

CAPÍTULO IV

DETERMINACIÓN DEL DAÑO

IV.1. CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO

Durante operaciones como las ya antes mencionadas se crea un daño a la formación que disminuye la capacidad productora del intervalo de interés. Para la remoción de dicho daño se requiere su evaluación y cuantificación.

Para la evaluación del daño se requiere de la revisión de las operaciones previas del pozo. Esta revisión se basa en tener en cuenta las condiciones en que se perforó la zona productora, teniendo mayor importancia el tipo y las características del fluido de perforación y terminación, así como las pérdidas y las manifestaciones de fluidos del yacimiento; correr registros para conocer las condiciones de cementación de la tubería de revestimiento, así como de las operaciones posteriores tales como la reparación, limpieza y estimulación.

La cuantificación del daño se hace con la finalidad de definir las condiciones del intervalo productor, para lo cual es necesario contar con datos de producción así como pruebas de variación de presión y análisis nodal.

De igual manera se debe de conocer el comportamiento histórico de la producción desde la terminación hasta las condiciones actuales, para esto es necesario contar con el análisis de pruebas de formación y producción, así como su correlación y comparación con pozos vecinos.

El valor del factor de daño nos da indicios del estado que predomina alrededor del pozo:

$S > 0$: Pozo dañado. Existen restricciones de flujo hacia las caras del pozo. Se interpreta como un diámetro efectivo menor que el real.

$S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo.

$S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación con ácido. Se interpreta en este caso, que el pozo produce con un diámetro efectivo mayor que el real.⁴

A continuación se muestra el análisis matemático para poder comenzar con el análisis de las pruebas de presión.

Solución línea fuente.²⁰

Partiendo de la ecuación que gobierna el flujo de fluidos en medios porosos, Ley de Darcy, y su posterior incorporación a un sistema de balance de materia más complejo

donde intervienen la presión y el tiempo así como las propiedades del fluido y de la formación, se llega a una ecuación llamada ecuación de difusión.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu c}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(4a)$$

Cuando el pozo produce a gasto constante, el yacimiento presenta una presión uniforme, p_i , antes de que la producción comience, y se maneja como yacimiento infinito, es decir, si $p \rightarrow p_i$ entonces $r \rightarrow \infty$. Se habla que se puede tener la solución a la Ecuación (4a) por medio de la solución línea fuente.

$$p = p_i + 70.6 \frac{qB\mu}{kh} Ei\left(\frac{-948\phi\mu c_i r^2}{kt}\right) \dots\dots\dots(4b)$$

Donde:

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \dots\dots\dots(Apendice)$$

En la práctica se encuentra que en la mayoría de los pozos tienen una zona de menor permeabilidad en las periferias del pozo (daño) debido a las operaciones ya antes mencionadas. En muchos de los casos este aspecto se trata con estimulación con acido y fracturamientos. Por lo anterior mencionado, parece lógico pensar que la ecuación (4b) no represente el fenómeno del daño, ya que en su derivación se establece que la permeabilidad permanece uniforme desde el radio de drene hasta las cercanías con el pozo. Hawkins señala que si la zona dañada es considerada como una zona de permeabilidad uniforme k_s , radio externo r_s y la caída de presión adicional Δp_s , se puede modelar por medio de la ecuación de flujo radial para el estado estacionario. (Figura 4.01)

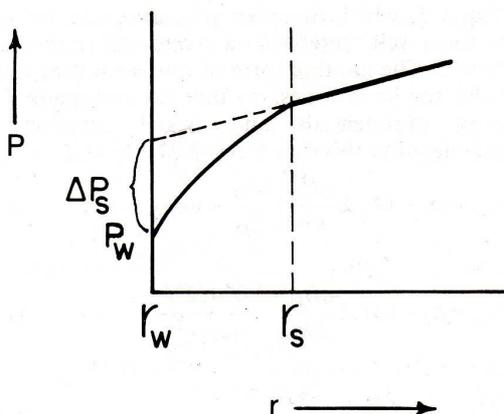


Figura 4.01.- Representación de la caída de presión adicional en la zona alterada, r_s . (WELL TESTING)

Por lo tanto.

$$\Delta p_s = 141.2 \frac{qB\mu}{k_s h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \dots\dots(4c)$$

La **ecuación (4c)** establece que la caída de presión en la zona alterada es inversamente proporcional a la permeabilidad de dicha zona k_s . Combinando las ecuaciones **(4b)** y **(4c)**; se encuentra la caída total de presión en el fondo del pozo.

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) + \Delta p_s = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right]$$

Para un valor de radio $r = r_w$, el argumento de la función Ei es lo suficientemente pequeño después de un tiempo corto por lo tanto se puede usar la aproximación logarítmica; por lo tanto la caída de presión se representa de la siguiente manera.

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right]$$

Resulta conveniente el definir el factor de daño, s , en términos de las propiedades equivalentes a la zona alterada:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \dots\dots\dots(4d)$$

Por lo tanto la caída de presión es:

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2s \right] \dots\dots\dots(4e)$$

Se debe de tener precaución en cuanto al uso de la ecuación **(4d)**, pues se trata de una ecuación con fines cualitativos, ya que con un modelo tan simple raramente se podrá caracterizar pozos de una manera exacta.

Solución para el estado pseudo estacionario.

Esta solución es de gran importancia para la introducción en el análisis de las pruebas de presión. Esta solución no es nueva y se obtiene limitando la ecuación que describe el comportamiento de la presión con respecto al tiempo para un pozo centrado en el yacimiento cilíndrico de radio r_e . Para tiempos grandes, por lo tanto las sumatorias que

involucraban funciones exponenciales y de Bessel se vuelven despreciables para tiempos $\left(t > \frac{948\phi\mu c_i r_e^2}{k} \right)$.

Por lo que:

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left(\frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right)$$

O

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left(\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_i r_e^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right) \dots\dots\dots(4f)$$

Otra forma de representar la ecuación (4f) es la de reemplazar la presión original del yacimiento p_i , por una presión promedio, \bar{p} , en el volumen de drenaje del pozo.

La presión promedio en la zona de drenaje de un pozo puede ser encontrado por un balance de materia. La caída de presión $(p_i - \bar{p})$ resultante de la remoción de $5.615qB(t/24)[ft^3]$.

$$p_i - \bar{p} = \frac{\Delta V}{c_i V} = \frac{5.615qB(t/24)}{c_i (\pi r_e^2 h \phi)} = \frac{0.0744qBt}{\phi c_i h r_e^2} \dots\dots\dots(4g)$$

Substituyendo en la ecuación (4f).

$$p_{wf} = \bar{p} + \frac{0.0744qBt}{\phi c_i h r_e^2} - \frac{0.0744qBt}{\phi c_i h r_e^2} - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

o

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots\dots\dots(4h)$$

Las ecuaciones (4h) y (4f) se vuelven más útiles si se incluye el factor de daño a la formación, s .

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] + (\Delta p)_s$$

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

y

$$p_i - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_i r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots\dots\dots 4(i)$$

Ecuación de flujo para yacimientos de geometría generalizada.

La ecuación (4i) se encuentra limitada a que la geometría del yacimiento sea un cilindro que se encuentra perforado en el centro. Por lo que se propone una ecuación que maneja una variedad de formas geométricas conocidas y arreglos para distintas localizaciones del pozo que se perfora, por medio de la introducción de un factor de forma (C_A). Tabla 2. (**Apéndice B**)

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots\dots\dots (4j)$$

Donde:

A Área de drene en [ft²]

C_A Factor de forma para un área específica de drene y localización del pozo. Este valor es adimensional.

De manera análoga el índice de productividad puede ser expresado en términos de la geometría del área de drene como:

$$IP = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{0.00708kh}{B\mu \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{3}{4} + s \right]} \dots\dots\dots (4k)$$

Estimación del radio efectivo del pozo.

El radio efectivo del pozo r_{wa} se encuentra definido como:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \dots\dots\dots (4l)$$

Para entender el significado del radio de pozo efectivo se usara la ecuación (4e).

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{kt}\right) - 2s \right] = \dots$$

No se afecta la ecuación insertando el logaritmo natural de la función exponencial.

$$= -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{kt} \right) + \ln(e^{-2s}) \right] = \dots$$

$$= -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2 e^{-2s}}{kt} \right) \right] = \dots$$

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2 r_{wa}^2}{kt} \right) \right] \dots \dots \dots (4m)$$

La ecuación (4m) muestra que el efecto del daño, s , en la caída de presión total es la misma si se usa un valor de radio de pozo efectivo.

Esto propone que no existe una zona alterada solo si se usa un radio de pozo r_{wa} .

IV.2. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en el fondo de los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca- fluido.

Una prueba de variación de presión, se define como una prueba en la que se generan y se miden cambios de presión, en función del tiempo, siempre tomando en cuenta el gasto producido.

Los registros de las variaciones de presión durante la producción de un pozo son de suma importancia, pues dependiendo del comportamiento de dichas variaciones se puede determinar si el yacimiento esta dañado, conocer parámetros como la permeabilidad, conductividad del yacimiento y características estructurales así como fronteras del mismo.

Estos parámetros se pueden determinar mediante el análisis de presiones registradas en el fondo del pozo fluyente o cerrado.²¹

Las pruebas de referencia se pueden clasificar en dos grandes grupos.

1) Pruebas de un solo pozo

Las pruebas de un solo pozo (decremento, incremento, inyección, decaimiento y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan

como resultado los patrones de flujo y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño).

2) Pruebas multipozos.

Las pruebas multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento, a demás se puede determinar la compresibilidad total y la permeabilidad.

IV.2.1. INCREMENTO²¹

Dentro de las pruebas de un solo pozo que se destacan por la importancia para la caracterización de las propiedades del yacimiento se encuentran las pruebas de incremento de presión.

Es una de las pruebas más usadas en la caracterización de yacimientos. Básicamente, la prueba se lleva a cabo en un pozo produciendo a un gasto constante por cierto tiempo, posteriormente se cierra el pozo (usualmente en la superficie), permitiendo que la presión en el fondo aumente para poder medirla en función del tiempo. De esta información, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión media a lo largo del área de drene, y caracterizar daño ya sea positivo o negativo y de igual manera las heterogeneidades o fronteras del yacimiento.

Uno de los métodos se encuentra basado en graficar por medio del método de Horner. Aunque este procedimiento estrictamente sólo es correcto cuando se supone yacimiento infinito, la interpretación de dicha grafica también se puede llevar a cabo de manera correcta para yacimientos con frontera evidente, enfatizando la correcta interpretación de dicha grafica.

El procedimiento sistemático para una prueba de incremento de presión incluye:

- 1) Efectos y duración del flujo después del cierre.
- 2) Determinación de la permeabilidad.
- 3) Cuantificación del daño a la formación.
- 4) Determinación del nivel de presión en la formación.
- 5) Fronteras del yacimiento.

Para fines del tema principal sólo se analizara el modelo propuesto por Horner, su solución, interpretación y la forma en como se cuantifica el daño.

Asumiendo que el pozo está produciendo como un yacimiento infinito, es decir, que las fronteras no perciben los efectos del flujo), la formación y los fluidos tienen propiedades uniformes, así que la función Ei (y por lo tanto su aproximación logarítmica) es aplicable, de igual manera la aproximación de Horner para el efecto de pseudo producción (-q).

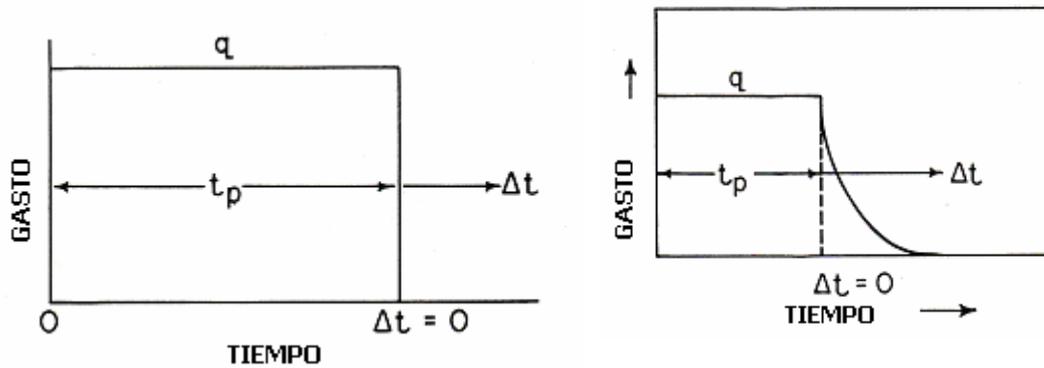


Figura 4.02. Representación grafica del tiempo de cierre t_p , y tiempo transcurrido después del cierre Δt . Para una prueba de incremento de presión. Del lado izquierdo se ve un comportamiento idealizado con respecto al lado derecho que muestra un comportamiento más real posterior al cierre del pozo. (JHON LEE. WELL TESTING)

Si el pozo ha producido por un tiempo t_p a un gasto q antes de ser cerrado, y si se llama al tiempo posterior al cierre Δt . (Figura 4.02). Entonces se puede usar la superposición para describir la presión que se va incrementando por el cierre del pozo.

$$p_i - p_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{(-q)B\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k\Delta t} \right) - 2s \right]$$

Simplificando:

$$p_{ws} = p_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

O

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots(4n)$$

La forma de la ecuación (4n) sugiere que se puede representar de manera grafica, en una escala semilogaritmica, siendo una línea recta, con pendiente $m = -162.6 \frac{qB\mu}{kh}$.

Resulta conveniente usar el valor absoluto de la pendiente $|m| = 162.6 \frac{qB\mu}{kh}$, y por lo tanto obtener el valor de la permeabilidad. Además si extrapolamos esta línea recta a un valor infinito de cierre por ejemplo. $[(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1]$, la presión a este tiempo será la presión original de la formación p_i . (Figura 4.03).

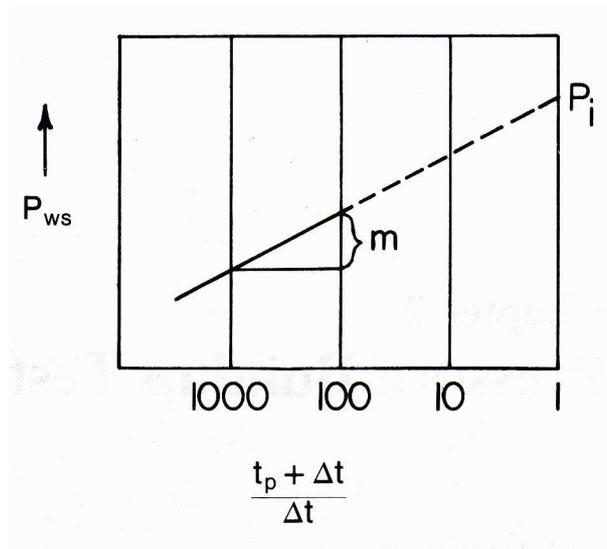


Figura 4.03. Ejemplo de como se grafican los datos de p_{ws} , con respecto al $(t_p + \Delta t) / \Delta t$. El valor de la pendiente se obtiene fácilmente entre dos ciclos de la grafica semilogarítmica. (JHON LEE. WELL TESTING)

Convencionalmente en la practica se grafica p_{ws} vs. $(t_p + \Delta t) / \Delta t$, yendo de mayor a menor de izquierda a derecha. La pendiente se obtiene por la simple resta de valores de presión entre dos ciclos logarítmicos. (Figura 4.04).

Tiempo después del cierre horas Δt	p_{ws} (psig)
0	1,150
2	1,794
4	1,823
8	1,850
16	1,876
24	1,890
48	1,910

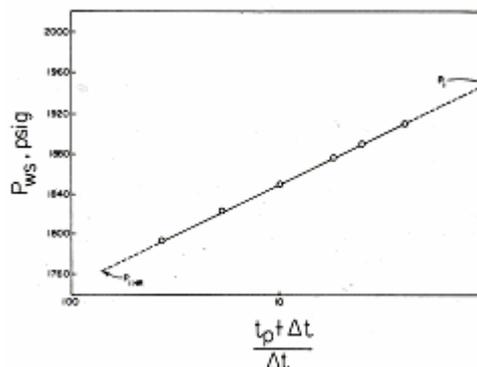


Figura 4.04.- Ejemplo real donde se obtiene el valor de la p_i , al extrapolar la línea de comportamiento al valor de $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$. (JHON LEE. WELL TESTING)

Cabe mencionar que la sección de línea a elegir no siempre es tan fácil de observar, aunque por efecto de almacenamiento y de frontera, se suele elegir una tendencia que se presenta en los tiempos medios de la prueba (Figura 4.05).

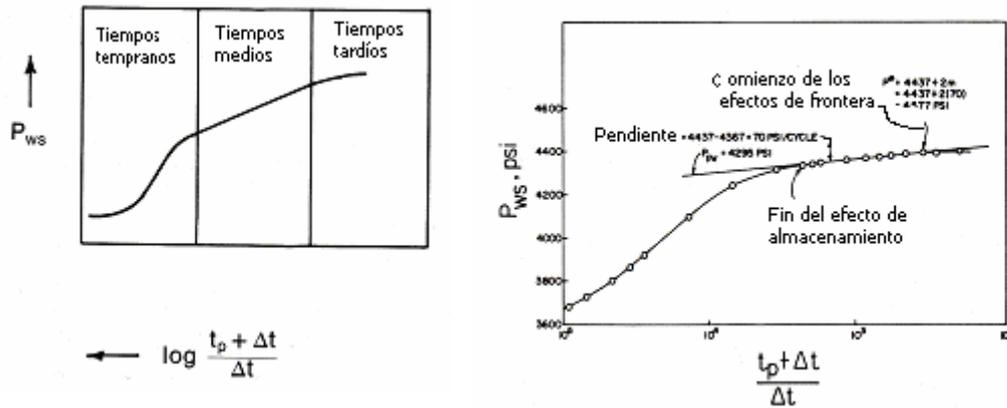


Figura 4.05.- Tipos de tendencias que toma la curva de presiones a distintos tiempos, la figura de la derecha muestra la forma en como se elige una zona de la línea para un ejemplo real. (JHON LEE. WELL TESTING)

Como se ha mencionado también se puede obtener el valor del factor de daño de la información disponible de la prueba de incremento de presión. Al momento del cierre del pozo, la p_{wf} es:

$$p_{wf} = p_i + 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 2s \right] = p_i + 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869s \right]$$

Que a su vez es igual a:

$$p_{wf} = p_i + m \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869s \right]$$

Para una prueba de incremento de presión, con un tiempo de cierre de Δt

$$p_{ws} = p_i - m \log \left[(t_p + \Delta t) / \Delta t \right]$$

Combinando estas ecuaciones y despejando el factor s , tenemos:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{ws} - p_{wf}}{m} \right) + 1.151 \log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k\Delta t} \right) + 1.151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \dots \dots \dots (40)$$

Es una práctica convencional en la industria petrolera elegir una hora de cierre de 1hr para ser usada en la ecuación (40), como p_{1hr} , cabe destacar que cualquier valor de tiempo y su correspondiente presión de cierre servirían de igual forma. Este valor que se elige de p_{1hr} , debe de encontrarse sobre la línea extrapolada (Figura 4.04). Y por último se asume que el valor de $\log(t_p + \Delta t) / t_p$ es despreciable, por lo que la ecuación (40) queda de la siguiente forma:

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots(4p)$$

Nótese que el valor de la pendiente sigue siendo positivo.

En resumen, de una prueba de incremento de presión, podemos determinar la permeabilidad de la formación (de la pendiente de la línea recta graficada), la presión original del yacimiento, y el factor de daño.

IV.2.2. DECREMENTO²¹

Una prueba de decremento de presión es llevada a cabo mediante un pozo en producción, iniciando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. Gasto y presión son registrados como función del tiempo.

Los objetivos de una prueba de decremento usualmente incluyen obtener la permeabilidad, factor de daño, y, en ocasiones, el volumen del yacimiento (límite de yacimiento). Estas pruebas son particularmente aplicables a nuevos pozos, pozos que han estado cerrados lo suficiente para permitir que la presión se estabilice, y pozos en los cuales la presión después del cierre sea difícil de registrar para una prueba de incremento. Los pozos exploratorios son frecuentemente los mayores candidatos para pruebas de decremento.

Una prueba de decremento idealizada a gasto constante considerando yacimiento infinito es modelada por el logaritmo de la aproximación de *Ei* :

$$p_{wf} = p_i + 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt} \right) - 0.869s \right] \dots\dots\dots(4q)$$

En contraste con las pruebas de incremento, las pruebas de decremento se vuelven un poco más complejas pues presentan etapas de temprana, mediana y tardía respuesta para los datos de presión, volviendo más difícil la tarea de reconocer la tendencia de la línea recta a extrapolar (**Figura 4.06**).

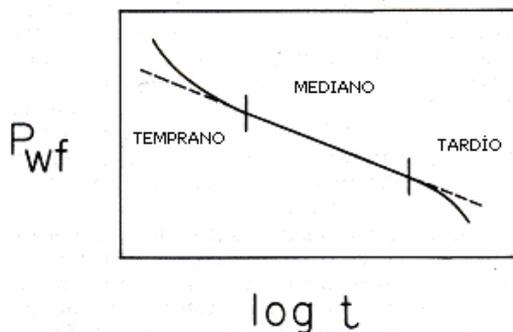


Figura 4.06.- Típica grafica de una prueba de presión con los tres estados de respuesta, (Temprano, Mediano y Tardío). (JHON LEE. WELL TESTING)

La etapa temprana usualmente esta dominada por la poca capacidad del pozo para remover los fluidos del yacimiento (el gasto al cual el fluido es removido de la formación excede el gasto al cual el fluido entra al pozo, lo que se conoce como efecto de almacenamiento), finalmente, el equilibrio se alcanza. Hasta ese tiempo, el gasto constante requerido por la ecuación (4q) no se logra, y la línea recta que se debe tener en la grafica p_{wf} vs. $\log t$ no es la sugerida en la ecuación (4q).

La duración de la etapa temprana puede ser estimada por la ecuación empírica, que depende del fenómeno de almacenamiento C_s .

$$t_{wbs} = \frac{(200000 + 12000s)C_s}{kh/\mu} \dots\dots\dots(4r)$$

El periodo medio comienza justo cuando el temprano termina (a menos que fronteras o heterogeneidades importantes se encuentren cerca del pozo). En el periodo medio, una grafica de p_{wf} vs. $\log t$ es una línea recta con pendiente, m , dada por:

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(4s)$$

Por lo tanto, la permeabilidad efectiva de la formación puede ser estimada de dicha pendiente:

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \dots\dots\dots(4t)$$

Después de que el periodo medio se identifico, el factor de daño se puede determinar. La ecuación que usualmente resulta de resolver la ecuación (4q) establece el tiempo de una hora permitiendo que $p_{wf} = p_{1hr}$ sea la presión en el periodo medio después de haber comenzado el flujo, el resultado es:

$$s = 1.151 \left[\frac{(p_i - p_{1hr})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots(4u)$$

El periodo tardío comienza cuando el radio de investigación alcanza una porción del yacimiento que se encuentra influenciado por fronteras o heterogeneidades masivas. Para un pozo que se encuentra centrado dentro de un área circular de drene ocurre a un tiempo aproximado dado por:

$$t_{tt} \cong \frac{380\phi\mu c_t A}{k} \dots\dots\dots(4v)$$

Donde A es el área de drene del pozo.

El tiempo adimensional se define como:

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t A}$$

Para un caso más general entonces

$$t_{lt} \cong \frac{380\phi\mu c_t A t_{DA}}{k} \dots\dots\dots(4w)$$

Por lo tanto, la típica grafica de prueba de decremento tiene la forma mostrada en la (Figura 4.06).

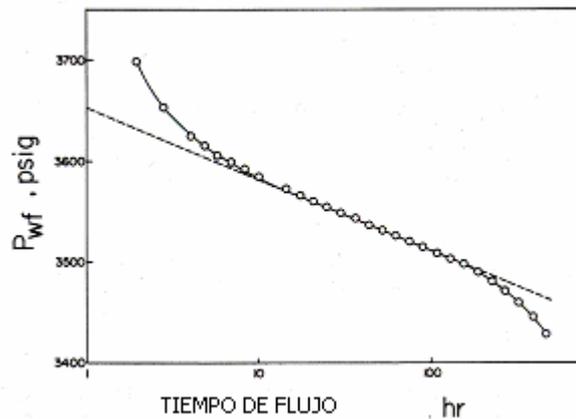


Figura 4.07. Ejemplo de la grafica semilogaritmica para la prueba de decremento. (JHON LEE. WELL TESTING)

Para analizar la típica prueba de decremento, se sugieren los siguientes pasos:

1. Graficar la presión de fondo fluído con respecto al tiempo en una grafica semilogaritmica p_{wf} vs. $\log t$ (Figura 4.07).
- 2.-Estimar t_{wbs} . Esto solamente marca el inicio del periodo medio, ecuación (4r) (excepto para yacimientos fracturados).
- 3.-Estimar el inicio del periodo tardío, usando el tiempo t_{lt} para el cual se encuentran las fronteras o heterogeneidades masivas, ecuación (4w). Debemos de ser cautos en el uso de pruebas de decremento de presión, debido a que incluso pequeños cambios en el gasto pueden causar que la curva se deforme justo como sucede en el periodo tardío en presencia de fronteras.
- 4.-Determinar la pendiente del que sea más probable el periodo medio, y estimar la permeabilidad de la formación de la ecuación (4t).
- 5.-Estimar el factor de daño de la ecuación (4u).

IV.2.3. PRUEBAS DE PRESIÓN PARA POZOS DE GAS¹⁷

Las ecuaciones usadas en las pruebas para pozos de aceite, en general, no resultan adecuadas para el caso de gas. La compresibilidad del gas es usualmente un valor alto, no un fluido incompresible o casi incompresible como se considera el caso del aceite. La viscosidad de un gas puede variar ampliamente con la presión, mientras que las viscosidades de los líquidos resultan insensibles a cambios en la presión en un amplio rango.

Existen investigaciones que consideran lo anterior de manera más completa, sin embargo para los fines de este trabajo, se considerará simplemente: el factor de compresibilidad (Z), la compresibilidad del gas (κ), y la viscosidad del gas (μ), que todas son constantes y pueden ser evaluadas a la presión original del yacimiento. Se sabe que ésta resultaría una aproximación un tanto pobre y que existen mejores aproximaciones, sin embargo, los objetivos de éste trabajo no abarcan de manera extensa las pruebas de presión, por lo que se considera que es una buena aproximación con fines didácticos para el tema principal, el de daño a la formación.

El volumen de gas producido, medido a condiciones estándar de temperatura T_{STD} y presión p_{STD} , esta relacionado al flujo volumétrico en el fondo del pozo por la ecuación (4x)

$$q = q_B \left(\frac{p_{wf} T_{STD}}{p_{STD} TZ} \right) \dots\dots\dots(4x)$$

Donde:

q_B Gasto de flujo volumétrico evaluado a condiciones de fondo.

Asumiendo lo anterior y la ecuación (4x), se puede obtener:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{Zq p_{STD} T \mu}{4\pi h k T_{STD}} \right) \left[\ln \left(\frac{4kt}{1.781 \phi \mu \kappa r_w^2} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots(4y)$$

La aplicación de la ecuación (4y) para una prueba en pozos de gas es valida para yacimientos de baja presión generalmente menor a $1.4 \times 10^5 [kPa]$ (20 000 [psi]). A presiones mayores, el uso de propiedades pseudo parece dar mejores resultados. A una alta presión las variaciones en la compresibilidad del gas pueden ser mínimas, por lo que las mismas ecuaciones usadas en las pruebas para aceite pueden ser usadas. Debe de hacerse hincapié en que la viscosidad, factor de compresibilidad, y compresibilidad son evaluados a condiciones iniciales de yacimiento. También hay que recordar que la

temperatura del yacimiento y la temperatura estándar, ambas, deben de ser expresadas en unidades absolutas.

El uso de pruebas de presión es una herramienta muy útil para la cuantificación del factor de daño, sin embargo, requiere de practica para su correcta interpretación pues algunos datos no siempre son curvas idealizadas como las que se estudiaron en este capitulo, se requiere de técnicas de suavización y filtración de datos por medio de software que ayuda a obtener unos valores más representativos y útiles para los fines de la interpretación de las pruebas de presión. De igual manera, algunas veces se requiere de graficas especializadas como de la derivada que ayuda a identificar los periodos en los que se encuentra la prueba, e identificar los tiempos donde los datos se encuentran perturbados por efectos de almacenamiento, frontera., discontinuidades, cambio de facie, etc.

Unidades usadas para el análisis de pruebas de presión.

$p_{wf}, p_{ws}, \bar{p}, \Delta p, \Delta p_s$		$\left[\frac{lb}{pg^2} \right] [psi]$
μ		$[cp]$
q		$[bl/día]$
k, k_s		$[mdarcys]$
h, r, r_w, r_s		$[ft]$
$t, t_p, \Delta t$		$[hr]$
c_t		$[psi^{-1}]$
A		$[ft^2]$
ϕ, B, S, C_A		$[1]$

IV.3. REGISTROS GEOFÍSICOS¹¹

Los registros geofísicos forman una parte importante en la caracterización del daño a la formación y posteriores tratamientos para su remoción. Aunque los registros geofísicos no entregan un valor puntual del daño a la formación, si ofrecen muchas herramientas para conocer propiedades importantes de lecturas indirectas por parte de las mediciones en los registros.

Los registros geofísicos se dividen en dos grandes clasificaciones

Registros en agujero descubierto:

- Inducción
- Doble Laterolog
- Neutrón compensado
- Densidad compensada
- Sónico digital
- Imágenes de pozo

Registros en agujero entubado:

Evaluación de la cementación

Pruebas de formación

Desgaste de tubería

Otra clasificación se da por el principio físico que miden:

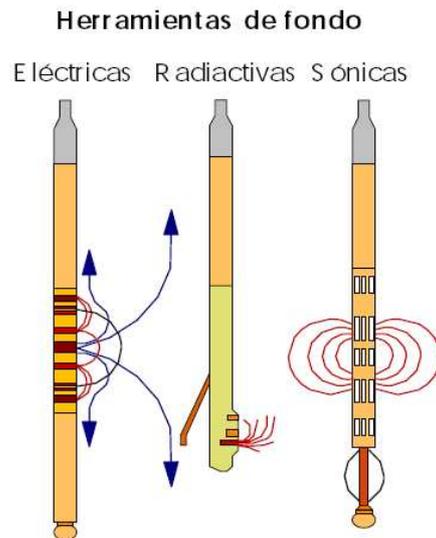


Figura 4.08 Tipos de herramientas según su principio físico. (UN SIGLO DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO)

Registros resistivos

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales. Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la productividad de la formación. La resistividad de una formación pura saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada.

$$R_o \propto R_w \qquad R_o = F * R_w \qquad F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots 4z$$

Donde:

F Factor de formación.

- Rw Resistividad del agua de formación.
 Ro Resistividad de la roca saturada con agua.

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

Para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas:

Inducción y Doble Laterolog.

Generalmente, se prefiere usar la herramienta de inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 [Ohms] Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de doble Laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, sí se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro doble Laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible tomar un registro doble Laterolog en lodos no conductivos, como lo son los base aceite.

Doble inducción fasorial.

La herramienta doble inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición, (*Figura 4.09*) (en su caso). Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas).

El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. La herramienta cuenta con un sistema de autocalibración que mejora la precisión de la respuesta. Además, el sistema de transmisión de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos.

Aplicaciones principales:

1. Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión.
2. Formaciones con contraste medio-altos de resistividades.
3. Gráficos de invasión.
4. Pozos con lodos no conductivos.

Doble Laterolog telemétrico.

La herramienta Doble Laterolog proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida (Rxo) y de la zona virgen (Rt), (*Figura 4.09*), a éstas se les conocen como Lateral Somera (Lls) y Lateral Profunda (Lld).

La tercera medición requerida se puede obtener de correr la herramienta de Enfoque Esférico o Microesférico (MSFL) en forma independiente o combinada.

En la herramienta DLL se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante), con lo cual brinda un rango de mediciones.

Aplicaciones principales:

1. Resistividad en la zona virgen y zona lavada.
2. Perfiles de invasión.
3. Correlación.
4. Detección de vista rápida de hidrocarburos.
5. Control de profundidad.
6. Indicador de hidrocarburos móviles.

Microesférico enfocado.

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer Rxo para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de Rt. (*Figura 4.09*)

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT (Spherically Focused Resistivity Tool). Previos a esta generación podemos citar microlog, microlaterolog y proximidad.

La herramienta actual se conoce genéricamente como registro Microesférico (Micro Spherical Focused Log). Se basa en el principio de enfoque usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. El arreglo Microesférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación.

Aplicaciones principales:

1. Resistividad de la zona lavada.
2. Localización de poros y zonas permeables.
3. Indicador de hidrocarburo móvil.
4. Calibrador.

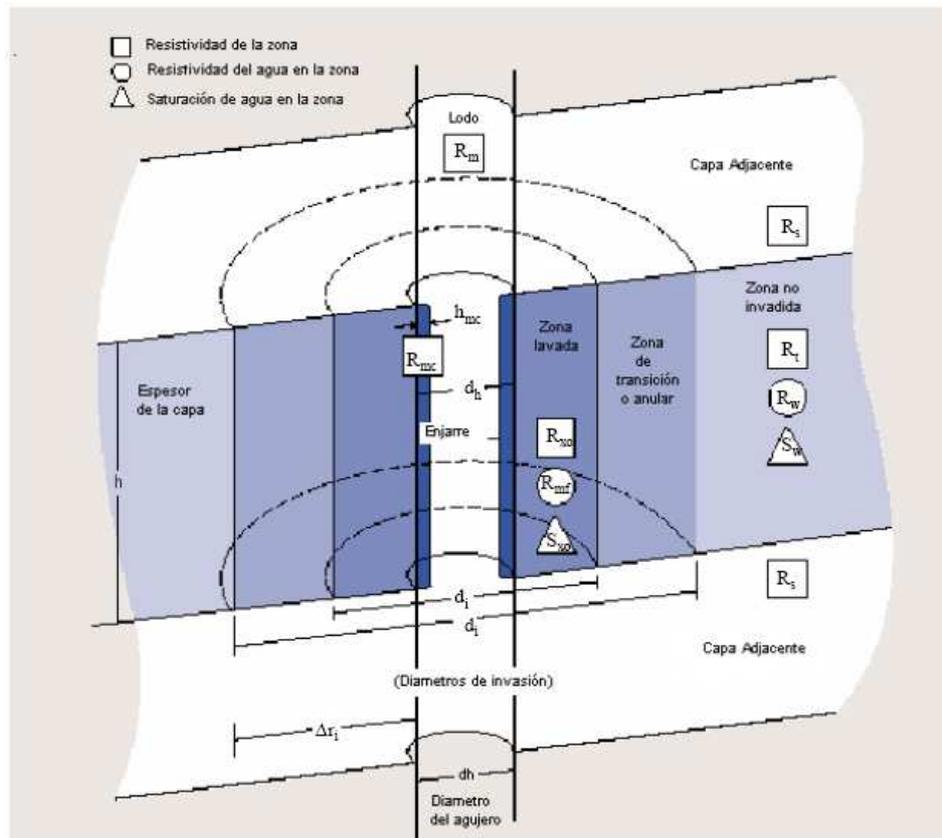


Figura 4.09. Muestra las resistividades y las distintas zonas de interés. (TESIS: ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS PETROLEROS)

Registros nucleares

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares o acústicas.

Las herramientas nucleares utilizan fuentes radioactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen tres tipos de herramientas nucleares:

- | | |
|----------------------|-----------------------------|
| 1. Radiación natural | Rayos Gamma, espectroscopia |
| 2. Neutrones | Neutrón compensando |
| 3. Rayos gamma | Litodensidad compensada |

Las herramientas para medir radiación natural no requieren de fuentes radioactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radioactivos de la roca.

Las herramientas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radioactivas emisoras de neutrones rápidos y rayos gamma de alta energía, respectivamente.

Dada la forma diferente en que las partículas interactúan con la materia, resulta útil la comparación directa de las respuestas obtenidas para la detección de zonas con gas, arcillosas, etc.

De manera general tenemos:

$\Phi_N \approx \Phi_D$	Caliza
$\Phi_N \gg \Phi_D$	Arcillas
$\Phi_N \ll \Phi_D$	Gas
$\Phi_N > \Phi_D$	Arenas
$\Phi_N < \Phi_D$	Dolomías

En donde:

Φ_N Porosidad del registro de neutrón compensado.

Φ_D Porosidad del registro de litodensidad compensada.

Neutrón compensado.

La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radioactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto dependen del fluido (índice de hidrógeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad.

La herramienta es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrógeno y el gas contiene un bajo índice, entonces la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por otras herramientas tales como el Litodensidad o el sónico, es posible determinar la posible presencia de gas.

Aplicaciones principales:

1. Determinación de la porosidad.
2. Identificación de la litología.
3. Análisis del contenido de arcilla.
4. Detección de gas.

Litodensidad compensada.

El equipo de litodensidad es una herramienta que utiliza una fuente radioactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base en esto la porosidad; así como efectuar una identificación de la litología.

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegaron a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por $[\text{cm}^3]$ y éste se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “índice de absorción fotoeléctrica”. Éste representa una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica.

Aplicaciones principales:

1. Análisis de la porosidad.
2. Determinación de litología.
3. Calibrador.
4. Identificación de presiones anormales.

Espectroscopia de rayos gamma.

La respuesta de una herramienta de rayos gamma depende del contenido de arcilla de una formación. Sin embargo, la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radioactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radioactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas de carbonatos se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio.

Aplicaciones principales:

1. Análisis del tipo de arcilla.
2. Detección de minerales pesados.
3. Contenido de potasio en evaporitas.
4. Correlación entre pozos.

Rayos Gamma naturales.

El registro de rayos gamma naturales es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

El registro de rayos gamma puede ser corrido en pozos entubados, lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o Iodos a base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

Aplicaciones principales:

1. Indicador de arcillosidad.
2. Correlación.
3. Detección de marcas o trazadores radiactivos.

Registros Acústicos

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, Δt ; t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otros servicios.

Sónico digital.

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La herramienta sónico digital permite la digitación del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite al análisis de todos los componentes de la onda de sonido (ondas compresionales, transversales y Stoneley).

Aplicaciones principales:

1. Correlación de datos sísmicos.
2. Sismogramas sintéticos.
3. Determinación de porosidad primaria y secundaria.
4. Detección de gas.
5. Detección de fracturas.
6. Características mecánicas de la roca.
7. Estabilidad del agujero.
8. Registro sónico de cemento.

Efecto de invasión.

Cuando se perfora el pozo dentro de una formación, la roca y sus fluidos contenidos en ella (sistema roca-fluidos) son alterados en la vecindad del agujero. El agujero del pozo perforado y la roca que rodea a este se contaminan por el lodo de la perforación, el cual afecta las mediciones de los registros de pozo.

El lodo de perforación ayuda a eliminar los recortes del agujero del pozo hacia la superficie, lubrica y enfría la barrena de perforación. Asimismo, mantiene la presión del pozo por arriba de la presión de la formación. El excedente de esta presión previene los brotes. La densidad del lodo de perforación se mantiene lo suficientemente alta permitiendo que la presión hidrostática en la columna del lodo sea siempre mayor que la

presión de la formación. Esta diferencia de presión provoca que cierto volumen del lodo de perforación invada las formaciones permeables y porosas.²²

Conforme la invasión del lodo se presenta, bastante cantidad de partículas sólidas (por ejemplo, minerales arcillosos del lodo de perforación) se entrapan sobre la pared del agujero del pozo y forman el enjarre del lodo, mc. El fluido que se filtra dentro de la formación durante la invasión se denomina filtrado del lodo, mf. Los valores de resistividad para el lodo de perforación, el enjarre del lodo, y el filtrado del lodo son registrados en el encabezado del registro.

Los fluidos originales cercanos a la pared del pozo son desplazados por el filtrado del lodo de perforación, la resistividad de la roca depende del fluido contenido en ella. Si el fluido contenido en los poros es más salino, esto hace a la formación más conductiva (menos resistiva), mientras que si el fluido contenido es menos salino o hidrocarburo, la formación es menos conductiva (más resistiva).

Las herramientas de registros tienen una característica que es su profundidad de investigación que significa que tan profundo puede medir la herramienta. Un equipo de inducción doble proporciona tres mediciones: inducción profunda ILD, inducción media ILM y esférica enfocada SFL. Debido a que las tres medidas tienen diferentes profundidades de investigación (Prof. Invest. $ILD > ILM > SFL$), estarán más o menos influenciadas por la zona invadida. Si no hay invasión, las tres curvas medirán prácticamente lo mismo (**Figura 4.10**). Si la invasión es somera afectará a la medición con menor profundidad de investigación, la SFL, mientras que la ILD e ILM medirán casi igual. Con una invasión moderada, las tres curvas se separan. Cuando la invasión es más profunda, la separación entre las tres curvas se hace más pronunciada.

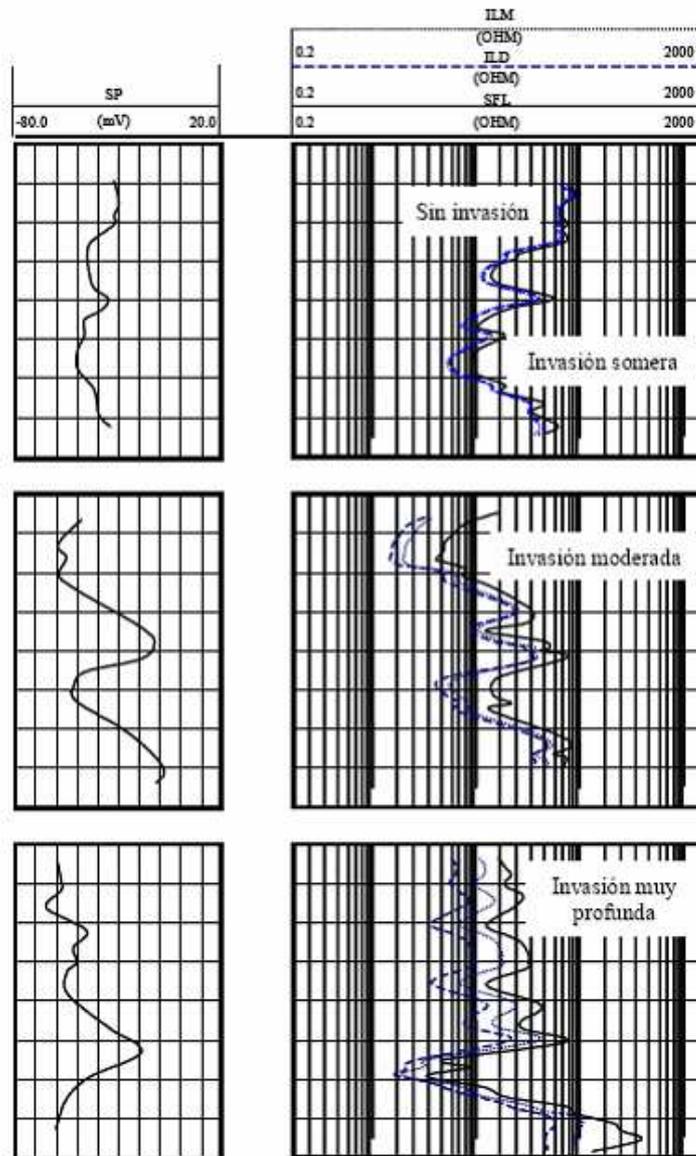


Figura 4.10. Efecto de invasión. (UN SIGLO DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO)

Una de las herramientas más concurridas son los registros geofísicos, y en el caso de la caracterización, tratamiento, mitigación y prevención del daño a la formación, no será la excepción, la siguiente es una lista de fenómenos que son identificables por los registros y sirven en la tarea de reducir, prevenir o tratar el daño a la formación:

Al conocer la presencia y la depositación de cuerpos arcillosos, se debe de tener precaución al elegir ciertos fluidos que generen inestabilidad por hinchamiento, dispersión o migración.

Teniendo en cuenta la mineralogía y tipo de roca de la que se encuentra en el yacimiento, se puede hacer de manera más correcta la elección de ácidos a usar en un tratamiento de acidificación o de fracturamiento con ácidos.

Al saber la resistividad, salinidad y pH. del agua de formación, podemos adelantar fenómenos que puedan ocurrir con fluidos de fuentes externas, perforación, terminación, etc., que entran al yacimiento y reaccionan con los fluidos propios de la roca.

Conociendo los valores de resistividad de zonas someras, medias y profundas y con el correcto análisis, se puede llegar a conocer la amplitud del enjarre, de la zona invadida y de la zona virgen. Las cuales son de gran ayuda para obtener el radio de invasión, r_s , una aproximación cualitativa de la presencia de sólidos y la penetración que tuvo. Ya que también es importante conocer el radio de invasión para tener una mejor planeación del tipo de fracturamiento, su modelo y su penetración que se pretende sea mayor que dicho radio de invasión.

Los estratos permeables, porosos y con presencia de fluidos de interés son identificables para su posterior evaluación por otros métodos, los registros geofísicos también ayudan para identificar las condiciones de una cementación, de tuberías y del movimiento de fluidos y contactos dentro del yacimiento, por lo cual se convierten en una de las herramientas más importantes durante la vida entera del yacimiento.

Con el valor de la densidad de la formación, los diseños de fracturamiento hidráulico, considerando las tensiones in situ con valores más reales, serán de mayor ayuda por ser más exactos.

Cuando se cuenta con el valor de la porosidad a ciertas profundidades y después se compara con la de una muestra nucleada, se puede concluir la severidad del daño por taponamiento y reducción de la porosidad, pues los registros no entregan un valor de permeabilidad de la roca, solo es una propiedad que se infiere indirectamente de manera cualitativa.

IV.4. LABORATORIO⁷

Si bien el laboratorio no ofrece técnicas directas para cuantificar el daño de una manera tan puntual como el análisis de pruebas de presión, si ofrecen las bases y características muy importantes para su tratamiento y caracterización.

Por medio de pruebas con núcleos se ha estado tratando el problema del daño a la formación, gracias a los escenarios simulados en condiciones controladas, se experimenta con un amplio rango de variables que dan como resultado pronósticos sobre las reacciones que ocurrirían en la roca del yacimiento a condiciones de flujo y su efecto en la alteración de las propiedades del núcleo. Muchos de los valores obtenidos de dichas pruebas son útiles para crear modelos que posteriormente mediante su análisis se obtendrá mayor información sobre el valor del daño a la formación. Este ejercicio entrega información muy importante para obtener la contribución relativa de los mecanismos del daño. Esta información puede ser usada para simular los procesos que generan el daño a la formación, por lo que es una herramienta muy útil para prever escenarios y optimizar las aplicaciones en vías de evitar los problemas por daño a la formación.

Las pruebas de laboratorio son componentes importantes dentro del procedimiento de la caracterización del daño.

Para realizar una correcta caracterización del daño, se requiere de conocer la historia completa del pozo. Cada fase, desde la perforación hasta la producción e inyección. Conocimiento de cada una de las fuentes del daño, por operaciones como perforación, cementación, disparos, terminación y reparaciones, empacamientos de grava, producción, estimulación e inyección.

Las pruebas de laboratorio son diseñadas para determinar, entender y cuantificar los procesos que ocurren, sus parámetros y la dependencia con varias condiciones operacionales en el campo, y su efecto en el daño a la formación. Las pruebas de laboratorio ayudan a determinar la contribución relativa de varios mecanismos de formación del daño. Frecuentemente, dichos mecanismos son clasificados en 2 grupos.

1. Interacciones fluido-fluido.

- a) Bloqueo por emulsión.
- b) Depositaciones inorgánicas.
- c) Depositaciones orgánicas.

2. Interacciones fluido-roca.

- a) Migración y depositación de partículas finas de la formación.
- b) Invasión, migración y depositación de partículas finas de una fuente externa.
- c) Alteración de la formación y del sistema poroso por procesos tenso activos como absorción, adsorción, cambio de mojabilidad e hinchamiento.

El conocimiento de las características del yacimiento es una información esencial para estudios del daño a la formación y su interpretación.

Las propiedades y heterogeneidades pueden ser definidas efectivamente usando 4 niveles de magnitud:

Micro (Datos de escala en microscopio).

- Distribución de poros y tamaño de grano.
- Radio de garganta de poro.
- Litología de la roca.

Macro (Datos de escala en núcleos).

- Permeabilidad
- Porosidad.
- Mojabilidad.

Mega (Datos de escala de un bloque en la malla de un simulador).

- Datos sísmicos.

Giga (Datos de escala del yacimiento).

- Pruebas de variación de presión.
- Modelo geológico.

Técnicas de laboratorio más usadas.

Petrografía de secciones delgadas (TSP).

Esta técnica se usa para examinar secciones delgadas de muestras de núcleos para determinar la textura, tipo de roca, porosidad primaria y secundaria, tipo de fracturas, así como la localización y la abundancia relativa de los detritos y minerales arcillosos y la disposición de los minerales de la matriz, materiales cementantes, y la estructura de los poros.

Análisis de la imagen petrográfica (PIA).

Como las propiedades físicas de las rocas sedimentarias tienen una dependencia muy fuerte en la estructura geométrica de sus espacios porosos. Por lo tanto, dicho análisis geométrico de la estructura del espacio poroso puede entregar información importante para la evaluación de la formación. La técnica del análisis de la imagen petrográfica analiza las fotografías de los cortes, de secciones delgadas, o trozos de muestras de núcleo usando alta velocidad de imagen para inferir importantes propiedades petrofísicas incluyendo los parámetros de la textura, tamaño y distribución de los granos de la roca, topografía, tamaños de poro y de garganta, porosidad, permeabilidad, presión capilar y factor de formación.

Las imágenes de las superficies de la roca pueden ser obtenidas por fotografía digital computarizada microscópica. Dichas imágenes pueden ser analizadas por varias técnicas para determinar los atributos de las texturas y obtener las características petrofísicas de la formación cercana al fondo del pozo.

Tomografía Acústica (AT).

La técnica de tomografía acústica facilita las lecturas de velocidad acústica y la correlación de las propiedades acústicas de las rocas para construir imágenes de las rocas dañadas por deformación, como deformaciones elásticas y dilatantes, colapso de poros y procesos de consolidación normal.

Tomografía de rayos X computarizada (XRCT).

La técnica de tomografía de rayos X computarizada es una prueba no destructiva, que provee a detalle un examen de dos y tres dimensiones para muestras de núcleos consolidadas y no consolidadas durante el flujo de fluidos, como lodos de perforación y se determina información como el número atómico, porosidad, densidad de la roca y saturación de fluidos. Esta técnica ha sido adaptada del campo de la radiología médica.

Esta técnica permite reconstruir imágenes de secciones verticales y horizontales. Las imágenes tridimensionales pueden ser reconstruidas de las imágenes de cortes

realizados a distintos espesores. Dichas imágenes proveen una imagen interna y la posibilidad de comprender la alteración del sistema poroso por distintos procesos.

Fluoroscopia de rayos X (XRF).

La técnica es usada para determinar los perfiles de invasión del fluido de perforación en muestras de núcleos consolidadas y no consolidadas y es especialmente conveniente para pruebas no consolidadas.

Microscopio de escaneo de electrones.

Las interacciones entre la roca y el fluido que causan el daño a la formación son resultado del contacto directo de los minerales de relleno y recubrimiento presente en el espacio poroso en las formaciones cercanas al fondo del pozo. El análisis mineralógico, abundancia, tamaño y tipo o morfología de estos minerales pueden ser observados por esta técnica.

Selección de fluidos compatibles con el yacimiento.

La *Figura 1 (Apéndice C)*, propuesta por Masikevich y Bennion (1999), muestra la información típica, pruebas y procesos necesarios para pruebas en laboratorios en un diseño óptimo, así como selección de fluidos compatibles con el yacimiento. Por lo tanto se clasifico el proceso de prueba de un fluido en un diseño de 6 pasos:

1. Identificación de las características del fluido y la roca.
2. Especulación del potencial de los mecanismos del daño a la formación.
3. Verificación y cuantificación de los mecanismos pertinentes del daño a la formación por varias pruebas.
4. Investigación del potencial de las técnicas de mitigación del daño a la formación.
5. Desarrollo de un sistema efectivo para minimizar y/o evitar invasión de fluidos y finos hacia el medio poroso.
6. Pruebas a fluidos candidatos para una óptima selección.