

PERFILES DE PRODUCCIÓN

Introducción

Los perfiles de producción suelen ser difíciles de entender porque requieren el conocimiento de ingeniería de reservorios como de las técnicas de interpretación de perfiles.

Production Logging:

Su propósito general es evaluar el comportamiento y el tipo de fluidos en el interior del pozo durante la producción o la inyección.

El perfilaje de producción se ha convertido en una herramienta cada vez más usada en técnicas de análisis de reservorios, principalmente en recuperación secundaria.

Herramienta combinada de producción PLT

Production Logging Tool (PLT): la herramienta combinada para registros de producción suministra perfiles de flujo de fluidos en operaciones de Producción o Inyección. Al menos cinco herramientas son incluidas en una sarta cuya ventaja principal es efectuar mediciones simultáneas más confiables.

A menudo, los PL son corridos inmediatamente luego de la terminación para proveer un perfil de referencia con el que comparar en un futuro con determinados propósitos. Entonces, cuando la producción cambia o se encuentran irregularidades en la producción, el PL debe ser corrido y comparado con el inicial de referencia.

La interpretación de los datos requiere métodos cualitativos y cuantitativos.

Mientras más datos haya disponible, más certeros van a ser los análisis. Por esto, todas las propiedades de los fluidos, presiones y temperaturas disponibles en superficie y en el pozo son necesarias.

Un diagrama completo de TBG, CSG, artículos mecánicos de producción y zonas de punzados son imprescindibles. Áreas de flujo disponibles y restricciones influirán mucho en la interpretación del analista.

Objetivos y aplicaciones

- **Objetivos:**

La función primaria es evaluar el flujo de fluidos en el pozo o en las tuberías de producción (piping). Se usan distintas técnicas de interpretación para determinar las características del reservorio y la extensión del problema mecánico.

Los objetivos del PL pueden ser clasificados en tres categorías generales:

1. Monitorear el desempeño a lo largo de la vida del pozo, donde se debe incluir la producción total de B/D de HC, porcentaje de agua, incrementos de GOR, y muchos otros factores.
2. Definir problemas de terminación: pozos con terminación en múltiples zonas, se requiere determinar cuáles han cambiado, qué causó dicho cambio y si este problema puede ser remediado. Los problemas pueden presentarse debido a fallas mecánicas de los elementos de pozo (pérdidas de TBG o CSG), punzados tapados, fallas de cementación, etc. La detección y corrección de estos problemas son esenciales para maximizar la capacidad de producción.
3. Medir la eficiencia de un tratamiento a través de perfiles de producción/inyección.

El monitoreo del buen performance del reservorio es un aspecto muy importante en el perfilaje de pozos.

Una zona productiva va a experimentar muchos cambios geológicos a lo largo de la vida del pozo. Y así como cambia el reservorio, los métodos de terminación y/o estimulación serán requeridos para mantener o aumentar la producción.

- Aplicaciones:

Existen muchas aplicaciones, ya sean a pozo abierto o entubado. Aplicaciones en pozos abiertos pueden incluir localización de zonas de pérdidas y surgencias, entre otras. En pozos entubados incluye la localización del tope de cemento, evaluación de calidad del gravel pack, localización de punzados, efectividad de tratamientos y numerosos otros fines.

Cuando se realiza el ensayo de inyección, los perfiles de producción son utilizados para determinar dónde y qué porcentaje del fluido inyectado es desplazado dentro de las formaciones, lo que ayuda a comparar permeabilidades, localizar punzados tapados, pérdidas de TBG , CSG, tapones o PKR.

- A continuación se desarrollarán las herramientas:
 - Flowmeter (medidor de flujo)
 - Herramienta de identificación de fluidos (densidad y capacitancia)
 - Instrumentos de Temperatura

junto con sus principios más relevantes.

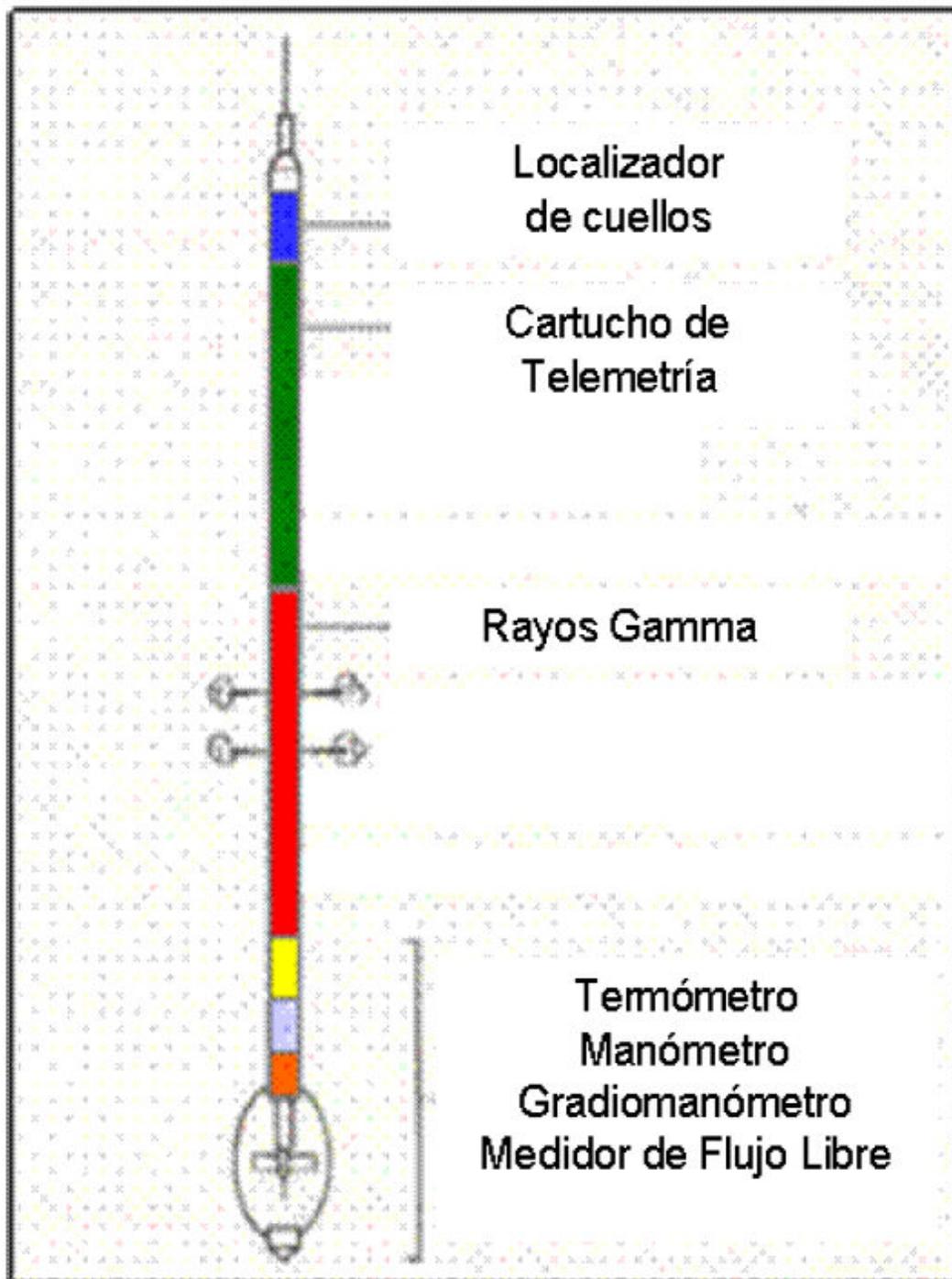


Fig. 6.4. Herramienta Combinada PLT

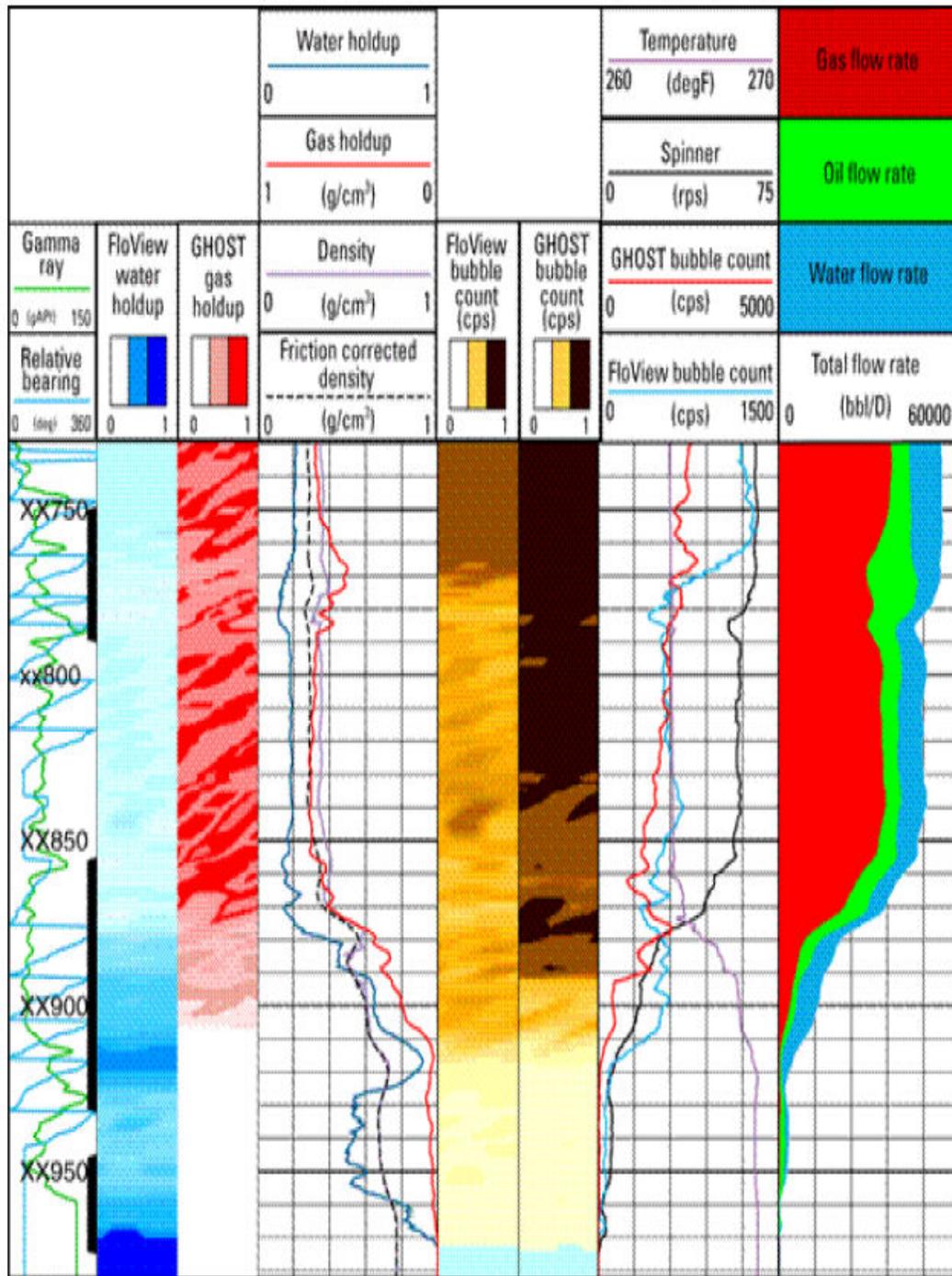


Fig. 6.5. Ejemplo de un perfil con Herramienta Combinada PLT, en este caso ya computado

FLOWMETER

Esta herramienta consta de un spinner para medir la velocidad del fluido en el pozo.

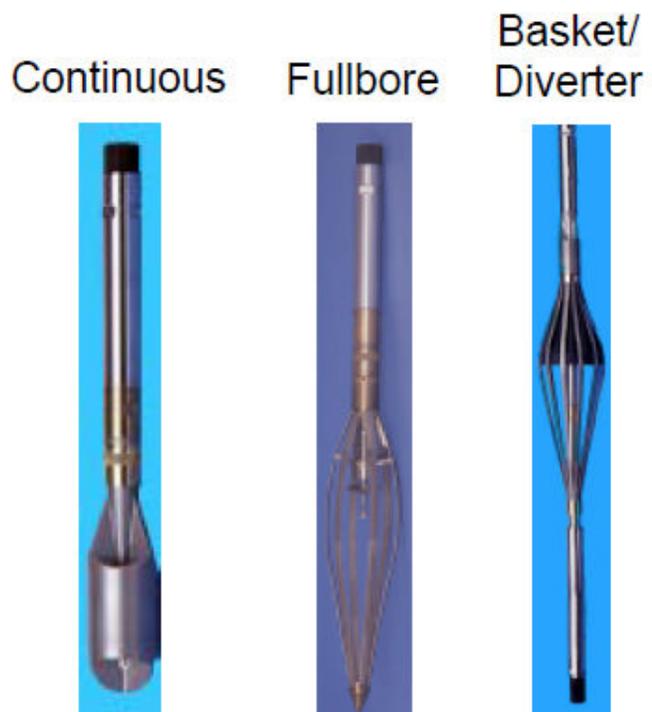
El dato crudo que toma la herramienta son las rps que da el spinner, lo que luego puede ser convertido a velocidad del fluido en el pozo, y esto a caudal volumétrico.

- ❖ La primera conversión depende de las dimensiones de spinner o de la cantidad de flujo desplazado en cada revolución.
- ❖ La segunda depende del diámetro interior de la tubería (CSG o TBG).

Esta herramienta puede ser utilizada en pozos inyectoros o productores, determinando los caudales que entran o que salen del pozo a través de los punzados.

Existe una subdivisión general en la que clasificamos a los medidores de caudales:

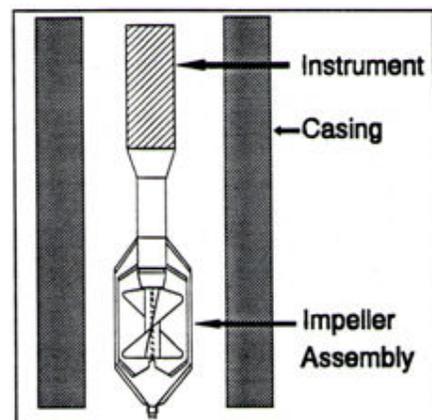
- a) Medidor continuo
- b) Pleno diámetro
- c) Desviador de caudal



Cada uno de estos está diseñado para proveer mediciones lo más correctas posibles en ciertas geometrías de pozos.

a) Medidor continuo de flujo (Continuous Flowmeter):

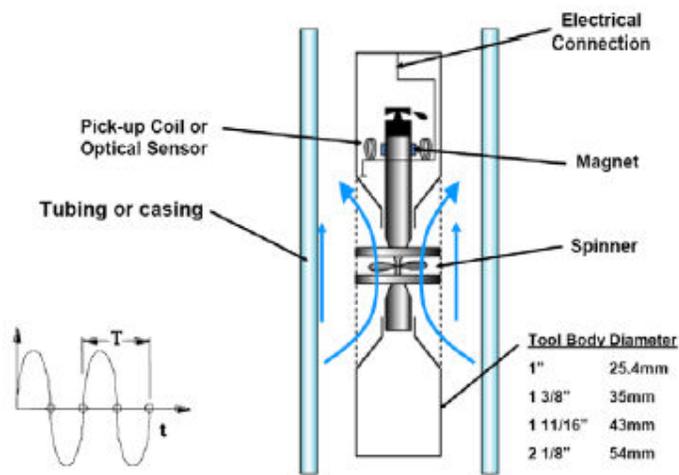
Se lo denomina así debido a que realiza una medición continua del caudal en función de la profundidad. Utiliza un spinner helicoidal, generalmente más largo que



ancho, encerrado en una jaula (abierto) que permite al fluido chocar y hacer girar al spinner. Este último gira en sentido horario o anti horario según la velocidad relativa del fluido a la herramienta. La herramienta refleja esto, por lo que le permite al analista determinar la velocidad y dirección del fluido.

Las mediciones se realizan generalmente en el centro del pozo (ya que normalmente la herramienta está centrada), a velocidad constante y en contracorriente.

La hélice está montada en un vástago sobre un mecanismo de baja fricción con un pequeño magneto ubicado en dicho vástago, de forma tal que cuando gira genera una corriente cuya frecuencia de señal es proporcional a la velocidad de giro, la cual a su vez es directamente proporcional a la velocidad del fluido relativa a la velocidad de la herramienta.



Se efectúan 2 tipos de registros:

Fijo: al dejar estacionaria la herramienta

Continuo: al subir y/o bajar la herramienta

En el caso de flujos monofásicos, la herramienta proporciona excelentes resultados, y en caso de mezclas de gas y petróleo los resultados permiten una buena interpretación cuantitativa, mientras que en mezclas de agua y petróleo solamente puede usarse de manera cualitativa a menos que las tasas sean suficientemente altas (mayores a 200ft/min).

La respuesta de la herramienta cuando el diámetro del pozo, la viscosidad del fluido y la velocidad del perfilaje se mantienen constantes, es una lectura de la velocidad del fluido relativa a la herramienta como función lineal de la velocidad de giro de la hélice.

Nota: si esta práctica se requiere en un pozo desnudo, se deberá realizar en conjunto una medición de Calibre para corregir la velocidad por variación de sección.

La viscosidad de los fluidos tiene un marcado efecto sobre las velocidades de la hélice y los resultados de las corridas deberían ser cuestionados si no se determina que la viscosidad de los fluidos permanece constante durante la corrida, por cuanto la hélice podría estar respondiendo más a los cambios de viscosidad que de caudal.

A los efectos de la interpretación, la herramienta debe ser calibrada en el pozo para las condiciones existentes, de la siguiente manera:

1. Se corre la herramienta en el pozo cerrado a distintas velocidades de cable (3 o 4 veces en ambas direcciones).
2. Se grafica rps vs velocidad del cable, cuyo signo depende del tipo de pozo:
 pozo productor: signo positivo cuando se baja la herramienta
 pozo inyector: signo positivo cuando sube herramienta
3. Se corre la herramienta con el pozo abierta por encima del intervalo de interés de la forma descrita anteriormente
4. Se grafica la lectura para cada intervalo (fig. 4.3) obteniendo en cada uno una línea paralela a la de calibración.
5. Se extrapola cada una de las rectas que mejor ajuste a los puntos graficados hasta el eje de velocidad de las hélices como se indica en la fig. 4.3, de manera que se anulen los efectos del cable
6. Se obtiene la velocidad del fluido trazando una recta paralela a la abscisa, se corta la línea de calibración y se lee la velocidad del fluido corregido por fricción.

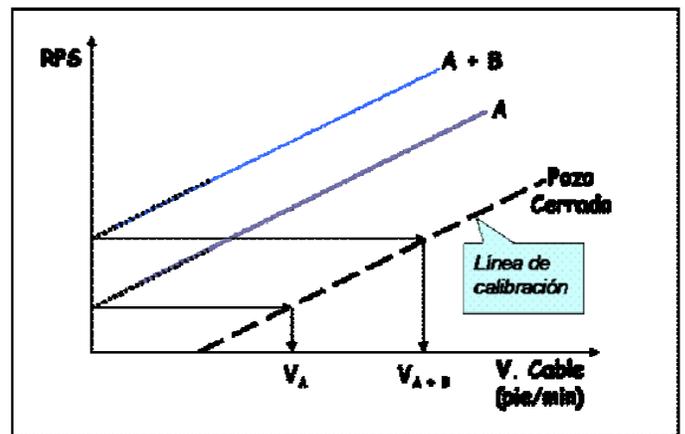


Fig. 4.3. Gráfico para la interpretación del registro de flujo.

b) Fullbore Flowmeter
(Pleno Diámetro):

Es llamado así ya que las paletas del spinner se extienden hasta cubrir totalmente el diámetro del pozo. Utiliza un spinner tipo veleta con cuatro patas que convergen en un pequeño diámetro.

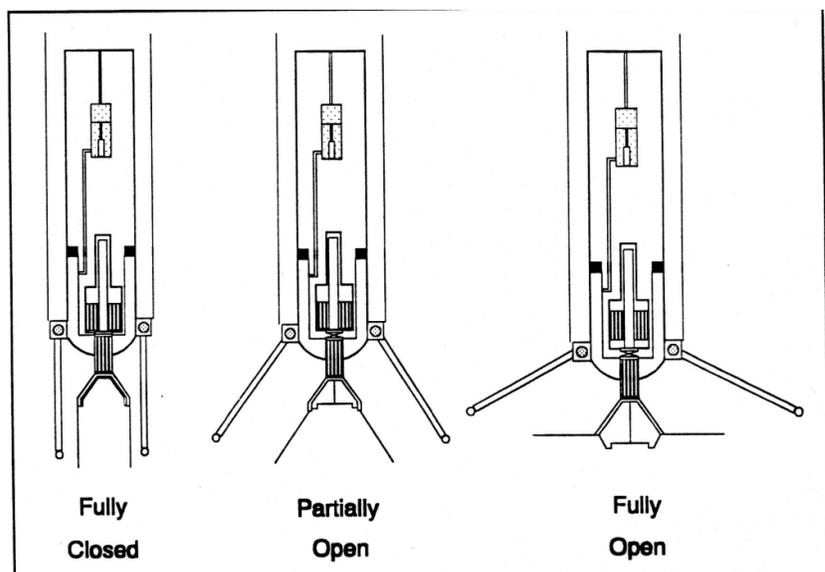


Figure 2.3.2
 Fullbore flowmeter

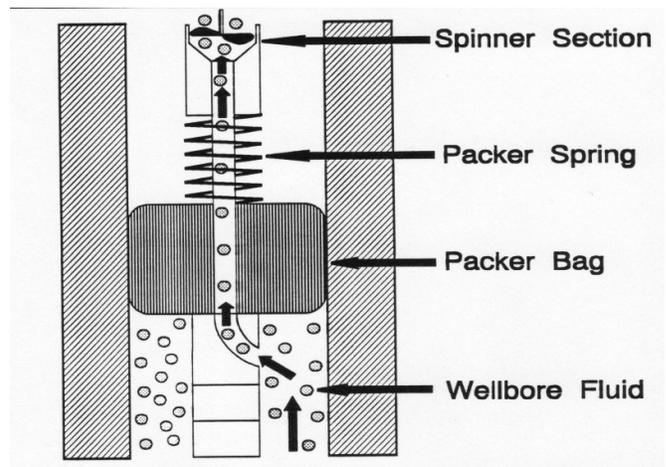
Cuando las herramientas se encuentran atravesando secciones de CSG (más anchos), un dispositivo mecánico de resorte obliga a las paletas y a los centralizadores a abrirse, lo que permite a las paletas cubrir una mayor porción del área de flujo, permitiendo realizar mediciones a bajas velocidades en diámetros grandes a profundidades mayores de las que se encuentra el extremo inferior del TBG.

c) Diverter Flowmeter:

❖ Packer Flowmeter

Se lo denomina así ya que usa un montaje tipo PKR para encausar todo el fluido del pozo hacia el spinner.

Las mediciones son llevadas a cabo en puntos estacionarios por encima, entre o por debajo de los punzados. Esta herramienta es especialmente útil cuando los caudales de producción son muy bajos y el pozo posee grandes desviaciones, provocando separaciones de fases fluidas con distintas velocidades (como se verá más adelante).



Esta herramienta no puede usarse en pozos con altos caudales ya que la herramienta no podría mantenerse quieta en un punto para realizar la medición.

Los niveles máximos de caudal son variables, pero normalmente se utilizan caudales de 2000 Bbl/D.

❖ Petal Flowmeter:

El FM de pétalos o canasta opera de la misma forma que el de packer, pero posee una especie de pétalos metálicos que se extienden hasta las paredes del pozo, CSG o TBG para canalizar el fluido hacia el centro de la herramienta.

FUNDAMENTOS DE LA HERRAMIENTA DE FLOWMETER

Bajo condiciones ideales en la que la viscosidad del fluido es cero y los spinner no poseen rozamiento entre sus partes constitutivas, la relación entre las rps y el caudal de fluido es lineal. Pero en la realidad, estas condiciones no existen.

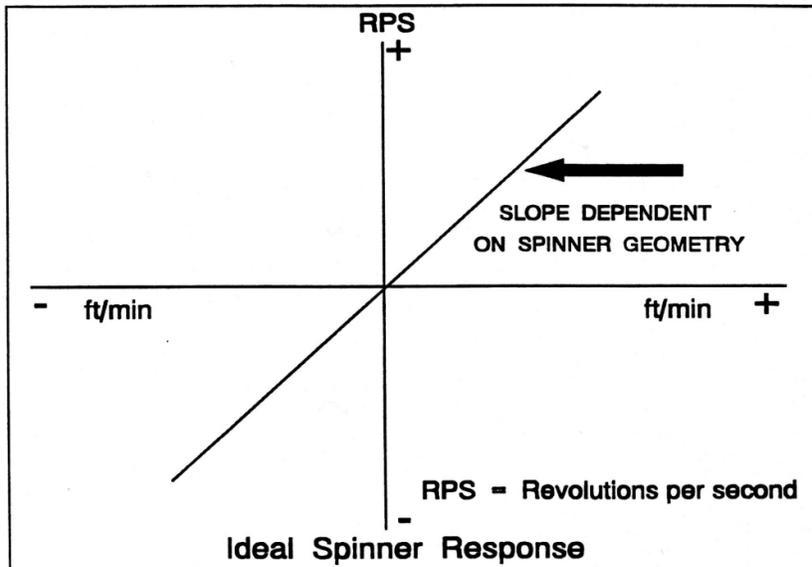


Figure 2.3.4
Ideal spinner response

Una viscosidad del fluido distinta de cero causa una desviación de la linealidad.

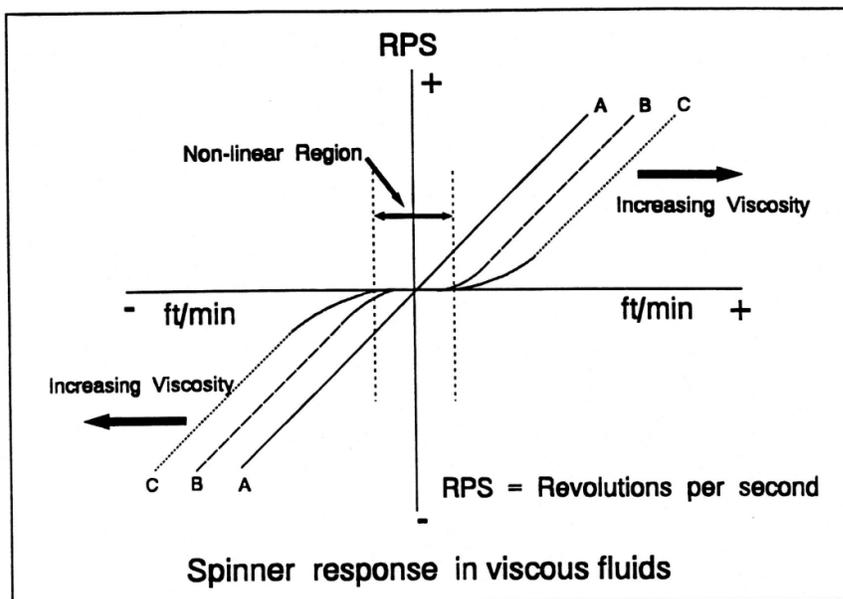


Figure 2.3.5
Fluid effects on spinners

Por la fricción que existe entre los elementos constitutivos del spinner existe un mínimo de velocidad del fluido, conocido como “umbral de velocidades” V_{Th} (por sus siglas en inglés Threshold Velocity), por debajo de la cual el spinner no girará. Esto causa que la relación entre la velocidad del fluido y las rps del spinner sea discontinua.

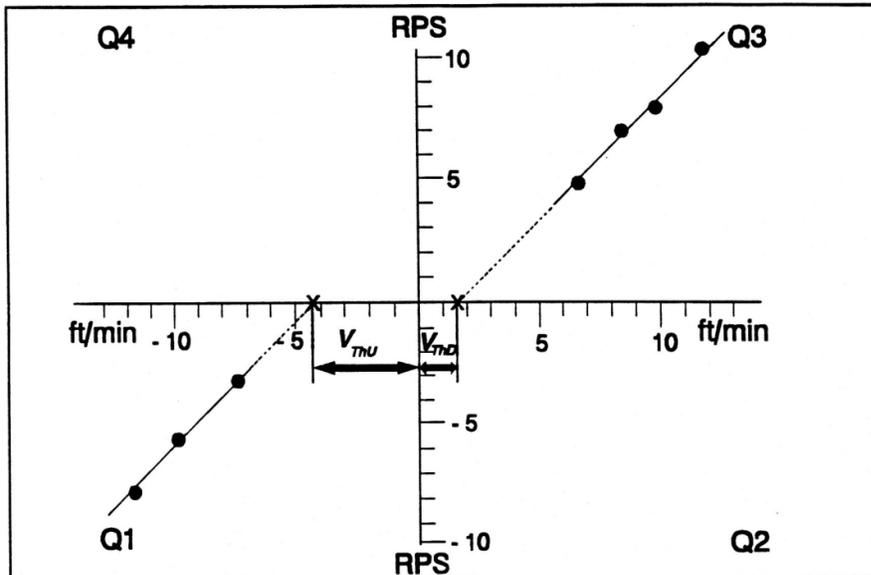


Figure 2.3.6
Velocity threshold determination

En la actualidad, las herramientas de Flowmeter son calibradas en el mismo pozo en el que se realizarán las mediciones en lugar de hacerlo estimando estos efectos. Esta técnica requiere de muchas pasadas de la herramienta en el pozo a distintas velocidades de cable, a favor y en contra de la velocidad del fluido.

El analista puede luego preparar un plot (gráfico) que le permite deducir la velocidad del fluido en cada punto del pozo.

Se recomienda cerrar el pozo y perfilar para determinar el umbral de velocidades.

En la figura 2.3.6, la velocidad (que se determina según la rapidez y dirección del cable) es graficada en función de las rps del spinner para muchas corridas de la herramienta.

En el ejemplo mostrado, cuatro pasadas fueron hechas hacia abajo y 3 hacia arriba perfilando.

La interpretación del gráfico rps vs Vel se lleva a cabo extendiendo una línea que va desde los puntos de lectura de la herramienta en bajada, cruzando el eje de las X, hasta los puntos de lectura de la herramienta en subida. Los puntos de corte del eje de las X determinan el Umbral de Velocidades para las corridas en ambas direcciones: V_{ThU} y V_{thD} .

En la figura 2.3.6 podemos observar los valores de V_{ThU} y V_{thD} , siendo estos -4,3ft/min y 1,65 ft/min respectivamente. Este umbral de velocidades se usarán para corregir las lecturas del flowmeter, de modo de determinar las velocidades aparentes del fluido (V_a), como se muestra en la figura 2.3.7

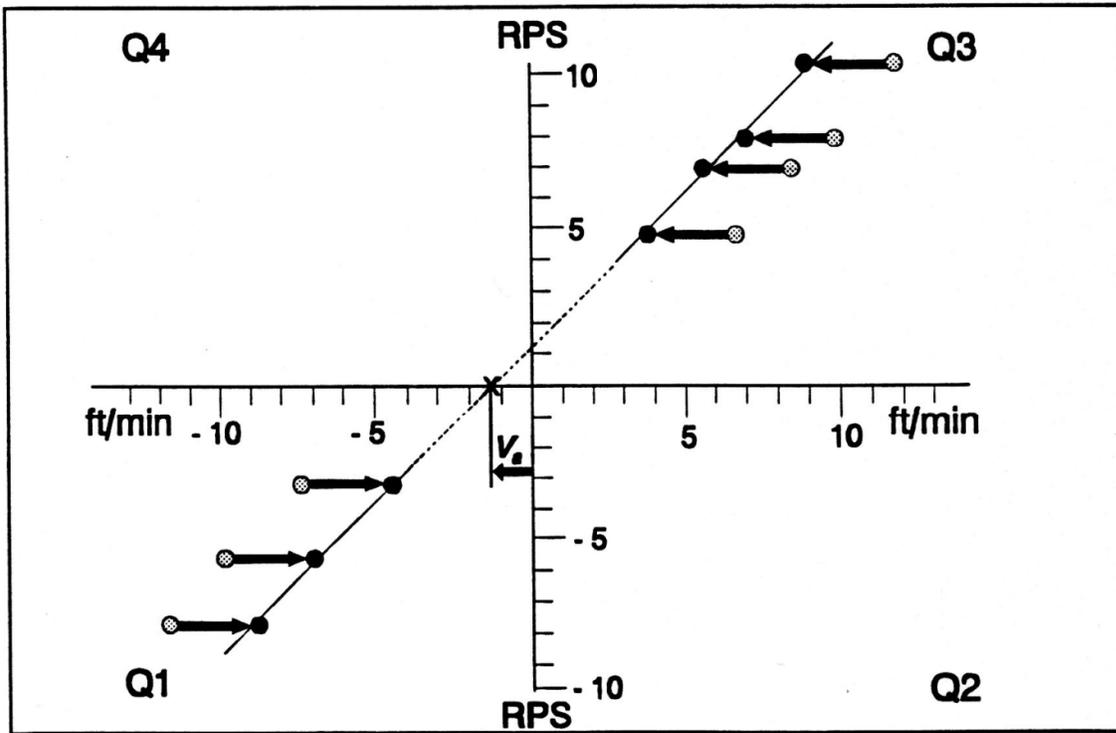
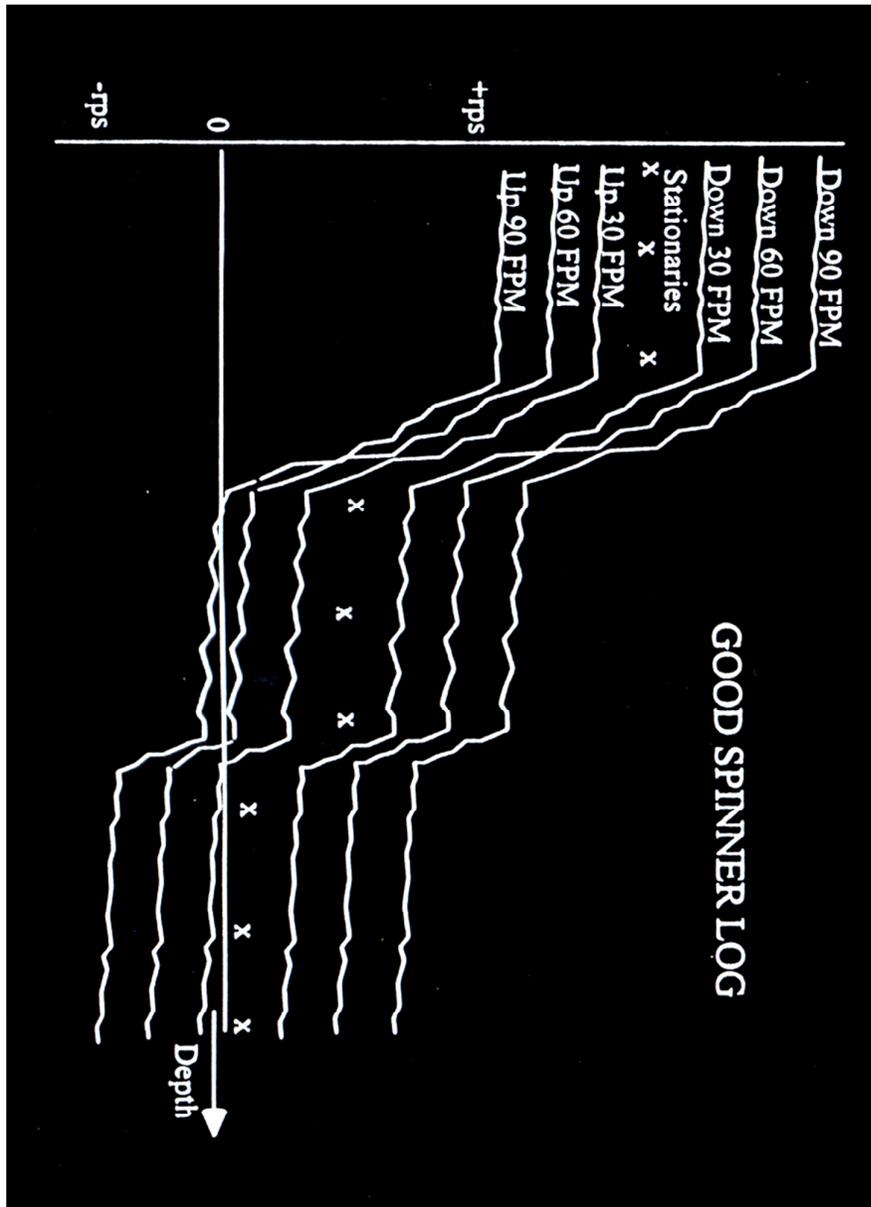


Figure 2.3.7
Apparent Velocity, v_a



La velocidad real del fluido (V_i) es determinada cuando se aplican las correcciones por el Número de Reynolds (que se definirá más adelante) a V_a .

Existe un método de regresión lineal para determinar la pendiente m , la intersección con el eje X, V_a , el cual concluye en la siguiente ecuación:

El caudal volumétrico, Q , del pozo es hasta ahora desconocido. La herramienta debe medir la velocidad y dirección del fluido y convertirla a caudal volumétrico. Con los resultados del flowmeter de velocidad en ft/min, and el diámetro interno del CSG, ID, en pulgadas, una forma práctica de realizar esta conversión es:

$$Q_{B/D} = 1,4 * V_t * ID_{CSG}^2$$

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUJOS

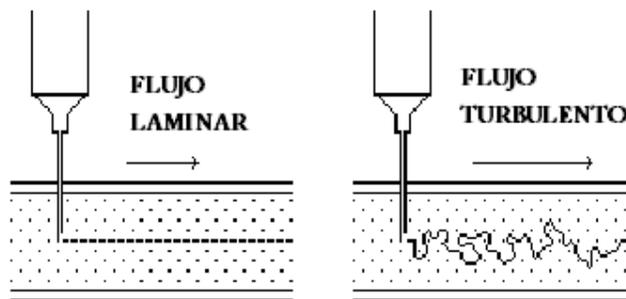
- Número de Reynolds:

Reynolds determinó a través de un sencillo experimento que el flujo de un fluido a través de una cañería podría dividirse en dos tipos principales: Flujo Laminar y Flujo Turbulento.

El experimento consiste en introducir una vena líquida en un caudal y observar su cambio según las variaciones de caudal, entre otras.

Observó que a bajos caudales la vena coloreada fluía intacta a lo largo del flujo principal, sin mezclarse con él. Este comportamiento mostraba que el líquido fluía en líneas rectas paralelas, a lo que llamó FLUJO LAMINAR.

Al aumentar el caudal, la vena coloreada se difundía en la corriente principal, dispersándose a lo ancho de la sección, lo que ocurre al llegar a la **velocidad** crítica, pasando a ser, lo que llamó, FLUJO TURBULENTO.



Los factores que controlan la velocidad crítica son: la densidad del fluido, la viscosidad del fluido, el diámetro interno de la cañería, y la velocidad media del flujo, definida como el caudal dividido por la sección del caño.

El cambio del comportamiento quedó determinado por el Número de Reynolds, definido por la ecuación adimensional:

$$N = \frac{\delta_{fl} * V_{prom} * d}{\mu}$$

- ❖ δ_{fl} = densidad del fluido
- ❖ V_{prom} = velocidad promedio del fluido
- ❖ d = diámetro interno del tubo
- ❖ μ = viscosidad del fluido
- ❖ N = numero de Reynolds

La transición entre flujo Laminar y Turbulento puede ocurrir en un amplio número de N.

- I. El flujo laminar siempre es encontrado para números menores que 2000 (aproximadamente).
- II. El flujo turbulento, en condiciones normales se da para N=4000 (aprox.)
- III. Entre estos valores (2000 y 4000), el régimen del flujo puede depender del ingreso al caño y de la distancia al punto de ingreso.

Flujo Laminar:

La velocidad promedio es menor que la velocidad en el centro y mayor que la velocidad en las paredes.

Nótese que el contraste entre las velocidades del centro del caño y la promedio es mayor en el régimen laminar que en el turbulento.

En el PL, la medición de velocidades se efectúa en el centro del pozo, obteniéndose un valor cercano al máximo.

Se demuestra que la relación de velocidades

$$\frac{V_{prom}}{V_{MAX}} = 0,5 \quad \text{para el flujo laminar}$$

y

$$\frac{V_{prom}}{V_{MAX}} = 0,83 \quad \text{para el flujo turbulento}$$

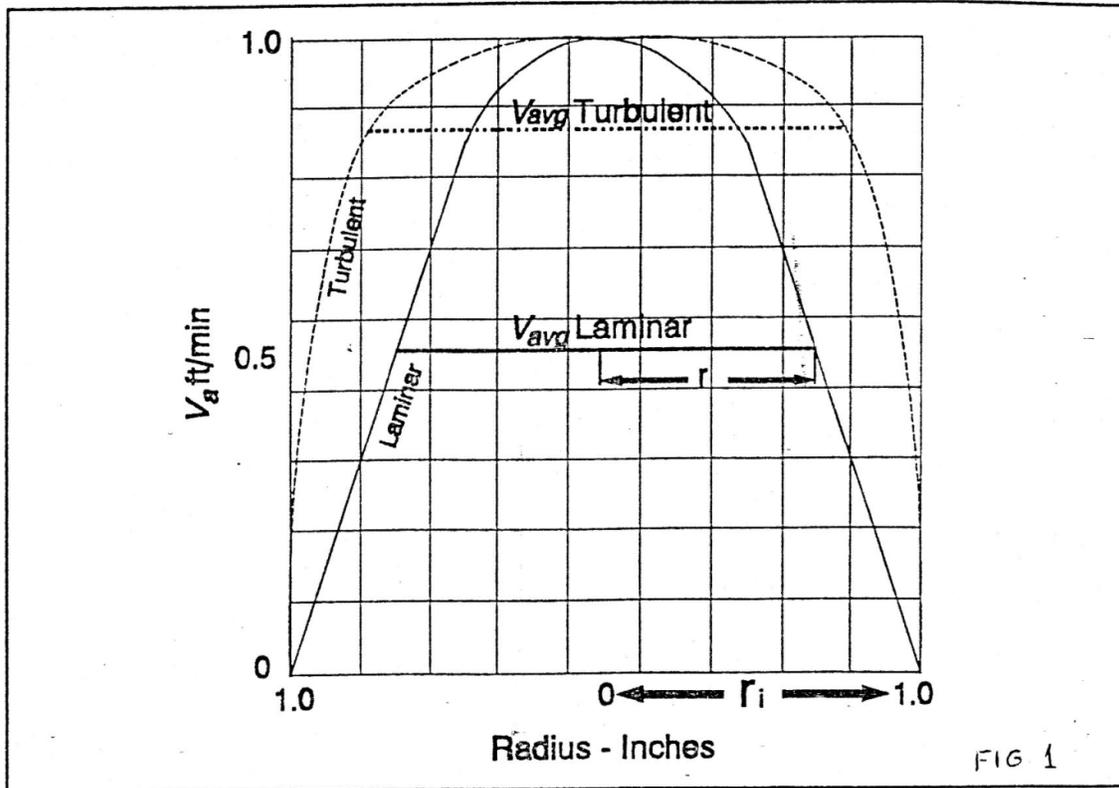


Figure 4.2.1
Velocity Distribution of Laminar and Turbulent Flow

La discusión hasta ahora ha sido solo atinente a flujos en cañerías sin la herramienta presente.

En PL, el flujo ocurre en el espacio anular entre las paredes del pozo y la herramienta, por lo que la máxima velocidad no ocurre en el centro del annulus, por lo que la relación de velocidades para el régimen de flujo laminar no será **0,5**, sino que se determinó que para herramientas y medidas típicas de caño, se encuentra entre **0,65** y **0,67**. Para flujos turbulentos, esta relación de velocidades ronda cerca de 0,88. En la zona de régimen de transición (N entre 2000 y 4000) la relación crece exponencialmente entre **0,65** y **0,88**.

En la práctica es aún más complicado, ya que intervienen otros factores como la distancia que existe desde los punzados al punto de medición. El fluido necesita de una cierta distancia para adoptar un flujo constante, la cual se denomina "longitud de transición". En este tramo la velocidad no sólo varía a lo largo del mismo, sino también en forma radial.

Cálculos de las tasas volumétricas de flujo:

Cuando el diámetro del pozo y la viscosidad del fluido no cambian a través de la zona de interés, resulta posible hacer una escala, de forma tal que las contribuciones individuales sean estimadas como porcentaje de la producción total. Estas condiciones generalmente resultan satisfechas para flujo monofásico (pozos inyectoros o productores con bajo GOR).

Se procede a trazar una línea de flujo cero, lo que se registra con el pozo cerrado y a la misma velocidad de cable con la que se realizará el perfil.

Divídase proporcionalmente la distancia entre el flujo cero y el flujo máximo en una escala de porcentaje.

Localizando las zonas de aporte, el flujo de cada una se determina multiplicando el flujo total por la variación del porcentaje que se le atribuye a dicha zona.

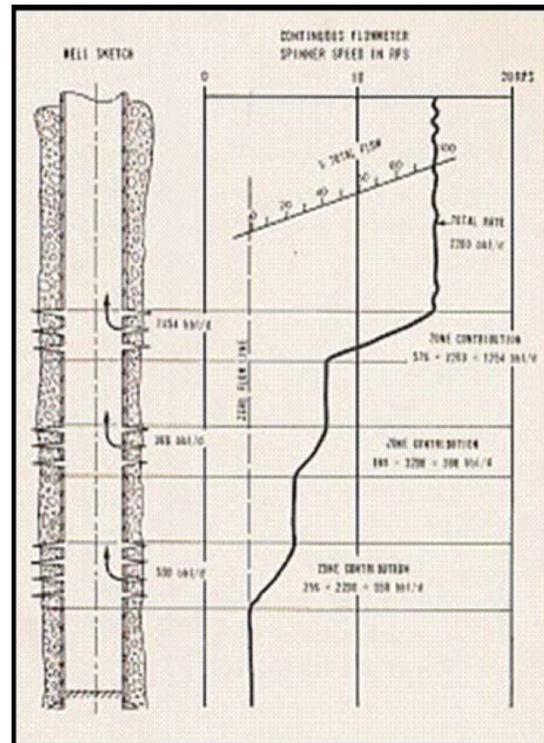


Fig. 4.2. Medidor de flujo continuo en flujo monofásico

Phase Holdups:

Por definición es el área fraccional que cada fase ocupa en la sección transversal del caño. La suma de las áreas individuales es igual a 1. Este es un parámetro crítico utilizado en la interpretación de perfiles de producción y es muy importante no confundirlo con los caudales relativos de cada fase.

El hecho de que la fase más liviana se mueva más rápido que la fase más pesada explica por qué la fase más liviana puede tener un volumen relativo más alto en el caudal, aun cuando ocupe un porcentaje menor en la sección transversal del caño.

La figura 6 muestra una sección de caño con área interna A, en la que fluye una mezcla de agua y petróleo.

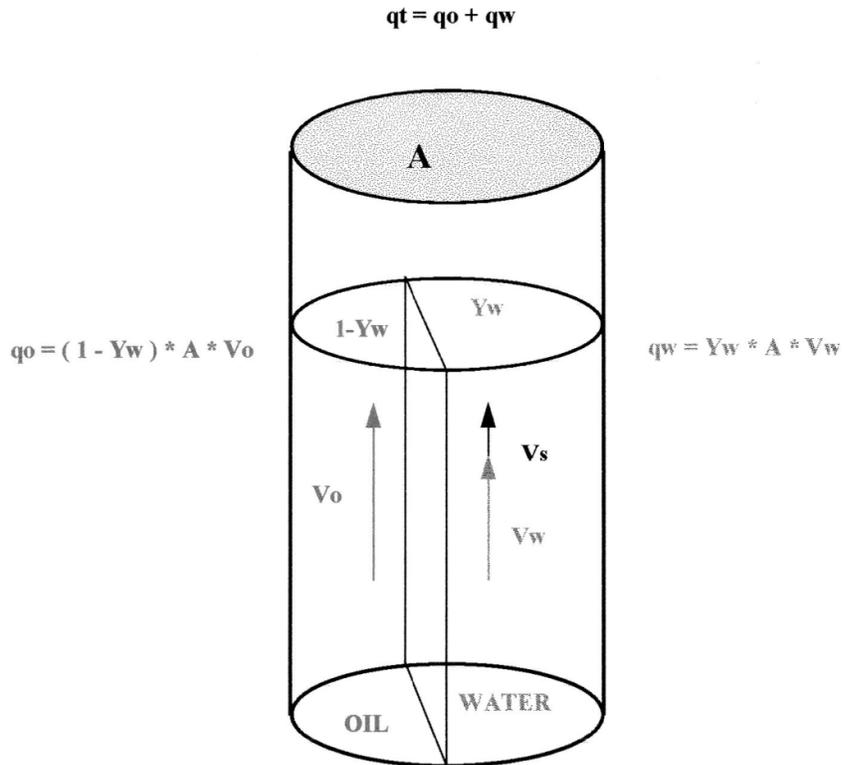


Fig. n° 6

Usando la FDT (Fluid Density Tool) para medir la densidad del fluido, podemos calcular el área del fluido más pesado como:

$$Y_h = \frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_h - \rho_l}$$

ρ_m = densidad de la fase medida

ρ_l = densidad de la fase liviana

ρ_h = densidad de la fase pesada

Si q_o es el caudal de petróleo, q_w el caudal de agua y Y_w el área fraccional del agua, podemos escribir:

$$q_w = Y_w * A * V_w$$

$$q_o = (1 - Y_w) * A * V_o$$

$$q_t = q_o + q_w$$

Combinando estas ecuaciones:

$$Y_h = \frac{-(q_t - A * V_s) \pm \sqrt{(q_t - A * V_s)^2 - 4(q_w * A * V_s)}}{2(A * V_s)}$$

De esto resulta que Y_h es una función cuadrática del corte de agua.

A modo de ejemplo, la figura 4.5.2 podemos ver que para un corte de agua de 50% y un caudal bruto de 32m³/día (200B/D), para una cañería de ID=6", el área fraccional ocupada por el agua es de 90% aproximadamente.

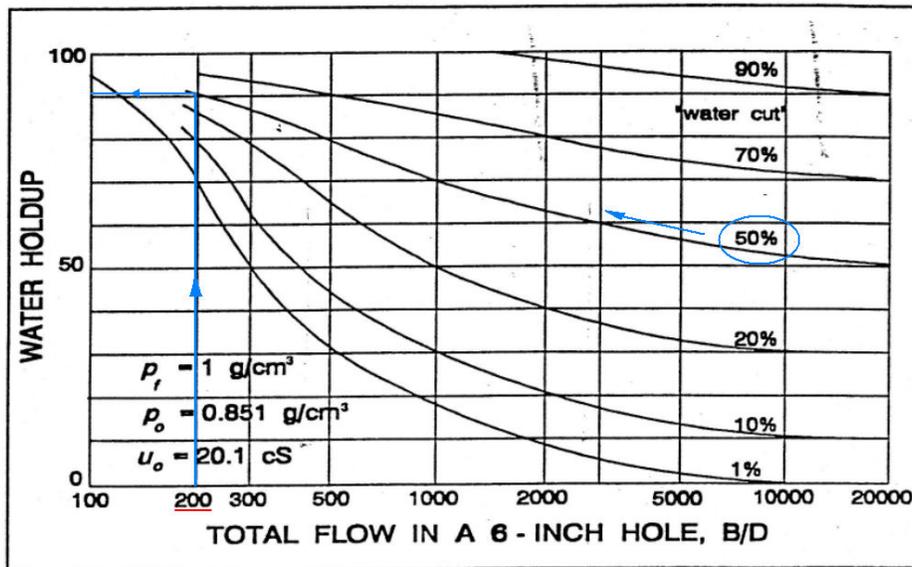


Figure 4.5.2

HERRAMIENTA DE IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS

Se pueden clasificar en dos grupos generales:

- I. Herramientas de densidad (Rayos Gamma; Presiones diferenciales)
- II. Herramientas de capacitancia

I) *Herramientas de Densidad (FDT):* Dispositivos de absorción de RG

Las herramientas de medición de densidad de fluidos están provistas de un medidor de densidad de electrones de los materiales, el cual es usado para determinar la densidad del lodo (g/cm³).

Este sensor consiste de un detector de rayos gamma y una fuente de Cesio 137 de 17 millicuries (fig. 2.4.1)

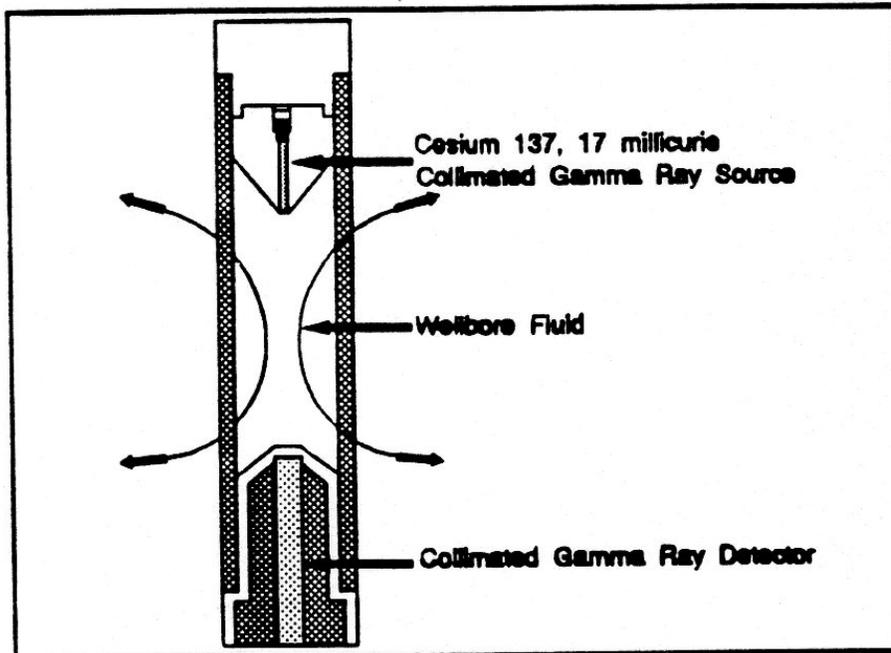


Figure 2.4.1
Fluid Density Tool

La fuente y el detector están montados en extremos opuestos de una caja abierta, la cual se encarga que el fluido del pozo fluya entre la fuente (la cual se encuentra dirigida hacia el detector) y el detector. Tanto la fuente como el detector están protegidos, de modo tal que no se desvíen los rayos gamma de la fuente ni se absorban otros rayos gamma provenientes de las formaciones.

El rango de medición de densidad de la mayoría de las herramientas de densidad es de cero a $1,5 \text{ g/cm}^3$. La precisión es de $0,02 \text{ g/cm}^3$ y bajo temperaturas inferiores a los $250 \text{ }^\circ\text{F}$.

Realizando mediciones estacionarias, se puede llegar a una exactitud de $0,01 \text{ g/cm}^3$.

Esta herramienta es excelente para aplicaciones en ambientes de gas-agua, donde la diferencia de densidades de las fases es superior a $0,90 \text{ g/cm}^3$.

La diferencia entre las densidades del petróleo y del agua es mucho menor, del orden de $0,1$ a $0,3 \text{ g/cm}^3$. En estos ambientes, la precisión en la Phase Holdup es sustancialmente reducida, pero aún puede usarse de forma cualitativa para la detección del oil.

Versiones más recientes de herramientas cuentan tasas con el uso de detectores más grandes que han mejorado la resolución de la herramienta y reduce las fluctuaciones.

Esta herramienta de densidad opera bajo principios similares a la de herramienta de Densidad Open Hole. La fuente de Cesio emite RG de alta energía ($0,662 \text{ MeV}$) hacia el detector, donde los RG chocan con los átomos de fluido del pozo. El efecto Compton es la

interacción determinante para este tipo de RG, y el número de RG absorbidos es exponencialmente proporcional a la densidad de electrones del fluido. Para un sistema de un solo detector, la tasa de cuentas en el detector se puede expresar como:

$$C = I_o e^{-ux\rho_e}$$

$C =$ *cuenta de tasa final*

$I_o =$ *tasa inicial en la fuente = cte*

$u =$ *coeficiente de absorción de RG*

$x =$ *espacio entre fuente y detector*

$\rho_e =$ *densidad de electrones*

Como en el caso de la aplicación de la mayoría de las formaciones, asumiendo un valor de 2(Z/A) equivalente a 1, podemos sustituir la densidad del fluido ρ_{fl} por ρ_e , entonces:

$$C = I_o e^{-ux\rho_{fl}}$$

Aplicando el logaritmo natural en ambos lados de la ecuación y siendo que u es aproximadamente constante para el efecto Compton para una fuente constante de energía:

$$\ln C = \ln I_o - ux\rho_{fl}$$

Por lo que

$$\rho_{fl} = \frac{1}{ux} \ln I_o - \frac{1}{ux} \ln C$$

Ya que I_o , u y x son constantes, podemos graficar el perfil **Cuentas vs Densidad de Fluido** y obtener una línea recta en una grafica Semi-logarítmica:

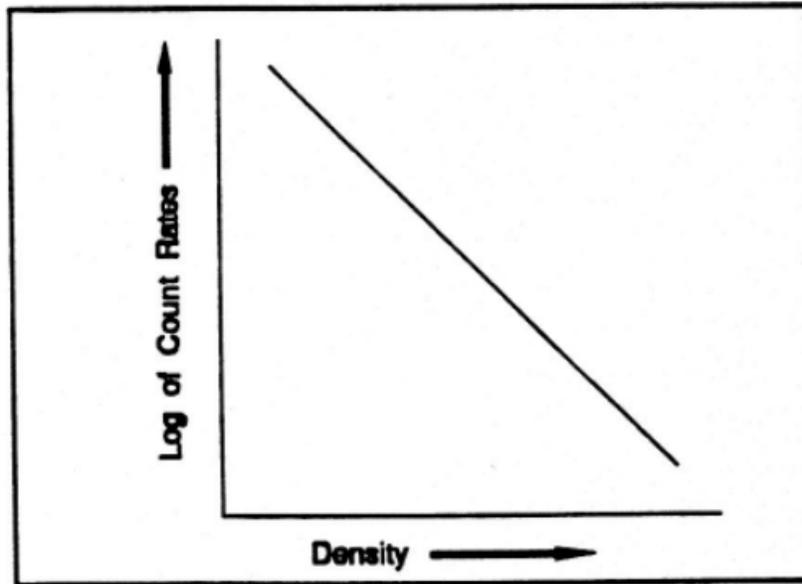


Figure 2.4.2
Log of Count Rates versus ρ_f

La medición de la densidad del fluido se usa para determinar la existencia de un fluido en la interpretación de flujo multifase. También puede usarse para estimar presiones a cierta profundidad:

$$psia = 0,433 \frac{P_{mixture}}{1,0 \left(\frac{g}{cm^3}\right)} * Prof$$

Donde 0,433 es el gradiente de presión.

II) Herramientas de presión

Existen muchos instrumentos de medición de presión que pueden agruparse en 2 categorías generales: medidores de Presión Absoluta y Medidores de Presión Diferencial.

Los instrumentos de medición de presiones absolutas (manómetros), utilizan un transductor que mide el gradiente de presión en el pozo que refleja el cambio del fluido.

Normalmente los manómetros utilizan indicadores de cuarzo de alta precisión y hacen mediciones estacionarias, modo en el cual pueden proveer de presiones de Build-Up (recuperaciones de presiones luego de una fluencia), o el pozo puede ser producido con diferentes orificios para un SRT (Step Rate Test, ensayo de presión).

Las herramientas convencionales de presión pueden contar con medidores de tensión o de cuarzo. Si los perfiles son continuos, los primeros son los preferidos, ya que los de cuarzo son sensibles al movimiento.

Las herramientas de Presión Diferencial utilizan dos detectores separados una distancia fija y un transductor para medir las presiones diferenciales sobre dicha distancia. De esta diferencia de presión, se puede calcular la densidad del fluido, asumiendo que la columna de fluido es la única causa de la diferencia de presiones.

En pequeñas áreas transversales, donde el flujo es restringido, una pequeña componente del gradiente de Presión debe usarse para corregir las mediciones.

En pozos verticales, las presiones diferenciales medidas pueden ser directamente convertidas en un gradiente de presión, el que es convertido en Densidad de fluido expresada en (g/cm³)

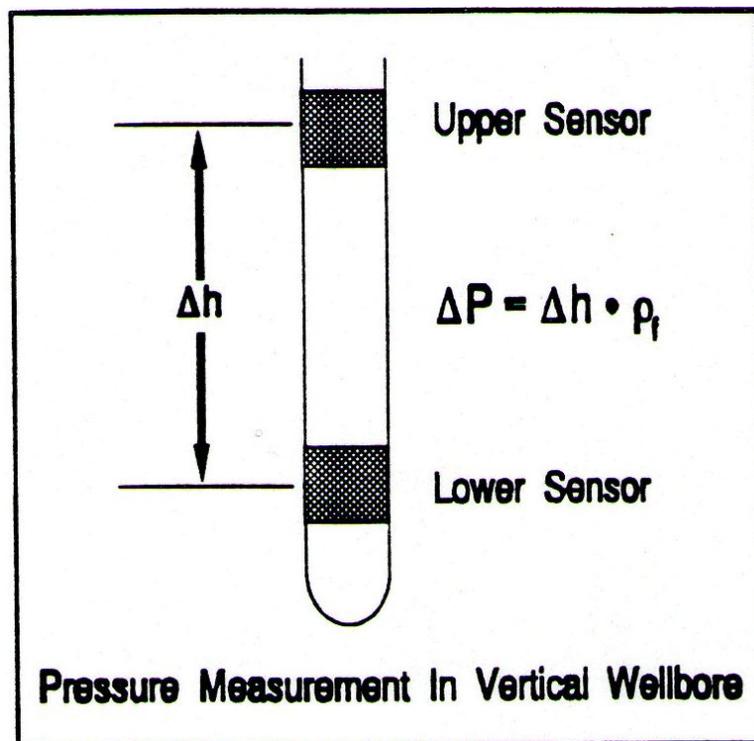


Figure 2.4.1
Pressure differential device in vertical well

En pozos desviados, las presiones diferenciales medidas deben ser multiplicadas por un factor de corrección igual al coseno del ángulo de desviación del pozo.

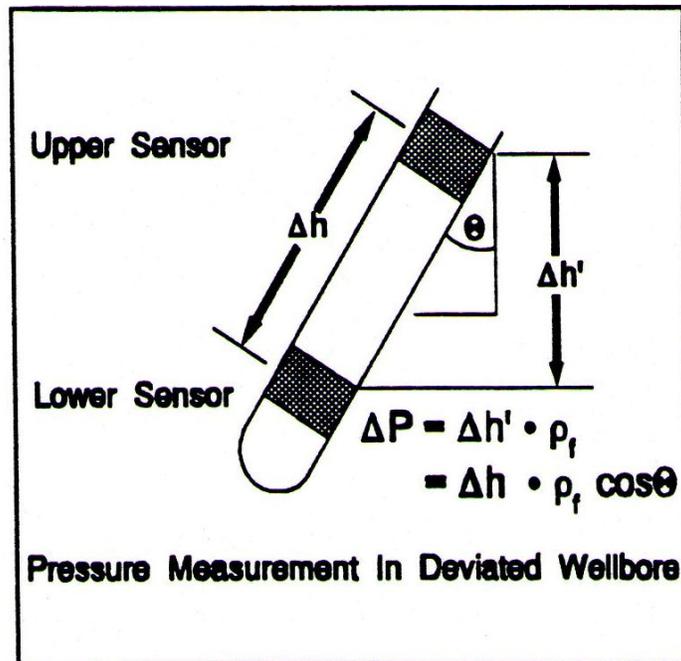


Figure 2.4.2
Pressure Differential Device in Deviated Well

Ambas herramientas, medición de presión y absorción de RG, poseen dificultades en la distinción de agua y petróleo. Con densidades del orden de 1 g/cm^3 para el agua y $0,8 \text{ g/cm}^3$ para el petróleo, la caída de presión y las tasas de cuenta son pequeñas. Para una mejor identificación de estos fluidos por separado, se desarrolló el perfil de capacitancia.

III) Herramientas de capacitancia de fluidos

Llamado Hydro (Hydrometer), es una herramienta de capacitancia diseñada para el propósito directo de medir el Water Holdup en un ambiente multifásico.

Su principal aplicación es distinguir agua de hidrocarburos, basándose en la disparidad dieléctrica del agua, petróleo y el gas.

Su efectividad ha sido probada en un rango limitado de cortes de agua, generalmente menores del 50%.

El transductor del Hydro consiste en un delgado cilindro metálico alojado en una funda protectora, asimilando uno de los lados de un capacitor cilíndrico, y la camisa exterior de acero inoxidable de la herramienta como si fuera el lado externo de la placa.

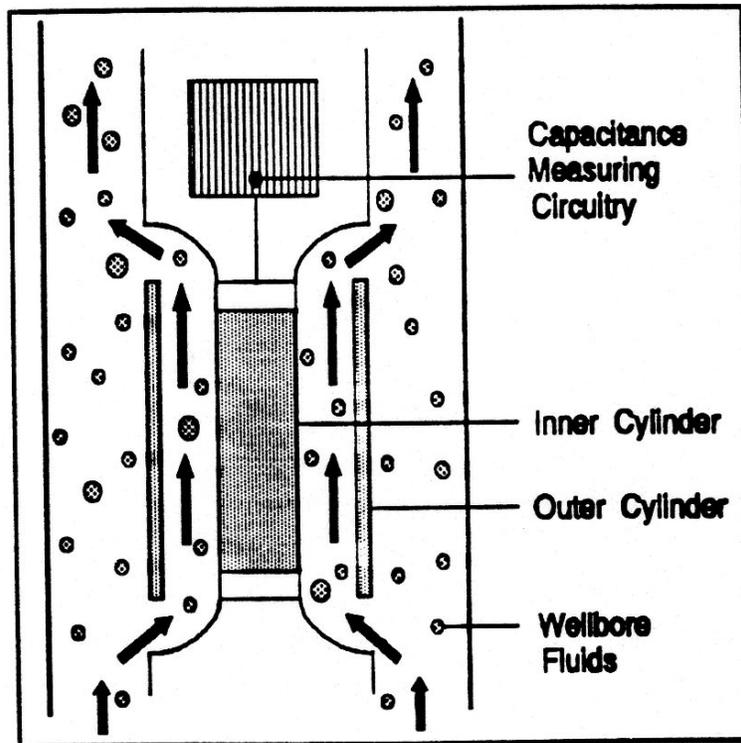


Figure 2.4.3
Fluid Capacitance Tool

La sección del detector esta especialmente diseñada para mantener un área total de 4cm^2 en las entradas y salidas de fluido y también a lo largo del área transversal del detector.

Este diseño se usa para permitir a los fluidos del pozo fluir a través de estos puertos y del detector, sin crear turbulencia artificial o cambios de fase de los fluidos en el interior de la herramienta.

El delgado cilindro metálico es conectado a un circuito oscilador dentro de la herramienta. Como por el área de medición pasan fluidos con distintas constantes dieléctricas, la capacitancia de la sonda cambia con un subsecuente cambio en la frecuencia de salida del circuito. Esta frecuencia de salida de la herramienta se ve en el perfil y los cambios de las capacitancias de los fluidos del pozo.

Este perfil de frecuencia es usado en conjunto con un grafico de calibración para que la herramienta determine los holdups de los fluidos.

El Hydro opera con principios similares a los de los capacitores eléctricos, en donde un cambio en la corriente del dieléctrico cambiará las características del capacitor.

Hay prácticamente un único valor de corriente dieléctrica para cada fluido que pueda encontrarse en un pozo. La respuesta es sensible a la presencia y cantidad de agua en el flujo de fluidos por la considerable diferencia entre las corrientes dieléctricas y los hidrocarburos.

MATERIAL	RELATIVE DIELECTRIC CONSTANT (at 20°C)
AIR	1-2
FRESH WATER	80
OIL	2-4
CARBONATES	7-11
SANDSTONES	4-6

Table 2.4.1

La corriente dieléctrica es una propiedad del material que mide la inhabilidad de pasar el flujo de electrones a su través. También podemos decir que mide la capacidad de un material de almacenar energía cuando un campo eléctrico se le es aplicado.

La capacitancia del Hydro puede escribirse como

$$C^* = \frac{2 * E_o * E_d * L}{\ln \frac{r_1}{r_2}}$$

Donde:

- ***C = capacitancia de un capacitor cilíndrico***
- ***Eo= permitividad del vacio***
- ***Ed= permitividad relativa del espacio vacio***
- ***R1= diámetro interior del dieléctrico***
- ***R2= diámetro exterior del dieléctrico***
- ***L= longitud del material dieléctrico***

Como se da que

$$\frac{2 * E_o * L}{\ln \frac{r_1}{r_2}} = cte$$

Podemos decir que

$$C^* = fn(E_d)$$

Estas herramientas fueron diseñadas para obtener una mejor distinción entre agua y petróleo en un flujo multifásico.

La frecuente pequeña diferencia en las densidades de las fases entre el agua y el petróleo limitan la aplicación de las herramientas de densidad de estos ambientes, especialmente cuando el heavy oil es producido.

Las primeras aplicaciones de este tipo de herramientas eran en el rango completo de water-oil holdups y para entregar una lectura directa del water holdup.

Muchos años de laboratorio con experimentos en emulsiones, y años de estudios de perfiles de campo resultaron en un mejor entendimiento de sus aplicaciones y limitaciones.

Estos estudios inicialmente apuntaban al uso del presente diseño indicando una limitación para aplicaciones donde el petróleo formaba una fase continua, o externa, a la mezcla de fluidos.

Estas herramientas son calibradas en un tanque presurizado para agua y aire, en el rango de temperaturas de la herramienta.

Debido al diseño de la sonda, cada Hydro posee una pequeña diferencia en la respuesta en aire y agua con respecto a la temperatura, por lo que se deben hacer diferentes cartas de calibración para cada herramienta.

Nótese que el Hydrometer no es preferentemente elegido en ambientes gas-agua. Las respuestas en estos ambientes suelen ser erráticas e inestables. Lo que sucederá cuando el tamaño de la burbuja de gas sea mayor que las bocas de entrada de la sonda.

Las burbujas de gas periódicamente ocuparan toda la cámara de la sonda por un "Holdup ocasional" hasta que sea desplazada por agua. El resultado es, con frecuencia amplias variaciones entre 100% gas y 100% agua, según la fase que ocupe la cámara de la sonda.

Desafortunadamente, se da que en las zonas más profundas del pozo existen condiciones de flujo que se alejan del ideal (fluidos estatificados), siendo estas mezclas emulsiones que pueden alterar drásticamente las características dieléctricas del fluido. Una emulsión puede ser interpretada como un petróleo coexistiendo con agua en una aparente mezcla homogénea, pero en realidad se trata de una fase continua y una dispersa.

El estado de emulsión de un fluido tiene efectos dramáticos en sus características eléctricas. Existen varios fenómenos que pueden afectar la corriente dieléctrica aparente de una emulsión. Un efecto crítico para el diseño del Hydrometer es el estado de emulsión y si este posee como fase continua uno u otro fluido.

La fase continua es la que más influye en la conductividad de la mezcla. Se ha determinado que la magnitud de la conductividad esta inversamente relacionada a la frecuencia de excitación extrema. También se ha determinado que la permitividad real esta "enmascarada" por el termino de conductividad dominante en mezclas de fase continua acuosa para las herramientas de corriente de baja frecuencia.

El significado de esto es que para las mezclas de agua y petróleo, la herramienta será útil cuando el petróleo sea la fase continua.

La predicción de la condición de emulsión en el FDP es muy difícil debido a la complejidad del estado de emulsión. El conocimiento de los caudales de agua y petróleo es útil, pero con frecuencia no suficiente.

HERRAMIENTAS DE TEMPERATURA

- Operación:

Los perfiles de temperatura utilizan una sonda sensible a la temperatura que va encerrada dentro de una jaula metálica, por lo que sus aberturas permiten el contacto directo con el fluido del pozo, permitiendo una precisa medición de la temperatura y detecta rápidamente los cambios de temperatura en el fluido.

La sonda consiste en un instrumento de resistividad térmica, que o es más que un resistor variable sensible al calor, constituido por un platino enrollado. Este posee una resistencia normal de 1000 ohm.m, la que cambia de acuerdo varíe la temperatura. Este cambio se refleja como una variación de frecuencia, la cual es detectada y convertida a temperatura en superficie. Los instrumentos de medición no son muy precisos, poseen una exactitud de $\pm 5^{\circ}\text{F}$.

Esta sonda puede correrse sola o combinada.

Los perfiles de T son corridos mientras se baja en el pozo, de manera que se mida T en los fluidos del pozo antes de que sean perturbados por la corrida del perfil.

Muchas pasadas son necesarias para obtener suficientes datos para evaluar las condiciones del CSG y las características de la Formación.

A menudo las mediciones de T son corridas en condiciones estáticas y luego de diferentes periodos de tiempo luego del cierre de producción.

- Fundamentos:

La temperatura en formaciones vírgenes aumenta con la profundidad, según el gradiente geotérmico, el cual está cerca de $1\text{-}2^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$.

Según el tipo de estrato, el gradiente geotérmico variará de acuerdo con la conductividad térmica de las rocas y muchos otros factores.

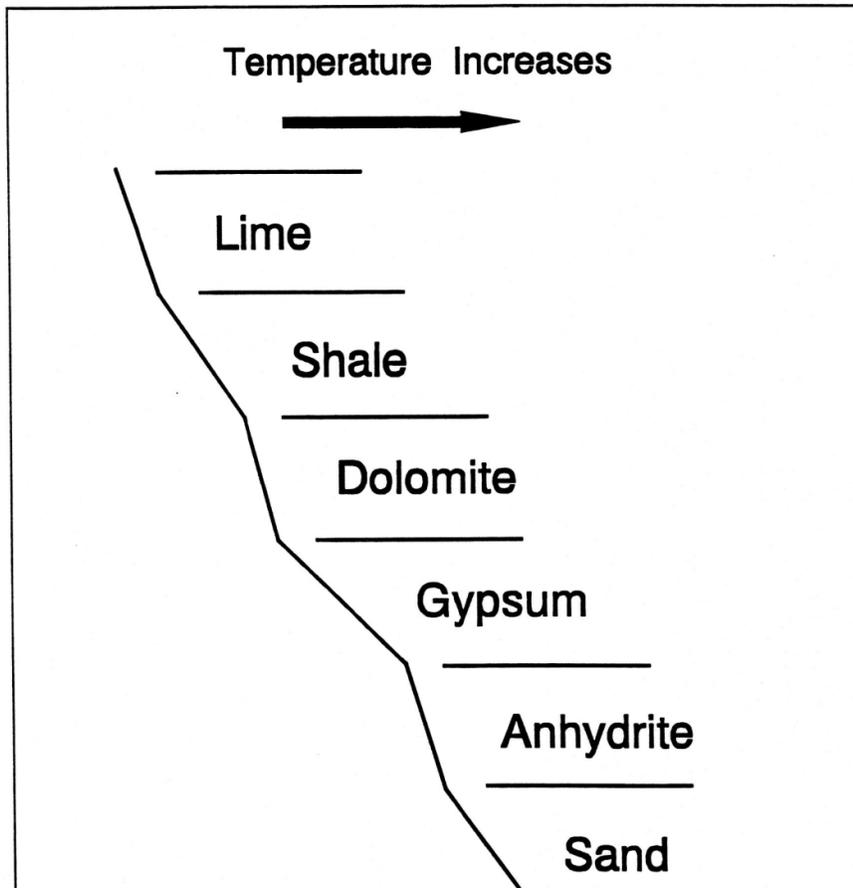


Figure 2.2.1
Example Log #1

Ejemplos de perfiles de temperatura

Los perfiles de T tienen un rol importante y bien definido. Hay numerosos problemas de producción en los cuales no se han encontrado las soluciones de alguna otra forma.

La temperatura leída por la sonda es afectada por muchos factores, los que deben ser examinados a la hora de elegir el tiempo de correr el perfil.

Materiales con altas conductividades térmicas mostraran un bajo gradiente geotérmico en el perfil.

Cuando un pozo es perforado, la circulación del lodo afecta las distribuciones normales de T, disminuyendo en la parte más baja y aumentando mientras más nos acercamos la superficie.

Los cambios de T introducidos a las formaciones serán efectos superficiales ya que la perforación tiene dimensiones despreciables con respecto a las formaciones circundantes, y el calor intercambiado es debido casi en su totalidad por conducción térmica.

Cuando la circulación de fluidos es detenida, será necesario un tiempo para recuperar las T normales de las formaciones.

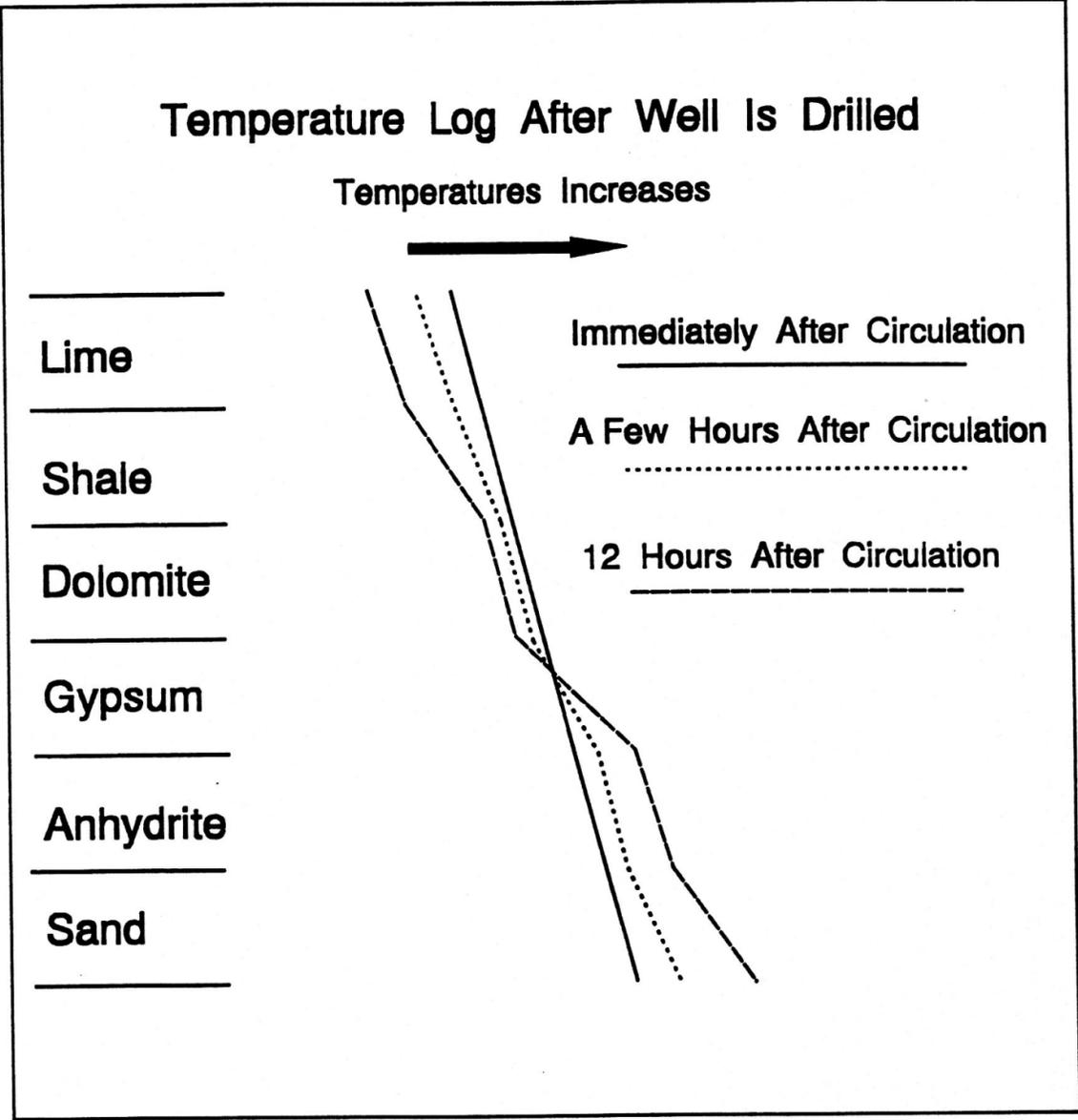


Figure 2.2.2
Example Log #2

La producción de gas es uno de los factores que alteran los perfiles normales de T. Debido a las caídas de presión que suceden en el recorrido del gas desde la Formación al pozo y a través de este, hay un efecto de enfriamiento que se ve principalmente en la zona de producción del gas (debido a que allí suele ser la mayor caída de presión). Mientras el gas más sube en el pozo, más caliente estará respecto a las formaciones más someras, por lo

que irá perdiendo calor hasta que llegue un punto en el cual la tasa de pérdida de calor es constante. A partir de este punto, el perfil del pozo en producción y el perfil a pozo cerrado serán paralelos.

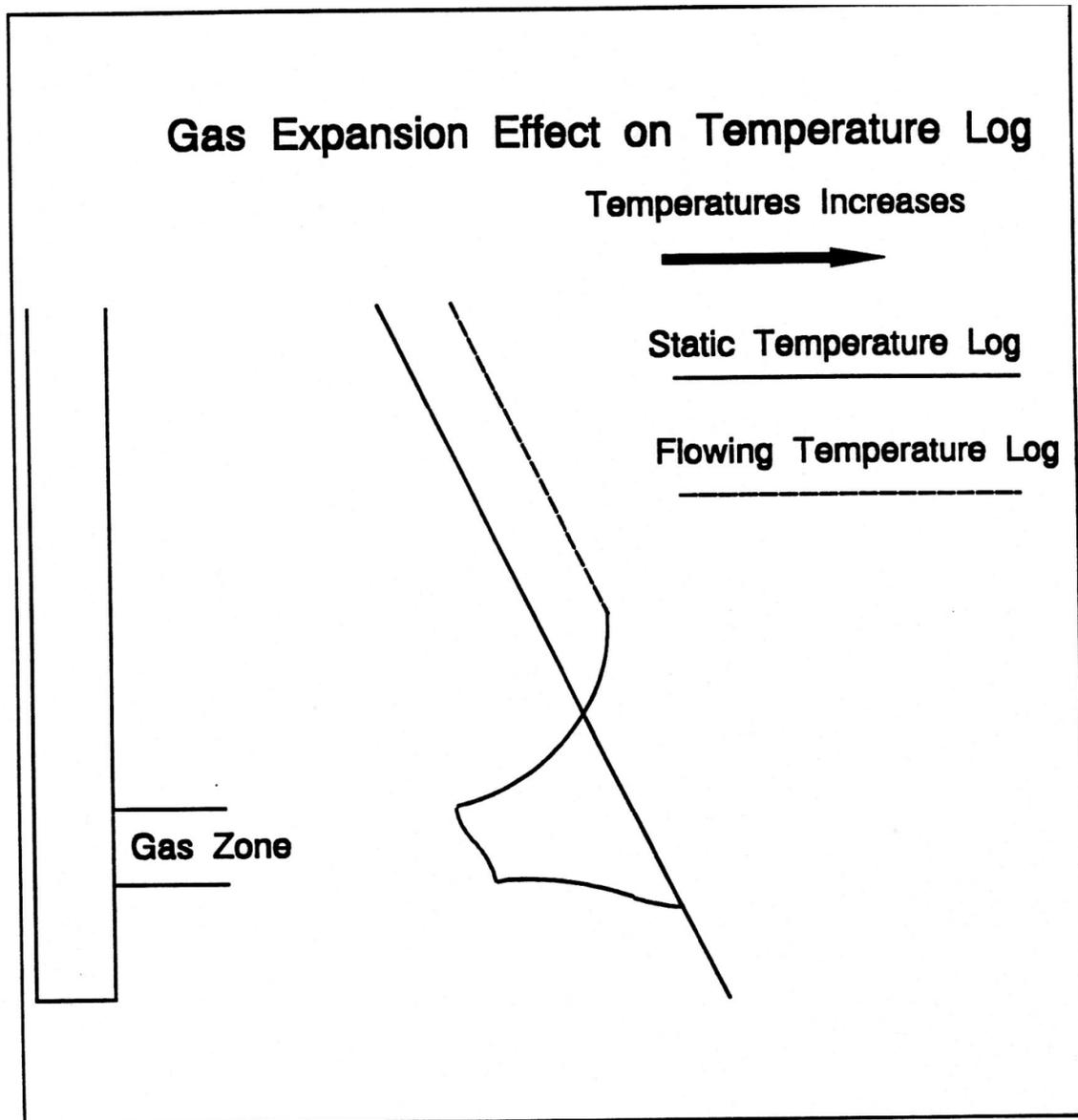


Figure 2.2.3
Example Log #3

Si el pozo ha sido cerrado luego de pocas horas de producción, la temperatura retomará rápidamente su valor normal en todo el pozo, exceptuando en la zona de producción de gas.

Desde que la presión cae permitiendo la expansión de gas el enfriamiento se expande cierta distancia, por lo que tomara mas tiempo a la T de esas zonas regresar a su valor normal.

La producción de petróleo puede tener dos efectos dependiendo de que si la presión de fondo de pozo esta por encima o por debajo del punto de burbuja. Todo el petróleo

producido contiene gas en solución desde valores cercanos al cero (petróleo muerto) hasta miles de pies cúbicos por barril.

Donde sea que la presión caiga por debajo del punto de burbuja, el gas comenzara a segregarse. Por consiguiente, aparecerá un efecto de enfriamiento. (fig. 2.2.4.A)

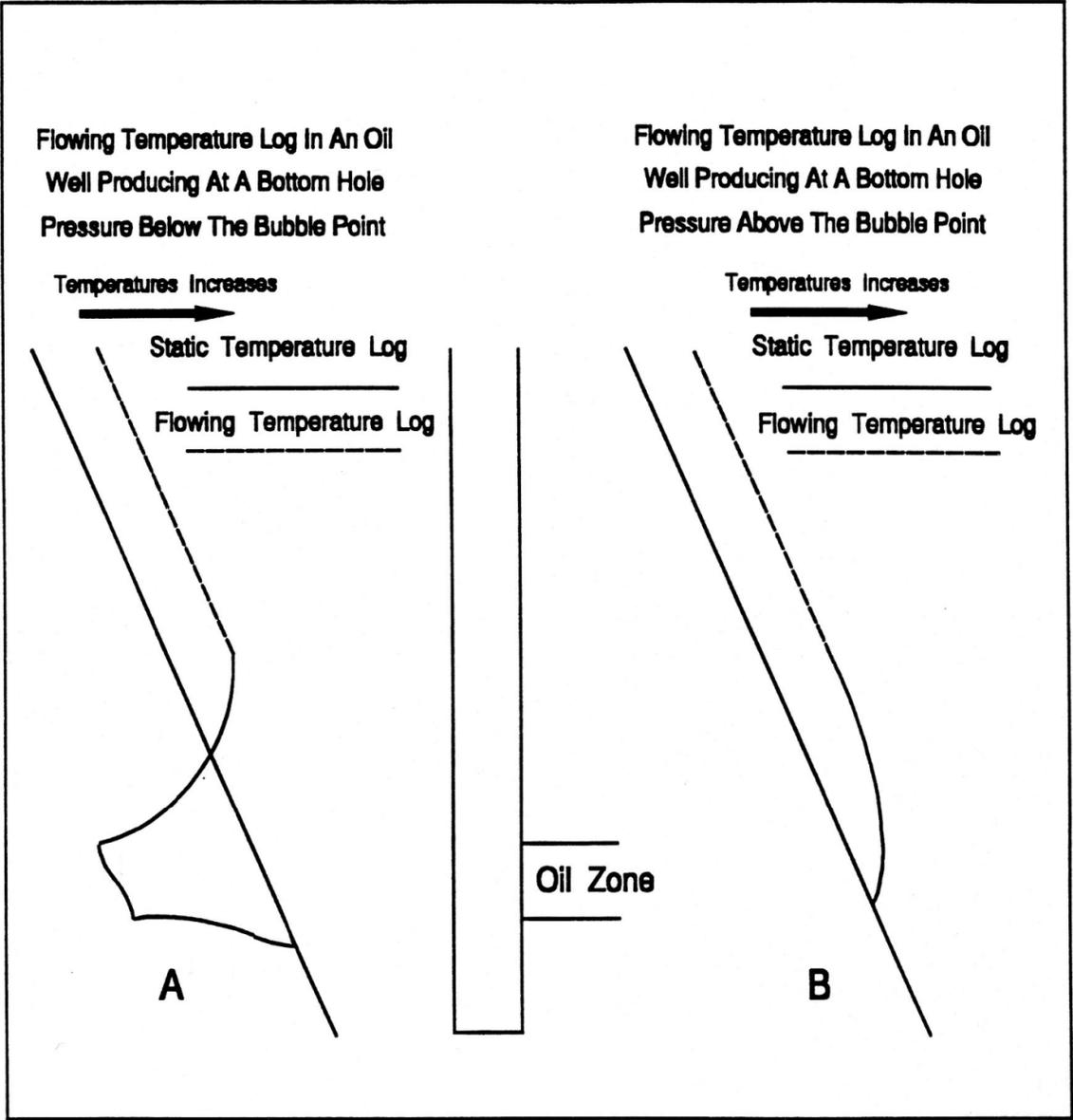


Figure 2.2.4
Example Log #4

En la figura 2.2.4.B se muestran las condiciones donde la presión de fondo de pozo está por encima del punto de burbuja (BP). Mientras el fluido se mueve hacia arriba en el pozo, estará a una mayor T que las formaciones circundantes, por lo que cederá calor. La razón de pérdida de calor se tornará constante en algún punto Up-Hole, resultando en un gradiente

térmico constante y paralelo al perfil a pozo cerrado y condiciones estables. En estas circunstancias no habrá diferencia entre petróleo y agua producidas en la misma zona.

La inyección de fluidos calientes (agua, petróleo, ácido o gas) dentro de un pozo distorsionará la distribución normal de T. Figura 2.2.5.A

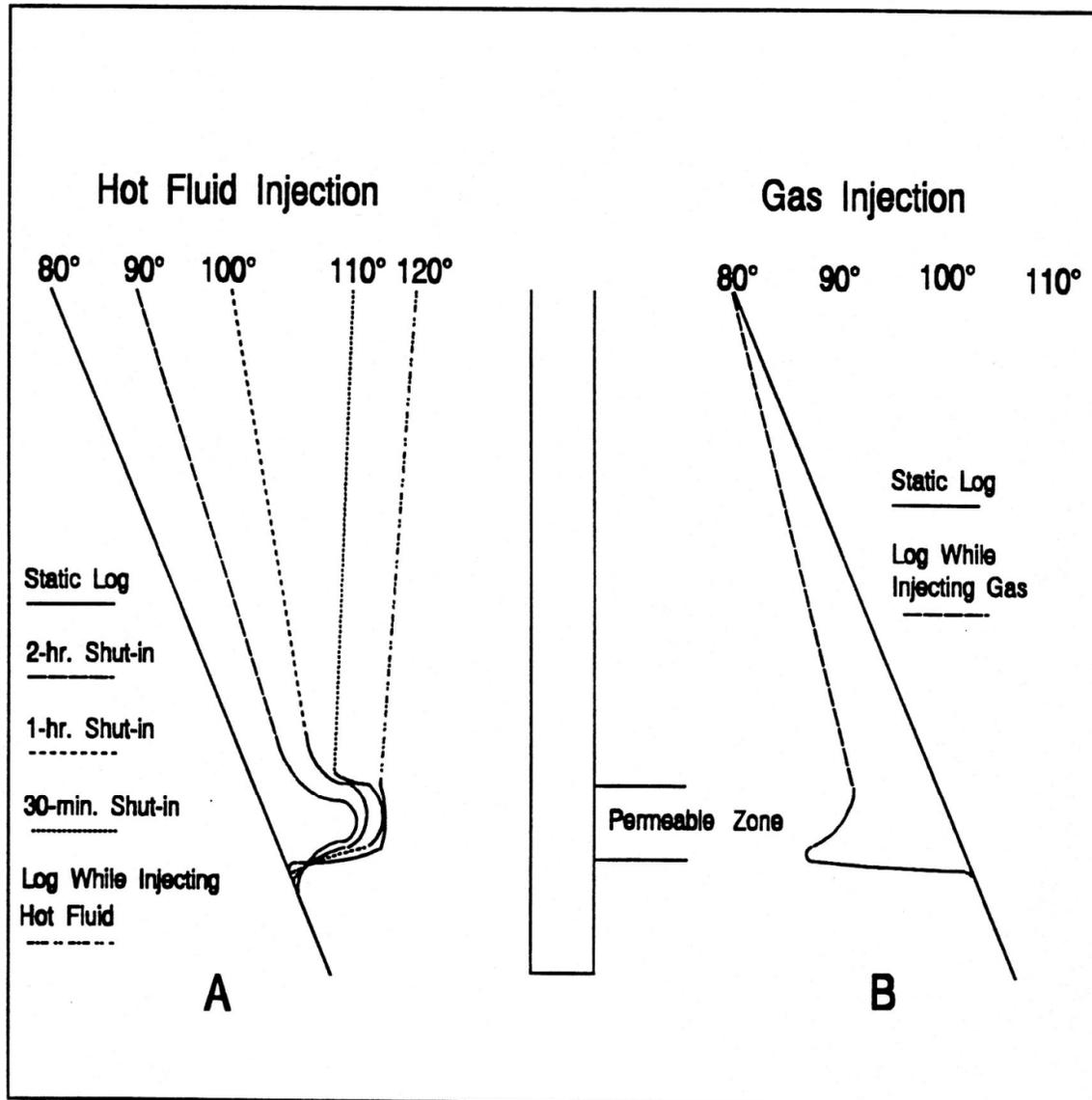


Figure 2.2.5
 Example Log #5

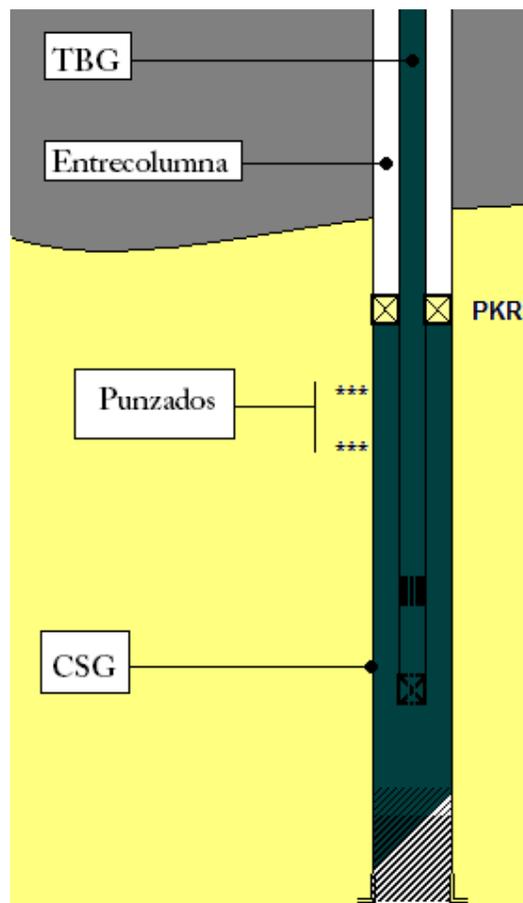
Mientras el fluido se mueve hacia abajo, el pozo se calentará superficialmente (como ya lo hemos dicho anteriormente), mientras que el fluido no haya ingresado en las formaciones. La sección en la que el fluido caliente fluye pozo abajo, sin penetrar en ella, se enfriará pronto una vez terminada la inyección, mientras que en la zona permeable donde haya ingresado el tiempo de recuperación de la temperatura normal será considerablemente mayor.

Generalmente, cualquier gas inyectado en un pozo estará a una temperatura menor que la normal de la formación. La mayor caída de presión será en los punzados o en la sandface de la formación en la que penetre, por consiguiente, habrá un enfriamiento localizado que se verá en el perfil de T. (Fig. 2.2.5.B)

EQUIPAMIENTO FÍSICO EN EL POZO

❖ PKR

Los packers se utilizan para aislar el anillo que se encuentra entre el CSG y el TBG y la cámara que queda por debajo de esta (CSG).



Por encima del packer habrá menor intercambio que por debajo de este. Esto se debe a que en el primer caso se encuentra el espacio anular (o entrecolumna), el que posee fluidos con menor conductividad térmica que la que existe entre el CSG y la Formación (segundo caso).

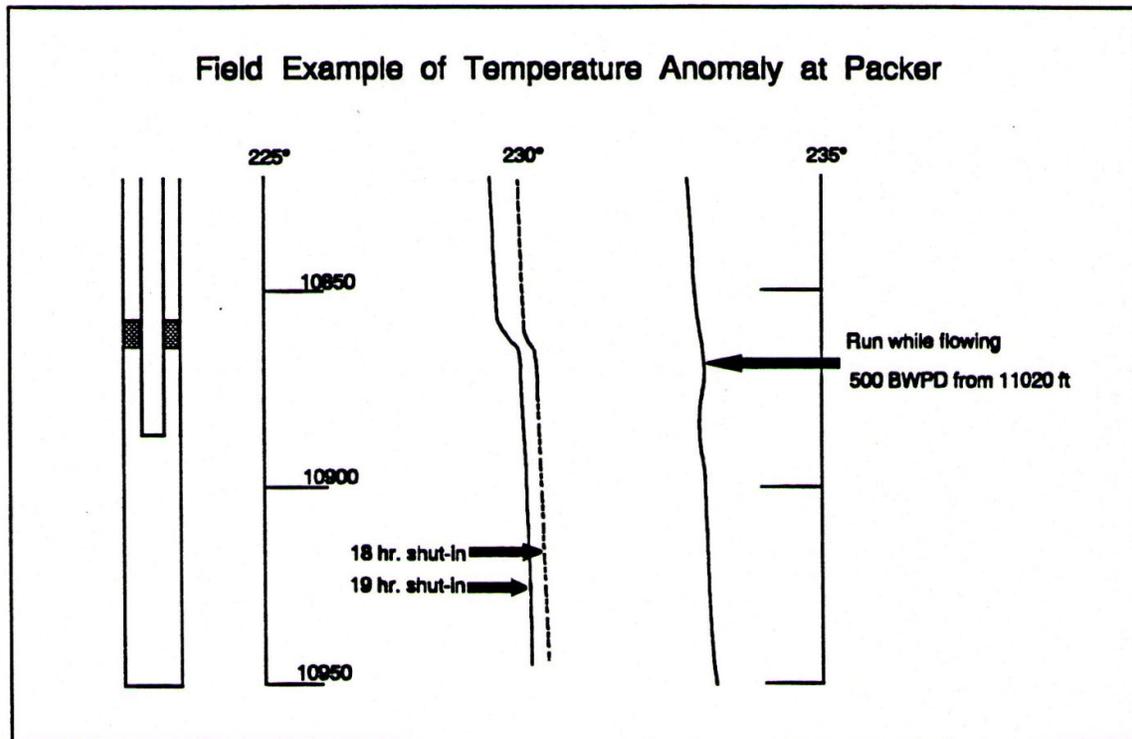


Figure 2.2.6
Example Log #6

En esta imagen se ve un ejemplo de perfil de campo, en el cual ha fluido agua a un caudal de 500BPD y luego ha sido cerrado. Los perfiles luego de 18 y 19 horas del cierre muestran ambos el mayor calentamiento y mayor retraso en el retorno a la T normal por debajo del PKR. La inyección de fluidos fríos resultara en un anormal enfriamiento por debajo del PKR y puede malinterpretarse como una zona de inyección, especialmente en la curva de T diferencial.

Los fluidos en la entrecolumna pueden hacer una diferencia, ya que existen diferencias considerables en las conductividades térmicas del agua, petróleo y gas.

Puede que exista mayor intercambio de calor cuando hay agua en el espacio anular por encima del pkr que en los otros casos. Por consiguiente la sección de la entrecolumna en donde hay agua tardara más tiempo para retornar a la T normal luego del cierre.

❖ CSG

Ya que el acero posee una conductividad relativa de 110, comparada con la del agua 1,2, 0,7 para el cemento y de 3 a 13 para la mayoría de las formaciones, el flujo vertical de calor ocurrirá a lo largo del CSG donde sea que exista una diferencia de T. Este flujo de calor disminuirá las anomalías de T.

❖ Canalizaciones de agua o petróleo

Se observa una canalización de agua desde debajo de los punzados, cuya presión de fluencia está por encima del punto de burbuja. Si se corriera un perfil con el pozo cerrado, se debería hacer luego de un largo periodo de cierre, de al menos 24hs. Si luego el pozo es producido por unas horas y se procede a correr el perfil de T, debería aparecer lo que se muestra en la siguiente figura:

WATER OR OIL CHANNELING

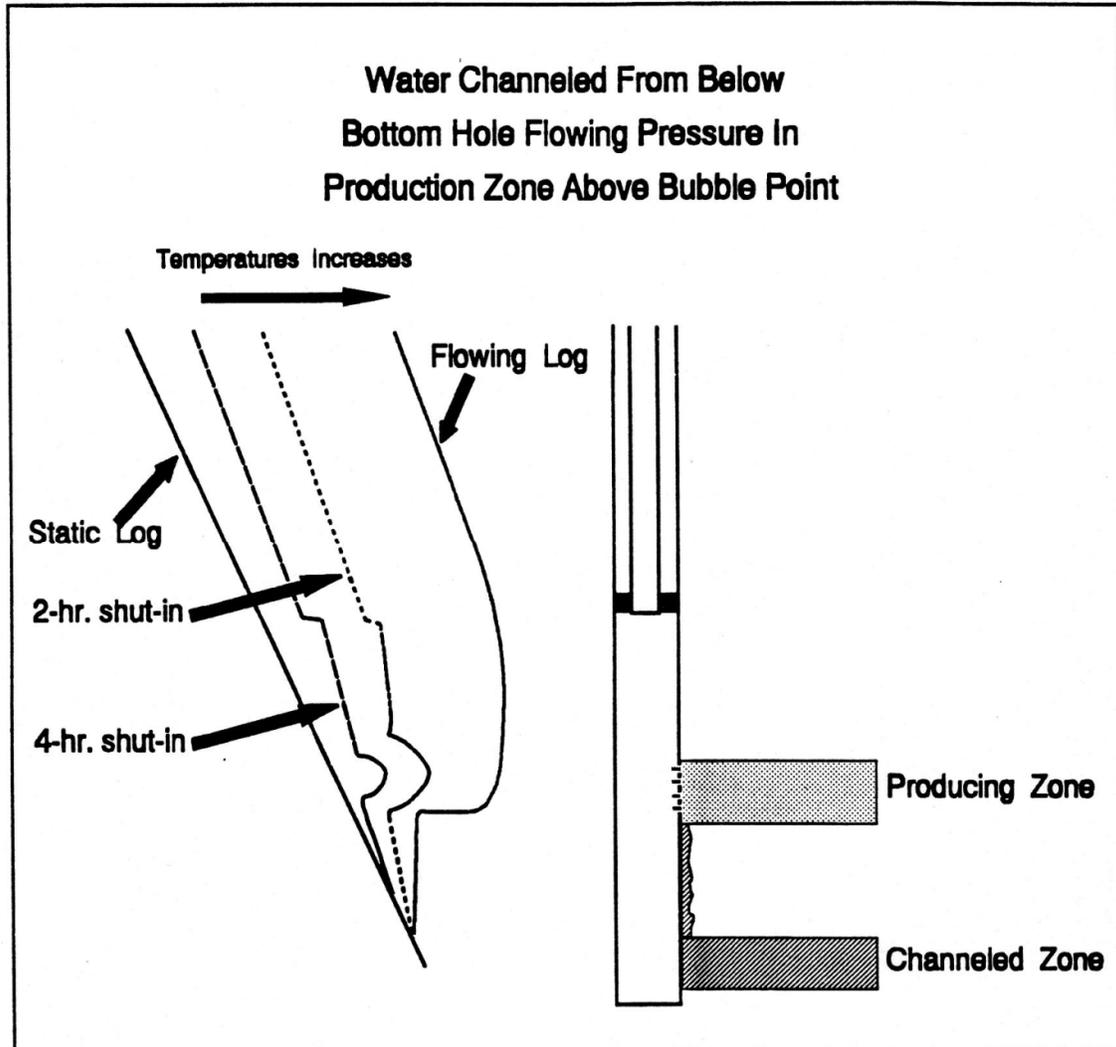


Figure 2.2.7
Example Log #7

El agua en el canal puede calentar el fluido del pozo un pequeño delta T, debido a que el área de la canalización es pequeña. En cambio una entrada de agua en los punzados y que llega a la herramienta de perfilaje provocará un gran cambio de T.

Durante el ascenso de los fluidos, a lo largo del pozo, se ira enfriando y eventualmente asumirá un gradiente constante. Si el pozo es cerrado luego de unas pocas horas de fluencia, las temperaturas deberían normalizarse como se muestra.

En perfil se ha diagramado como si la canalización de agua proviniese de la mitad inferior de la zona de producción. Si la presión estática (luego del cierre) en la zona de producción es menor que la de la zona de canalización, entonces también habrá invasión luego del cierre. Por consiguiente, en la zona de producción se mostrará una temperatura mayor a la normal luego de un periodo de cierre para el cual debería haberse normalizado.

❖ Canalización de agua a una presión menor que la P de Burbuja y menor a la de fondo de pozo

Cuando se produce petróleo a una presión de fondo de pozo (Bottom Hole Pressure) menor que la PB, o cuando se produce gas, el perfil se mostrará como el de la siguiente figura:

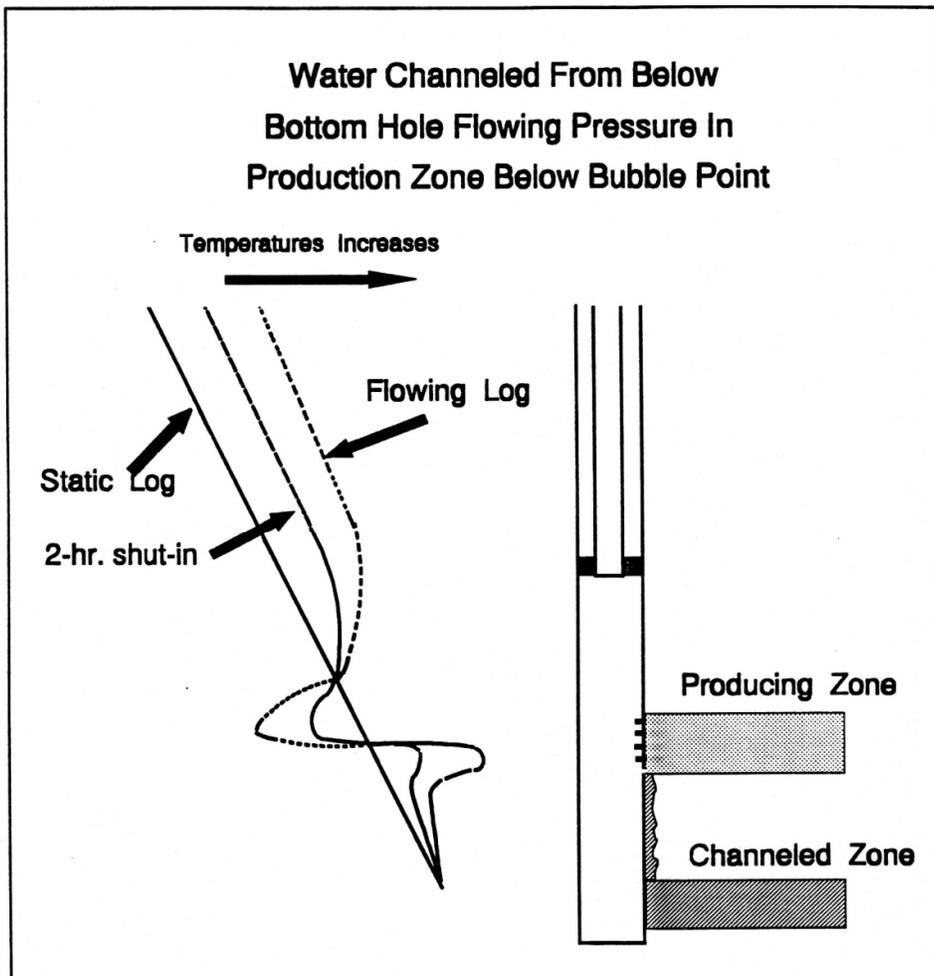


Figure 2.2.8
Example Log #8

El perfil durante la producción mostrará un aumento de T en la zona bajo los punzados, una disminución donde el gas entra al pozo, y un calentamiento en la zona superior a esta última. El grado de enfriamiento en los punzados dependerá de la cantidad de gas producido y de la caída de presión en los punzados. Una amplia zona de punzados (como se muestra en la figura) indicará una gran caída de T justo sobre la base de los punzados, lo cual no se daría si la zona de punzados es pequeña.

Los perfiles corridos con el pozo cerrado luego de haber producido mostrarán una tendencia a normalizarse tal cual se ilustra. En este caso es esencial poder perfilar por debajo de la zona de punzados para detectar la suba de T producto de la canalización de agua. De lo contrario, el enfriamiento debido a la expansión de gas desde la mezcla Gas-Petróleo en los punzados podría ser muy difícil de interpretarse, sobre todo en cortos intervalos de punzados.

- ❖ Canalización de agua desde una zona superior a los punzados. $P > BP$

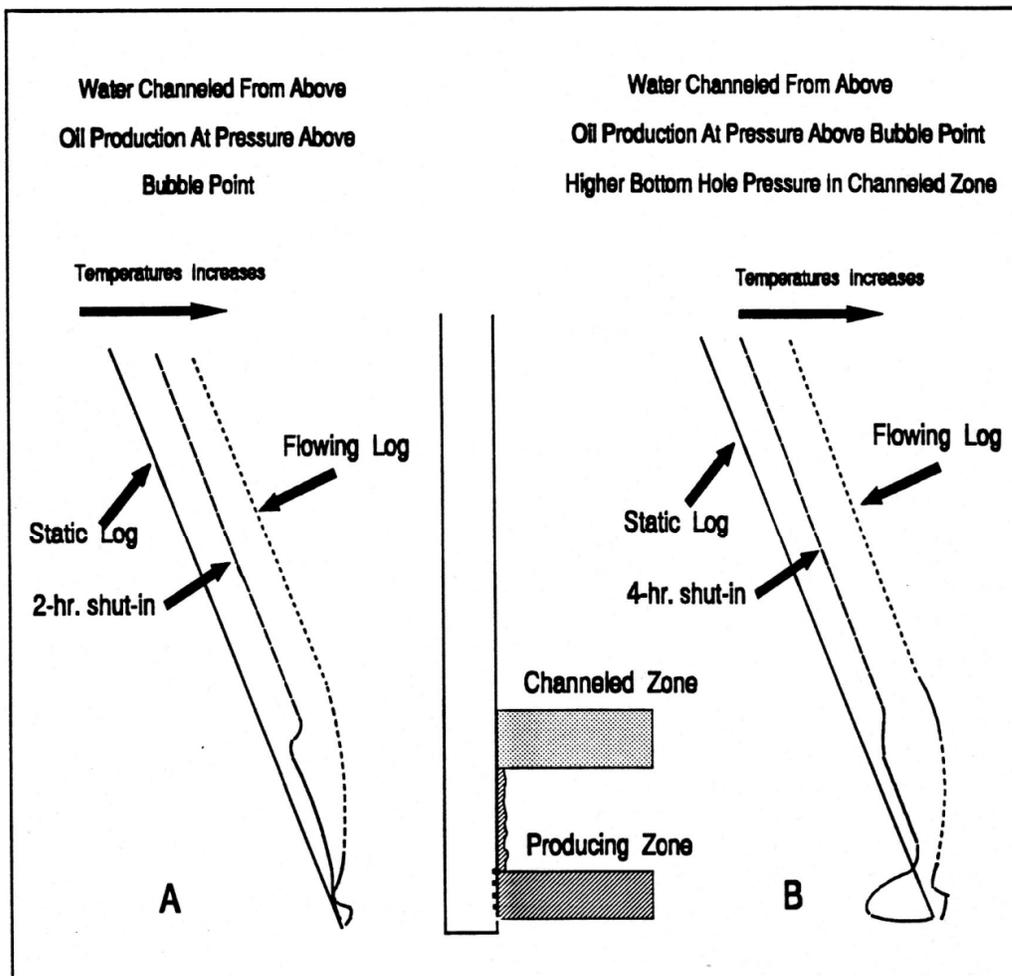


Figure 2.2.9
 Example Log #9

Suponiendo que agua o petróleo es canalizado desde arriba de la zona de producción, y toda P está por encima del PB, se verá un perfil como la figura 2.2.9.A:

El único enfriamiento en un perfil en producción sería justo debajo de la zona superior de punzados. El delta T de enfriamiento depende del volumen del fluido canalizado que ha sido producido. Debido a que entre la sección debajo de la zona canalizada hasta la superior de punzados, existe un enfriamiento por el fluido canalizado y un calentamiento por el fluido producido, puede resultar muy difícil registrar una anomalía identificable. Si la presión estática es mayor en la zona de canalización que en la de producción, entonces, fluido frío podría invadir la zona de producción durante el periodo de cierre y aparecería un delta T de enfriamiento anormal en los fluidos, como se ilustra en la figura 2.2.9.B.

Cuando se produce gas o petróleo a una presión de fondo de pozo por debajo del punto de Burbuja, es extremadamente difícil determinar una canalización que viene desde un nivel superior el agua canalizada que entra al pozo por los punzados puede causar un enfriamiento, pero también puede ocasionarlo la expansión de gas en los punzados.

❖ Canalización de gas

Si el gas está siendo canalizado desde un nivel inferior y se está produciendo petróleo a una $P_{wf} > BP$ (presión de fluencia mayor que la presión de burbuja), el perfil con el pozo en producción será similar a la figura 2.2.10.A:

GAS CHANNELING

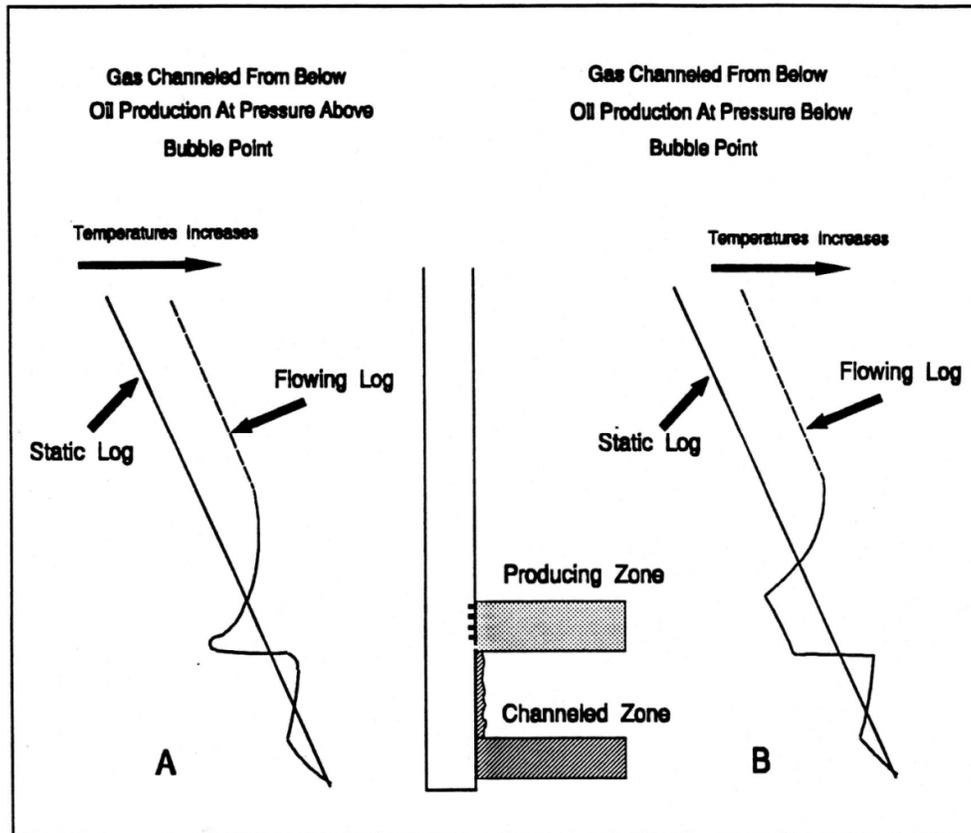


Figure 2.2.10
Example Log #10

La caída de presión en la canalización de gas causará un enfriamiento, cuyo valor dependerá del ΔP y el volumen de gas canalizado. Donde el gas entra al pozo habrá un enfriamiento anormal. Si la zona de punzados es de 10 pies o más, debería ser evidente la existencia de un canal ya que el enfriamiento que se debe a la caída de presión en los punzados llega hasta la base de estos mismos (A).

En la figura 2.2.10.B se ilustra el caso en el que la zona de producción posee una $P_{wf} < BP$.

En las figuras A y B el gas canalizado muestra que hay una caída de presión apreciable en las zonas de producción, resultando en el enfriamiento de la canalización. Donde no hay una caída de P apreciable ni en los punzados ni en el canal, el gas canalizado se verá como un calentamiento hasta el lugar en el que entra al pozo, y debido a esta ΔP se observará un enfriamiento anormal.

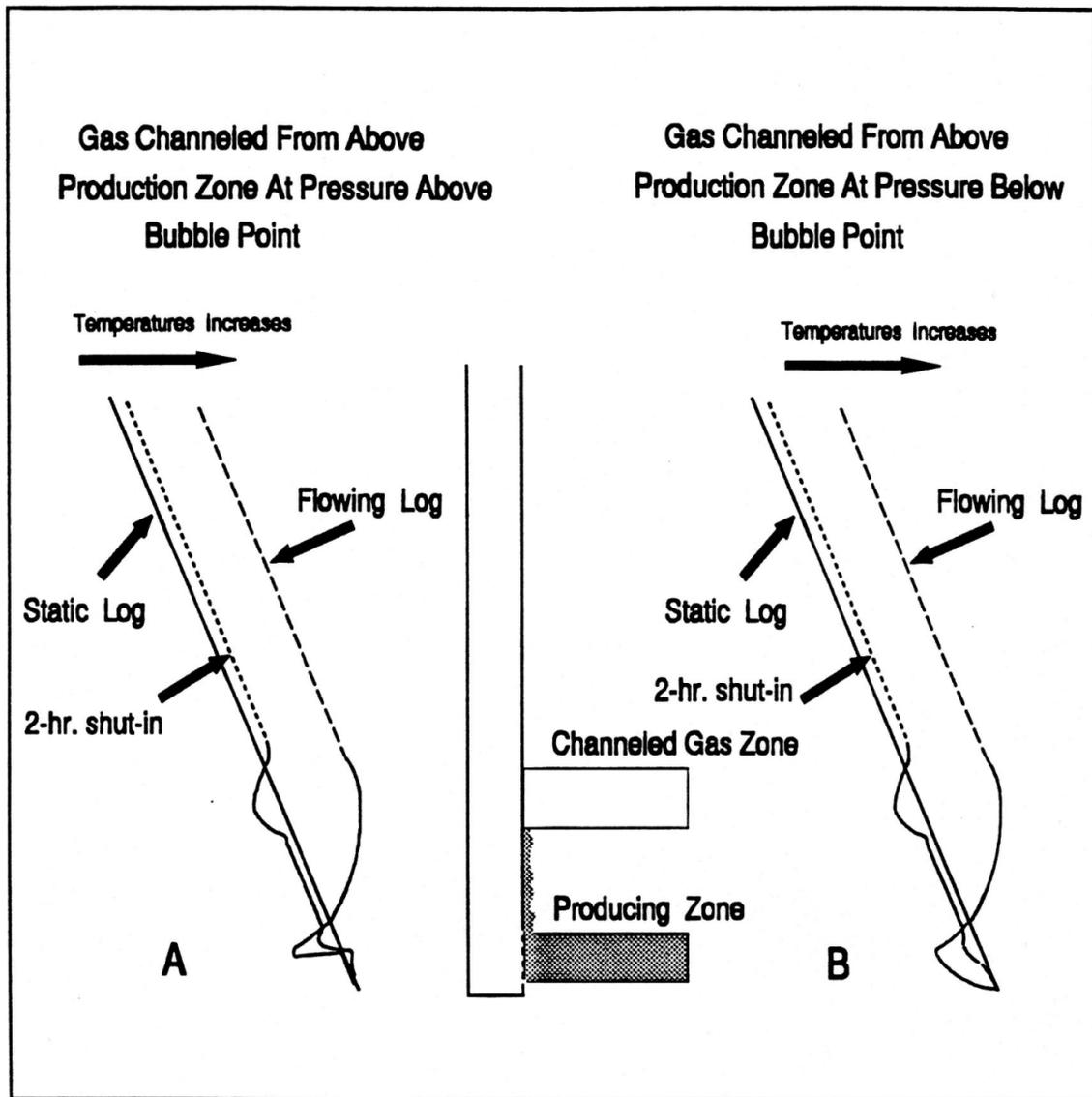


Figure 2.2.11
Example Log #11

La canalización de gas desde una zona superior a la de producción es difícil de interpretarse en muchos casos. Si se produce petróleo a una $P_{wf} > BP$, debería haber una pequeña anomalía en el perfil, cuando el pozo se está produciendo, justo antes de los punzados. El gas frío que se canalizó se mezclará con el petróleo y se calentará rápidamente (dependiendo de la cantidad de gas canalizado). Fig. A

Cualquier enfriamiento producto del gas canalizado podría no ser detectado debido a que existe un gran calentamiento por el líquido producido.

Perfiles corridos con posterioridad al cierre del pozo podrían mostrar un enfriamiento mayor de lo normal en la zona de gas canalizado y posiblemente a lo largo del canal (fig. A)

Como hemos visto, un calentamiento debido al fluido caliente que sube por el CSG podría encubrir el enfriamiento del gas.

Si se produce gas o petróleo a $P_{wf} < BP$, el enfriamiento debido a la expansión del gas dificultará la detección de la canalización por encima de los punzados.

Perfiles a pozo cerrado luego de un tiempo, podrían mostrar el enfriamiento en la zona de gas canalizado y a lo largo de la canalización también como una T menor a la normal, siempre que las condiciones se hayan restablecido por encima de nuestra zona de canalización. Fig. B

❖ **RECOMENDACIONES PARA LA CORRIDA DE LOS PERFILES DE TEMPERATURA**

En cualquier tipo de pozo, se recomienda correr un perfil en las condiciones estabilizadas de producción o inyección. Luego correr una serie de perfiles una vez cambiadas las condiciones, es decir, un perfil con el pozo cerrado luego de 1, 2, 4 hs y cuando ya se haya normalizado.

El mismo procedimiento de seguirá para un pozo inyector.

Si el pozo es cerrado buscando que alcance un gradiente constante, primero debemos saber si las condiciones conseguidas son realmente las buscadas, es decir, si el periodo de cierre fue lo suficientemente largo.

Cuando el pozo es puesto en producción o se comienza a inyectar, debemos saber si los efectos de los caudales variables y cambios de presión son propios de los llamados “tiempos tempranos” o si en realidad representan las condiciones de formación.

Cualquier dificultad al estabilizar las condiciones del pozo, sea de cierre o de fluencia, significará una pérdida de tiempo y, por lo tanto, de dinero. Entonces, se recomienda seguir los consejos.

Con las herramientas disponibles hoy en día, los más mínimos cambios de T pueden ser registrados con precisión sin la necesidad de esperar mucho tiempo para detectar un amplio cambio de T .

El máximo flujo de calor se produce en los primeros tiempos del cierre (máxima diferencia de T entre el pozo y las Formaciones). Este flujo horizontal de calor decrece rápidamente con el tiempo de cierre. Así también sucede con los efectos del flujo vertical de calor.

Esta serie de perfiles a distintos tiempos del cierre dice cómo cambia la T en los distintos niveles, y no nos da un único valor, lo que carecería de significado.

No es necesario que existan las condiciones estáticas estables para los perfiles de T , de hecho, lo importante es cómo varía la T en las distintas profundidades del pozo cuando las condiciones han cambiado.