm.-seg]
L	Distancia [cm]
A	Área [cm^2]
Δp	Diferencia de presión (atm)

Permeabilidad absoluta. Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido.

Permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

k_o	Permeabilidad efectiva al aceite.
k_g	Permeabilidad efectiva al gas.
k_w	Permeabilidad efectiva al agua.

Permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.²

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

Pozo: Es un conducto creado durante la perforación que se adema para extraer fluidos o inyectar desde la superficie hasta el fondo del pozo a la profundidad deseada. En los pozos productores los fluidos se producirán a través de él siendo de manera natural o inducida si la energía del yacimiento es insuficiente para que así suceda. Una de las zonas de mayor importancia es la zona adyacente al pozo, la cual permite o no que las líneas de flujo mantengan una dirección uniforme.

El pozo también permite el alojamiento de fluido para mantener presiones hidrostáticas de gradientes de control del mismo pozo.

I.2. DEFINICIÓN

En un equilibrio físico y químico como lo es un yacimiento, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con el yacimiento; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio.⁴

El daño a la formación es un término genérico que se refiere a la alteración de la permeabilidad en zonas cercanas al fondo del pozo por distintos procesos adversos.

Faruk Civan 2005, define el daño a la formación como un problema operacional y económico no deseado que puede ocurrir durante varias etapas de la extracción de gas

y aceite, incluyendo la perforación, producción, fracturamientos hidráulicos y operaciones de reparación.

Amaefule 1988, expreso que el daño es un dolor de cabeza muy costoso para la industria del petróleo y gas.

Bennion 1999, describe el daño a la formación como la alteración invisible, por inevitable e incontrolable, resultando en una reducción indeterminada de lo no cuantificable.

El daño en una definición general es la alteración natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma, aunque esta definición es correcta, deja de lado una mayor explicación sobre que características petrofísicas son las que se alteran durante este fenómeno.

De una manera más completa se define como daño a la formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se le conoce como (skin), que puede variar desde unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad (**Figura 1.03**). La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como k_s y ϕ_s respectivamente. Cuando la roca del yacimiento ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación.

El daño, como se mencionó anteriormente, es una causa artificial, que reduce la productividad de un yacimiento, no es posible de evitar en su totalidad, por lo tanto debe ser minimizado.

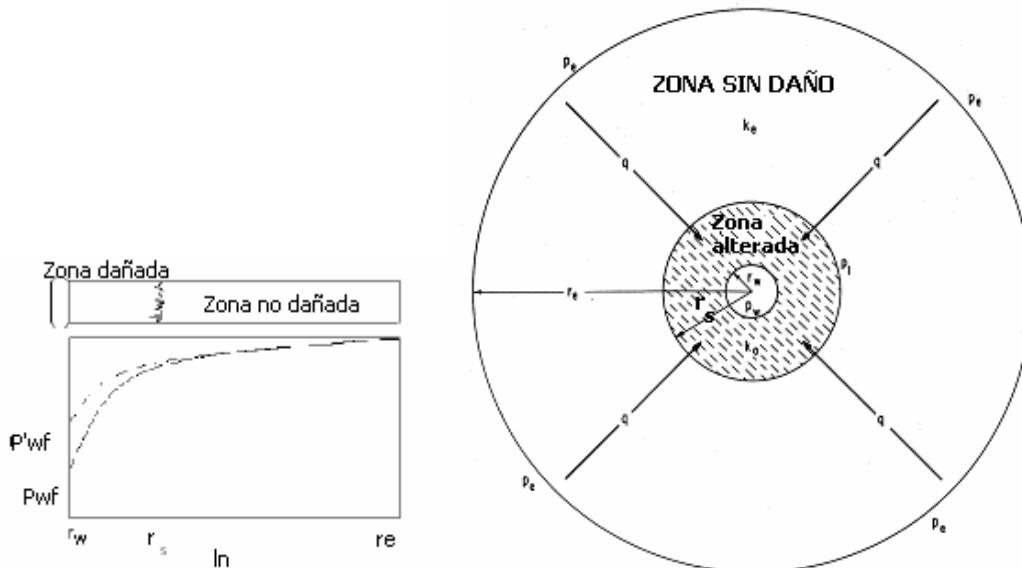


Figura 1.03. El perfil de presiones muestra la zona dañada así como la no dañada y un ΔP relacionado al daño. (CARL GATLIN. DRILLING AND WELL COMPLETION)