

ENSAYADOR DE FORMACIONES A CABLE

Los ensayadores de formación a cable, responden a varios tipos de ensayos que incluyen:

- Obtención de muestra del fluido de formación.
- Inferencia de la permeabilidad de la formación.
- Medición de la presión de formación.
- Determinación de los gradientes de la presión de formación.

Los ensayadores de formación a cable se han utilizado históricamente por muchos años para recuperar muestras de fluido de formación en pozos abiertos y entubados. Sin embargo las herramientas tradicionales sufrían serias desventajas. Una era la carencia de resolución y la exactitud de las medidas de presión y la otra era la inhabilidad del instrumento para avisar al operador si había o no un buen sello para rectificar la situación.

Estos inconvenientes ahora han sido superados en gran parte por la introducción de dos características dominantes en la repetición de los ensayadores modernos: El cristal de cuarzo para medir presión y la capacidad de realizar un pretest que permite al operador rectificar un mal sello antes de obtener malos resultados. Un valor agregado es la capacidad de estas herramientas de hacer pruebas de presión independientemente de tomar muestras. Hoy en día es muy común usar estas herramientas solamente para hacer mediciones de presión.

Los ensayadores de formación a cable son particularmente útiles cuando:

- Investigar una zona de interés por ejemplo donde no son factibles pruebas convencionales, demasiado lejos del fondo, carencia de buenos intervalos para fijar packers o intervalos muy cortos con control crítico de profundidad.
- Para inferir contactos agua-petróleo, gas-petróleo o gas-agua.
- Donde el tiempo de equipo es crítico.
- Donde el control de presión es crítico debido al tiempo o la localización del equipo.

Al solicitar mucha cobertura a la compañía de servicio. variables como el tamaño de la muestra, dureza del empaquetador, tamaño de estrangulación, rango de presión y amortiguadores de agua, no suelen estar totalmente disponibles. Si es necesaria una muestra de hidrocarburo para un análisis de laboratorio PVT, entonces se debe solicitar un cilindro especial de presión.

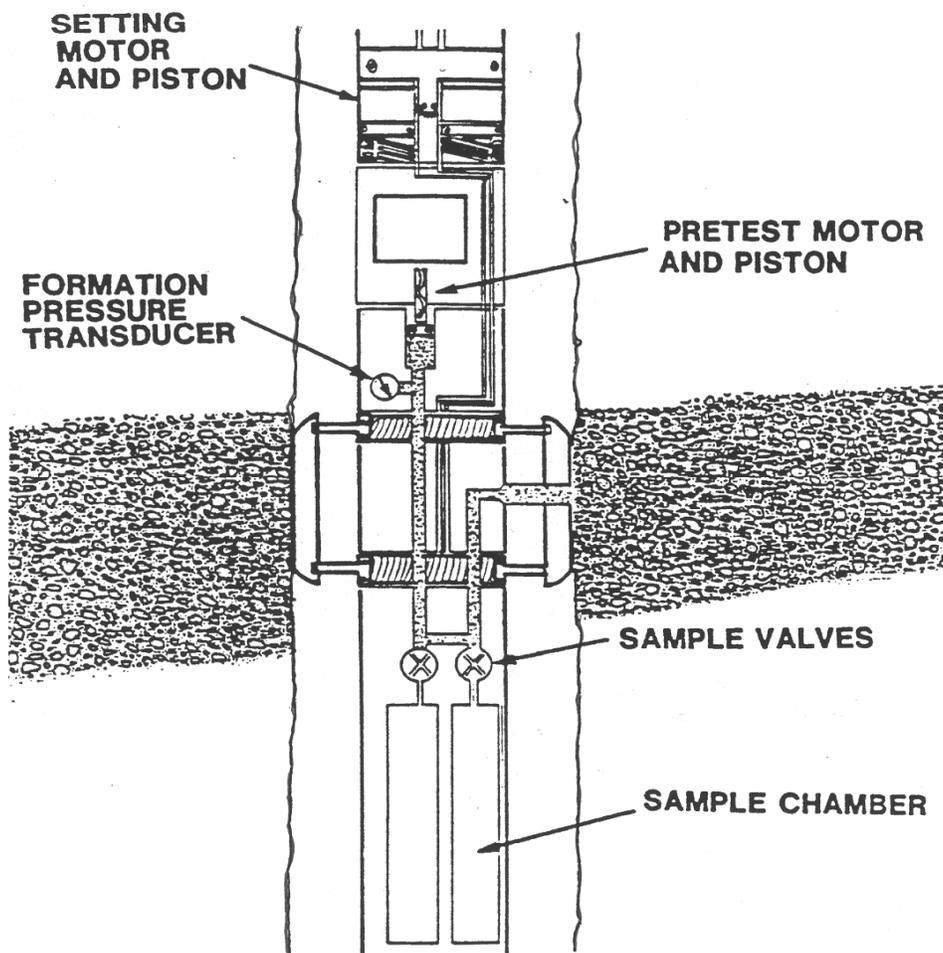
Cuando la herramienta funciona, se puede considerar una prueba válida, cuando se recuperan cantidades significativas de líquido y/o se registre las presiones de formación e hidrostática.

Una prueba seca es no válida y se debe reposicionar la herramienta, esto se produce cuando la formación es impermeable, en este caso todas las pruebas darán secas o la herramienta fue fijada en una arcilla.

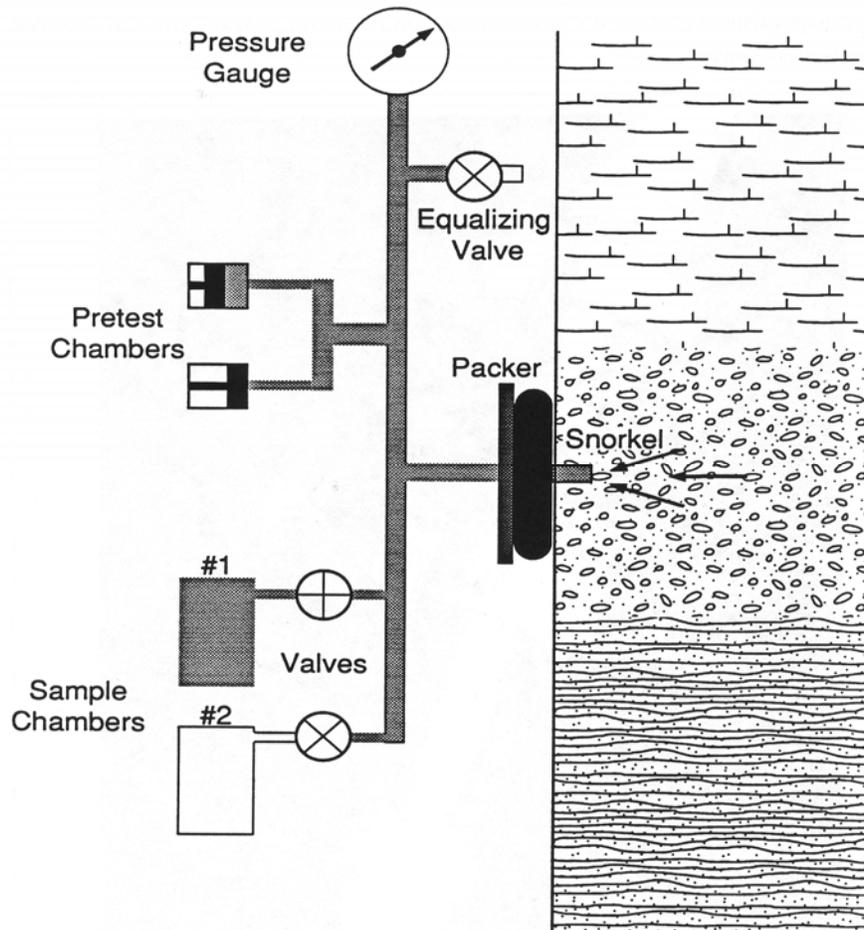
Una pérdida de sello en el packer produce una prueba no válida y en este caso también se debe reposicionar la herramienta. Los perfiles a pozo abierto, son particularmente provechosos para reposicionar la herramienta luego de pruebas secas y pérdida de sello.

Si se tiene disponible un microlog, este es útil como indicador de capas finas y los calibres , particularmente los de 4 brazos, son útiles para evitar las condiciones de pozo que conducen a las pérdidas de sello.

La siguiente figura muestra la herramienta SFT en la posición abierta (fija) para la medida de presión y tomar la muestra.



La comunicación entre la formación el interior de la herramienta se establece a través de la punta de prueba. La siguiente figura muestra un esquema del sistema de muestreo de la herramienta.



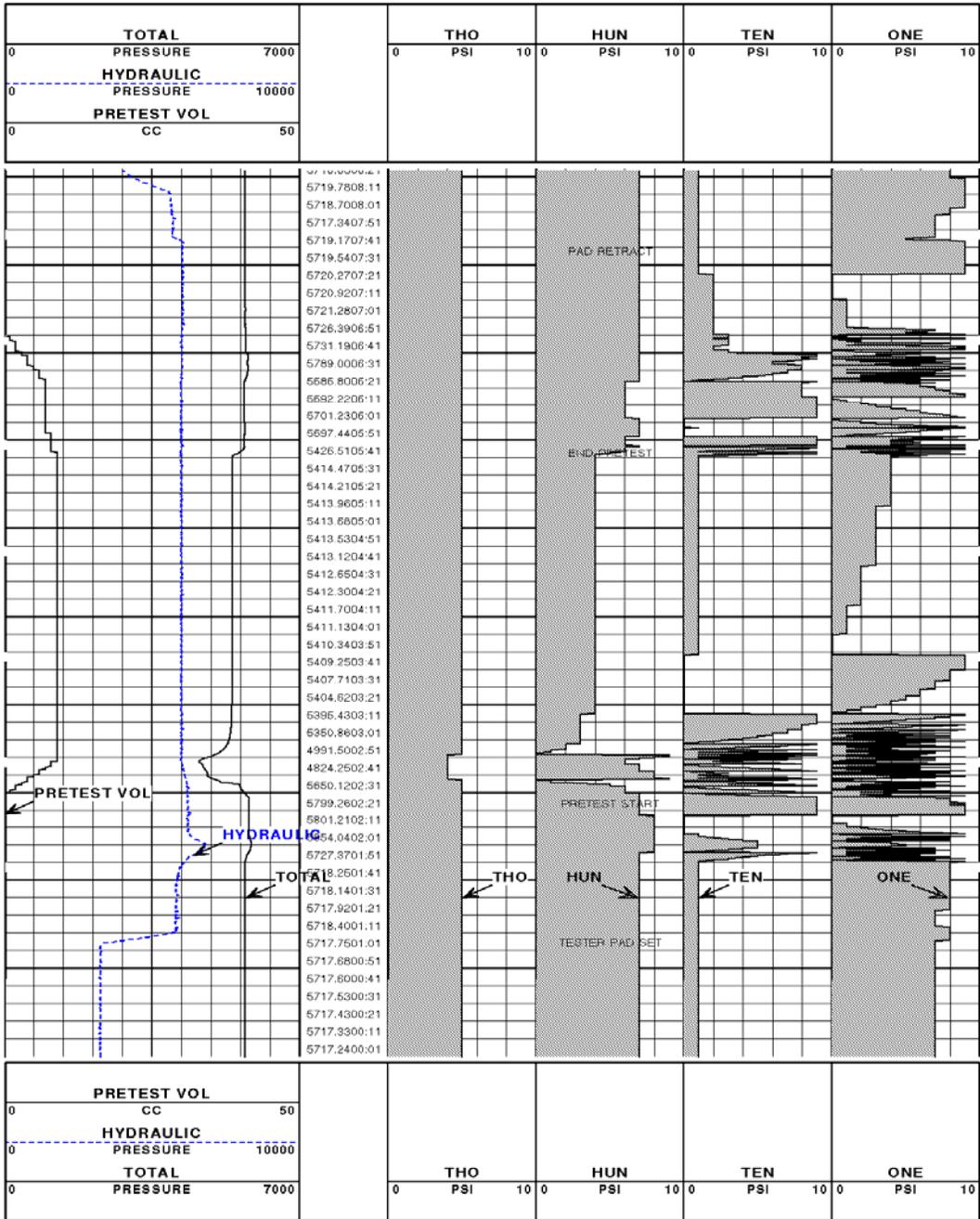
La cámara de prueba (pretest chamber) se puede programar para retirar entre 3 y 30 cm³ de fluido de formación, dependiendo de la permeabilidad y de la presión del reservorio.

Volúmenes de prueba pequeños son usados en formaciones de baja permeabilidad, de esta manera se reduce el tiempo requerido para alcanzar una presión estabilizada del buildup. Las muestras de la prueba se expelen nuevamente dentro de la columna de lodo.

Si se abre cualquier válvula de muestreo, el líquido de formación fluirá en el compartimiento 1 o 2. Un filtro de fluido se puede utilizar para retardar la afluencia del líquido de la formación en las formaciones de alta permeabilidad y para evitar el arenamiento.

Los índices reales del retiro de fluido, variarán con el filtro, la presión de la formación y la permeabilidad, pero es aproximadamente 1 cm³/sec para el compartimiento 2.

La siguiente figura muestra un perfil típico de una prueba de presión. La herramienta esta fija en un punto durante el registro, la escala vertical es tiempo y no profundidad. La presión es registrada en el track 1 y cuatro subtracks también registran la presión en unidades, décimas, centésimas y milésimas de PSI. Los intervalos de tiempo y las presiones, también figuran en el track de profundidad.



Medición de Presión

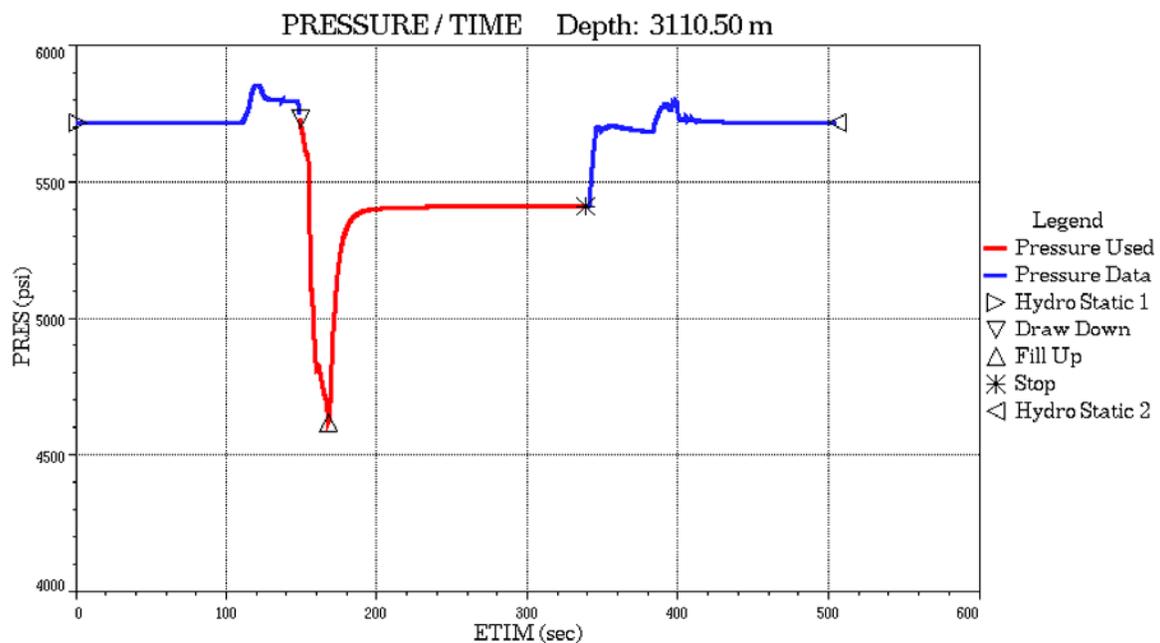
Los medidores de presión Standard calibrados por una balanza de peso muerto, tienen una exactitud, después de aplicar correcciones por temperatura, de 0.41% en escala máxima (es decir de 41 psi para 10000 psi medido). La exactitud se puede mejorar +/- 15 psi en una escala máxima, si se hace una corrección especial de la temperatura en el medición de presión.

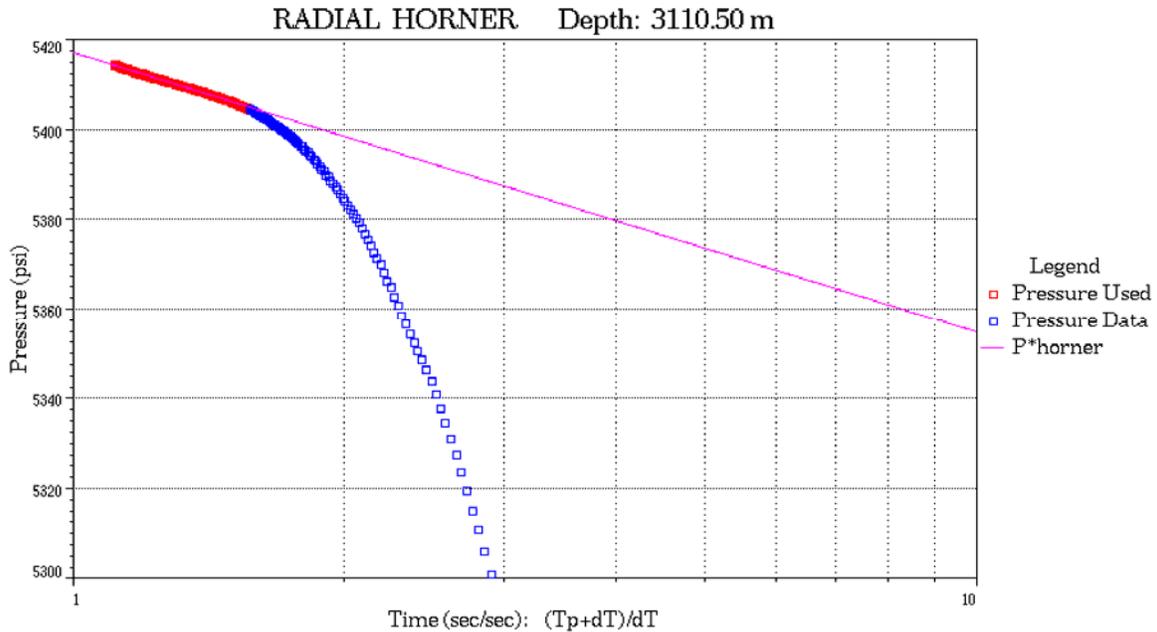
La resolución de un medidor de presión es de alrededor de 1 psi, con una repetibilidad de 3 psi.

Cuando se desea una mayor exactitud, se necesita un medidor de cuarzo de alta precisión, por ejemplo el medidor PetroQuarz. La resolución de este medidor es de casi 0.01 PSI.

La siguiente tabla muestra un resumen comparativo entre los medidores Standard y medidores PetroQuarz.

	Strain Gauge	PetroQuarz
Resolution PSI	1	0.01
Repeatability	3	1
Accuracy		
Normal	0.41% of full scale	+/- 1 psi
Temperatura-Corrected	0.15% of full scale	+/- 1 psi





PERMEABILIDAD DRAWDOWN DEL ENSAYO

La siguiente figura, muestra un ejemplo típico de registro PRETEST. El ΔP de la reducción de presión entre la presión mínima del muestreo del PRETEST, o la presión DRAWDOWN, y la presión de formación, junto con el caudal durante el PRETEST, es suficiente para definir la permeabilidad.

En general la permeabilidad esta dada por:

$$k = 921.3 (CQ\mu) [1-(r_p/r_e)] / \Delta P$$

Donde:

k = Permeabilidad en milidarcies.

ΔP = Presión Drawdown en psi.

C = Factor de la forma de flujo (Entre 0.5 y 1).

Q = Caudal en cm³/seg.

μ = Viscosidad del Fluido en Cp.

T_p = Radio de la punta de prueba en pulgadas.

T_e = Radio de drenaje efectivo en pulgadas, el cual es estimado por:

$$r_e = 0.394 (CV/\emptyset)^{**1/3}$$

Donde:

V = Volumen del ensayo.

\emptyset = Porosidad de la formación.

El factor de la forma de flujo C , depende de cómo el líquido fluye en la punta de prueba. La siguiente figura muestra varios regímenes posibles de flujo alrededor del pozo para un ensayo SFT. Se conviene generalmente que el flujo esta entre el flujo hemiesférico y esférico, esto se llama flujo cuasi esférico. El caudal Q es calculado dividiendo el volumen de la muestra, V , por el tiempo del ensayo leído en el registro de la presión. La viscosidad μ se considera para el filtrado del lodo, puede ser corregida por temperatura y salinidad usando la siguiente carta. ΔP se lee del perfil de presión como la diferencia entre la presión del drawdown de la prueba (P_e) y la presión de la formación (P_{fm}).

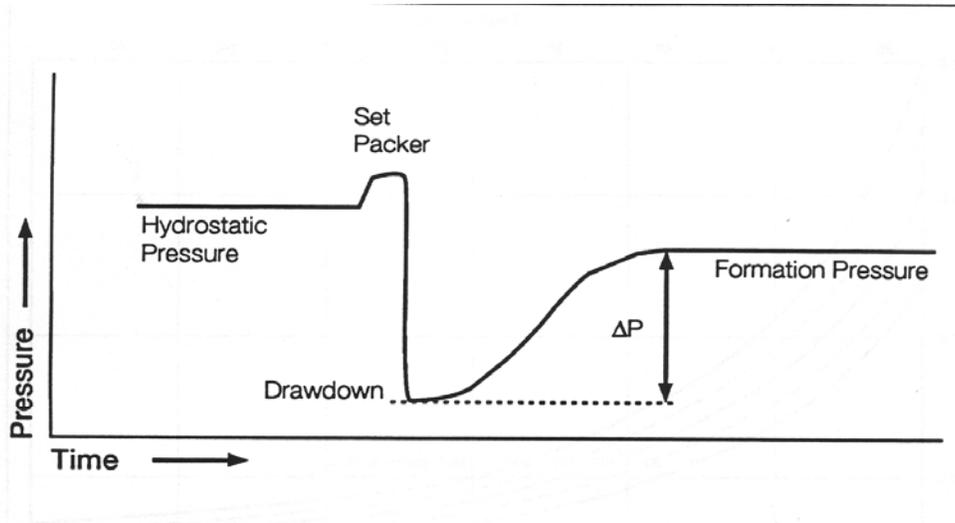
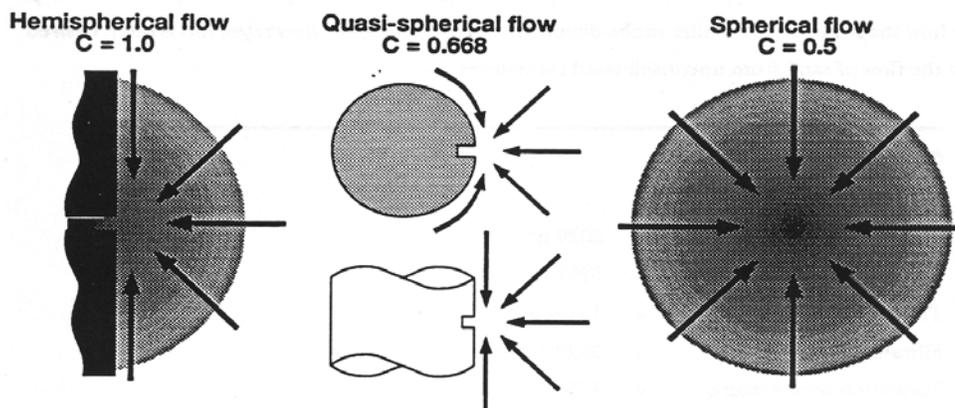
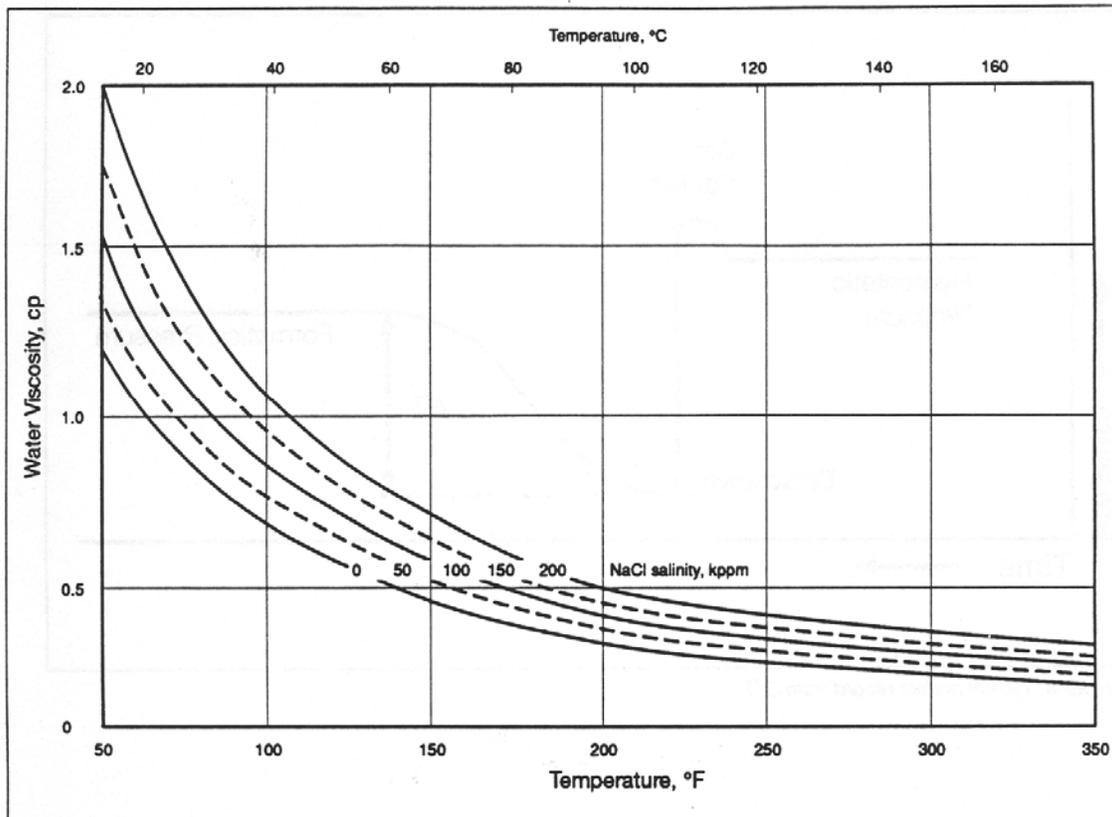


Figure 29-4. Typical pretest record from SFT.



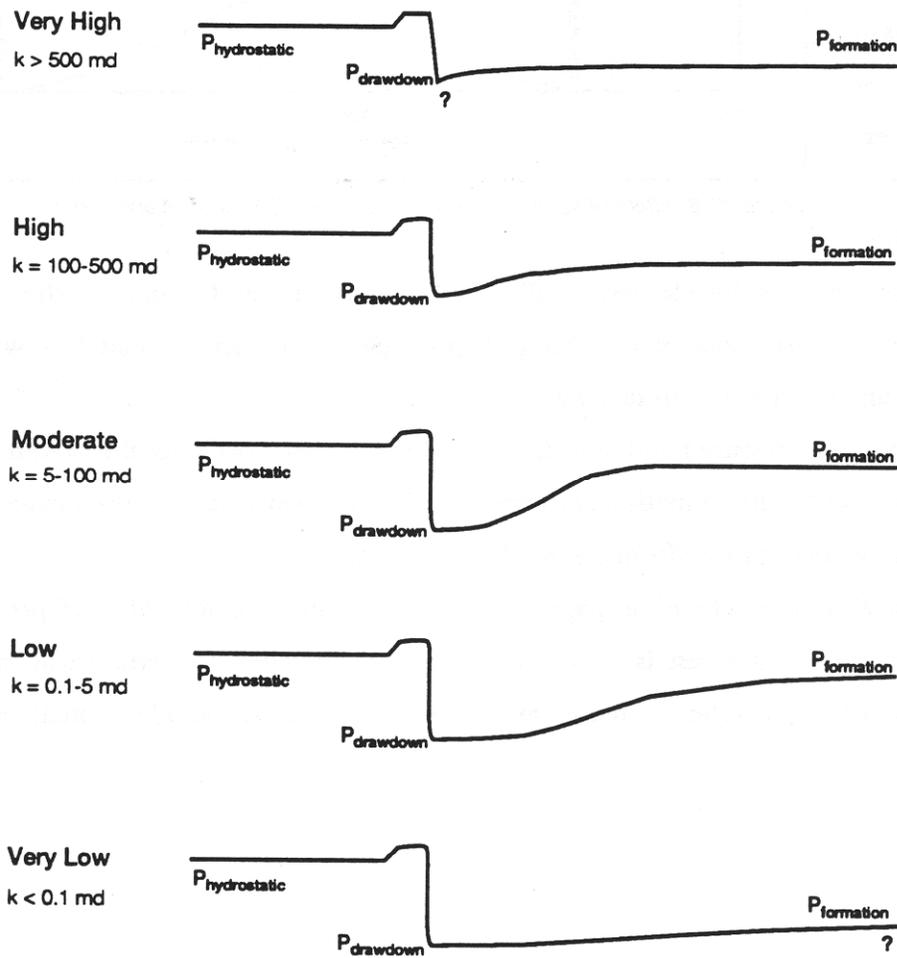


Existen otros tipos de puntas de prueba y empaquetaduras cuyo diseño puede afectar el radio de la punta de prueba r_p y el factor de la forma de flujo C . Puntas de prueba más pequeñas darán lugar a caudales más bajos, esto es deseado frecuentemente para evitar el flujo de arena desde formaciones poco consolidadas.

Una buena estimación de la permeabilidad de la formación se puede obtener mediante una inspección visual del registro del ensayo. La siguiente figura muestra varios registros y sus correspondientes permeabilidades.

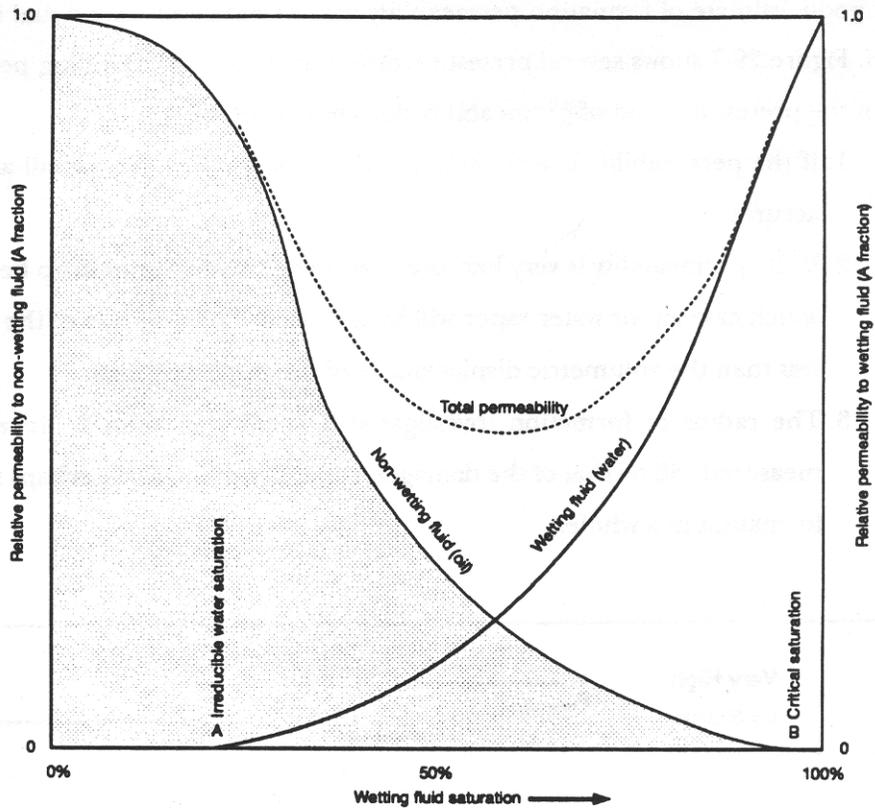
Las limitaciones de este método para determinación de permeabilidad son:

1. Si la permeabilidad es muy alta, el Drawdown es muy pequeño y no se puede medir exactamente.
2. Si la permeabilidad es muy baja, la presión del Drawdown puede caer por debajo del punto de ebullición, en el cual el gas del ensayo o el vapor de agua será liberado. El caudal del líquido retirado será menor que el desplazamiento volumétrico de los pistones del ensayo.
3. El radio de formación investigado es pequeño (menos de 2 pulgadas), por lo tanto la permeabilidad medida será la de la zona dañada y tal vez no represente a la formación en su totalidad.



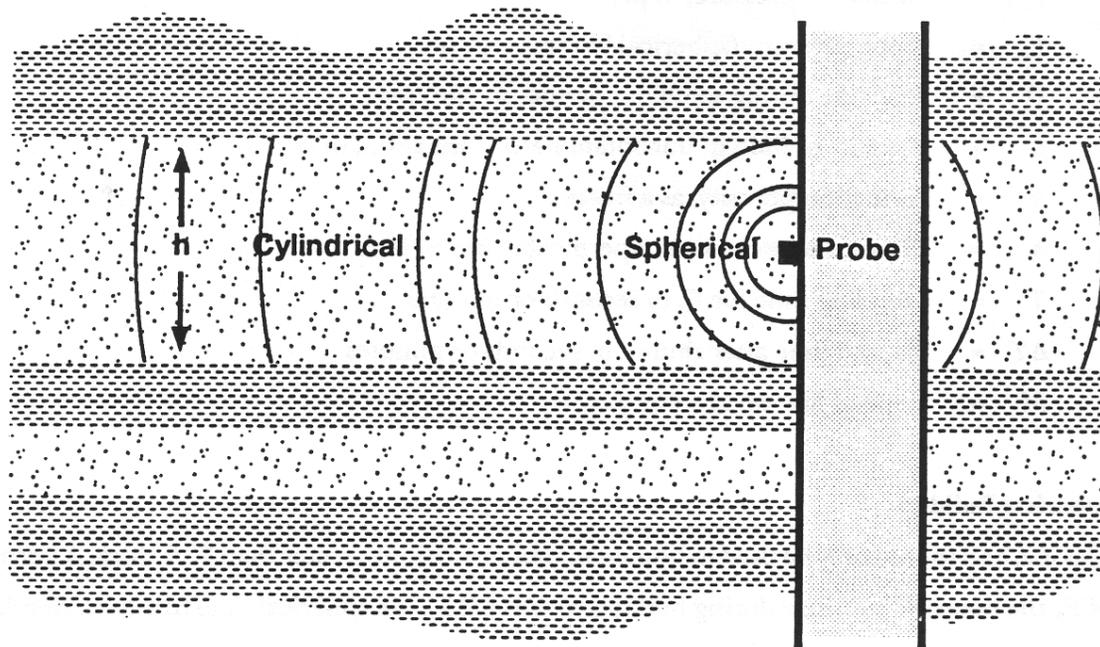
PERMEABILIDAD ESTIMADA DESDE PRESION BUILDUP:

El análisis Drawdown de la prueba, investiga solamente la permeabilidad de las primeras 1 – 2 pulgadas de la formación y la permeabilidad medida corresponde al líquido filtrado del lodo. En una zona al 100% de agua y con $R_w=R_{mf}$, la permeabilidad del líquido filtrado del lodo será similar a $K_w = K$ total. Si el ensayo está en una formación que contiene petróleo, estará presente en la zona lavada el petróleo residual o gas residual (S_{xo} menor a 1). Este hidrocarburo inmóvil, retardará el flujo del filtrado del lodo y la permeabilidad medida será menor que la permeabilidad total. El siguiente gráfico muestra aproximadamente cómo las permeabilidades relativas al petróleo y al agua varían con la saturación.



Un mejor método para medir permeabilidad usa la técnica de presión BUILDAP, donde la última porción del ensayo se utiliza para monitorear cómo la formación recarga rápidamente el área DRAWDOWN cercana a la punta de prueba. Un radio mucho más grande de la roca se puede investigar con este método (20 a 40 pies).

La siguiente figura ilustra dos modos de propagación del disturbio de la presión: propagación esférica y propagación cilíndrica. Si una prueba se realiza en una capa fina, entonces predominará el modo cilíndrico. En una capa gruesa, el modo esférico predominará, si la permeabilidad vertical y horizontal es casi igual.



A. BUILDAP Cilíndrico:

En capas relativamente finas, o en las capas gruesas laminares, un patrón de flujo radial / cilíndrico predomina. La presión BUILDAP es afectada solamente por la permeabilidad horizontal. Un diagrama de presión versus una función del tiempo del flujo cilíndrico $f_c(\Delta T)$, debe producir una línea recta. Este grafico se lo denomina HORNER PLOT.

La función del tiempo de flujo cilíndrico es:

$$F_c(\Delta t) = \log [(T + \Delta T) / \Delta T]$$

La Permeabilidad esta dada por:

$$K_c = -(88.4 Q\mu) / (Mh)$$

Donde:

K_c = Permeabilidad BUILDUP radial / cilíndrico, en md.

P_{fm} = Presión de Formación en psi.

P_c = Presión de la punta de prueba (BUILDUP esférico) en psi.

Q = Caudal durante el período del ensayo, en cm^3/sec .

μ = Viscosidad del fluido en la zona virgen, en cp.

\emptyset = Porosidad de la formación, en fracción.

h = Distancia entre dos capas impermeables, en ft.

T = Muestreo de tiempo para el calculo de Q en segundos o minutos.

ΔT = Lapso de tiempo después del shutin, en segundos o minutos.

M = Pendiente de la línea en el HORNER Plot.

B. BUILDUP esférico:

Este método se debe utilizar solamente en formaciones homogéneas mayores a 30 pies de espesor. Un diagrama lineal de P_s (presión observada durante el BUILDUP, versus $f_s(\Delta T)$, función del tiempo del flujo esférico, debe producir una línea recta de pendiente M . La extrapolación de esta línea hasta ΔT infinito, debe dar la presión de la formación virgen, P_{fm} , donde:

$$P_s = P_{fm} + M f_s(\Delta T)$$

$$f_s(\Delta T) = (\Delta T)^{-1/2} - (T + \Delta T)^{-1/2}$$

Y la permeabilidad esta dada por:

$$K_s = 1856\mu (Q/M)^{2/3} (\emptyset C_t)^{1/3}$$

Donde:

K_s = Permeabilidad BUILDUP esférica isotrópica.

P_{fm} = Presión de formación en psi.

P_s = Presión de prueba (BUILDUP esférico), en psi.

Q = Caudal durante el período del ensayo en cm^3/seg .

μ = Viscosidad del fluido en la zona virgen, en cp.

\emptyset = Porosidad de la formación como fracción.

C_t = Compresibilidad total del fluido en la zona virgen en psi^{-1} .

T = Muestreo de tiempo para el calculo del caudal Q en segundos o minutos.

ΔT = Lapso de tiempo después del SHUTIN, en segundos o minutos.