



9
2ej
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"TEORIA, ANALISIS Y APLICACION DE
LOS REGISTROS DE PRODUCCION"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A ;
HUGO FLORES MENDEZ

DIRECTOR DE TESIS: CARLOS BALDERAS JOERS



MEXICO, D. F.

FEBRERO 1992

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

TEORIA, ANALISIS Y APLICACION DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION

INDICE GENERAL

TEMARIO	PAGINA
RESUMEN	
I. - INTRODUCCION	
I.1 INTRODUCCION 1
I.2 TIPOS DE REGISTROS 2
I.3 PROBLEMAS EN EL FLUJO DE ACEITE
I.4 DETECCION DE LOS PROBLEMAS DE FLUJO DE ACEITE 3
I.5 PLANEACION PARA REGISTROS DE PRODUCCION 4
II. - REGISTROS MECANICOS	
II.1 MEDIDOR DE FLUJO 5
II.2 MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE
II.3 APLICACIONES 8
II.4 EJEMPLOS DE MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE
II.5 MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO (molinete) 12
II.6 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE LA PROPELA 14
II.7 EJEMPLO PRACTICO DEL MEDIDOR DE FLUJO 19
II.8 GRADIOMANOMETRO 29
II.9 REGIMENES DE FLUJO EN DOS FASES
II.10 PRINCIPIO DE OPERACION DEL GRADIOMANOMETRO 31
II.11 FACTORES QUE AFECTAN LAS MEDICIONES DE LA DENSIDAD DEL FLUIDO 33
II.12 DETERMINACION DE LOS GASTOS TOTALES DE FLUJO 36
II.13 EJEMPLO DE INTERPRETACION DEL GRADIOMANOMETRO 38
II.14 APLICACIONES DEL GRADIOMANOMETRO 39
II.15 CALIBRADOR 40
II.16 EJEMPLO DE INTERPRETACION DEL CALIBRADOR

III.- REGISTROS TERMICOS

III.1	REGISTRO DE TEMPERATURA	44
III.2	INTERPRETACION DEL REGISTRO DE TEMPERATURA	
III.3	EJEMPLOS DE INTERPRETACION DE REGISTROS DE TEMPERATURA	48
III.4	APLICACIONES DEL REGISTRO DE TEMPERATURA	55
III.5	EJEMPLOS PRACTICOS DEL REGISTRO DE TEMPERATURA	57
III.6	REGISTRO DE TEMPERATURA DE DIFERENCIA RADIAL	63

IV.- REGISTROS ACUSTICOS

IV.1	INTRODUCCION	65
IV.2	CONCEPTOS GENERALES	
IV.3	REGISTRO SONICO DE POROSIDAD	70
IV.4	FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DEL REGISTRO SONICO	73
IV.5	CARACTERISTICAS DEL DISPOSITIVO	77
IV.6	TRENES DE ONDAS	78
IV.7	RELACION POROSIDAD-TIEMPO DE TRANSITO	79
IV.8	INTERPRETACION DEL REGISTRO	83
IV.9	APLICACIONES DEL REGISTRO	
IV.10	EJEMPLO PRACTICO DEL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD	
IV.11	REGISTRO SONICO DE CEMENTACION	85
IV.12	FACTORES QUE AFECTAN AL REGISTRO SONICO DE CEMENTACION	88
IV.13	INTERPRETACION DE LA HERRAMIENTA	
IV.14	EJEMPLO DE UN REGISTRO SONICO DE CEMENTACION	91

V.- REGISTROS RADIOACTIVOS

V.1	INTRODUCCION	94
V.2	REGISTRO RAYOS GAMMA	95
V.3	TIPO DE DETECTORES	99
V.4	CALIBRACION DEL REGISTRO	

TEMARIO**PAGINA**

V.5	FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE LA SONDA DE RAYOS GAMMA 100
V.6	INTERPRETACION DEL REGISTRO 102
V.7	CALCULO DEL CONTENIDO DE LUTITA EN FORMACIONES ARCILLOSAS 110
V.8	APLICACIONES DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA 111
V.9	REGISTRO TRAZADOR RADIOACTIVO 112
V.10	PRINCIPIO DE OPERACION E INTERPRETACION
V.11	CALCULO DEL GASTO 115
V.12	VENTAJAS DEL TRAZADOR RADIOACTIVO 116
V.13	LIMITACIONES DEL TRAZADOR RADIOACTIVO
V.14	EJEMPLO PRACTICO DEL TRAZADOR RADIOACTIVO 117

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**NOMENCLATURA****REFERENCIAS**

RESUMEN

En la industria petrolera, la explotación racional de los hidrocarburos es cada vez más importante para optimizar la producción de un yacimiento petrolero, así como los recursos humanos y económicos.

La ingeniería petrolera juega un papel de suma importancia en la optimización de estos recursos, ya que a través del adecuado análisis de los fluidos de la formación, de las tuberías de producción, estranguladores, tubería horizontal, y dispositivos de separación y de medición, se puede optimizar la explotación de un yacimiento petrolífero.

Cada una de las etapas que conforman el sistema, es estudiada particularmente y conjuntada posteriormente.

En la producción de hidrocarburos, el uso de los registros de producción en algunas de las etapas del sistema es básico, debido a que proporcionan información confiable de las zonas que están produciendo o aceptando fluidos, de las características de los fluidos y formación, así como de las condiciones mecánicas del pozo.

Se han desarrollado diferentes registros de producción con el objeto de poder identificar los diferentes problemas que se suscitan en el pozo y que traen posteriormente una reducción de la producción de aceite.

En este trabajo se dan las bases para conocer las características de algunos de los registros de producción y su principio de operación. Con algunos de estos registros se obtienen varios parámetros y otros son específicos para conocer algún dato en especial. El interpretar y analizar los datos obtenidos con los registros, nos dará una mejor idea del estado actual del pozo.

El análisis de los registros de producción, ha dado, en muchos casos, la pauta a seguir para corregir problemas que se tienen en el sistema integral de producción de hidrocarburos.

CAPITULO I

I.1 INTRODUCCION

El objetivo de perforar y terminar cualquier pozo productor es extraer los fluidos de su posición original en el yacimiento a los lugares de recolección o líneas de ventas. Para esto es necesario evaluar las condiciones en las que quedó el pozo después de la terminación.

Los registros de producción son una herramienta de suma importancia que permiten conocer algunas de las características del pozo y de sus fluidos "in-situ". A través de ellos se puede evaluar, en pozos productores, el ritmo de producción y tipo de fluidos que se tienen, aceite, agua y gas; qué intervalos aportan fluidos, cuál es el espesor que contribuye al flujo; la saturación de fluidos de cada zona productora, y localizar, con bastante precisión, cada uno de los contactos: agua-aceite y gas-aceite. En pozos inyectores: que zonas son las que aceptan fluidos y cuánto aceptan. En ambos casos, la calidad de las cementaciones de las tuberías de revestimiento y estado físico de las tuberías de revestimiento.

Los registros de producción se deben tomar después de haber cementado la última tubería de revestimiento y de haber limpiado el pozo. Estas herramientas generalmente son pequeñas en su diámetro exterior para poder ser introducidas, al fondo del pozo, a través de las tuberías de producción o del espacio anular.

I.2 TIPOS DE REGISTROS

De acuerdo a su principio de funcionamiento se clasifican en: Mecánicos, térmicos, acústicos y nucleares.

Mecánicos

Medidor de flujo
Gradiomanómetro
Calibrador

Térmicos

Temperatura

Acústicos

Acústico *
Sónico
Adhesión de cemento

Nucleares

Rayos neutrón-gamma
Trazador radioactivo
Densidad del fluido

I.3 PROBLEMAS EN LA PRODUCCION DE ACEITE

El llevar los fluidos desde el yacimiento hasta el punto final no es una tarea fácil, debido a la gran cantidad de problemas que se presentan. Esto motiva que los pozos tengan baja productividad, por lo que es necesario evaluarlos y tratar de eliminarlos para lograr un flujo adecuado de aceite.

Los principales problemas en el flujo de aceite que se presentan son:

- Perforaciones inefectivas, no hay penetración.
- Baja permeabilidad o daño a la formación o estimulación inadecuada.
- Tubería de revestimiento en mal estado.
- Flujo a través de las perforaciones.
- Cementación defectuosa de la tubería de revestimiento.
- Detección de flujo fraccional alto.
- Detección de zonas de alta relación gas-aceite.

I. 4. DETECCION DE LOS PROBLEMAS DE FLUJO DE ACEITE

I. 4. a. Perforaciones inefectivas, no hay penetración

- Medidor de flujo
- Registro de Temperatura
- Trazador Radioactivo (Pozo inyector)
- Densidad de fluido (Gradiomanómetro)
- Registro Sónico

I. 4. b Baja permeabilidad o daño a la formación o estimulación inadecuada

- Medidor de flujo y Densidad de Fluido
- Registro de presión
- Registro en agujero descubierto, núcleos, análisis de pozos

I. 4. c. Tubería de revestimiento en mal estado

- Registro de temperatura
- Registro Sónico
- Medidor de flujo

I. 4. d. Flujo a través de las perforaciones

- Medidor de flujo
- Registro Sónico
- Trazador Radioactivo
- Activación del Oxígeno

I. 4. e. Cementación defectuosa de la tubería de revestimiento

- Registro de Temperatura
- Registro Sónico
- Trazador Radioactivo con, antes y después de Rayos Gamma
- Registro de Temperatura de Diferencia Radial
- Registro de adherencia de cemento con tren de ondas
- Activación del Oxígeno

I.4.f Detección del flujo fraccional alto

- Medidor de flujo de densidad de fluido o medidor de flujo fraccional
- Trazador Radioactivo (método de inyección)
- Registro de Adhesión de Cemento con tren de ondas
- Rayos Gamma normal o espectro
- Registro de Temperatura con inyección de agua fría

I.4.g Detección de zonas de alta relación gas-aceite

- Medidor de flujo con herramienta de Densidad de Fluido
- Registro de Temperatura
- Registro de Temperatura de Diferencia Radial
- Registro Sónico
- Medición de Presiones

I.5 PLANEACION PARA REGISTROS DE PRODUCCION

La toma de registros de producción debe tener un objetivo, ya que su costo es elevado, por lo que debe hacerse una planeación adecuada del tipo de herramienta que es necesario introducir al pozo.

Para poder efectuar una adecuada interpretación es conveniente contar con la siguiente información:

- Información geológica
- Intervalos perforados
- Registros en agujero descubierto
- Datos de núcleos
- Tipo de formación
- Zonas potenciales de producción
- Diámetro del agujero perforado
- Datos de la tubería de producción con o sin empacador
- Datos de diámetro de las tuberías de revestimiento
- Datos de pruebas de registros de adherencia de cemento.
- Contacto original de gas-aceite y agua-aceite de pozos vecinos.
- Perfiles de porosidad y permeabilidad

CAPITULO II

REGISTROS MECANICOS

II.1 MEDIDOR DE FLUJO

Los medidores de flujo que actualmente se usan para determinar los perfiles de producción e inyección, basan su principio en el movimiento de una hélice o propela.

Existen básicamente dos tipos de medidores de flujo:

- Medidor de flujo con empacador inflable
- Medidor de flujo continuo

II.2 MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE

El medidor de flujo con empacador inflable es un dispositivo de tipo mecánico tal y como se muestra en la Fig. II.1.

II.2.a Principio de operación

Esta herramienta consta principalmente de un empacador inflable que sella contra la pared del agujero conduciendo el gasto total a través de la sección de medición. En esta sección de medición se tiene una propela cuyo eje gira sobre pivotes de baja fricción. En el extremo de este eje, se encuentra acoplado un pequeño imán el cual genera una corriente en una bobina estática al ser movida la propela por el flujo. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada continuamente por el equipo superficial y posteriormente transformada a gastos como una función lineal.

El empacador es de poliuretano que es resistente a los hidrocarburos y es inflado con una bomba hidráulica bombeando fluido del mismo pozo y se desinfla por medio de un resorte.

Las restricciones causadas por el empacador pueden ocasionar que la herramienta sea empujada hacia la superficie cuando se tengan gastos altos de producción; esto implica que se debe tener un límite en el gasto; por ejemplo, el gasto máximo de flujo que puede ser medido con una herramienta de 2 1/8 [pg] en una tubería de revestimiento de 7 [pg] es de 1900 [BPD]. En este tipo de dispositivo se pueden utilizar diferentes tamaños de propela para cubrir un rango de gastos más amplio.

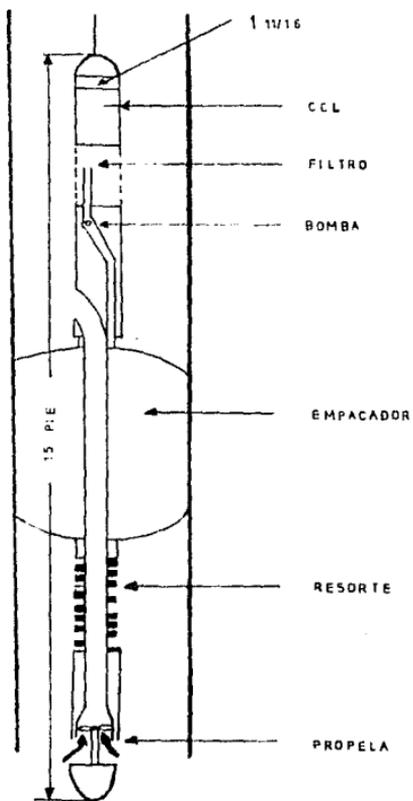


Fig. II.1 MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE

En la tabla II.1 se muestran los gastos característicos de cada uno de los tamaños de propela, y utilizando agua dulce.

Gastos [BPD]			
De diseño	mínimo	máximo	de arranque
200	10	260	75
600	45	750	15
1200	100	1450	45

Tabla II.1 Gastos característicos de los diferentes tamaños de propela.

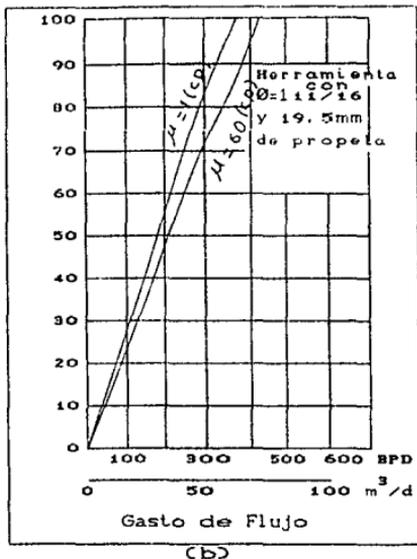
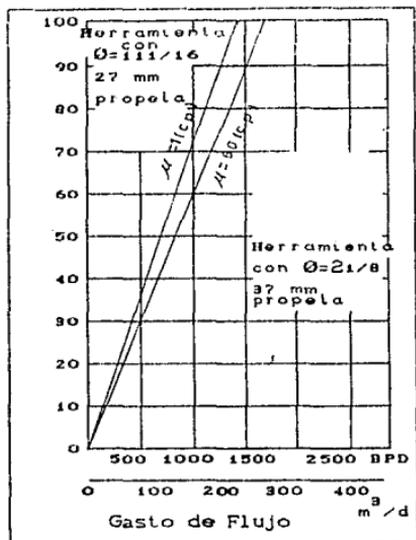
El gasto mínimo de arranque afecta solo lecturas de cero, esto significa que cualquier lectura de gasto cero puede corresponder en realidad a un gasto pequeño. Las lecturas pueden tomarse por arriba o por debajo de los gastos máximos o mínimos respectivamente, pero no pueden referirse confiablemente como gastos.

Generalmente el diámetro de esta herramienta es de $1\frac{1}{16}$ [pg] teniendo un rango de resistencia a la temperatura hasta de 285 °F y a la presión de 10,000 [lb/pg²].

II.2.b Interpretación de la herramienta

La determinación del gasto total es bastante simple utilizando medidor de flujo con empacador inflable; debido a que el flujo total de fluidos pasa a través de la sección de medición, este medidor proporciona el gasto absoluto. La velocidad de la propela es afectada por cambios en la viscosidad de los fluidos sólo en mínimo grado, por ejemplo, el error que se comete al tomar un fluido cuya viscosidad varía entre 1 y 2 [cp] es de 0.5%, las Figuras II.2a y II.2b, muestran las velocidades de la propela contra gastos de flujo para diferentes viscosidades del fluido.

La viscosidad es un parámetro que se determina empíricamente en el laboratorio.



Figuras II.2a y II.2b COMPORTAMIENTO DE LA VELOCIDAD DE LA PROPELA CONTRA GASTOS DE FLUIDOS

II.3 Aplicaciones

Los perfiles que se obtienen con el empacador inflable son:

- Construcción de los perfiles de producción e inyección.
- Determinación de la calidad de la cementación de las tuberías de revestimiento.
- Localización de fugas o roturas en la tubería de producción o tuberías de revestimiento.

II.4 Ejemplos de medidor de flujo con empacador inflable

A.- Un pozo produce agua y aceite de tres arenas distintas. La viscosidad en el fondo del pozo ha sido corregida a 5 [cp] medida en la superficie. La tubería de producción es de 2 3/8 [pg], 4.60 [lb/pie] y la tubería de revestimiento es de 5 1/2 [pg], 17 [lb/pie].

El gasto total de los fluidos en la superficie es aproximadamente de 215 [BPD]. Se desea conocer la contribución

relativa de cada zona, al correr un medidor de flujo con empacador de 1 11/16 [pg] con propela de 19.5 [mm].

Durante la corrida el medidor de flujo con empacador se detiene en cuatro estaciones, una abajo de los disparos, una segunda arriba de los disparos, y las dos siguientes a la mitad entre los disparos. Fig. II.3

Los gastos se diferencian en base al factor de volumen del aceite (Bo) expresado en barriles de aceite a condiciones de yacimiento sobre barriles de aceite a condiciones de tanque o superficiales. En este caso $B_o = 275/215 = 1.28$ (bls/bls)

Solución del ejemplo A

Si la correlación queda fuera de rango (Fig. II.2b) y no se conoce el factor de volumen de aceite [Bo], las contribuciones de cada zona pueden ser encontradas en términos del gasto superficial por las escalas del registro entre 0 y 100% del flujo.

De este modo:

Zona 1 contribuye $30/70 \times 215 = 92$ [BPD] a c.s.

Zona 2 contribuye $14/70 \times 215 = 43$ [BPD] a c.s.

Zona 3 contribuye $26/70 \times 215 = 80$ [BPD] a c.s.

Total=215 [BPD] a c.s.

Los resultados del perfil de flujo se muestran en la Fig. II.3.

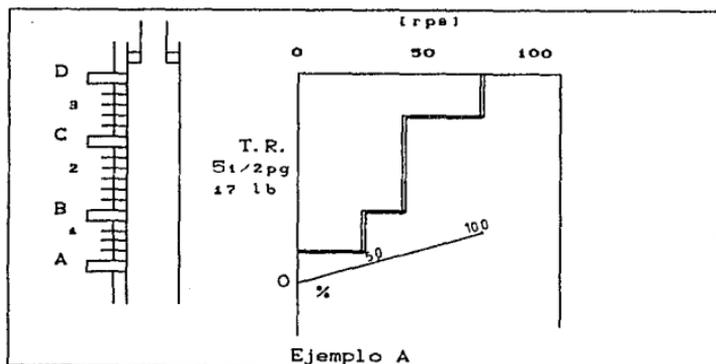


Fig. II.3 PERFIL DE FLUJO DEL MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE

Ejemplo B , en este ejemplo se tienen los mismos datos y preguntas del ejemplo A.

Solución del ejemplo B

La estación A muestra un flujo de aceite igual a cero, indicando una buena cementación abajo de las perforaciones. Las otras estaciones muestran la velocidad de la propela de 30,44 y 70 [cps] respectivamente.

Con la Fig. II.4 se encuentran los gastos en las estaciones B,C, y D determinando lo siguiente:

Estación	[cps]	Gasto [BPD]	Zona	Contribución [BPD]
B	30	120	1	120
C	44	175	2	55 [175-120]
D	70	275	3	100 [275-175]

Cuando el medidor de flujo con empacador es posicionado entre las zonas 1 y 2 , el aceite es desviado a las zonas 2 y 3; en efecto, las tres zonas están en comunicación de tal forma que será registrado el 100% del flujo. Posicionando el empacador entre las zonas 2 y 3 y aislando la zona 3, se produce una disminución del flujo del 63% en la producción (la suma de 1 más 2). Al subir a la zona 3 el flujo retorna al 100%. Por lo tanto esta es una manera de conocer la producción para la zona 3 (27%). Otra manera posible sería, suponer que la zona 3 es impermeable, no aportando aceite. En este caso, el 100% del flujo esta dentro de las zonas 1 y 2; el perfil de flujo puede ser una línea vertical.

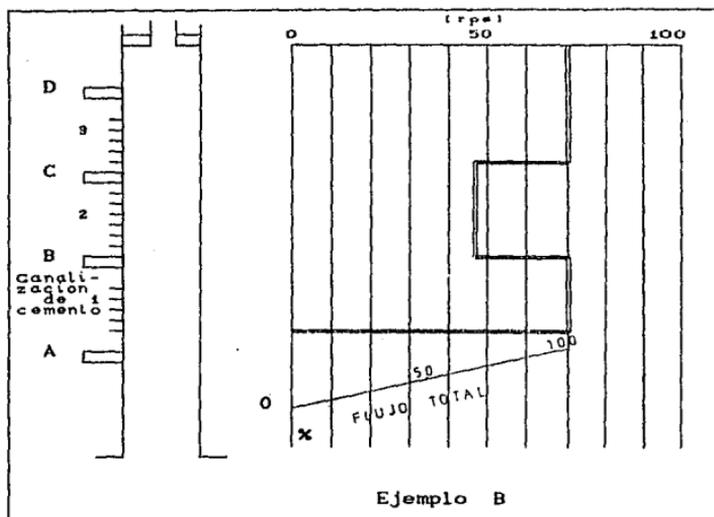


Fig. II.4 PERFIL DE FLUJO DEL MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR INFLABLE

II.5 MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO (Molinetes)

II.5.a Principio de Operación

El medidor de flujo continuo utiliza una propela tipo velocímetro para medir el flujo de fluidos a través de la tubería de producción o tubería de revestimiento. La herramienta se mantiene en el centro de la columna del fluido por medio de centradores y se mueve a una velocidad constante en sentido contrario al flujo.

A diferencia del medidor de flujo con empacador en que todo el fluido pasa por la sección de medición, con esta herramienta, solo una parte lo hace, tal y como se muestra en la Fig. II.5.

La flecha de la propela gira sobre pivotes de baja fricción que dan lugar a una velocidad de propela debida únicamente a la velocidad en que se baja la herramienta 2 [rps] y tiene montado un pequeño imán para que se genere una corriente alterna en una bobina estacionaria cuando la propela sea movida por el fluido. La frecuencia de esta señal es medida y grabada por el equipo. La velocidad de la propela, es una función lineal de la velocidad del fluido respecto a la herramienta; la frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y registrada continuamente contra la profundidad.

Con esta herramienta se requiere mantener una velocidad constante de 40 [pie/min] aproximadamente para generar una velocidad de propela de 5 [rps] en un fluido estático.

Este instrumento es más efectivo en mediciones de flujo en una sola fase con gastos de producción altos.

Para obtener una determinación más precisa, la velocidad del fluido debe ser de 20 [pie/min] aproximadamente.

En el procedimiento de interpretación se utilizan los conceptos de línea de flujo cero, que es la línea donde la velocidad de la propela se debe solo a la velocidad con la que se baja la herramienta (que corresponde a una zona abajo del último intervalo disparado, donde no hay movimiento de fluidos) y la línea de flujo total que corresponde a una zona arriba de todos los intervalos disparados.

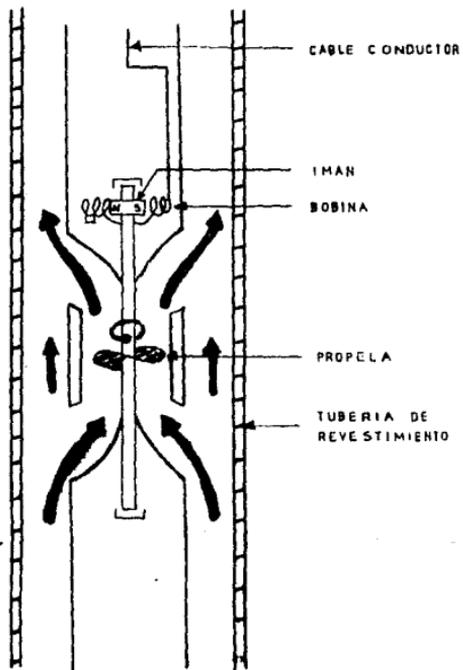


Fig. II.5 MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

II.6 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE LA PROPELA

Existen tres factores principales que afectan la velocidad de la propela:

Velocidad, viscosidad de los fluidos y diámetro del agujero.

Para medir con precisión el flujo, varios factores deben ser considerados. El perfil de flujo continuo debe corregirse por la velocidad del cable para obtener el perfil de velocidad del fluido. La viscosidad del fluido tiene un marcado efecto sobre la velocidad de la propela; si disminuye la viscosidad se incrementa la velocidad de la propela. De este modo, la curva de respuesta de la velocidad de la propela contra velocidad del fluido será establecida para condiciones específicas del pozo. Esto conduce a efectuar una calibración de la herramienta dentro del agujero " Calibración in-situ ".

II.6.a Calibración a la profundidad del pozo

Para la calibración a la profundidad del pozo, se usa una técnica, que consiste en registrar la respuesta de la herramienta en [rps] varias corridas (subiendo y bajando) a velocidades conocidas contra la velocidad de la propela en diferentes estaciones establecidas en la parte de arriba y abajo de los disparos. Lecturas dentro de una zona perforada puede ser afectado por una turbulencia local debido al flujo de las perforaciones.

Una estación por debajo de las perforaciones deben de medir un flujo igual a cero.

Al graficar las [rps] contra velocidad a diferentes profundidades, se muestran líneas rectas paralelas con una discontinuidad entre las curvas de arriba y de abajo, como se muestra en la Fig. II.6.

El punto intermedio entre la discontinuidad de la estación A (abajo de las zonas perforadas) corresponden a un flujo igual a cero. Esto sirve de referencia para comparar las velocidades de fluido en otras estaciones. La velocidad del fluido en la estación B es entonces igual a la diferencia entre la velocidad del punto medio de la estación A y la velocidad del punto medio de la estación B. Esto demuestra que la medición de la

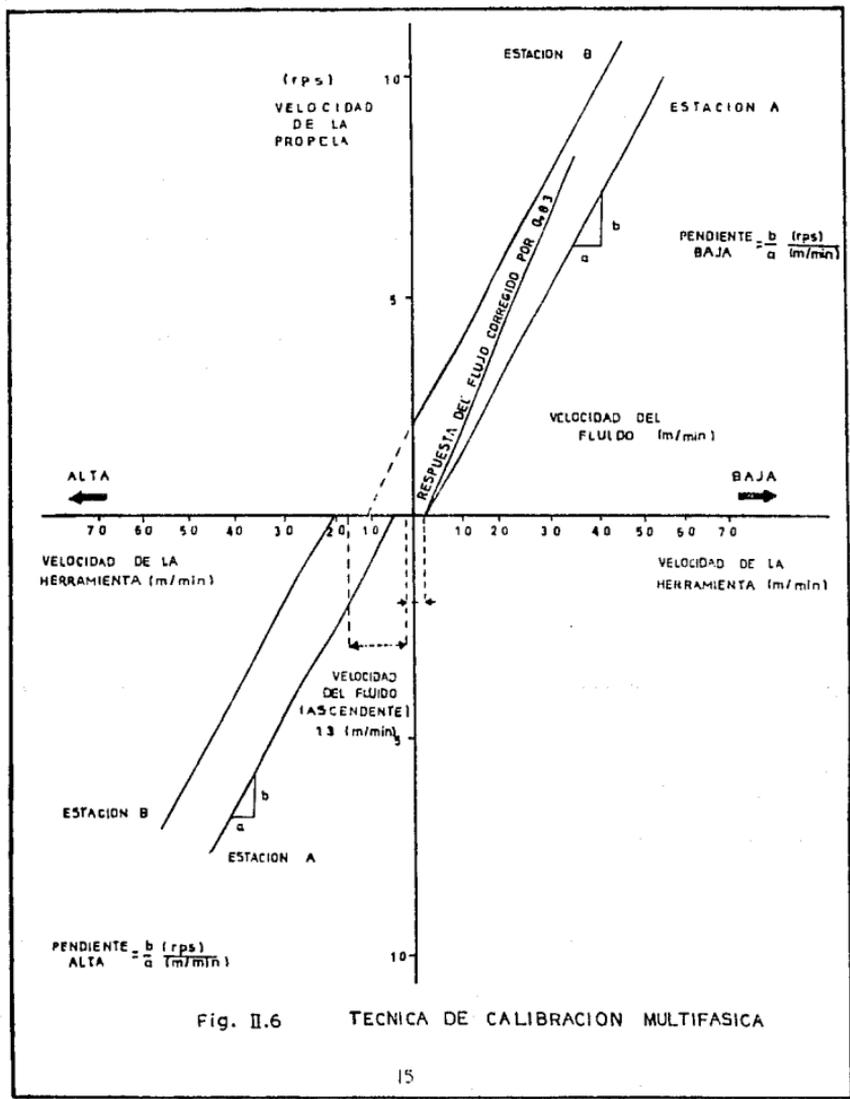


Fig. II.6 TECNICA DE CALIBRACION MULTIFASICA

velocidad es tomada en el centro del flujo, donde la velocidad del fluido es la mayor. Una inadecuada centralización de la herramienta reduce considerablemente la exactitud. Mediciones estacionarias a varios niveles nos dan un mejor conocimiento.

Cuando se tiene flujo en dos fases, su aplicación es más difícil, debido a que la curva tiende a hacerse no lineal si la velocidad del registro es casi la misma que la velocidad del fluido. Este problema es disminuido si la velocidad del registro excede la velocidad de la fase y si la velocidad de la propela es arriba de 1.5 [rps].

II.6.b Velocidad de los fluidos

Cuando el fluido fluye totalmente por la tubería, su velocidad en cualquier sección de la tubería no es constante. En el punto de contacto entre el fluido y la pared de la tubería, la velocidad del flujo es igual a cero, incrementándose rápidamente hacia el centro de flujo de la sarta a su valor máximo. El perfil de la velocidad creada esta en función del tipo de flujo (laminar o turbulento).

La Fig. II.7 ilustra el perfil de la velocidad para regímenes de flujo laminar y turbulento. En cada caso, la máxima velocidad ocurre en el centro de la tubería. Por lo tanto un factor de corrección se debe aplicar a las mediciones del medidor de flujo para determinar la velocidad promedio del flujo.

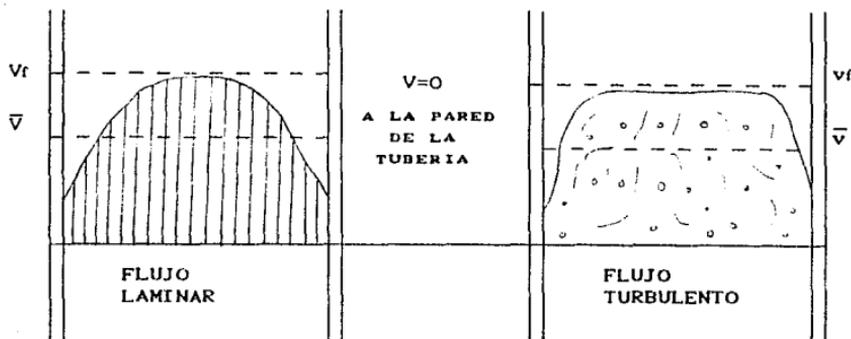


Fig. II.7 PERFILES DE VELOCIDAD PARA REGIMENES DE FLUJO LAMINAR Y TURBULENTO

La Fig. II.8 muestra una corrección de flujo laminar; para flujo laminar, es más sensible el factor de corrección; razón por la que no es recomendable el medidor de flujo continuo si el flujo es laminar.

La Fig. II.8 muestra las variaciones de los factores de corrección en función del número de Reynolds. Se considera que el número de Reynolds (N_{Re}) para flujo turbulento es mayor de 2000.

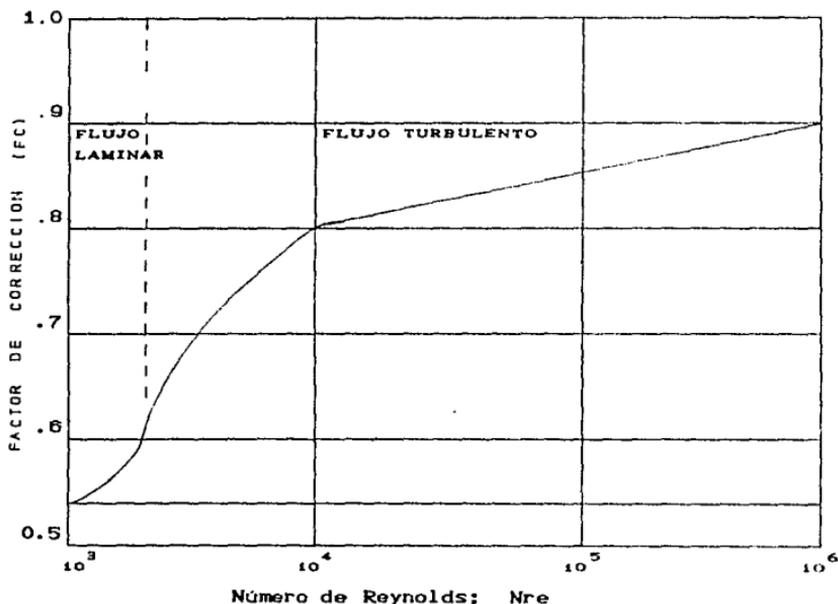


Fig. II.8 VARIACIONES DE LOS FACTORES DE CORRECCION CON EL NUMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds es adimensional y está definido como sigue:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu}$$

Donde:

- ρ = Densidad del fluido [g/cc]
- v = Velocidad media del fluido [cm/s]
- d = Diámetro interior de la tubería [cm]
- μ = Viscosidad [cp]

1) Ejemplo para calcular el número de Reynolds

Determinada la calibración del agujero; la velocidad media del fluido es de 13.3 [m/min] que ocurre en la estación B de la Fig. II.6 . La viscosidad del fluido es de 5 [cp], la densidad del fluido es igual a 0.75 [g/cc].

La tubería de revestimiento es de 7 [pg], 26 [lb/pie]. Determinar si el flujo es laminar o turbulento.

Solución

- Velocidad máxima = 13.3 [m/min]
 - = 13.3 x 100/60 [cm/s] = 22.17 [cm/s]
- Suponiendo un factor de corrección (F.C.)=0.8
 - Velocidad máxima = 22.17 x 0.8 = 17.74 [cm/s]
- Tubería de revestimiento (diámetro interior) = 15.94 [cm]
- Número de Reynolds = $\frac{\rho v d}{\mu} \times 100$

$$N_{Re} = [(0.75 \times 17.74 \times 15.94) / 5] \times 100$$

$$N_{Re} = 4242 \text{ por lo tanto es flujo turbulento.}$$

II.7 EJEMPLO PRACTICO DEL MEDIDOR DE FLUJO

Un medidor de flujo fue corrido en un pozo para determinar el perfil de flujo a través de las perforaciones.

i) Datos:

- cinco mediciones con el medidor de flujo en la parte baja de las perforaciones
- cuatro mediciones con el medidor de flujo en la parte alta de las perforaciones
- diámetro de tubería de revestimiento de 7 [pg], 26 [lb/pie]
- intervalo disparado

ii) Hacer un plano de las curvas cuando las mediciones son hechas en la parte baja de las perforaciones, estas aparecen en los registros.

iii) Hacer un plano de las curvas cuando las mediciones son hechas en la parte alta de las perforaciones, estas aparecen en los registros.

No graficar ambas curvas en el mismo plano.

iv) Dibujar líneas horizontales a través de los dos planos de las curvas de medidor de flujo a las profundidades listadas sobre la hoja de datos del registro.

v) Lee y registra los datos sobre la hoja de datos, la velocidad de la propela [rps] para cada una de las curvas (parte alta y parte baja de las perforaciones) a cada una de sus profundidades.

vi) Hacer un plano de la velocidad de la propela [rps] contra la velocidad del cable para cada una de las profundidades. (La escala en el eje Y a 4 [rps/pg] y en el eje X a 40 [pie/min/pg]. Localiza en la gráfica los cuadrantes NE y SW los cuales serán usados para graficar. En el cuadrante NE dibuja los datos de la parte baja de las perforaciones y en el cuadrante SW dibuja los datos de la parte alta de las perforaciones.

vii) Dibuja la línea "idónea" a través de los puntos tanto en la parte alta como en la parte baja de las perforaciones y a cada una de sus profundidades.

viii) Usando solo las corridas de la parte baja de las

perforaciones. calcular el gasto de flujo para cada una de las profundidades.

- ix) Grafica estos perfiles de producción sobre el plano (en la parte baja) como un porcentaje del gasto de flujo total.
- x) Usando tanto la parte alta como la parte baja de las perforaciones (método del punto medio) calcular los gastos de flujo a cada una de las profundidades.
- xi) Grafica los perfiles de producción sobre el plano (en la parte alta de las perforaciones) como un porcentaje del gasto de flujo total.

Solución del ejemplo,

- ii) Las curvas con sus líneas horizontales de la parte baja de las perforaciones se muestran en la gráfica 1.
- iii) Las curvas con sus líneas horizontales de la parte alta de las perforaciones se muestran en la gráfica 2.
- v) Se leen y registran los datos sobre la hoja de datos.

Las velocidades de la propela se leen en cada una de las corridas del registro (parte alta y baja de las perforaciones), estas lecturas se hacen en cada una de las estaciones a sus diferentes profundidades y a sus diferentes velocidades de cable.

En la gráfica 3 que tiene por ejes coordenados velocidad de propela contra velocidad de cable a diferentes profundidades, se leen las velocidades promedio.

- las velocidades promedios de las partes bajas de las perforaciones se leen de la siguiente manera:

De la intersección de la estación A con el eje de las revoluciones por segundo se traza una línea paralela al eje de la velocidad total hasta interceptar la estación D y se baja una línea hasta tocar el eje de la velocidad total, ese punto es el valor de la velocidad promedio para la estación A, que en este caso da un valor de 60 [pie/min].

Para encontrar el valor de la estación B se parte de la intersección de la estación B con el eje de las [rps] y se traza una línea paralela al eje de la velocidad total hasta interceptar la estación D, en ese punto se baja una línea hasta

tocar el eje de la velocidad total, ese punto es el valor de la velocidad promedio para la estación B. y tiene un valor de 23 [pie/min].

En el valor de la velocidad promedio de la estación C se tiene el mismo procedimiento, solo que comienza de la intersección de la estación C con el eje de las [rps], el valor de la estación C fue de 14 [pie/min].

La estación D por estar debajo de las perforaciones debe medir un flujo igual a cero y por lo tanto una velocidad promedio igual a cero.

- Las velocidades promedios de las partes altas de las perforaciones se leen de la siguiente manera:

Las líneas de las estaciones de la parte baja de las perforaciones se prolongan hasta interceptar el eje suroeste (SW) de la velocidad total.

El valor de la intersección de la estación A de la parte alta de las perforaciones con el eje (SW) de la velocidad total mas la suma del valor de la intersección de la estación A de la parte baja de las perforaciones con el eje (SW) de la velocidad total, se hace un promedio entre esos dos valores y se encuentra la velocidad promedio, que en este caso fue de 60.5 [pie/min].

Para los valores de las estaciones B y C se hace el mismo procedimiento (estación B de la parte alta de las perforaciones con la estación B de la parte baja de las perforaciones y la estación C de la parte alta de las perforaciones con la estación C de la parte baja de las perforaciones).

La estación B de la parte alta dio un valor de velocidad promedio de 21.5 [pie/min].

La estación C de la parte alta dio un valor de velocidad promedio de 14.5 [pie/min].

La estación D por estar debajo de las perforaciones debe medir un flujo igual a cero y por lo tanto una velocidad promedio igual a cero.

Todas las velocidades promedio serán afectadas por un factor de corrección de 0.83.

viii) El gasto de flujo para cada una de las estaciones se calcula de la siguiente forma:

Por definición el gasto es velocidad por área

$$q = V * A$$

Se conoce la velocidad promedio de la herramienta y se tiene como dato las dimensiones de la tubería para conocer el área circular de la tubería.

$$A = \pi/4 d^2 = \pi r^2 ; d_{t.r.} = 6.276 \text{ [pg]}$$

Para convertir de [pie³/min] a [BPD] multiplicar por 256.5

$$q = V \text{ [pie}^3\text{/min]} * A \text{ [pie}^2\text{]}$$

Gastos de las estaciones en la parte baja de las perforaciones.

$$q_A = 50 \text{ [pie}^3\text{/min]} * [\pi (3.138 \text{ pg} (1 \text{ pie}/12 \text{ pg}))^2] = 10.74 \text{ [pie}^3\text{/min]}$$

$$q_A = 10.74 \text{ [pie}^3\text{/min]} * 256.5 \text{ [BPD/Cpie}^3\text{/min]}$$

$$q_A = 2755 \text{ [BPD]}$$

$$q_B = 19.09 * [\pi (3.138/12)^2] = 4.10 \text{ [pie}^3\text{/min]}$$

$$q_B = 4.10 * 256.5$$

$$q_B = 1052 \text{ [BPD]}$$

$$q_C = 11.62 * [\pi (3.138/12)^2] = 2.5 \text{ [pie}^3\text{/min]}$$

$$q_C = 2.5 * 256.5$$

$$q_C = 640.3 \text{ [BPD]}$$

$$q_D = 0 \text{ [BPD]}$$

Gastos de las estaciones en la parte alta de las perforaciones.

$$q_A = 50.215 [\pi (3.138/12)^2] = 10.79 \text{ [pie}^3\text{/min]}$$

$$q_A = 10.79 * 256.5$$

$$q_A = 2767 \text{ [BPD]}$$

$$q_B = 17.85 [\pi (3.138/12)^2] = 3.84 \text{ [pie}^3\text{/min]}$$

$$q_B = 3.84 * 256.5$$

$$q_B = 984 \text{ [BPD]}$$

$$q_C = 12.035 [\pi (3.138/12)^2] = 2.60 \text{ [pie}^3\text{/min]}$$

$$q_C = 2.60 * 256.5$$

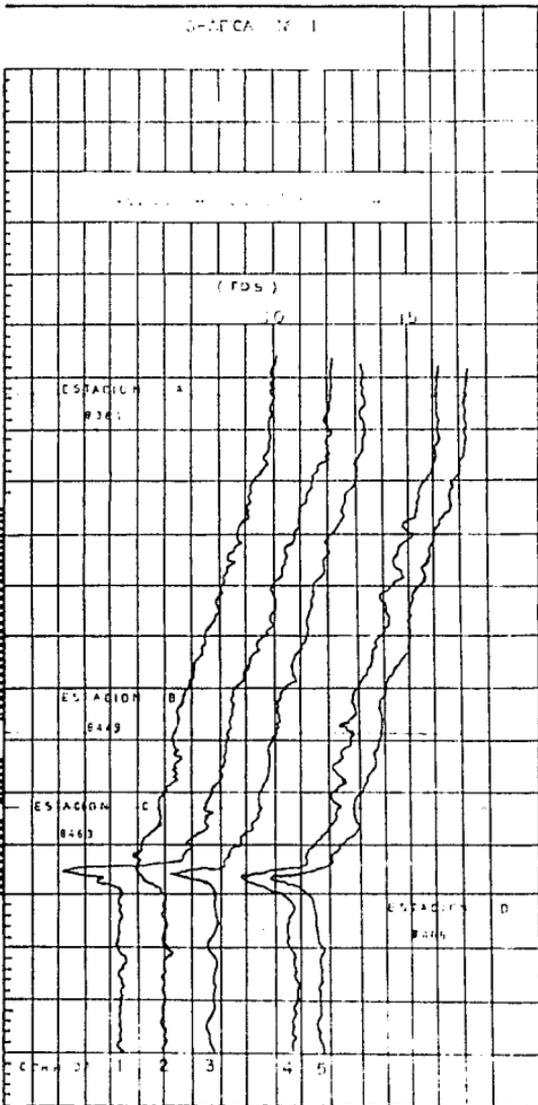
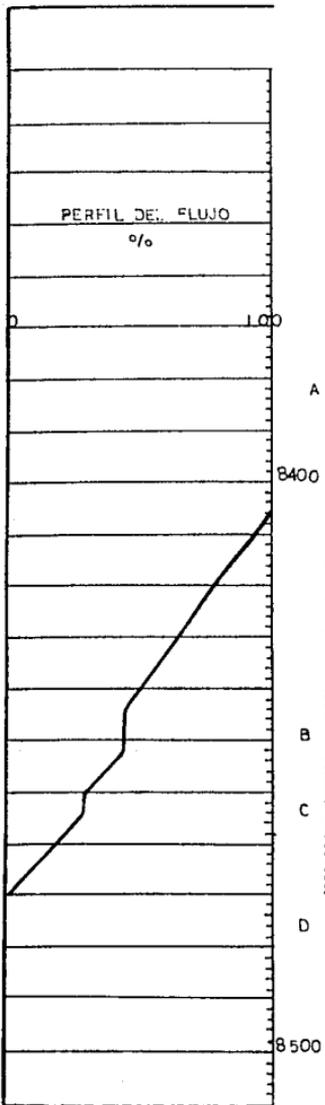
$$q_C = 667 \text{ [BPD]}$$

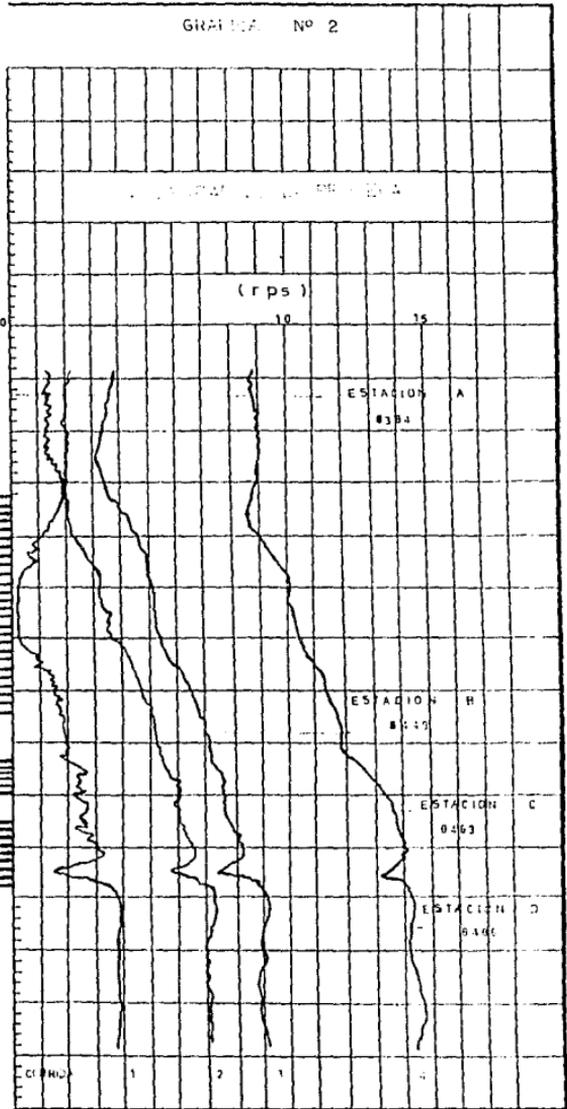
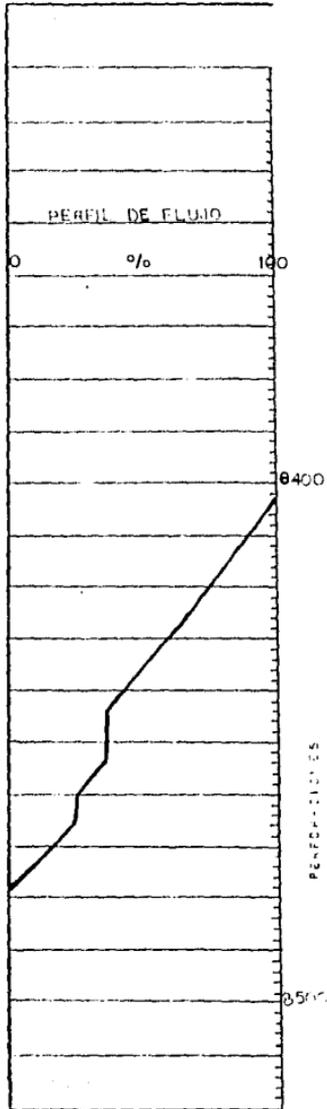
$$q_D = 0 \text{ [BPD]}$$

xi) La gráfica 1 y 2 muestra los perfiles de producción.

Parte baja de los disparos		HOJA DE DATOS DEL MEDIDOR DE FLUJO						
Profundidad [pie]	Velocidad de propela [rps]					Veloc. Prom. [pie/min]	Gasto de flujo (BPD)	% del flujo total
	velocidad cable [v.c.] 47	62	85	114	125			
8344 A	9.9	12.1	13.5	16.1	17.2	60x.83 =50	2755	100 1703=62%
8449 B	6.4	8.2	10	12.9	14	23x.83 =19.09	1235	98 412=15%
8463 C	5.8	7.5	9.4	12	13.2	14x.83 =11.62	772	23 640=23%
8486 D	4.1	5.9	8	10.7	11.8	0x.83	0	0

Parte alta de los disparos		HOJA DE DATOS DEL MEDIDOR DE FLUJO						
Profundidad [pie]	Velocidad de propela [rps]					Velocidad promedio [pie/min]	Gasto de flujo (BPD)	% del flujo total
	[v.c.]	42	77	102	168			
8344 A	-2.1	1.1	3.8	8.7	60.5x0.83 =50.215	2767	100 1783=64%	
8449 B	1.8	5.1	7.0	12.0	21.5x0.83 =17.85	984	95 917=12%	
8463 C	2.8	6.0	7.6	13.7	14.5x0.83 =12.04	667	24 667=24%	
8486 D	4.0	6.0	8.0	14.5	0	0	0	

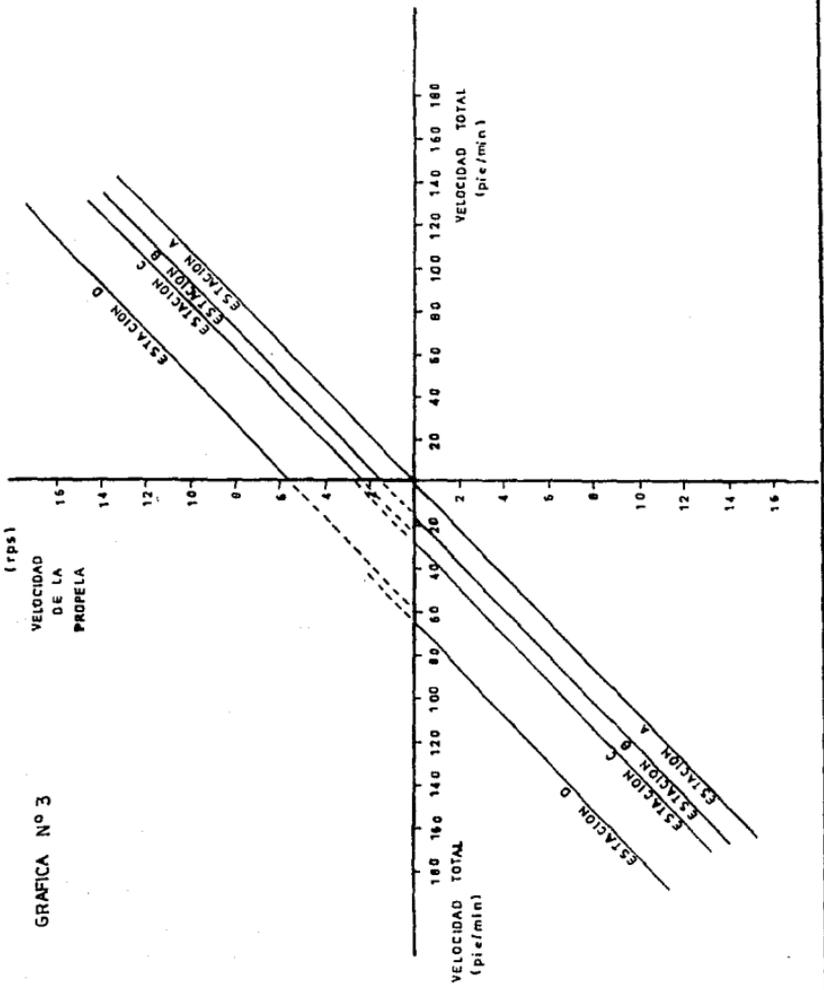




GRAFICA N° 3

(fps)

VELOCIDAD
DE LA
PROPELA



II.8 GRADIOMANOMETRO

El gradiomanómetro es un dispositivo que registra un perfil continuo de gradientes de presión para identificar el tipo de fluidos del pozo o mezclas de los mismos. Este proporciona una considerable cantidad de información acerca de los gastos de fluido del pozo. La herramienta esta diseñada para medir cambios del gradiente de presión. La Fig. II.8 muestra un diagrama de la herramienta.

Para describir el Gradiomanómetro y su interpretación se supone que dentro del pozo se tiene flujo en dos fases.

II.9 REGIMENES DE FLUJO EN DOS FASES

El Régimen de flujo en dos fases es cuando se da una combinación de fluidos en movimiento, y depende primeramente de de los gastos relativos de cada fase.

Los regímenes de flujo más comunes en una mezcla agua-aceite:

i) Régimen de flujo burbuja (mezcla de aceite y agua)

En este, el aceite existe en forma de burbujas en una fase continua de agua. Normalmente esto sucede cerca del fondo de la columna de fluido, en donde el fw (conocido como flujo fraccional de agua) es más alto. Esta condición prevalece sobre la columna hasta que se incorpora suficiente aceite para reducir el fw de 0.3 a 0.25.

ii) Régimen de flujo de emulsión (mezcla de aceite y agua)

Con un fw menor a 0.25 el flujo cambia hacia donde hay agua en forma de burbujas en una fase continua de aceite.

iii) Régimen de flujo en bache (mezcla de aceite y agua)

Puede suceder un régimen de transición entre el flujo burbuja y el de emulsión, en donde el número de burbujas de aceite se incrementan para formar un bache considerable de aceite en la columna de agua. A esto se le conoce como el "régimen de flujo en bache", que con frecuencia resulta en lecturas bajas en el gradiomanómetro.

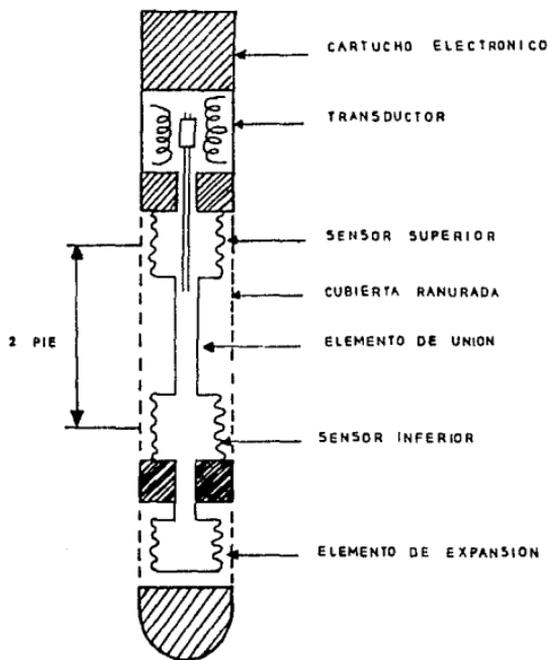


Fig. II.9 GRADIOMANOMETRO

II.9.a Mezcla de gas-líquido

Los diferentes tipos de flujo que se presentan cuando se tiene una mezcla gas-líquido son:

Cuando la columna hidrostática es suficiente para contener al gas en estado disuelto, entonces se forma un flujo en una sola fase. Conforme se mueve el aceite hacia arriba en la tubería, la presión se reduce hasta que se alcanza la presión de burbujeo; entonces se libera el gas y comienza el flujo en dos fases. Conforme continúa la presión en decremento y aumenta la saturación de gas, los regímenes de flujo avanzan desde el flujo burbuja, pasando por el régimen de flujo en bache hacia el régimen de flujo espuma, el cual lleva algunas gotas de aceite, pero casi todo el aceite fluye hacia arriba por las paredes de la tubería. La posterior reducción de la presión da como resultado un régimen conocido como flujo vapor; y de aquí el aceite es transportado en forma de finas gotas dispersas a través del gas.

II.10 PRINCIPIO DE OPERACION DEL GRADIOMANOMETRO

II.10.a Principio básico

La herramienta es una cubierta ranurada con cuatro orificios que son llenados con distintos fluidos. La ranura 1 contiene un gas con cierta gravedad específica relativa al aire de 0.65. La segunda contiene aceite de 40 °API ($\rho_o = 0.825$ relativo al agua).

La tercera contiene agua ($\rho_v = 1.0$) y la cuarta columna es llenada con agua salada conteniendo un total de sólidos de 200,000 [ppm], con densidad de 1.13 [g/cc].

El gradiente de presión es definido como el cambio de presión, en libras sobre pulgada cuadrada, que se ejerce por cada pie de profundidad.

Para los distintos fluidos se tiene:

$$62.4/144 = 0.433 \text{ [lb/pg}^2\text{]} \text{ o } 1 \text{ [gr/cm}^2\text{]}$$

Por lo tanto, el gradiente de agua es:

$$\text{Grad. } P_v = 0.433 \text{ [lb/pg}^2\text{/pie]}$$

Para las columnas de aceite y agua salada es :

$$\text{Grad. } P_g = 0.225 \times 0.433 = 0.357 \text{ [lb/pg}^2\text{/pie]}$$

$$\text{Grad. } P_w = 1.130 \times 0.433 = 0.489 \text{ [lb/pg}^2\text{/pie]}$$

La gravedad específica del gas es con respecto al aire (S.G = 1.0). El aire pesa aproximadamente 0.081 [lb/pie³]. Por tanto, el gradiente del gas es,

$$\text{Grad. } P_g = 0.65 \times 0.081/144 = 0.000366 \text{ [lb/pg}^2\text{/pie]}$$

El principio de funcionamiento de la herramienta consiste en determinar la diferencia de presión entre dos puntos en la columna de fluido con lo cual se puede determinar la densidad del fluido que se encuentra dentro de esos dos puntos. Esto conduce a tener una curva continua de gradiente de presión a lo largo de la columna de fluido.

II.10.b Arreglo mecánico del gradiomanómetro

La herramienta consiste de tres fuelles llenos de keroseno con un tubo conector flotante entre los dos fuelles sensores. (Ver Fig. II.9). El fuelle más bajo es para la liberación térmica en expansión. Dicho ensamblado está contenido en un recipiente con ranura que permite la entrada de fluido en la herramienta.

El tipo de fluido se efectúa midiendo la diferencia de presión entre 2 elementos sensibles separados por una distancia de 2 [pie].

Es sobre ésta distancia que se registran los cambios de presión. El movimiento del fuelle sensor debido al cambio de densidad del fluido es transmitido por el tubo conector flotante hacia el magneto entre los serpentines transductores. La corriente generada en ellos es amplificada electrónicamente y transmitida hacia la superficie.

II.10.c Calibración del gradiomanómetro

El gradiomanómetro es calibrado en la superficie; ajustando la sensibilidad del circuito de medición de modo que el galvanómetro lea 0 [gr/cc] cuando los elementos sensibles se encuentran verticalmente en el aire, y cuando dichos elementos sensibles se encuentran en agua la densidad debe ser de 1 [gr/cc].

II.11 FACTORES QUE AFECTAN LAS MEDICIONES DE LA DENSIDAD DEL FLUIDO

i) Cuando se tienen gastos de gas muy altos, la herramienta se descalibra debido a la turbulencia del flujo, por lo que los datos obtenidos sirven únicamente para definir cualitativamente zonas de agua, aceite o gas, mas no para, obtener valores precisos de densidad del fluido. También, se pueden tener lecturas erróneas cuando se registra en zonas que están aportando fluidos. Esto no significa que en todo el registro se tengan lecturas erróneas debido a la falta de calibración, sino que en las zonas donde hay entrada de fluidos y donde hay turbulencia es donde se tiene tal falla en la operación de la herramienta.

ii) Debido a que el gradiomanómetro es un aparato muy sensible al movimiento armónico del cable, también se pueden tener algunas anomalías en las lecturas. Dicho movimiento armónico es debido a que por su gran longitud el cable experimenta alargamiento cuando se introduce o se extrae la herramienta del pozo. Este movimiento es más evidente cuando se efectúan registros a altas velocidades que cuando se hace a velocidades bajas. En el registro del gradiomanómetro éste efecto es marcado como picos a la derecha o a la izquierda cuando se registra hacia arriba o hacia abajo, respectivamente.

iii) La diferencia de presión es la suma de la ΔP hidrostática más la ΔP fricción [$\Delta P = \Delta P$ hidrostática + ΔP fricción].

La ΔP hidrostática se debe a la densidad media de los fluidos en la tubería, en el intervalo de dos pie. ΔP fricción es el resultado de las pérdidas de presión debidas a la fricción entre los fluidos y las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta.

En términos prácticos se considera que el el ΔP fricción es insignificante; por lo tanto, la diferencia de presión vista por el Gradiomanómetro normalmente es debida tan solo al promedio de la densidad del fluido.

iv) Bajo condiciones fluyentes, puede presentarse la mezcla de las fases del fluido. La densidad medida estará en función de

los volúmenes de cada una de las fases.

El Gradiomanómetro es más efectivo para identificar entrada de gas y localizar los contactos agua-aceite.

v) Parámetros que se pueden obtener con el gradiomanómetro

- Fracción de la fase de agua.

La fracción de la fase de agua, algunas veces denominado.

El colgamiento del agua es posible calcularlo en cada punto de nuestra columna de fluido ya que por medio del gradiomanómetro es posible conocer la densidad de la mezcla en cada punto.

La ecuación que se utiliza para este cálculo es la siguiente:

$$Y_w = \frac{p_t - p_o}{p_v - p_o} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

Y_w = colgamiento del agua

p_t = densidad de la mezcla obtenida con el gradiomanómetro

p_o = densidad del aceite

p_v = densidad del agua

Asimismo existe un procedimiento gráfico para determinar el colgamiento del agua. Fig. II.10

La construcción de esta gráfica es como sigue:

Una vez determinada la densidad aparente o de la mezcla mediante el Gradiomanómetro; se construye una gráfica, Fig. II.10 para determinar Y_w ; se entra en el eje vertical del lado derecho y se marca la densidad del aceite (p_o) a condiciones de fondo y en el eje del lado izquierdo se marca la densidad del agua a condiciones de fondo; se unen los puntos por una recta, dando como resultado una recta que se le conoce como curva de respuesta; a continuación la densidad aparente (p_t) se marca en el eje izquierdo, a partir de este punto se traza una horizontal hasta intersectar la curva de respuesta; bajando una vertical hasta el eje horizontal se obtiene el valor de Y_w .

- Velocidad de resbalamiento

La velocidad de resbalamiento (V_s), es la diferencia entre la velocidad del aceite (V_o) y la velocidad del agua (V_w).

Y puede determinarse utilizando la Fig. II.11, si conocemos la diferencia de densidad entre el agua y el aceite ($\Delta P = \rho_o - \rho_v$) y la Y_w .

En la Fig. II.10 se entra con la diferencia de densidades entre el agua y el aceite, trazando una línea vertical hasta intersectar la curva con el valor correspondiente de Y_w ; a partir de este punto, trazamos una línea que intersecte el eje izquierdo de las ordenadas; ese punto corresponde a la velocidad de resbalamiento (V_s).

Con los valores del colgamiento del agua (Y_w), la velocidad de resbalamiento (V_s) y el gasto de flujo total (q_t) de una medición del Medidor de flujo, puede determinarse el gasto de aceite y el del agua de una zona en particular.

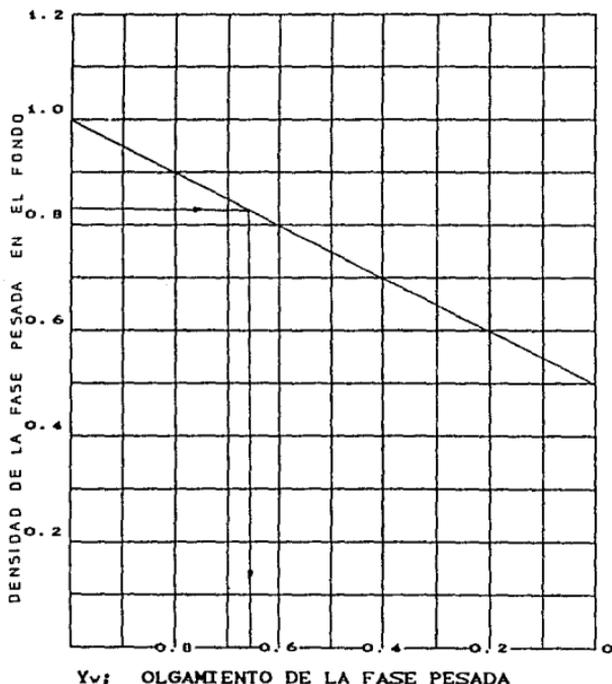


Fig. II.10 DETERMINACION DEL COLGAMIENTO, DE DATOS DEL GRADIOMANOMETRO

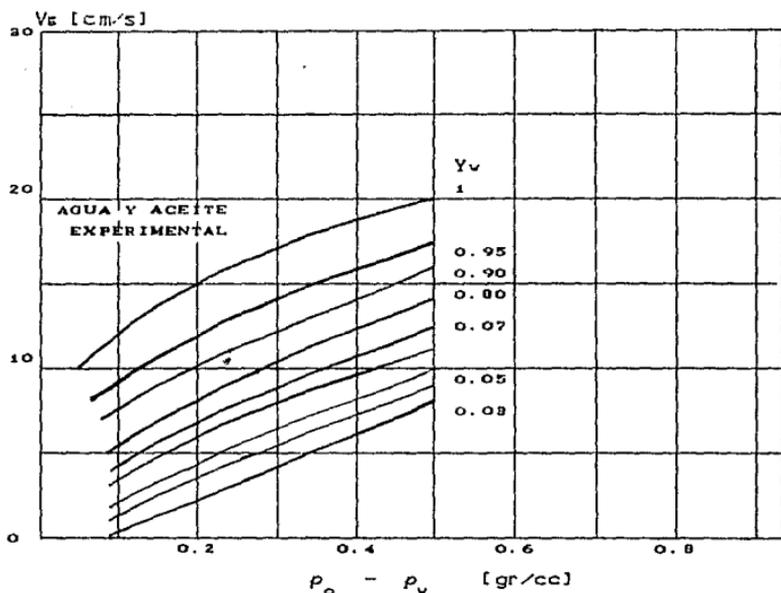


Fig. II.11 PARA ENCONTRAR LA VELOCIDAD DE RESBALAMIENTO

II.12 DETERMINACION DE LOS GASTOS TOTALES DE FLUJO

El gasto de flujo total (q_t), es determinado por el diámetro interior de la tubería de revestimiento y la velocidad del fluido por el medidor de flujo. El diámetro de la tubería de revestimiento es medido en [pg], la velocidad del fluido (V) en [pie/min] y el q_t en [BPD]. Por estadística se tiene que la eficiencia de la herramienta es de 0.83.

Con lo cual $q_t = 0.83 AV$

$$q_t = 0.83 \times A V$$

$$A = \pi/4 [d_{T.R.}^2 - d_{herramienta}^2] ; \text{ si } d_{T.R.}^2 - d_{hta.}^2 = d_o^2$$

$$\begin{aligned} q_t &= 0.83 \times \pi/4 d_o^2 [pg^2] * V [pie/min] \\ &= 0.83 \times \pi/4 d_o^2 [pg^2] [1pie/12pg] * V [pie/min] [1440min/día] \\ &= 0.83 \times \pi/4 d_o^2 / 144 [pie^2] * V [pie/día] \\ &= 0.83 \times 3.1416 / 4 * 1 / 144 d_o^2 * V [pie^3/día] [1bls/5615 pie^3] \end{aligned}$$

$$q_l = 0.83 \times 3.1426/4 \times 1/144 \times 1/5615 \text{ d}^2 \text{ V}$$

Donde:

q_l .- gasto total en [BPD]

d_e .- diámetro efectivo entre la tubería de producción y la herramienta

V .- velocidad promedio del fluido [pie/min]

La velocidad promedio del fluido depende de las velocidades del aceite y del agua que a su vez son función del diámetro de la tubería de revestimiento y el de la herramienta.

Por lo que la ecuación final de flujo es obtenida con las siguientes suposiciones:

El gasto total de fluidos es la suma de los gastos de cada fase, que dependen de la velocidad de cada fase y de la fracción de cada fase.

$$q_l = q_o + q_v$$

$$q_o = V_o A Y_o$$

$$q_v = V_v A Y_v$$

$$q_l = V_o A Y_o + V_v A Y_v$$

como:

$$V_s = V_o - V_v$$

$$V_v A = q_v / Y_v$$

$$q_l = A V_v + V_s A (1 - Y_v)$$

Considerando el flujo de aceite y agua, el gasto total es la suma de los gastos de las dos fases, las cuales dependen de las velocidades y del área de la sección transversal al flujo.

$$q_l = v_v Y_v A + v_o Y_o A ; \quad v_o = v_v + v_s$$

$$q_l = A v_v + v_s A (1 - Y_v) ; \quad v_v A = q_v / Y_v$$

II.12.a Determinación de q_o y q_v

El paso siguiente es determinar los gastos de flujo, tanto del aceite como el agua, en términos del gasto de flujo total.

$$q_o = (1 - y_v) AV_o = (1 - y_v)(V_v + V_g) A$$

pero $q_v = y_v AV_v$; y $q_o + q_v = q_t$

para que $(1 - y_v)(V_v + V_g) A + y_v V_v A = q_t$

o $A(V_v - V_g y_v + V_g - V_g y_v + V_v y_v) = q_t$

obtenemos $(V_v + V_g) A - V_g A y_v = q_t \dots\dots (1)$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por $(1 - y_v)$, obtenemos ;

$$q_o = (1 - y_v) (q_t + V_g A y_v) \dots\dots (2)$$

De manera similar, q_v puede ser determinada; en donde:

$$q_v = y_v [q_t - V_g A (1 - y_v)] \dots\dots (3)$$

Como se hizo notar previamente, $A = 1.4 (d_{TR}^2 - d_{herr}^2)$

El flujo fraccional en el nivel medido es :

$$f_w = q_w / q_t$$

Así la zona que contribuye con agua puede ser identificada.

II.13 EJEMPLO DE INTERPRETACION DEL GRADIOMANOMETRO

En la Fig. II.12 se presenta un registro teórico del Gradiomanómetro, donde se puede ver lo siguiente:

Abajo de las perforaciones la lectura del gradiomanómetro es igual a uno, lo que indica que el fluido que se tiene en este punto es agua la cual continúa hasta la zona C. Arriba de la zona "C" la densidad relativa del fluido es igual a 0.7; lo que indica que se tiene una mezcla de agua-gas o agua-aceite-gas. También se puede observar que no hay cambios a través de la zona "D"; para que ésta fuera una zona de entrada de fluidos, la mezcla debería de tener una densidad relativa de 0.7, lo cual es muy poco probable (para el ejemplo, podría ser una zona de entrada de aceite). La densidad arriba de la zona "E" es 0.4, lo que indica definitivamente una entrada de gas en dicha zona, puesto que la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite, que es de 0.7. lo cual es muy poco probable (para el ejemplo, podría ser una zona de entrada de aceite). La densidad arriba de la zona "E" es 0.4, lo que indica definitivamente una entrada de gas en dicha zona, puesto

que la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite, que es de 0.7.

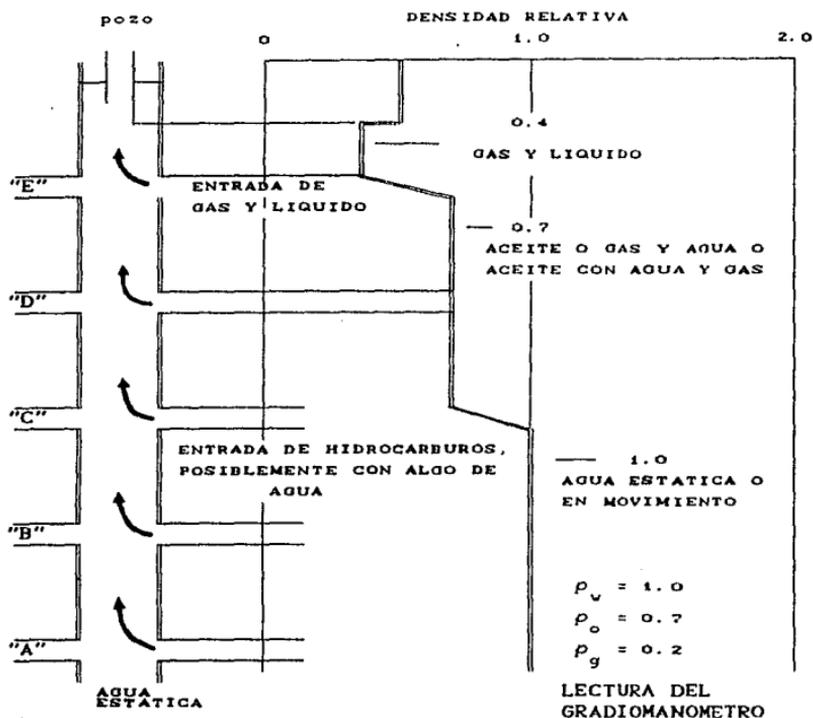


Fig. II.12 REGISTRO TEORICO DEL GRADIOMANOMETRO

II.14 APLICACIONES DEL GRADIOMANOMETRO

La aplicación del gradimanómetro es indispensable en la mayoría de los pozos. Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

- Para el registro en forma continua de la densidad del fluido dentro del pozo
- La identificación de las zonas que aportan fluidos
- Tipo de fluido aportado por las zonas

II.15 CALIBRADOR

El calibrador es un registro que puede ser corrido en pozos con agujero descubierto, tuberías de revestimiento y tuberías de producción, para registrar los perfiles del diámetro del pozo.

Este dispositivo registra una gráfica continua del diámetro del agujero contra la profundidad.

El dispositivo usa un arco con brazos de resorte o bien brazos rectos, Fig. II.13, que se adaptan a la superficie de contacto. Los brazos están conectados mecánicamente a un resistor deslizante conectado a una resistencia variable; estos brazos son flexibles y se encuentran unidos a una varilla móvil en su parte inferior. La posición de la varilla depende del diámetro del agujero o tubería; al moverse hace girar la resistencia y esto se registra en la superficie.

El registro consta de una escala graduada en pulgadas, proporcionando directamente el diámetro efectivo del pozo.

La herramienta tiene un diámetro de 1 $\frac{11}{16}$ [pg]; puede medir variaciones en el diámetro del pozo de 2 a 12 [pg]; su resistencia a la temperatura es hasta de 350°F y de 10,000 [lb/pg²] a la presión, con una precisión en las mediciones de 0.1 [pg]. Se utiliza como ayuda en la interpretación del medidor de flujo y el gradiomanómetro y para localizar daños en la tubería.

II.16 EJEMPLO DE INTERPRETACION DEL CALIBRADOR

En la Fig. II.14 se tiene un perfil proporcionado por el registro calibrador, representando la respuesta típica a variaciones por corrosión y daño de tuberías de revestimiento.

En el punto A, se tiene la respuesta típica de la tubería de revestimiento ordinaria; se observa que la curva varía casi linealmente a lo largo del tramo. El cambio de espesor representado por este tramo es aproximadamente de 0.5 [pg].

En los puntos B-C, el añadir metal a la tubería, como en los coples, causa un incremento momentáneo en el cambio de fase.

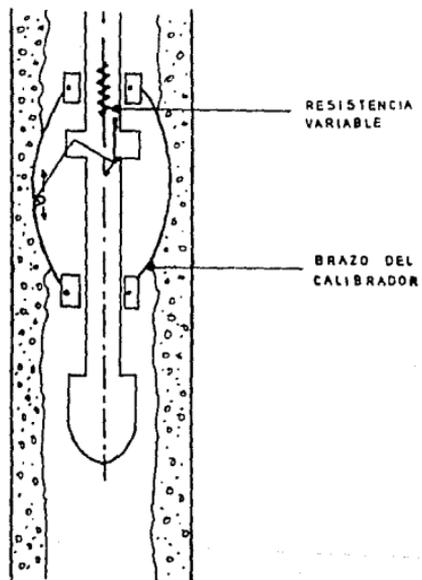


Fig. II.13 CALIBRADOR

En el punto D, la herramienta responde a la presencia de dispositivos fuera de la tubería. Los raspadores generalmente originan curvas iguales, de aspecto "rugoso"; los centradores causan saltos largos.

En el punto F, las perforaciones causan el mismo tipo de respuesta que la corrosión moderada. La información sobre la terminación del pozo es esencial para interpretar el registro de espesor de tubería. Una perforación de menos de 0.5 pulgadas no se puede detectar.

En el punto G, la variación que se nota es debida a un tramo de tubería de revestimiento de peso ligero en la sarta; la corrosión se descarta como una probable interpretación debido a la uniformidad arriba del tramo.

En el punto H, se puede apreciar una corrosión pronunciada.

En el punto I, se observa que se tiene corrosión moderada a severa.

En el punto J, el salto puede indicar un posible agujero en la tubería. Justamente abajo de este punto la tubería fue cortada y extraída. Una rotura de aproximadamente 2 [pie] de longitud fue encontrada en la parte inferior de la junta.

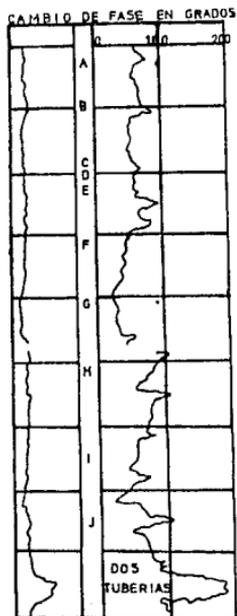


Fig. II.4 EJEMPLO DE INTERPRETACION DE UN PERFIL
 PROPORCIONADO POR EL REGISTRO CALIBRADOR

CAPITULO III

REGISTROS TERMICOS

III.1 REGISTRO DE TEMPERATURA

El registro de temperatura es tal vez el primero de los registros de producción usado en la industria petrolera. Fue usado por vez primera a mediados de 1930 y fue utilizado para localizar entrada de fluidos al pozo.

Los registros de temperatura tomados durante la inyección o producción estabilizada, proporcionan información muy útil respecto a los perfiles de flujo.

El registro de temperatura consiste de un termómetro de alta resolución que puede registrar hasta 0.1 [°F].

El elemento sensible a los cambios de temperatura de esta herramienta, es un filamento metálico el cual se expone al fluido del pozo cuya resistencia va siendo diferente con los cambios de temperatura que se van dando en el pozo a diferentes profundidades.

El filamento es parte de un circuito conector sensible que controla la frecuencia de un oscilador electrónico. Esta reacción de la frecuencia es lineal al rango de trabajo requerido. (Ver Fig. III.1).

Este tipo de registro es el de mayor aplicación de todos los registros de producción, éste junto con el registro trazador radioactivo tiene la ventaja de poder proporcionar información acerca de lo que ocurre afuera de la tubería de revestimiento.

III.2 INTERPRETACION DEL REGISTRO DE TEMPERATURA

En la interpretación de los registros de temperatura las mediciones son generalmente comparadas con el gradiente geotérmico.

También se hacen mediciones a intervalos regulares de tiempo después de que el pozo ha sido cerrado para registrar los cambios cuando la temperatura de la formación regresa a la temperatura de equilibrio.

El gradiente geotérmico es producido por el flujo de calor

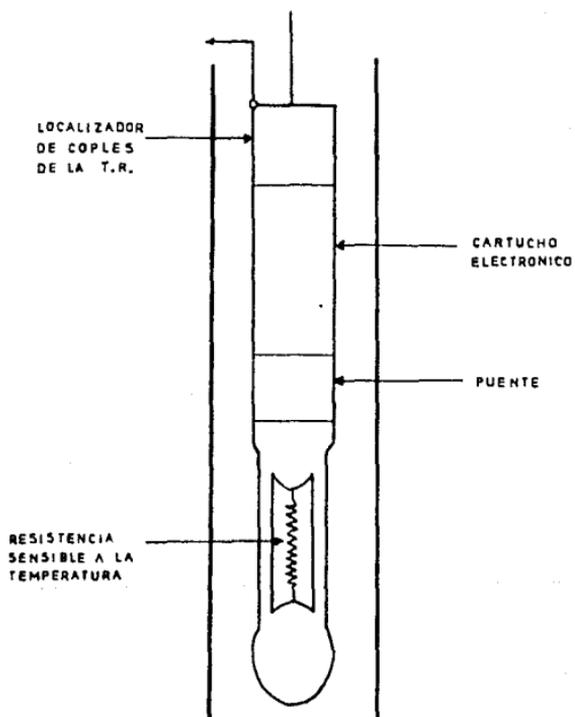


Fig. III.1 TERMOMETRO DE ALTA RESOLUCION

desde el núcleo de la Tierra hasta la superficie. Por lo tanto, el gradiente geotérmico debe variar con las propiedades térmicas de cada capa. Los factores que pueden afectar el gradiente geotérmico son:

III.2.a Litología

Las rocas tienen diferente conductividad térmica (Tabla III.1) provocando que el gradiente no sea una línea recta desde el fondo del pozo hasta la superficie, sino que es una línea quebrada; cuando se tienen gradientes menores corresponden a formaciones con alta conductividad, es decir que la diferencia en temperatura entre la parte superior e inferior de la formación es mas pequeña.

	10^{-3} (cal-°C) (cm-s)		10^{-3} (cal-°C) (cm-s)
Arenisca	3.5 - 7.7	Lutita	2.8 - 5.6
Caliza porosa	4 - 7	Acero	110
Caliza densa	6 - 8	Azufre	0.6
Dolomita	9 - 13	Cemento	0.7
Cuarcita	13	Agua	1.2 - 1.4
Yeso	3.1	Aire	0.06
Anhidrita	13	Gas	0.065
Sal	12.25	Aceite	0.35

Tabla III.1 Conductividad térmica de diferentes tipos de rocas y elementos

III.2.b Tiempo de estabilización del pozo

Durante la perforación, el fluido circulante regularmente mantiene una temperatura uniforme en todo el pozo; pero cuando se deja de circular existe la tendencia al equilibrio de la temperatura del pozo con el gradiente geotérmico de la zona. El

tiempo necesario para que se alcance el equilibrio de temperatura depende del tipo de fluido dentro del pozo, del tiempo de circulación y de la profundidad del pozo.

III.2.c Diámetro del pozo

Si el diámetro del pozo es uniforme, las formaciones cederán calor al agujero de acuerdo a la conductividad térmica que presenta cada roca de la formación, si existen cavernas grandes en la formación, el fluido de perforación formara un colchón aislante que disminuirá el flujo de calor de la formación a la herramienta, esto origina que en el registro se vean zonas frías que pueden confundirse con entradas de gas o intervalos de inyección.

La interpretación de los registros de temperatura es esencialmente cualitativa y no puede resumirse en un patrón determinado; para interpretar los registros en cada caso en particular deben tenerse en cuenta los principios básicos de flujo de calor, la mecánica de los fluidos e ingeniería de yacimientos.

Como la herramienta no registra instantáneamente los cambios de temperatura, el registro debe correrse a bajas velocidades, 25 a 30 [pie/min].

Es importante que para cualquier tipo de pozo se tome un registro a condiciones estabilizadas, ya sea productor o inyector y posteriormente una serie de registro a pozo cerrado. Las series de registros a pozo cerrado tiene como finalidad el indicar la variación de la temperatura de las diferentes formaciones con respecto al tiempo.

Aunque se tienen varios factores que afectan el gradiente geotérmico, para propósitos de interpretación de los registros de temperatura, se puede considerar al gradiente geotérmico como un promedio de todas las capas en el intervalo de interés.

También es importante evitar tomar las corridas sin un tiempo considerable entre ellas y efectuar la primer corrida del registro de temperatura con dirección hacia abajo, ya que el dato de la profundidad no es confiable debido a que se

pierde tensión en el cable y además se pueden tener problemas de cambios de escala ya que no se tiene idea de la magnitud de las anomalías en la temperatura.

Sin embargo, las anomalías debidas al equipo que se encuentra dentro del pozo, que se describen a continuación, con base en ejemplos se pueden utilizar o tomar como base para llevar a cabo la interpretación de estos registros.

III.3 EJEMPLOS DE INTERPRETACION DE REGISTROS DE TEMPERATURA

En estos ejemplos, se muestra el comportamiento de la temperatura para pozos productores e inyectoras. se supone que el perfil geotérmico se incrementa linealmente con la profundidad y que el aceite y agua son líquidos incompresibles.

III.3.a Producción de líquidos

En la Fig. III.2 se muestra un comportamiento típico de la entrada de líquidos al pozo.

Comenzando desde el fondo, la curva de temperatura sigue el perfil geotérmico hacia arriba del punto de entrada del aceite.

Como se observa en la figura, antes del punto P, las curvas del perfil geotérmico y la del registro de temperatura están encimadas, lo cual quiere decir que antes de este punto la temperatura de la formación es la que predomina y no hay movimiento de fluidos atrás de la tubería de revestimiento. En el punto p, el fluido empieza a entrar a la tubería manifestándose en un incremento de la temperatura hasta alcanzar una tendencia paralela al gradiente geotérmico.

En la Fig. III.2a, sobre el punto de entrada de aceite, la curva es exponencial a la asíntota AA', la cual es paralela al perfil geotérmico TT'. La diferencia de temperatura (ΔT) entre el perfil geotérmico y la asíntota está dada por la ecuación:

$$\Delta T = b * M/G$$

Donde b es un coeficiente que depende esencialmente de las características físicas del fluido producido y de la conductividad térmica de las formaciones, G es el gradiente geotérmico y M es el gasto másico. Por lo tanto ΔT es proporcional a el peso de los fluidos producidos por unidad de

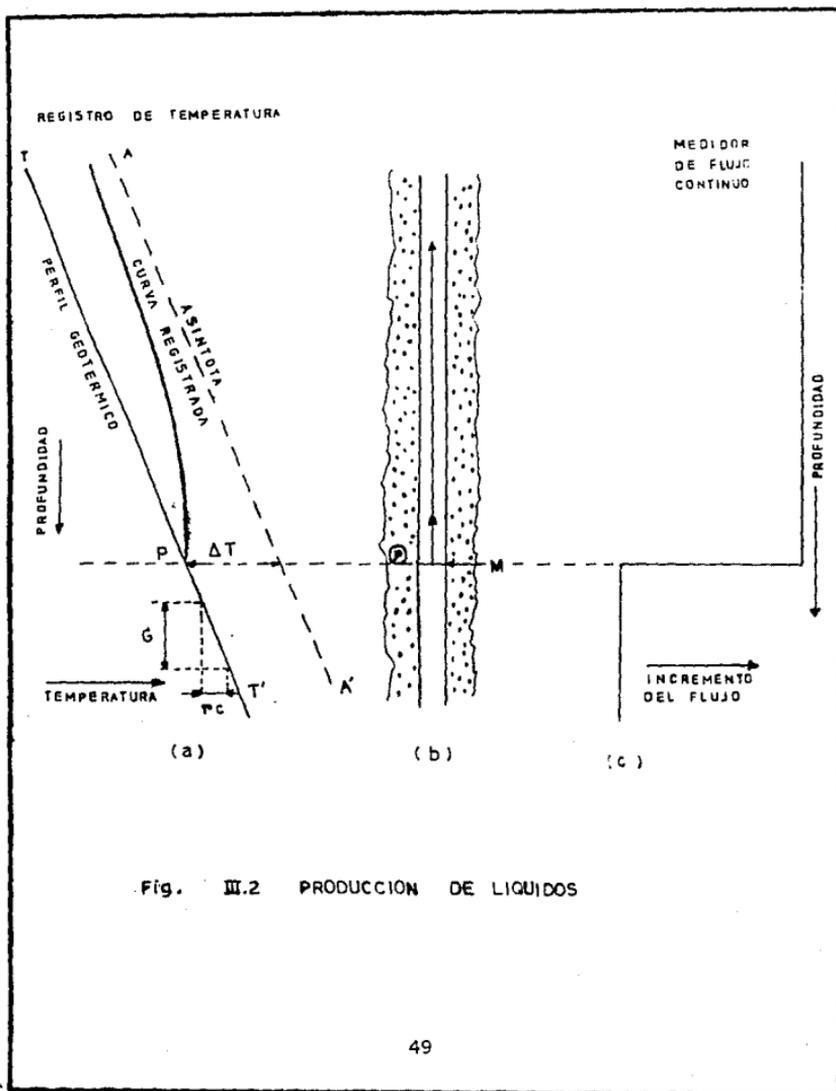


Fig. III.2 PRODUCCION DE LIQUIDOS

tiempo. En este caso el diámetro de la tubería de revestimiento prácticamente no tiene ningún efecto sobre la curva de temperatura. La entrada de líquido se verá reforzada por la información que proporciona un medidor de flujo, Fig. III.2c

III.3.b Producción de gas

En caso de flujo de gas es común observar anomalías adicionales, debido a un decremento en la temperatura causada por la expansión del gas y por la variación de la presión.

En la Fig. III.3, se muestra un comportamiento típico de entrada de gas.

El enfriamiento causado por la expansión del gas produce un cambio de la asíntota AA' y de la línea paralela LL'.

La diferencia de temperatura (ΔT) entre estas líneas paralelas, está dado por la ecuación: $\Delta T = b * M/G$

En esta figura se tienen dos curvas de temperatura registradas, una para alta permeabilidad y la otra para baja permeabilidad.

La caída de presión desde la presión del yacimiento a la presión de la tubería de revestimiento es grande para una baja permeabilidad y pequeña para una alta permeabilidad. Esta caída de presión causa un enfriamiento en el punto P, para una temperatura menor a LL' para bajas permeabilidades y para una temperatura entre LL' y TT' para altas permeabilidades. En ambos casos las curvas de temperatura reaccionan exponencialmente a la asíntota AA'.

Con bajas permeabilidades, la curva de temperatura se incrementa inmediatamente sobre el punto P debido a que es calentada por la formación adyacente. Cuando esta curva de temperatura cruza el perfil geotérmico TT' y se acerca a la asíntota AA' se muestra un enfriamiento en esta curva de temperatura.

Con altas permeabilidades la curva de temperatura muestra un incremento de la temperatura sobre el punto P debido a que es calentada por la formación adyacente, al cruzar el perfil

REGISTRO DE TEMPERATURA

MEDIDOR DE
FLUJO CONTINUO

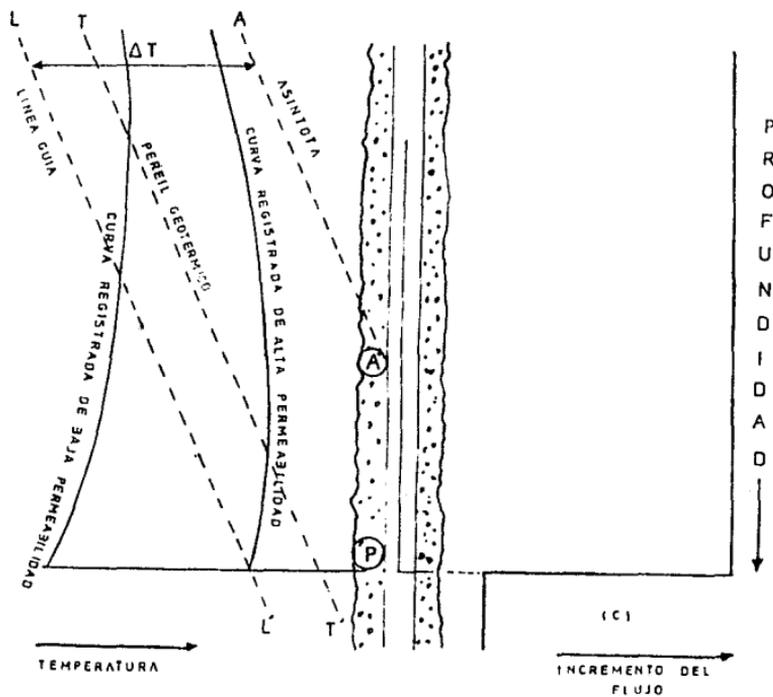


Fig. III.3 PRODUCCION DE GAS

geotérmico TT' y acercarse, a la asíntota AA' se muestra un enfriamiento en esta curva de temperatura.

La entrada de gas se verá reforzada por la información que proporciona un medidor de flujo, Fig. III.3c.

III.3.c Anomalías del registro de temperatura

Generalmente la interpretación del registro de temperatura se hace comparando la curva de comportamiento ideal o gradiente geotérmico con las desviaciones que se presentan en el registro real. A continuación se mencionan algunas de estas anomalías:

- i) En producción de líquidos ascendentes (Fig. III.4), los siguientes puntos son típicos.
 - La curva es vertical en los puntos de entrada
 - La curva permanece por arriba del gradiente estático
 - La curva regresa horizontalmente al gradiente estático si el fluido sale del agujero.
- ii) Para flujo descendente existen las siguientes características.
 - La curva es vertical en el punto de entrada
 - La curva permanece debajo del gradiente estático
 - La curva regresa horizontalmente al gradiente estático si el fluido sale del agujero.

En flujo de gas, las curvas son similares a la de los líquidos solo que en estos existen anomalías en los puntos de entrada y salida.

III.3.d Inyección de agua

En la Fig. III.5 se muestra el comportamiento típico de la temperatura en pozos de inyección de agua.

La siguiente figura muestra cualitativamente los efectos de la temperatura del agua en la superficie, del tiempo de cierre en los perfiles de temperatura en el fondo del pozo y de los gastos de inyección.

Se observa, en la curva a, que el agua de inyección tiene en la superficie una temperatura menor que la temperatura ambiente y esto origina que dicha curva se mantenga siempre por debajo del gradiente geotérmico, aunque a mayor profundidad muestra una tendencia a alcanzarlo.

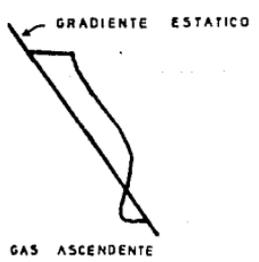


Fig. III.4 ANOMALIAS DEL REGISTRO DE TEMPERATURA

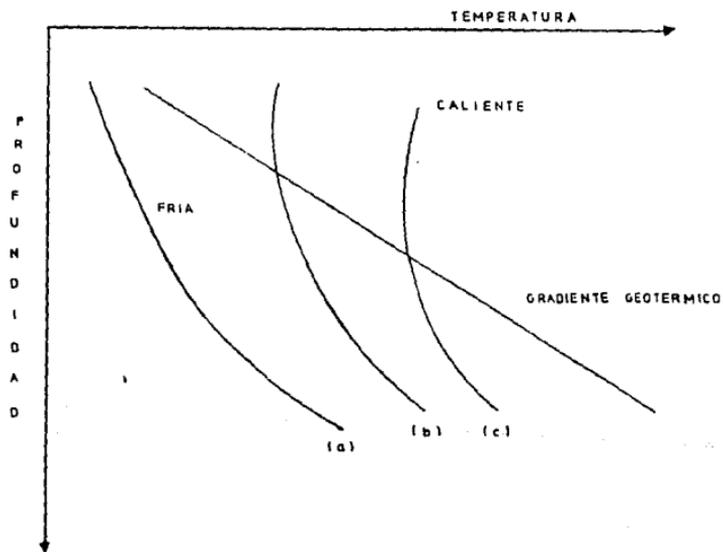


Fig. III.5 EFECTO DE LA TEMPERATURA DEL AGUA EN LA SUPERFICIE, SOBRE EL PERFIL DE INYECCION

En la curva c se observa que el agua de inyección tiene una temperatura mayor en la superficie que la del gradiente. La temperatura permanece casi constante hasta el cruce con la curva del gradiente, a partir de este punto tiende nuevamente a calentarse.

La Fig. III.6 muestra las inyecciones de agua a temperatura de superficie, las cuales a cualquier gasto de inyección entre 0 e α puede producir un perfil de temperatura con un gradiente entre las curvas extremas. Cuando el agua entra a regiones calientes, absorbe calor y se incrementa su temperatura con la profundidad ; el agua es admitida en la formación desde el punto "a" hasta el punto "b" ; abajo de este intervalo la curva de temperatura cambia rápidamente hacia el gradiente geotérmico. La curva izquierda corresponde a un gasto de inyección extremadamente alto.

III.4 Aplicaciones del registro de temperatura

Entre las principales aplicaciones del registro de temperatura, se tienen las siguientes:

- Construcción de perfiles semi-cuantitativos de inyección de agua o gas en pozos inyectoros.
- Localización de las zonas que aceptarán los fluidos inyectados.
- Evaluación de la efectividad de operaciones de fracturamiento.
- Localización de puntos de entrada de gas, agua o aceite al pozo.
- Determinación del movimiento de fluidos detrás de la tubería de revestimiento.

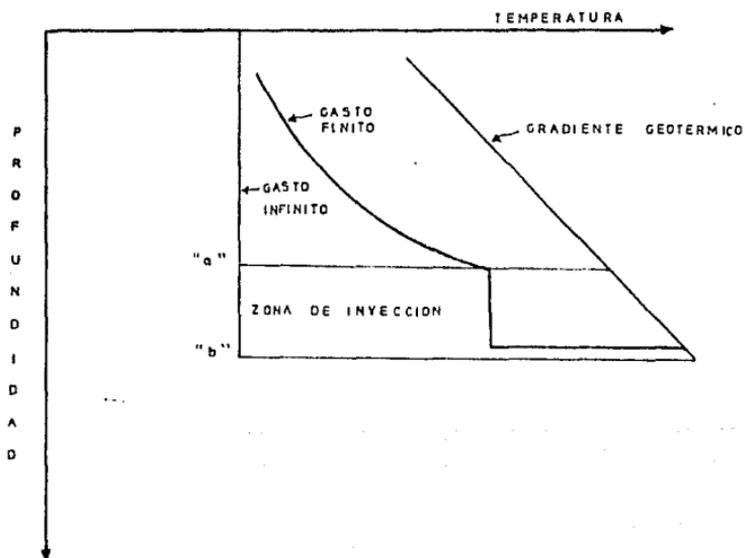


Fig. III.6 EFECTO DE LOS GASTOS DE INYECCION EN LOS PERFILES DE TEMPERATURA

III.5 EJEMPLOS PRACTICOS DEL REGISTRO DE TEMPERATURA

Ejemplo 1

Pozo cerrado

Se corrió un registro de temperatura junto con un medidor de flujo para confirmar las zonas, en las cuales se esta inyectando agua:

1.- Datos

a) Intervalo perforado

b) Perfiles de temperatura cerrados

Corrida No 1 registrada después de estar cerrado 40 min.

Corrida No 2 registrada después de estar cerrado 115 min.

Corrida No 3 registrada después de estar cerrado 215 min.

c) Velocidad del registro: 20 pie/min, para las cuatro curvas de temperatura.

Solución:

Las curvas se muestran en la Fig. III.7.

La interpretación del registro se hará con los siguientes pasos:

1.- Dibujar líneas horizontales a través de las tres curvas de temperatura mostradas en el registro a las siguientes profundidades; que es donde se presentan cambios de pendiente de las curvas:

8430	8540
8470	8580
8530	8644

2.- Leer los puntos de cruce de las horizontales trazadas con las curvas registradas. Los valores obtenidos para cada una de las curvas se muestran en la Tabla III.1.

3.- Se construye una gráfica (Fig. III.8) de Δt (Incremento de tiempo) Vs ΔT (incremento de temperatura). La gráfica III.8 se construye de la siguiente manera:

- Se grafica el valor que resulta de $\Delta t_1 = t_2 - t_1$ contra los valores que resultan de $\Delta T_1 = T_2 - T_1$ para cada una de sus profundidades; así, se obtienen puntos que se unen con los resultantes de $\Delta t_2 = t_3 - t_1$ contra $\Delta T_2 = T_3 - T_1$ para

cada una de sus profundidades. Con esta gráfica se puede predecir si el fluido inyectado se está almacenando.

4.- ¿ De la gráfica, cuál o cuáles zonas están almacenando el agua inyectada ?

Se observa en el registro que en las zonas 8530, 8540 y 8640 las curvas registradas sufren una disminución en la temperatura, lo cual quiere decir que el fluido inyectado se está almacenando. La Fig. III.8 lo corrobora.

TEMPERATURA					
Tiempo (min)	$t_1=40$	$t_2=115$	$t_3=215$	$\Delta t_1=115-40$	$\Delta t_2=215-40$
Temperatura $^{\circ}F$	T_1	T_2	T_3	$\Delta T_1=T_2-T_1$	$\Delta T_2=T_3-T_1$
Profundidad (pie)	Datos leídos en el Registro				
8430	87.9	92.9	99.2	5	11.3
8470	88.7	93.8	100.1	5.1	11.4
8530	81.1	82.5	85.1	1.4	4
8540	79.7	81.9	83.8	2.2	4.1
8580	103.9	108.6	115.3	4.7	11.4
8644	125.0	126.3	128.4	1.3	3.4

Tabla III.1 Tabla de resultados del ejemplo 1

TEMPERATURA

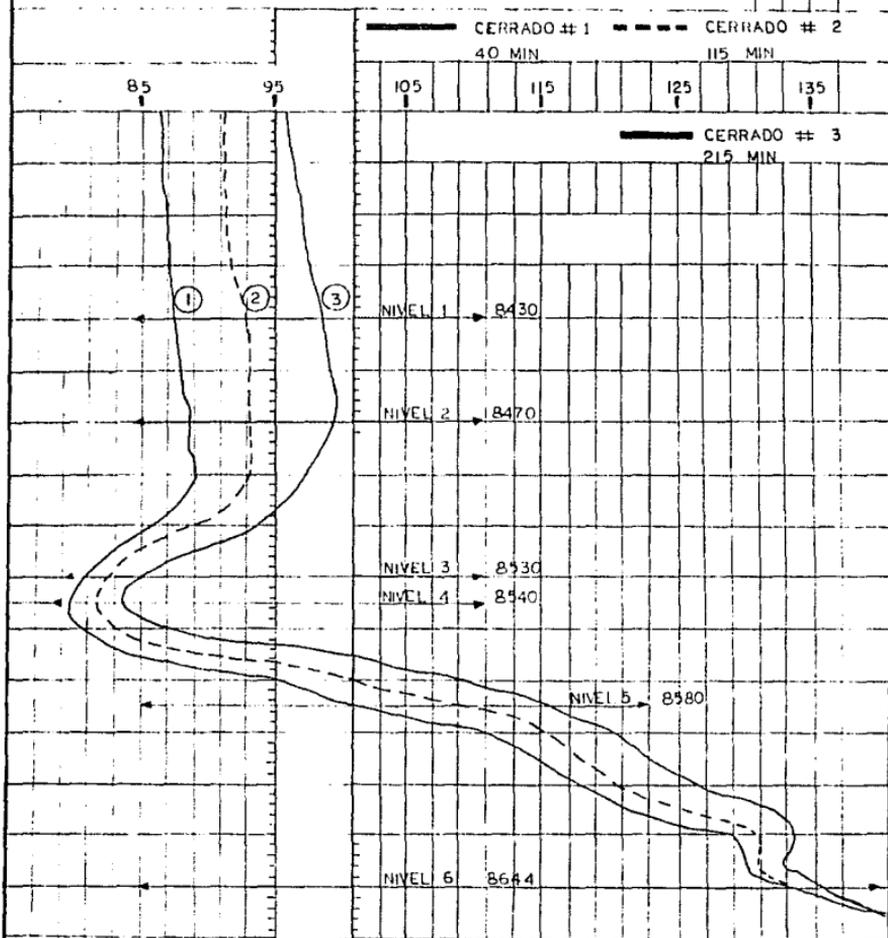


Fig. III.7 CURVAS DE TEMPERATURA DEL EJEMPLO 1

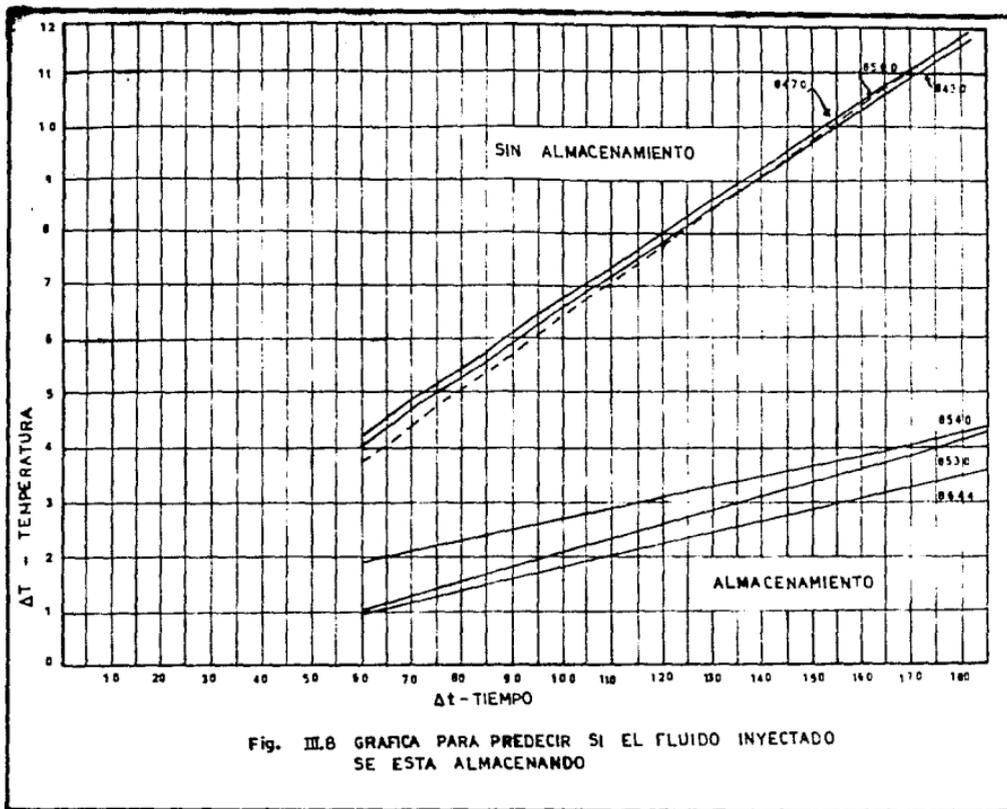


Fig. III.8 GRAFICA PARA PREDECIR SI EL FLUIDO INYECTADO SE ESTA ALMACENANDO

69

Ejemplo 2

Pozo produciendo

En este pozo, un registro de temperatura será corrido para ayudar a conocer la o las zonas de afluencia de agua. A el tiempo donde se está registrando, el pozo estará produciendo 1.16 [Mpie³/día] (millones de pie cúbico / día) de gas y 160 [BPD] de agua.

1. - Dado :

- a) Un registro de perfiles de temperatura con el pozo fluyendo. Fig. III.9.
- b) Intervalo perforado.
- c) Gasto de producción : 1.16 millones de pie cúbico/día de gas y 160 [BPD] de agua.

2. - Asumiendo que la curva de la temperatura entre los 3860 y 3936 pie representa el gradiente geotérmico, determinar:

- a) La o las zonas de producción de gas
- b) La o las zonas de producción de agua

3. - ¿Cuál es el gradiente geotérmico en grados por cada 100 pie (° / 100 pie) ?

Solución:

- a) La o las zonas de producción de gas están en el intervalo de 3780-3807, debido a que la curva registrada muestra un cambio que es similar al caso típico de una producción de gas, tal y como se muestra en la Fig. III.4.
- b) La o las zonas de producción de agua están en el intervalo de 3807-3844, debido a que la curva registrada muestra un cambio que es similar al caso típico de una producción de líquido.

En este caso el gradiente geotérmico se calcula con datos del registro como sigue:

Se toman dos temperaturas diferentes con sus respectivas profundidades y se hace la siguiente relación:

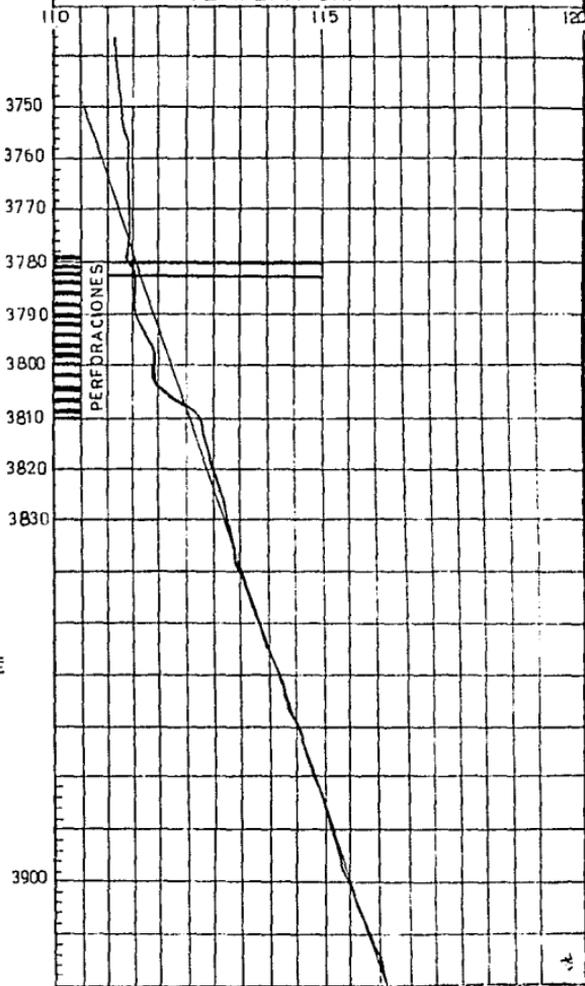
$$\frac{116.4 - 113.8}{3930 - 3850} * 100 = 3.2 \text{ (}^{\circ}\text{F / 100 pie)}$$

Lo que indica que el gradiente geotérmico tiene una variación lineal de 3.2 °F por cada 100 pies.

TEMPERATURA

PRODUCIENDO

TEMPERATURA °F



$$\frac{1164 - 113.8}{3930 - 3850} \cdot 100 = 32 \text{ °F}$$

100 PIE

III.5 REGISTRO DE TEMPERATURA DE DIFERENCIA RADIAL

El registro de temperatura de diferencia radial mide la variación en la temperatura del interior de la tubería de revestimiento con dos elementos sensibles a la temperatura, estos están girando y separados una cierta distancia, midiendo continuamente la diferencia de temperaturas entre esos dos puntos. La curva de temperatura diferencial se encuentra referida a una escala horizontal en [grados/pie] y la profundidad en la escala vertical.

La diferencia de temperatura que puede registrar es muy pequeña [0.005 °F a 0.05°F].

Es la temperatura en el agujero, medida por un registro convencional de temperatura a diferentes profundidades.

A una profundidad pre-seleccionada, la herramienta es estacionada mientras los brazos de la herramienta contienen los sensores de temperatura y se extiende hasta tocar la tubería de revestimiento. Hay una rotación constante a una velocidad de una rotación cada cuatro minutos. La curva de la gráfica resultante de cada rotación estará en la forma de una onda sinuosa cuando esta presente la diferencia de temperatura.

La Fig. III.10 muestra la configuración mecánica de la herramienta.

La temperatura convencional del agujero es registrada normalmente.

El diámetro de la herramienta es de 1 11/16 [pg] permitiendo ser introducida a través de la tubería de producción; la longitud es de 12 [pie] [3.7m].

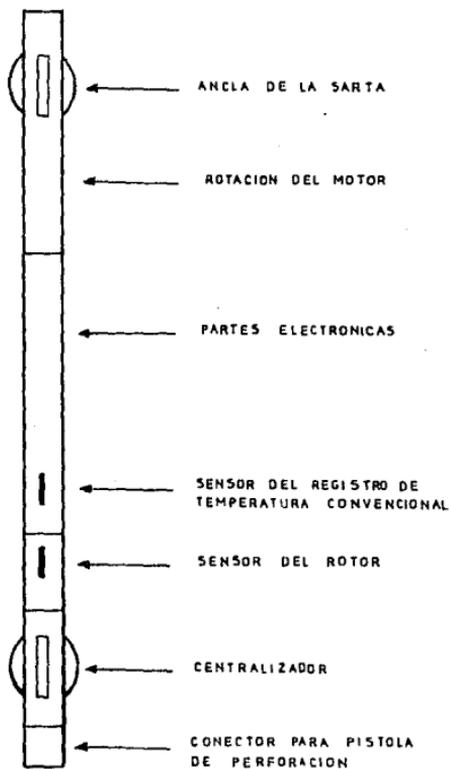


Fig. III.10 REGISTRO DE TEMPERATURA DE
DIFERENCIA RADIAL (RDT)

CAPITULO IV

REGISTROS ACUSTICOS

IV.1 INTRODUCCION

Uno de los principales objetivos y aplicaciones de los registros acústicos es la obtención de la porosidad de la formación directamente, esto es debido a que las propiedades acústicas de la roca están íntimamente ligadas con su porosidad. En principio, los registros de este tipo se toman en agujero descubierto y consisten en enviar un tren de ondas acústicas que viajan a través de la formación, los tiempos de tránsito registrados de estas ondas son proporcionales a la porosidad de la formación.

IV.2 CONCEPTOS GENERALES

Los registros acústicos, están basados en ciertas propiedades físicas de la materia y en algunas definiciones de uso común:

i) Si dentro de una masa de cualquier material, un agente físico desplaza momentáneamente una de sus moléculas o partículas una cierta distancia de su posición de equilibrio, la molécula tenderá a regresar a su posición original en cuanto cesa la acción del agente perturbador; está molécula a su vez transmite un movimiento a sus vecinas, ocasionando un movimiento vibratorio u oscilatorio que se llama onda elástica, onda acústica u onda sónica; se dice entonces que la onda se propaga. En términos generales se puede decir que el movimiento vibratorio de estas partículas obedece las leyes de un movimiento armónico simple, por lo tanto, el desplazamiento de la partícula con respecto al tiempo se puede representar por medio de una curva seno o senoide, como se muestra en la Fig. IV.1. En tal figura la partícula se desplaza del punto Z al punto B al iniciarse el disturbio elástico, rebasa el punto inicial Z de reposo y llega hasta el punto B' debido a que está poseída de cierta inercia; por lo tanto se puede decir que cada partícula tiene desplazamientos positivos y negativos. En la misma figura se puede ver que las crestas o cimas representan los desplazamientos positivos máximos y las depresiones o valles los desplazamientos negativos máximos. Una onda completa

o ciclo, es el tramo de curva seno comprendida entre puntos tales como los F y K, o sea que comprende una cresta con su correspondiente depresión; y es correspondiente con el desplazamiento de la partícula de Z a B', de B' a Z, de Z a B y de B a Z.

ii) Frecuencia de un movimiento oscilatorio.- Es el número de veces que la partícula efectúa una revolución completa alrededor del punto Z en la unidad de tiempo; o lo que es lo mismo, el número de veces que se produce un tramo de curva seno tal como de F a K, también en la unidad de tiempo, Fig. IV.1.

iii) Periodo.- Es el tiempo que tarda una partícula en hacer una oscilación completa, o sea una revolución completa del punto P, que en la curva de la Fig. IV.1 corresponde al intervalo de tiempo de F a K.

iv) Amplitud de onda.- Se le llama a la distancia ZB que se desplaza la partícula, o lo que es lo mismo A_0 en la Fig. IV.1. En un medio homogéneo, esta amplitud disminuye a medida que aumenta la distancia del punto considerado desde la fuente de disturbio elástico, la curva seno adquiere la forma que se ilustra en la Fig. IV.2.

v) Longitud de onda.- Es la distancia lineal comprendida entre dos crestas o dos depresiones consecutivas, Fig. IV.3. La longitud de onda depende de las características, tanto del medio a través del cual se transmite, como de la fuente de disturbio. Para una frecuencia constante la longitud de onda se incrementa con el aumento de velocidad acústica del medio; en los registros sónicos de porosidad la frecuencia es constante.

vi) Frente de onda.- Se llama al lugar geométrico de los puntos alcanzados por una onda en un tiempo dado. Se llaman ondas planas aquellas que tienen frentes de onda planas, como tales se consideran para fines de explicación del registro sónico.

vii) A veces los rayos acústicos pueden incidir muy cerca de las aristas de algunos cuerpos de roca. Entonces sucede que solamente una parte de los rayos acústicos se refleja o se refracta; otros rayos se vuelven curvos rodeando la arista, se

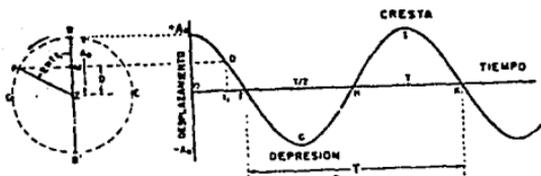


Fig. IV.1 REPRESENTACION DEL MOVIMIENTO ARMONICO DE UNA PARTICULA

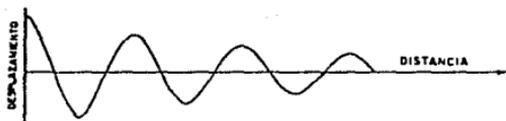


Fig. IV.2 DESPLAZAMIENTO DE LA PARTICULA EN FUNCION DE LA DISTANCIA A LA FUENTE DE DISTURBIO

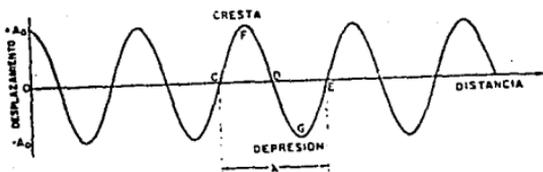


Fig. IV.3 DESPLAZAMIENTO DE LA PARTICULA EN FUNCION DE LA DISTANCIA, OCASIONADO POR LA PROPAGACION DE UNA ONDA ARMONICA PLANA

dice que los rayos se difractan o que hay difracción. Si las dimensiones del cuerpo de roca sobre el cual inciden los rayos acústicos son más pequeños que la longitud de onda, la energía acústica se dispersa, se dice entonces que hay dispersión.

viii) Cuando una onda acústica cambia de un medio de propagación a otro, por ejemplo de uno de menor a otro de mayor velocidad, Fig. IV.4, en la frontera se transforma parcialmente en ondas de otros tipos. A esto se le llama conversión de modo de propagación. Por ejemplo, una onda de compresión se puede transformar en onda de compresión reflejada, de cizallamiento refractada y de frontera.

ix) Tipos de ondas.

Es importante conocer el tipo de ondas en el subsuelo, para así poder obtener su velocidad; estas se generan al producirse un disturbio elástico de un cuerpo, para fines de explicación del registro sísmico se consideran dos tipos principalmente; ondas de compresión que pertenecen a las ondas longitudinales y ondas de cizallamiento que pertenecen a las ondas transversales.

- Ondas de compresión.- Son aquellas que se propagan en sentido paralelo a la dirección del desplazamiento de la partícula, es decir que lo hacen del mismo modo que las partículas de un cuerpo cuando se sujeta a un esfuerzo de compresión. Estas pueden ser transmitidas muy bien en cualquier medio (sólido, líquido o gas). Mientras más denso sea el medio, mayor será en éste la velocidad de compresión.

- Ondas de cizallamiento.- Son aquellas que se propagan en sentido perpendicular a la dirección del desplazamiento de la partícula. Este desplazamiento relativo de partículas guarda similitud con el que se produce en los sólidos cuando están sujetos a un esfuerzo cortante; solo se pueden propagar en los sólidos.

- Ondas reflejadas y ondas refractadas

El comportamiento de las ondas sísmicas tiene mucha similitud en el de los rayos de luz. Cuando el medio en que se produce el disturbio elástico es uniforme los rayos acústicos se propagan en línea recta. Si en su trayectoria la onda

acústica encuentra un medio de mayor densidad, por ejemplo al pasar del lodo del pozo a la formación el rayo acústico cambia de dirección produciéndose lo que se llama reflexión y refracción. La Fig. IV.4 ilustra este fenómeno, M_1 y M_2 representan los dos medios de velocidad diferente, siendo la velocidad del primero menor que la del segundo. P_i representa un rayo de onda de compresión incidiendo a un ángulo i respecto a la horizontal NN . Parte de la energía acústica original se convierte en un rayo de compresión P_t que continua viajando a través del segundo medio a un ángulo q_p , que es el rayo refractado. Otra parte de la energía acústica de la onda de compresión se convierte en un rayo de refracción S_t , correspondiente a la onda de cizallamiento. Si el medio M no es un líquido o un gas, también se produce un rayo de cizallamiento reflejado.

De acuerdo con las leyes de la física, el ángulo r_p , de reflexión es igual al ángulo i de incidencia; el ángulo de reflexión r_s del rayo de cizallamiento es menor que el ángulo de reflexión r_p .

Para los registros acústicos se utilizan las propiedades de los rayos refractados. Existe un valor para el ángulo de incidencia i conforme éste aumenta correspondiente a un valor de 90° del ángulo de refracción q_p , entonces el rayo refractado viaja paralelamente a la frontera entre los dos medios M_1 y M_2 ; este ángulo se llama ángulo crítico de incidencia; cuando el ángulo de incidencia es mayor de este valor, no hay refracción.

Dos de los principales registros acústicos son:

- * Registro acústico de porosidad o también llamado sónico de porosidad
- * Registro sónico de cementación

IV.3 REGISTRO SONICO DE POROSIDAD

IV.3a Principio de Operación

El registro sónico de porosidad consta de una sonda de material aislante acústico que va en el extremo de un cable, Fig. IV.5. Tiene dos transmisores de ondas acústicas y cuatro receptores. Este sistema, permite eliminar la mayor parte de los efectos de agujero tales como diámetro del pozo e inclinación de la sonda. Los transmisores y los receptores son "transductores" electroacústicos, es decir que convierten energía eléctrica en energía acústica o biceversa.

Se mide el tiempo (Δt), que tarda la onda acústica en recorrer en la formación una distancia igual a la separación entre receptores. Un transmisor, al ser activado eléctricamente emite una sucesión de ondas acústicas de compresión que se propagan en todas direcciones, como se ilustra en la Fig. IV.7. Parte de la energía acústica atraviesa el lodo, choca sobre la pared del agujero al ángulo crítico de incidencia, Fig. IV.6; es refractada viaja por la formación a lo largo de la pared, nuevamente entra al lodo y finalmente llega a los receptores. Los caminos representados esquemáticamente por TBCR1 y TBDR2, son los rayos acústicos de interés. Vistos en tres dimensiones, el conjunto de todos estos rayos de interés limitarían una superficie que tendría la forma de un cilindro vertical terminado en cono truncado en ambos extremos.

Las velocidades del sonido en el material de que esta constituida la sonda y en el lodo son menores que la velocidad del sonido en la formación. En consecuencia llegará primero a los receptores la energía acústica que viajó a través de la formación.

Al llegar la onda acústica al primer receptor hace funcionar un mecanismo de tiempo que se cierra automáticamente cuando la onda llega al segundo receptor, registrándose el intervalo de tiempo Δt . Los transmisores de la sonda del tipo BHC, Fig. IV.5, funcionan alternativamente y los valores del intervalo de tiempo Δt son leídos también alternativamente en uno y otro par de receptores. Un computador en la superficie, efectúa automáticamente un promedio de ambos valores, también integra

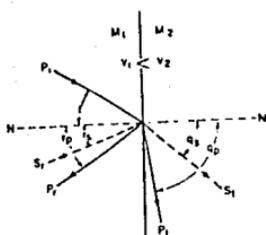


Fig. IV. 4 REFLEXION Y REFRACCION DE LOS RAYOS

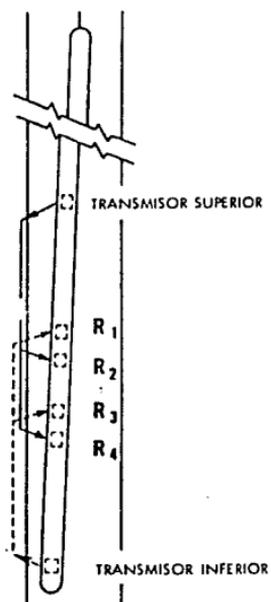


Fig. IV. 5 SONDA PARA OBTENER EL REGISTRO SONICO BHC

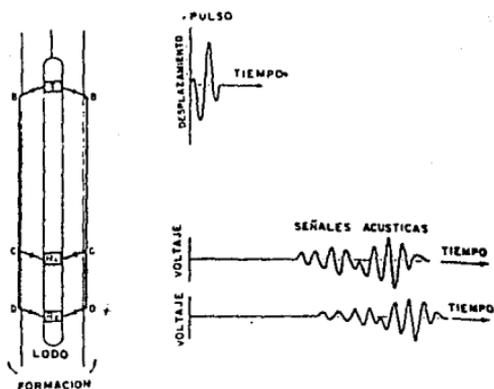


Fig. IV.6 PRINCIPIO DEL REGISTRO SONICO. LA CURVA SUPERIOR REPRESENTA LA SENAL RECIBIDA DEL LODO; LAS CURVAS INFERIORES, LA SENAL DE LA FORMACION.

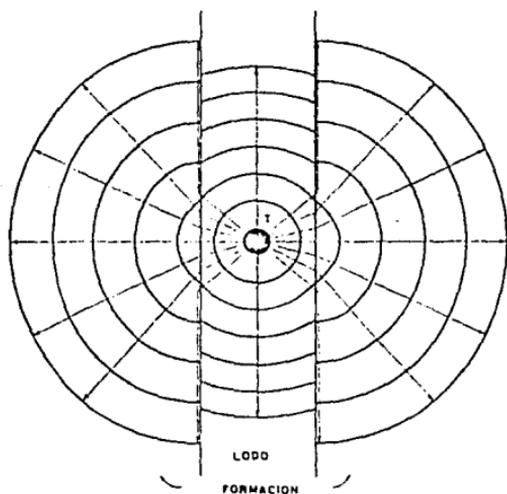


Fig. IV.7 PROPAGACION DE LAS ONDAS ACUSTICAS

los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito. Luego se registra en la superficie en microsegundos sobre pie, Fig. IV.8, en la cual la pista número 1 se puede registrar una curva de calibración de diámetro del agujero. En las pistas 2 y 3 se registra el tiempo de recorrido de las ondas acústicas, designado como Δt , en microsegundos sobre pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), en escala rectilínea. En el margen izquierdo de la pista 2 se registra una curva llamada de tiempo total o integrado; se caracteriza por una serie de marcas o picos, los picos pequeños corresponden a intervalos de tiempo de un milisegundo; esta curva permite determinar el tiempo de tránsito total entre dos intervalos cualquiera de profundidad. Además, se puede obtener simultáneamente una curva de porosidad computada a partir de los mismos datos de tiempo de tránsito, resolviendo mediante un mecanismo automático que posee el equipo del registro.

IV.4 FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DEL REGISTRO SONICO

1) Salto de ciclo.- El mecanismo automático de tiempo de los receptores funciona solamente si el nivel de energía o amplitud de la onda acústica está arriba de cierto valor mínimo. Esto es con el fin de impedir que algún ruido extraño haga funcionar los mecanismos de tiempo de los receptores prematuramente y se registren tiempos de tránsito falsos. Si la amplitud de la onda del rayo de interés que hace funcionar el mecanismo de tiempo del primer receptor se atenúa a menos del nivel mínimo de energía, no logrará cerrar el mecanismo de tiempo en el segundo receptor. Entonces el mecanismo de tiempo continuará hasta que llegue una onda con una amplitud mayor que el nivel mínimo de energía y lo cierre. Se dice entonces que se tiene un salto de ciclo, produciéndose en el registro una deflexión muy pronunciada de la curva de tiempo, como se muestra en la Fig. IV.9. En el registro BHC, la deflexión anormal de la curva producida por el salto de ciclo puede ser hacia la izquierda del registro si el salto de ciclo es ocasionado por el receptor más alejado o hacia la derecha del registro si el salto de ciclo lo produce el receptor más cercano.

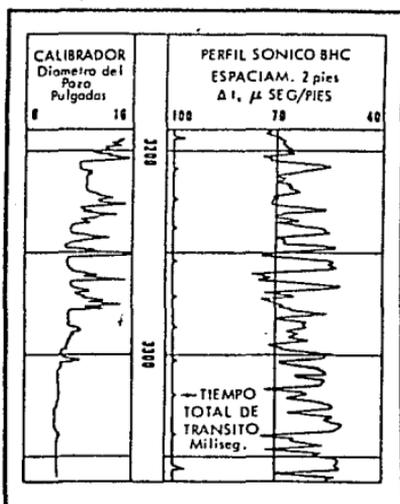


Fig. 1V.8 FORMA DE PRESENTACION DEL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.

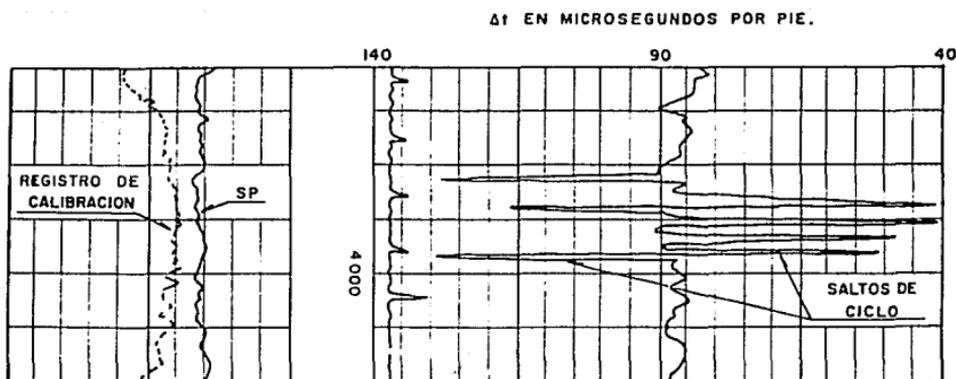


Fig. IV.9 EJEMPLO DE UN REGISTRO SONICO QUE MUESTRA LOS SALTOS DE CICLO.

- Factores que pueden producir el salto de ciclo

De su conocimiento y de la manera como influyen estos factores se pueden interpretar mejor las condiciones del sistema roca-fluidos-agujero.

. Influencia de las características de la formación y fluidos

Puede ocurrir una gasificación local del lodo frente a ciertos intervalos de formaciones que contienen gas. El gas reduce la amplitud y por lo tanto, la intensidad de las ondas de compresión. La onda acústica al pasar del transmisor a la formación a través del lodo y de la formación al receptor, también a través del lodo se atenúa. Su energía puede ser suficiente para hacer funcionar el mecanismo de tiempo del primer receptor más no la del segundo.

En formaciones que han sufrido diastrofismo intenso, en donde son frecuentes las fracturas, fisuras y juntas y si éstas tienen la particularidad de ser esencialmente horizontales puede haber una gran pérdida de energía acústica por reflexión, difracción y dispersión en estas aperturas cuando están llenas de fluido.

. Influencia de las condiciones del agujero

Cuando hay cavidades muy grandes en el agujero frente a los receptores, la onda acústica que llega a éstos desde la formación tiene que recorrer una distancia excesivamente grande, atenuándose.

En formaciones a poca profundidad (500m), la presión hidrostática del lodo normalmente es baja. La presión es directamente proporcional a la densidad. Si el lodo es de baja densidad puede no haber suficiente acoplamiento acústico con la formación y la onda también se atenúa.

. Influencia del equipo y su operación

Un desajuste en el nivel mínimo de energía de entrada de los receptores, puede producir saltos de ciclo o registros de valores falsos. Si este nivel es muy alto, habrá muchos saltos de ciclo, si se baja demasiado, para impedir casi por completo los saltos de ciclos se puede llegar a correr el riesgo de que se registre el nivel del fluido del agujero en vez de tiempos de tránsito correctos de la formación. La sonda, al moverse en

el agujero en el lodo del pozo, genera ondas de baja intensidad, esto es lo que se llama nivel de ruido.

ii) Condiciones de agujero

Si el diámetro del agujero es prácticamente constante y no es muy grande, su efecto general es una atenuación normal de la onda elástica. En donde el agujero es muy grande puede llegar a ocurrir saltos de ciclo.

iii) Agujero de diámetro uniforme

El tiempo de tránsito de la formación, medido con una sonda de dos receptores es la diferencia entre los tiempos de tránsito de la misma onda acústica percibida por los dos receptores. El tiempo de tránsito total (t_1) de la onda registrado por el receptor R1 (Fig. IV.6), es igual a el tiempo de tránsito (t_m), en el paso TB a través del lodo más el tiempo de tránsito ($t'b$) a través de la formación en el tramo BC de formación más el tiempo de tránsito ($t'm$), en el paso CR1 a través del lodo.

$$t_1 = t_m + t'b + t'm \quad \dots\dots\dots(1)$$

De la misma manera se puede obtener el tiempo de tránsito t_2 registrado por el segundo detector para la misma onda en el trayecto TBDR2:

$$t_2 = t_m + t''b + t''m \quad \dots\dots\dots(2)$$

La diferencia entre los tiempos $t''b$ y $t'b$, es el tiempo de tránsito de la onda acústica en el tramo de formación CD. Es decir, restando (1) de (2).

$$t_2 - t_1 = (t''b - t'b) + (t''m - t'm) \quad \dots\dots(3)$$

Si el diámetro del agujero es uniforme:

$$t''m = t'm, \quad \text{por lo tanto:}$$

$$t_2 - t_1 = t''b - t'b \quad \dots\dots\dots(4)$$

En consecuencia, la diferencia de tiempos totales ($t_2 - t_1$) será el tiempo de tránsito correcto ($t''b - t'b$), en el tramo de formación CD; es decir, que se elimina automáticamente los tiempos de tránsito en el lodo. Como CD es constante el tiempo de tránsito promedio Δt por unidad de distancia dentro de la formación será:

$$\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{R1R2} = \frac{t_2 - t_1}{CD} \quad \dots\dots\dots(5)$$

De donde, la velocidad promedio de la formación en este tramo es:

$$V = \frac{1}{\Delta t} = \frac{CD}{t_2 - t_1} \dots\dots\dots(6)$$

La altura de investigación del sistema de dos receptores, o poder de resolución vertical, es igual a la distancia entre los dos receptores, en consecuencia, mientras más corta sea esta distancia mayor será el detalle de la curva de tiempo de tránsito del intervalo.

iv) Agujeros no uniformes

En la Fig. IV.10 se presentan dos situaciones, si el transmisor está en el agujero de mayor diámetro (izquierda) y el cambio de diámetro de agujero queda entre los dos receptores, $t'm$ será mayor que $t''m$, si se designa por Δm la diferencia entre estos dos tiempos se tiene:

$$t_2 - t_1 = (t''b - t'b) - \Delta m \dots\dots\dots(7)$$

Esta expresión demuestra que el tiempo de tránsito medido ($t_2 - t_1$) es menor que el tiempo de tránsito verdadero de la formación ($t''b - t'b$) lo cual ocasiona una deflexión errónea de la curva del registro hacia la derecha tiene la forma de L en la Fig. IV.10.

Si el transmisor estuviera en el agujero de mayor diámetro y el cambio de diámetro ocurriera entre los dos receptores, sucedería lo contrario del caso anterior, el tiempo de tránsito Δt del intervalo es demasiado largo y la deflexión de la curva en el registro es hacia la izquierda (punto K de la Fig. IV.10) Esta anomalía se extiende aproximadamente una distancia igual a la mitad del espaciamiento del agujero cuando tenga un espesor menor o aproximadamente igual al espaciamiento de los detectores; entonces las deflexiones K y L adquieren la forma de una S como se ve en N.

IV.5 CARACTERISTICAS DEL DISPOSITIVO

La distancia entre cada par de receptores normalmente es de 2 pie (0.60m). La profundidad de investigación de la sonda es de 0.30m. La distancia entre el transmisor y el primer receptor es del orden de 3 pie (0.90m). Estas distancias son constantes en un mismo registro.

La Fig. IV.11 muestra los aspectos que tendrían dos registros acústicos tomados con dos sondas con diferente distancia entre receptores, en una secuencia de capas con diferentes velocidades, el espesor de las capas se considera de 0.30 cm. Los valores más confiables son los registrados con la sonda de menor espaciamento.

El registro se caracteriza a veces por una secuencia de picos y mesetas o valles debido a las variaciones en espesores y tiempos de tránsito.

IV.6 TRENES DE ONDAS

Una señal acústica comprende varios componentes. Los componentes de interés de esta señal constituyen la señal de la formación. Los pulsos acústicos que emiten los transmisores de la onda de registro son producidos por las contracciones y expansiones alternadas de un transductor. Para un transductor dado se ha encontrado que la frecuencia es del orden de 20000 Hz para los transmisores usados en los registros acústicos de porosidad. La Fig. IV.12, (a) muestra un ciclo de una onda acústica. El pulso que emite el transmisor, en realidad es una sucesión de ciclos sencillos y se compone de muchas ondas de frecuencia diferentes. La Fig. (b) muestra un ejemplo de un pulso real y la Fig. (c) muestra un espectro de frecuencias de un pulso típico.

La Fig. IV.13 muestra el tren de ondas que constituye una señal típica de la formación obtenida con una sonda de espaciamento muy grande, en una roca consolidada. Se indica el tiempo de iniciación del pulso. Las señales acústicas llegan al detector en el siguiente orden: primeramente llega la onda de compresión P, que viaja según el trayecto TBCR (ver Fig. IV.6), luego aparece la onda de cizallamiento S que seguirá un camino similar; finalmente llegan las ondas retardadas que comprenden, entre otras, las que viajan a través del lodo.

Los puntos F y F' de la Fig. IV.13, indican lo que se llama primera llegada de la onda. En cada tren de ondas la amplitud de los ciclos primero aumenta hasta alcanzar un valor máximo y luego disminuye. Los tiempos de primera llegada y la amplitud son diferentes para cada tren de ondas. En la

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

práctica, los espaciamientos son cortos y no hay suficiente separación entre los trenes de ondas. Así, la onda S llega antes de que finalice la onda P y se traslapan como se ve en la Fig. IV.14. La onda de compresión siempre existe, las retardadas también, pero se presentan sólo cuando su amplitud es lo suficientemente alta.

IV.7 RELACION POROSIDAD-TIEMPO DE TRANSITO

Wyllie, Gregory y Gardner encontraron experimentalmente una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito de las ondas de compresión.

Se tiene un tramo de roca porosa, compuesta esencialmente de granos redondos saturada completamente con agua, como se ilustra en la Fig. IV.15, se supone que una onda acústica plana de compresión la atraviesa verticalmente entre los planos horizontales HH' y H'H. La flecha indica uno de los rayos acústicos. L_f y L_{ma} son respectivamente, las longitudes de tramos de espacio poroso ocupados por agua y las longitudes de tramos de granos a través de los cuales viaja el rayo acústico. Sean Σ(L_f) la suma de las longitudes de los tramos parciales recorridos por el rayo en el agua y Σ(L_{ma}) la suma de las longitudes, entonces:

$$\Sigma(L_f) + \Sigma(L_{ma}) = L$$

Si se designan por V_f y V_{ma} las velocidades de compresión en el agua y en los granos respectivamente, el tiempo de tránsito t, en la distancia L, será:

$$t = \frac{\Sigma(L_f)}{V_f} + \frac{\Sigma(L_{ma})}{V_{ma}} \dots\dots\dots (8)$$

Luego, el tiempo de tránsito promedio Δt, por unidad de distancia resulta:

$$\Delta t = \frac{t}{L} + \frac{\Sigma(L_f)/L}{V_f} + \frac{\Sigma(L_{ma})/L}{V_{ma}} \dots\dots\dots (9)$$

Si L es muy grande comparada con el tamaño de los granos, Σ(L_f)/L será una medida de fracción del volumen total ocupado por el fluido, o sea la porosidad (φ). De la misma manera, Σ(L_{ma})/L es una medida de la fracción del volumen total ocupado por los granos, o sea (1-φ). De acuerdo con esto, la fórmula (9) queda como una función de la porosidad.

$$\Delta t = \frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{1-\phi}{V_{ma}} \dots\dots\dots(10)$$

Sean Δt_f y Δt_{ma} , el tiempo de tránsito en el agua y en los granos respectivamente, tales tiempos son iguales a los recíprocos de sus respectivas velocidades. Luego entonces, la expresión (10) se puede escribir:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1-\phi) \Delta t_{ma} \dots\dots\dots(11)$$

La expresión (11) recibe el nombre de fórmula de tiempo promedio, de la cual se obtiene:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots(12)$$

Esta es la fórmula general usada para calcular la porosidad por medio del registro sísmico, en formaciones limpias invadidas de agua.

De la expresión (12), en la práctica Δt es el tiempo de tránsito leído del registro sísmico ($\mu\text{seg}/\text{pie}$); Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz de la roca (ver Tabla IV.1), Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido que contiene la roca (filtrado del lodo y agua de la formación), para este se usa un valor de alrededor de 190 ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) o sean 5300 pie/seg (ver Tabla IV.2).

Material	V_{ma} (pie/seg)	Δt_{ma} ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)	Δt_{ma} ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) usado comúnmente
Areniscas	18000-21000	55.6-47.6	55.5 ó 51.0
Calizas	21000-23000	47.6-43.5	47.5
Dolomitas	23000	43.5	43.5
Anhidrita	20000	50.0	50.0
Sal	15000	67.0	67.0
Tubería	17500	57.0	57.0

Tabla IV.1 VELOCIDADES DE COMPRESION DE MATERIALES NO POROSOS

Fluido	Velocidad(pie/seg)	Δt ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
Agua (lodo)	5000-5300	190-200
Aceite	4300	232
Metano	1417	700

Tabla IV.2 VELOCIDAD DE ALGUNOS FLUIDOS

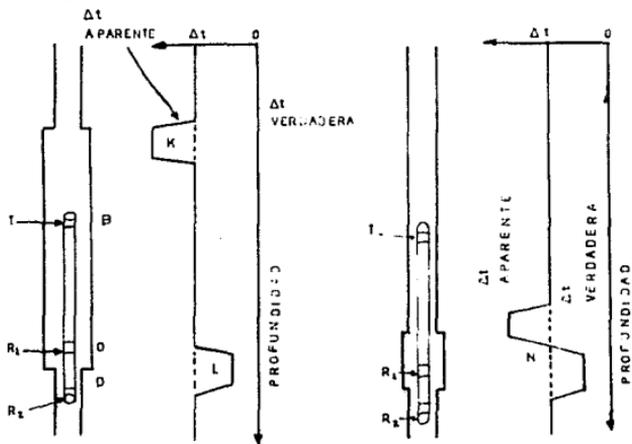


Fig. IV.10 EFECTO DE AGUJEROS NO UNIFORMES SOBRE LA CURVA DE TIEMPO DEL REGISTRO SONICO

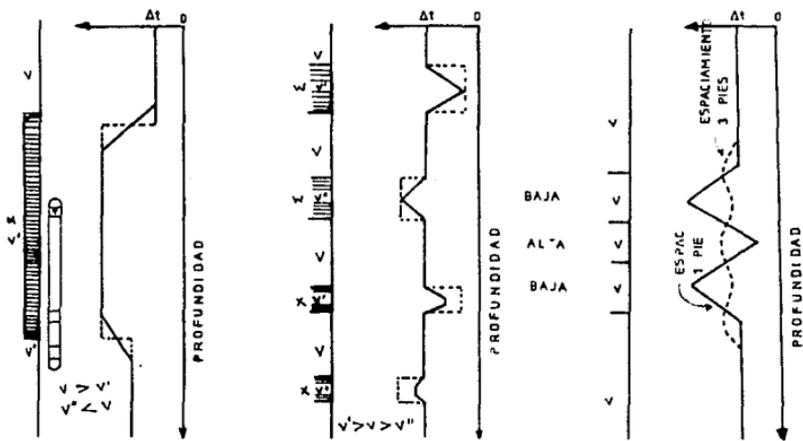


Fig. IV.11 CURVAS IDEALIZADAS DE TIEMPO DE TRANSITO DEL INTERVALO PARA CAPAS DE VARIOS ESPESORES

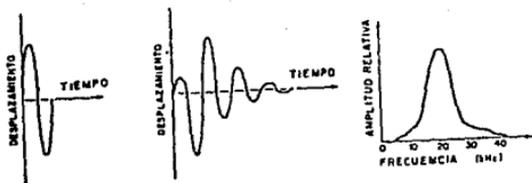


Fig. IV.12 IZQUIERDA: PULSO ARMONICO IDEAL DE UN CICLO
 CENTRO: PULSO REAL TIPICO
 DERECHA: ESPECTRO DE FRECUENCIAS DE UN PULSO TIPICO

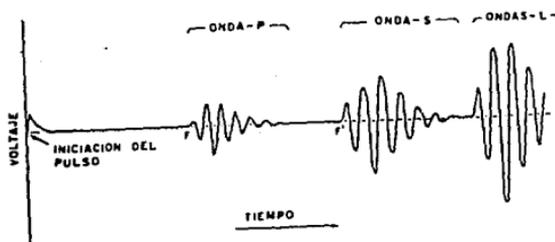


Fig. IV.13 SEÑAL DE LA FORMACION OBTENIDA CON UN ESPACIAMIENTO MUY GRANDE.

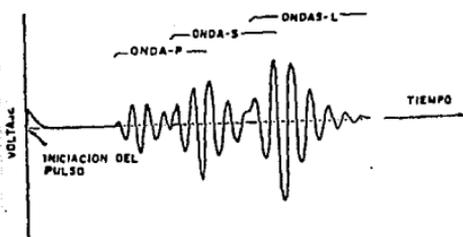


Fig. IV.14 SEÑAL ACUSTICA DE LA FORMACION, QUE MUESTRA EL TRASLAPE DE ONDAS.

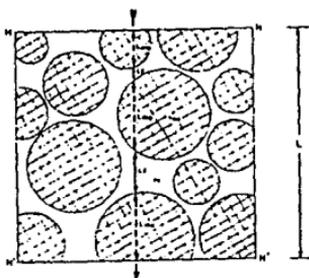


Fig. IV.15 SECCION DE UNA ROCA SATURADA CON AGUA.

IV.8 INTERPRETACION DEL REGISTRO

Para determinar la porosidad a partir de este registro, se construye primeramente una gráfica de porosidad determinada por análisis de núcleos contra tiempo (Δt), de tránsito leído del registro sónico, según estadística que se tenga en el área de estudio. Sin embargo, debe tenerse cuidado de que la cantidad de núcleos sea suficiente y que abarque un rango amplio de pares de valores de Δt y ϕ . Si no se tienen datos locales de Δt_{ma} se puede suponer inicialmente un valor adecuado según el conocimiento que se tenga de la litología en el lugar. El valor de $\Delta t_f = 190$, también es válido cuando el pozo se perfora con lodo de base agua.

IV.9 APLICACIONES DEL REGISTRO

- La principal aplicación es para determinar la porosidad de la formación.
- En conjunto con otros registros, se utiliza para determinar valores más precisos de la porosidad.

IV.10 EJEMPLO PRACTICO DEL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD

Se corrió un registro sónico de porosidad en una formación de caliza para conocer la porosidad que tiene.

Datos:

$\Delta t = 57$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) leído del registro (Fig. IV.16)

$\Delta t_{ma} = 47.5$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) leído de la Tabla IV.1

$\Delta t_f = 190$ ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) leído de la Tabla IV.2

Solución:

Aplicando la expresión (12) se obtiene directamente la porosidad:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

$$\phi = \frac{57 - 47.5}{190 - 47.5}$$

$$\phi = 0.0666$$

$$\phi = 6.6\%$$

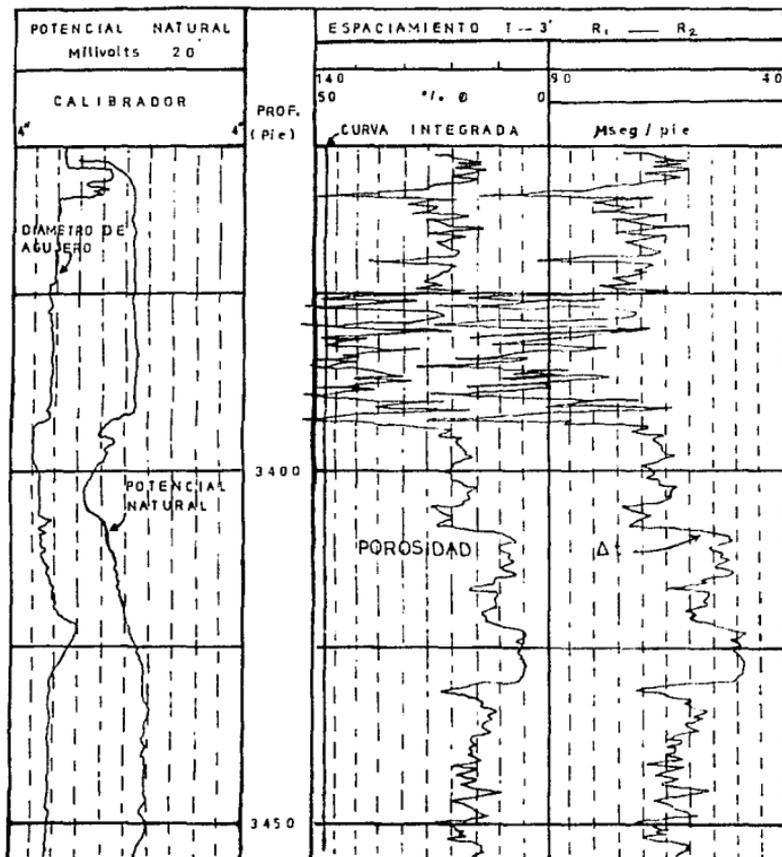


Fig. IV.16 EJEMPLO DE UN REGISTRO SONICO TOMADO EN UNA CALIZA
(Cortesía de PEMEX.)

IV.11 REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

El registro sónico, básicamente es un microfono, que puede ser colocado dentro del pozo como una línea de comunicación.

Este es un instrumento útil, particularmente a bajos gastos de flujo para los siguientes casos:

- Localizar canalizaciones de cemento y comunicación de fluido atrás de la tubería de revestimiento.
- Localizar fugas en la tubería de revestimiento, tubería de producción y empacadores.

IV.11.a Principio de operación

La herramienta contiene un detector de cristal piezométrico muy sensitivo, unido a un amplificador. Este es no direccional y responde a cualquier sonido alrededor del pozo.

La Fig. IV.17 muestra esquemáticamente la configuración de la herramienta y el proceso superficial.

La onda acústica sigue una trayectoria similar a la del registro sónico de porosidad. Sale del receptor, viaja a través de la tubería de revestimiento y es detectado en el receptor y enviada su señal a la superficie donde llega a un amplificador en la superficie.

Si el cemento esta bien adherido a la tubería de revestimiento habrá buen acoplamiento acústico en el cemento y también con la formación. La amplitud de la onda registrada será menor que en el caso de una tubería libre. La Fig. IV.18 ilustra un ejemplo de un registro tomado en una tubería bien cementada y la Fig. IV.19 muestra esquemáticamente los valores relativos de la amplitud en los casos extremos e intermedios.

Las siguientes conclusiones se obtuvieron del estudio de 28 pozos.

- Las comunicaciones son posibles, si el registro sónico de cementación no muestra amplitudes de 10% de la amplitud de la tubería de revestimiento no cementada.
- No son posibles las comunicaciones, si el registro sónico de cementación exhibe una longitud continua de 10 pies, cuando la amplitud de la tubería de revestimiento no cementada es de 5%.
- Las comunicaciones son posibles, si el registro sónico de

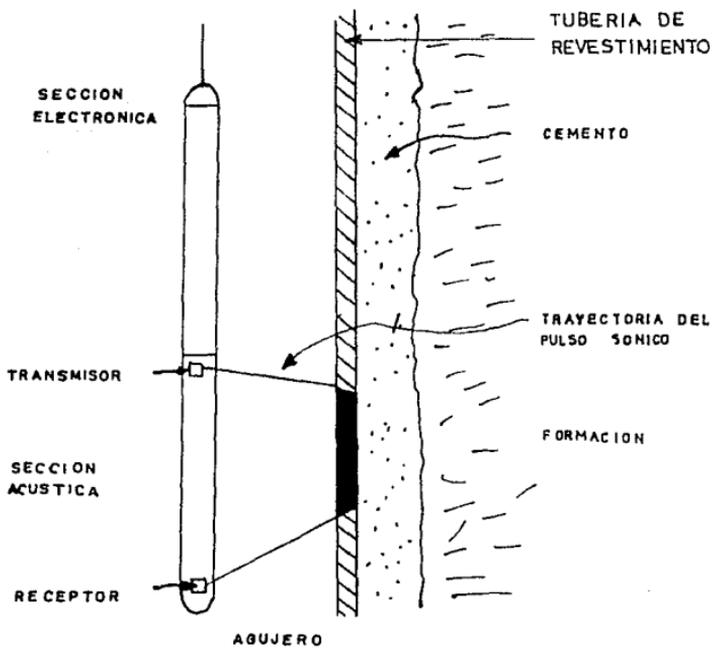


Fig. IV.17 REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

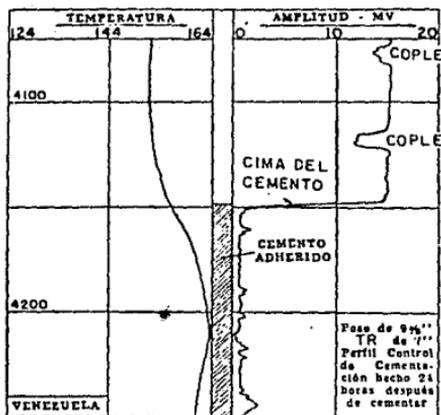


Fig. IV.18 EJEMPLO DE UNA BUENA CEMENTACION

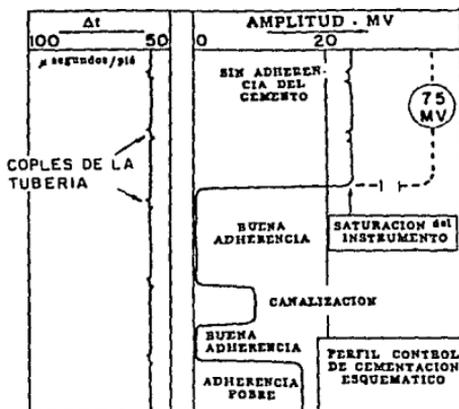


Fig. IV.19 ESQUEMA QUE MUESTRA, COMPARATIVAMENTE LOS VALORES DEL REGISTRO SEGUN DIFERENTES SITUACIONES.

cementación exhibe longitudes menores de 5 pies, cuando las amplitudes de la tubería de revestimiento no cementada son menores de 5%.

IV.12 FACTORES QUE AFECTAN AL REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

i) Resistencia del cemento a la compresión

Los experimentos de laboratorio mencionados, demuestran que existe una relación definida entre la resistencia del cemento a la compresión y la atenuación de la onda acústica. La resistencia del cemento aumenta con el tiempo de fraguado.

ii) Efecto de la tubería de revestimiento

Mientras menor sea el diámetro de la tubería de revestimiento habrá un mejor acoplamiento acústico con los transductores de la sonda. Esto da por resultado una amplitud mayor a la onda conforme el diámetro de la tubería disminuye. Este efecto también es válido en tuberías cementadas, pero la amplitud de la onda será menor para una misma tubería.

Si la tubería está libre, el ritmo de atenuación es independiente de su espesor. Pero si está cementada, el efecto de atenuación sí depende del espesor de la tubería.

Para una resistencia dada del cemento, si el espesor de la tubería disminuye, el ritmo de atenuación de la señal aumenta.

IV.13 INTERPRETACION DE LA HERRAMIENTA

La interpretación puede ser cualitativa o cuantitativa. La primera consiste principalmente en la observación de las amplitudes medidas. La segunda se refiere al cálculo de la resistencia del cemento a la compresión.

Para poder emitir un mejor juicio sobre la calidad de la cementación, es recomendable efectuar las dos interpretaciones.

El nomograma de la Fig. IV.20 permite determinar, en función de las variables de la tubería y de los valores obtenidos del registro sónico de cementación, la resistencia del cemento a la compresión. Su uso es sencillo y se ilustra con un ejemplo para una tubería de diámetro de 7" (178mm) y espesor de 10.3 mm (0.408") y peso de 29 lb/pie. También los valores de resistencia a la compresión así calculados están sujetos a interpretación. Los calculos de resistencia son seguros cuando se satisfacen las siguientes condiciones principales:

- Sonda y tubería de revestimiento centradas
- Espesor del cemento de 19 mm(3/4") o mayor
- Que no se hayan aplicado presiones excesivas u otros esfuerzos dentro de la tubería antes de tomar el registro sónico de cementación.
- Que no haya interferencias acústicas debidas a las señales provenientes de la formación, con la señal de la tubería de revestimiento.
- Que se observen valores de amplitud razonablemente uniformes en zonas en donde el agujero es casi del mismo diámetro de la barrena.

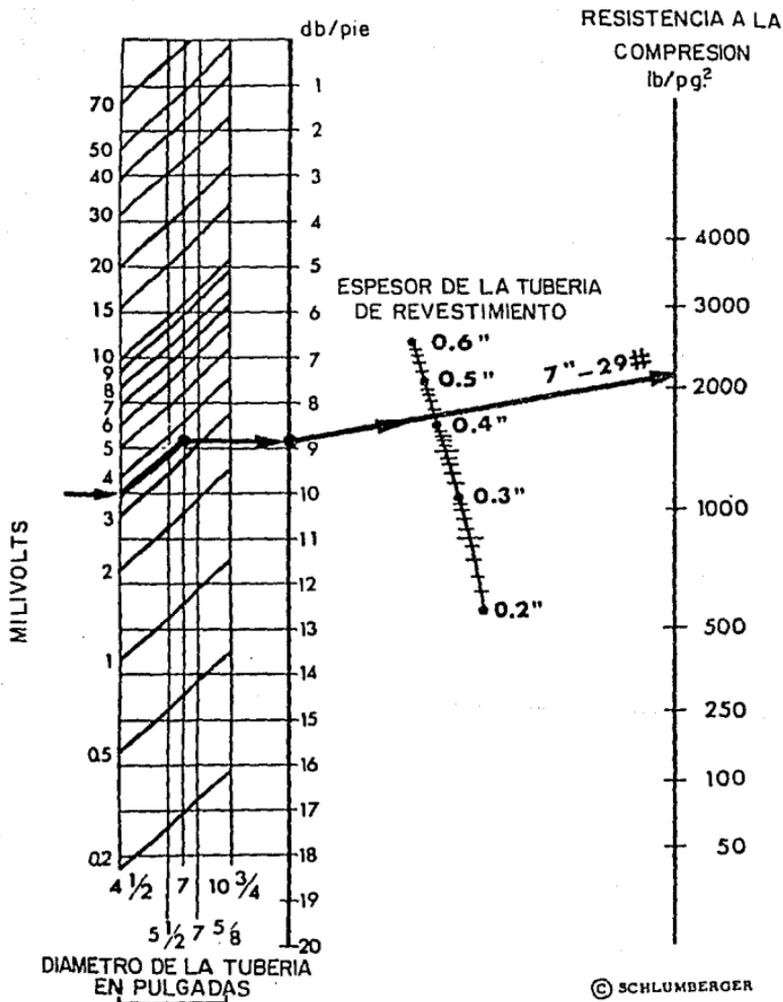
Puede suceder que el valor de la resistencia a la compresión calculada resulte anormalmente muy baja. Esto puede deberse a varias causas. El cemento pudo haberse contaminado con el lodo, se pudo haber canalizado, o bien la adherencia a la tubería de revestimiento se pudo haber alterado por algún esfuerzo interno de la tubería. Estos efectos no pueden separarse. Se consideran dentro de un término llamado índice de adherencia.

El índice de adherencia está dado por la relación del ritmo de atenuación observado en la zona que se considera que esta completamente cementado, según el registro. Estos ritmos de atenuación (db/pie) se determinan por medio del nomograma, Fig. IV.20.

Puede suceder que no se pueda encontrar una zona de referencia de atenuación máxima, o sea una zona bien cementada; entonces, este valor se puede estimar utilizando como argumento la resistencia del cemento dado; luego se procede a la inversa con el nomograma para obtener el ritmo de atenuación esperado en el eje marcado (db/pie).

Si se tiene la certeza de que no hubo contaminación del cemento ni se ocasiono daño a la adherencia, es muy probable que la resistencia baja calculada se deba a canalización de cemento. En este caso, el índice de adherencia será una medida del grado de canalización del cemento.

Las condiciones de la superficie de la tubería también tienen efectos sobre el grado de adherencia del cemento. Una superficie emmohecida o de tubería usada, o bien una



ESPACIAMIENTO DE 3 PIES

Fig. IV.20 GRAFICA PARA INTERPRETACION CUANTITATIVA DEL REGISTRO SONICO DE CEMENTACION, SOLO PARA SONDA CENTRADA.

recientemente pulida, producen buena adherencia con el cemento. En cambio, una superficie cubierta con grasa reduce la adherencia.

IV.14 EJEMPLO DE UN REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

La Fig. IV.21 ilustra el efecto del tiempo después de la cementación. Se puede notar que la adherencia del cemento a la tubería se produce en un tiempo menor frente a lutitas o zonas lutíticas. La explicación que se da a este hecho es que el cemento pierde agua frente a las zonas permeables, fraguando más rápidamente. Al cabo de 28 horas, la adherencia fue completa frente a las areniscas y después de 33 horas lo fue en todo el intervalo. Esto indica que para interpretar el registro sónico de cementación hay que tomar en cuenta el tiempo transcurrido después de cementado el pozo.

En este ejemplo se hará una interpretación cualitativa que será corroborada con la interpretación cuantitativa.

Interpretación cualitativa					
Profundidad [pie]	Tiempo después de la cementación				
	4 horas	18 horas	28 horas	33 horas	
8500-8550	regular	regular	regular	buena	Adherencia
8551-8600	buena	buena	buena	perfecta	
8601-8650	regular	regular	buena	perfecta	
8651-8700	regular	buena	buena	buena	
8701-8750	regular	regular	buena	perfecta	
8751-8800	regular	regular	regular	regular	

La adherencia del cemento fue leído de la Fig. IV.21.

Se nota que en el intervalo 8751-8800 existe una mayor canalización de la cementación que en los otros intervalos.

Interpretación cuantitativa

Esta interpretación cuantitativa se efectuó usando el nomograma de la Fig. IV.20, usando un diámetro de tubería de revestimiento de 7 pg y 29 lb/pie y espesor de la tubería de revestimiento de 0.408 pg, así como la Fig. IV.21.

En la siguiente tabla se analizaran a los tiempos de 4 y 33 horas.

Interpretación cuantitativa					
Profundidad [pie]	Amplitud [mv]	Resistencia a la compresión [lb/pg ²]	Atenuaciones [db/pie]	Indice Adherencia	
8500	17	250	4.3	Regular	4 Hrs.
8550	17	250	4.3	Regular	
8600	17	250	4.3	Buena	
8650	17	250	4.3	Buena	
8700	13	500	5.3	Regular	
8750	11	600	5.6	Regular	
8800	12	550	5.5	Regular	
8500	1	3700	12.4	Perfecta	33 Hrs.
8550	1	3700	12.4	Perfecta	
8600	1	3700	12.4	Perfecta	
8650	1	3700	12.4	Perfecta	
8700	1	3700	12.4	Perfecta	
8750	2	3500	10.5	Buena	
8800	12	550	5.5	Regular	

En estos resultados se observa que a la profundidad de 8000 pies no existe una buena adherencia, corroborando así la interpretación cualitativa.

TIEMPO DESPUES DE LA CEMENTACION

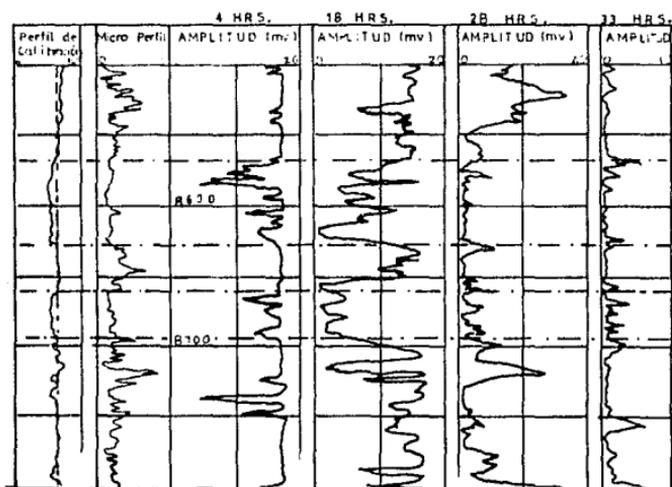


Fig. IV.21 VARIACION DE LA AMPLITUD DE LA SEÑAL DEL REGISTRO FONICO DE CEMENTACION CON EL TIEMPO DESPUES DE CEMENTADA LA TUBERIA DE ADEME

CAPITULO V REGISTROS RADIOACTIVOS

V.1 INTRODUCCION

Desde que fueron introducidos los registros nucleares después de los años cuarentas, la industria petrolera ha remarcado los avances en la tecnología de registros en agujero entubado.

Las formaciones geológicas contienen cantidades variables de material radioactivo, cuya magnitud depende de sus características individuales.

La radioactividad se define como la desintegración de átomos acompañada por la emisión de radiación.

Los átomos más simples tienen núcleos estables. Entre los átomos con núcleos más pesados y complejos, se encuentran algunos que son solo parcialmente estables y que espontáneamente se transmutan o transforman a otros isótopos más estables cambiando su masa; se dice que los núcleos de estos átomos son radioactivos. Los elementos, cuyos átomos tienen esta característica y que se encuentran en las formaciones sedimentarias son: el Potasio 40 isótopo del Potasio 39, los elementos de la familia del Uranio, entre los cuales se encuentra el Actinio y el Radio, y los elementos de la familia del Torio.

V.2 REGISTRO RAYOS GAMMA

El registro de rayos gamma es uno de los registros radioactivos de mayor uso y basa su principio en la desintegración natural de las pequeñas cantidades de elementos radioactivos que contienen las rocas. Una de las rocas que contienen mayor cantidad de material radioactivo es la lutita y en menor proporción las arenas, areniscas y calizas; por lo tanto, una curva de rayos gamma indicará la diferencia en radioactividad de una u otra roca.

Son tres tipos básicos de radiación que un átomo emite al desintegrarse y se conocen comúnmente como rayos alfa (α), rayos beta (β) y rayos gamma (γ). Los rayos alfa son los de más alta energía aunque de relativa poca penetración. Los rayos

beta son elementos libres emitidos por el núcleo y son de mucha menor energía que los rayos alfa, su penetración no es la suficiente para llegar a la sonda del registro.

Los rayos gamma, son los que interesan para el registro, sus partículas no tienen tamaño definido, aún cuando muchos de sus efectos se manifiestan como si lo fueran. En realidad se trata de ondas electromagnéticas, similares a las del radio, de la luz y de los rayos X, aunque no de proceso continuo sino en rafagas, y pueden ser detectados como tales. No obstante, en cada brote reaccionan como si se tratara de partículas. Los rayos gamma son los de mayor penetración debido a lo cual es posible obtener los registros de rayos gamma aún a través de varias tuberías de revestimiento del pozo.

La unidad de energía de los rayos gamma que generalmente se usa es el electrón-volt (ev), que se define como la energía impartida a un electrón cuando es propulsado por una diferencia de potencial de un volt.

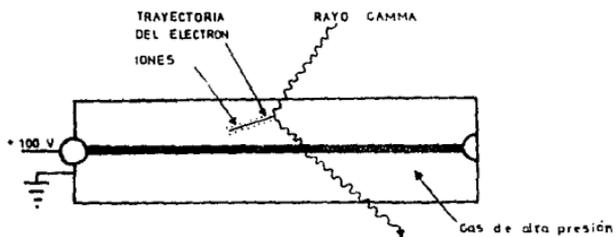
V.3 TIPO DE DETECTORES

Los detectores de rayos gamma más comúnmente usados son el Geiger-Mueller y el detector de centelleo.

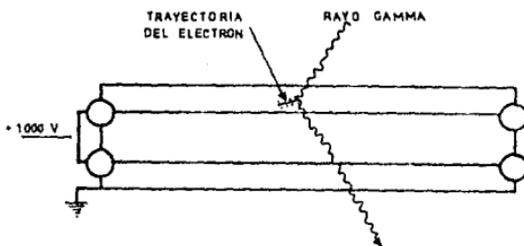
Camara de ionización

Consiste esencialmente de un cilindro metálico que contiene un gas inerte a alta presión, dentro del cual y a través de toda su longitud va a una varilla, también metálica, pero aislada del cilindro en sus extremos como se muestra en la Fig. V.1. En la varilla se mantiene constantemente un potencial eléctrico positivo con respecto al cilindro del orden de 100 volts.

Quando los rayos gamma entran a la cámara inciden en los átomos del material del tubo o con el gas inerte que se encuentra en las paredes del tubo, dando lugar a la liberación de electrones rápidos que al moverse a través del gas, se vuelven cada vez más lentos, sin embargo, en este proceso se liberan otro tipo de electrones con carga negativa; este proceso se llama ionización. En virtud de su carga negativa, estos electrones, se van acumulando para constituir una carga o pulso, momento en el cual fluyen hacia el polo positivo del



CAMARA DE IONIZACION



CONTADOR GEIGER-MULLER

Fig. V.1 ESQUEMAS DE UNA CAMARA DE IONIZACION Y GEIGER-MULLER

circuito que es la varilla central, en la forma de una corriente eléctrica. Esta corriente es muy pequeña, pero, por medio de un sistema electrónico se amplifica y su señal es enviada hasta la superficie.

i) Contador Geiger-Mueller

Este contador básicamente es una cámara de ionización, pero con un voltaje más elevado en el o los electrodos centrales del orden de 600 a 1000 volts y presión baja en el gas. El electrodo central está hecho de un alambre muy delgado, de manera que el gradiente de potencial en su vecindad es muy grande. En este aparato, la ionización ocurre de la misma manera que en la cámara de ionización, la diferencia estriba en que en este contador los electrones liberados por los rayos gamma son propulsados por el intenso campo eléctrico rápidamente hacia el electrodo central y, en su viaje alcanzan tal nivel de energía que a su vez liberan más electrones provenientes de los átomos de gas con los cuales colisionan, produciéndose una avalancha de electrones sobre el electrodo central, tal que se multiplica muchas veces la ionización que se obtendría únicamente con los electrones primarios, produciéndose un pulso bastante grande en la terminal del contador. Una de las ventajas de este contador es que produce pulsos bastante grandes que pueden detectarse fácilmente y transmitirse. Las desventajas principales son que es difícil de construir, requiere buen control de voltaje y debido a su poco espesor, el electrodo central es afectado por las vibraciones mecánicas. Fig. V.1.

ii) Contador de centelleo

Consta de 3 partes principales que son: un cristal, el fotomultiplicador y el discriminador Fig. V.2. El cristal, generalmente es un cristal transparente de yoduro de sodio activado por Talio.

Cuando un rayo gamma incide sobre la superficie del cristal, interacciona con los electrones del cristal y produce un pequeño brote de luz del fotomultiplicador, el cual a su vez emitirá electrones proporcionalmente a la intensidad de la luz recibida; estos electrones son atraídos por el primer ánodo,

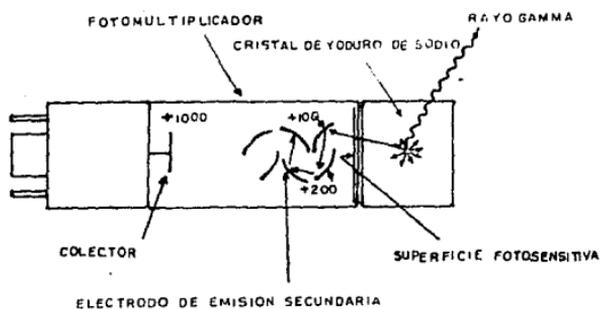


Fig. V.2 ESQUEMA DE UN CONTADOR DE CENTELLEO

con el cual chocan y que tiene la propiedad de emitir tres o más electrones por cada uno que reciben. Estos electrones secundarios son acelerados hacia otro ánodo que tiene un potencial más elevado, triplicándose la emisión de electrones. Este proceso de multiplicación continúa varias veces más, hasta lograr una multiplicación interna del orden de un millón de electrones. Finalmente, la corriente o pulso a la salida del multiplicador es todavía multiplicada por un amplificador electrónico. De esta manera, la intensidad del pulso de salida será proporcional a la intensidad del minúsculo brote de luz inicial y este a su vez lo es a la intensidad de los rayos gamma incidentes. La principal ventaja de este contador es su alta eficiencia, de 50 a 80% de manera que es posible usar contadores de poca longitud, del orden de 0.20 m (8 pg), lo que se traduce en un mayor detalle en el registro. La principal desventaja es que es muy sensible a los cambios de temperatura de manera que hay necesidad de aislarlo del calor o refrigerarlo.

V.4 CALIBRACION DEL REGISTRO

En el pasado, los registros de rayos gamma fueron usados exclusivamente en forma cualitativa para fines de correlación litológica. Posteriormente, su uso se ha venido extendiendo a la interpretación cuantitativa, tanto en la evaluación de formaciones petroleras como en la detección de depósitos radioactivos de valor, lo cual ha hecho necesario calibrar cuantitativamente los valores que se obtienen en estos registros.

Se tienen dos tipos de calibraciones actualmente; una que es la concentración equivalente de radio y que se expresa en microgramos por tonelada métrica de formación la cual tiene una relación fija entre la cantidad de cada uno de los elementos en la tierra; esta relación es dada por

$$\frac{\text{gramos de Uranio}}{\text{unidad de peso de la formación}} = \frac{3 \times 10^6 \text{ gramos de radio}}{\text{unidad de peso de la formación}}$$

La unidad de calibración es, microgramo de radio-equivalente

sobre tonelada métrica de formación [$\mu\text{gRa-eq/ton}$].

El otro tipo de calibración que se usa es la unidad API de radiación gamma. Esta unidad se define como 1/200 de la deflexión máxima que se produce en un registro, al colocar una sonda entre dos formaciones de valor radioactivo conocido.

La equivalencia de unidades de concentración equivalente de radio a unidades API varía según la sonda usada. La Tabla V.1 lo muestra.

Tipo de sonda	Concentración equivalente de radio	Unidades API
GNT-F o G R. Gamma	1 $\mu\text{gRa-eq/ton}$	16.5
GTT-J o K		
GLD-K R. Gamma	1 $\mu\text{gRa-eq/ton}$	11.7

Tabla V.1

V.5 FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE LA SONDA DE RAYOS GAMMA

La respuesta del detector de rayos gamma, no solamente depende de la radioactividad propia de la formación sino también de otros factores, como son: espesor de la capa, diámetro del agujero, densidad del lodo, espesor de las tuberías, espesor del cemento detrás de la tubería de revestimiento y del tipo y longitud del detector.

1) Tipo y longitud del detector

Un mismo tipo de detector tiene una respuesta distinta si su longitud varía; mientras más grande sea su longitud, mayor será su capacidad de intercepción de rayos gamma.

Los contadores de centelleo tienen ventaja sobre los Geiger-Mueller ya que con longitudes pequeñas, pueden tener mayores capacidades de absorción de rayos gamma. La longitud del detector también determina el espesor mínimo de la capa que puede registrarse, debido a que los contadores obtienen valores promedios de las radiaciones de los intervalos frente a los cuales se colocan. También el espesor de la pared del detector tiene influencia en la respuesta, ya que afecta a los rayos de radiación intensa o bien a los que inciden normalmente a la

pared del detector.

ii) Fluctuaciones estadísticas y constante de tiempo

La desintegración radioactiva no es un fenómeno continuo sino que varía con el tiempo; así pues, dentro de un mismo volumen de roca, en un momento determinado pueden o no ocurrir emisiones de rayos gamma producto de la desintegración espontánea.

En consecuencia, para poder obtener un valor representativo de la radioactividad natural de la capa, es necesario que el detector permanezca un tiempo suficientemente largo frente a ella, pero aún cuando la sonda permanezca fija un tiempo muy largo frente a la formación del pozo, los valores de radioactividad continuarían siendo inestables. A estas variaciones de la radioactividad es a lo que se llama fluctuaciones estadísticas. Para suavizar estas variaciones estadísticas se usa un circuito integrador por medio del cual se logra un retraso de tiempo en la recepción de las señales en el equipo de registro y que depende de lo que se llama constante de tiempo que se define como el tiempo necesario que el detector debe permanecer frente a la capa para registrar el 63% de cualquier cambio en intensidad de rayos gamma. Esto significa que, para una velocidad de registro dada, una constante de tiempo grande disminuye el efecto de las fluctuaciones estadísticas.

iii) Velocidad del registro

La longitud del detector, la velocidad del registro y la constante de tiempo, son factores cuyo efecto se combina. Para un detector dado, el producto de la velocidad de registro por la constante de tiempo da el espesor que debe tener la capa para que, al pasar el detector frente a ella, se registre el 63% de la deflexión que se obtendría con el contador estacionado; por ejemplo, para una velocidad de registro de 0.30 m/seg y una constante de tiempo de 1 seg, el espesor de la capa sería 0.30 m. Para una constante de tiempo dada, si aumenta la velocidad de registro las curvas de rayos gamma que se obtienen serán más suaves, reduciéndose los picos de las capas más delgadas; los contactos entre las capas, también

resultarán ligeramente a menor profundidad que la real.

iv) Efecto del agujero

El nivel de energía con que los rayos gamma siguen hasta el detector, dependerá de las características del medio que tendrá que atravesar desde su origen en la formación. Para un mismo tipo de lodo, mientras mayor sea el diámetro del agujero menor será la intensidad de la radioactividad registrada. En general, las irregularidades ordinarias del agujero no afectan en forma apreciable al registro; pero en cavidades grandes disminuye la radioactividad registrada.

La densidad del lodo también afecta al registro, mientras mayor sea la densidad del lodo, menor será la intensidad de las radiaciones registradas.

v) Espesor de la capa

Aún teniendo una misma radioactividad, las capas delgadas producen la misma deflexión en el registro que las capas gruesas, para que el detector registre correctamente la radioactividad de la capa, esta debe reunir las condiciones de tener un espesor varias veces mayor que la longitud del detector y también mayor que el producto de la velocidad de registro multiplicada por la constante de tiempo.

vi) Efecto de la tubería de revestimiento

El efecto de la tubería de revestimiento es reducir la intensidad de la señal que recibe el detector; por lo tanto, el efecto aparente en el registro será la obtención de una menor radioactividad de las rocas cuando el agujero está ademado que en agujero abierto.

V.6) INTERPRETACION DEL REGISTRO

En el aspecto cualitativo se le puede usar para correlación litológica y estratigráfica. En interpretación cuantitativa su uso principal es en la estimación del contenido de arcilla en la formación.

V.6.a Interpretación cualitativa

Consiste principalmente en la identificación de la litología de las formaciones atravezadas por el pozo y de los límites de las capas.

La identificación de la litología se logra por la diferencia

en valores de la radioactividad según el tipo de roca. Debido a esta característica, mediante el registro de rayos gamma se puede distinguir entre arenas o areniscas y lutitas o entre calizas y lutitas; esto desde luego exige que se tenga un conocimiento previo de las condiciones estratigráficas locales, ya que el registro rayos gamma prácticamente no hace distinción entre arenas, areniscas y calizas.

Las deflexiones de la curva de rayos gamma hacia la derecha indicarán aumento en la radioactividad. Como la lutita es la roca sedimentaria más común, casi siempre se podrá trazar una línea base de lutitas que sirva de referencia, a partir de esta línea, se podrán identificar las capas de mayor o menor radioactividad.

La Fig. V.3 ilustra la manera de distinguir entre las lutitas y las arenas y las calizas. Las deflexiones A y C de la curva de rayos gamma hacia la izquierda, que indican los valores más bajos de radioactividad, podrían corresponder a secciones de arena, arenisca o caliza, mientras que la deflexión B correspondiente a los valores más altos de la radioactividad es indicativa de lutitas.

En zonas de alto contraste de radioactividad entre los intervalos arcillosos y los no arcillosos, las deflexiones de la curva de rayos gamma son grandes y pueden ser interpretados prácticamente sin dificultad. Sin embargo, cuando ocurre lo contrario, las pequeñas variaciones de la curva de rayos gamma pueden interpretarse como que se deben a pequeñas variaciones en el contenido de lutita o bien a fluctuaciones estadísticas. La anomalía se puede eliminar si se efectúa por segunda vez una corrida del registro frente al mismo intervalo dudoso, en la nueva corrida volverán a aparecer las deflexiones reales, en cambio las debidas fluctuaciones estadísticas es difícil que vuelvan a aparecer.

También se puede eliminar esta anomalía comparando la amplitud media de la deflexión de la curva en el intervalo, con la amplitud media de las variaciones estadísticas obtenidas con la sonda detenida dentro del pozo; la Fig. V.3 lo muestra.

1) Límites de capas

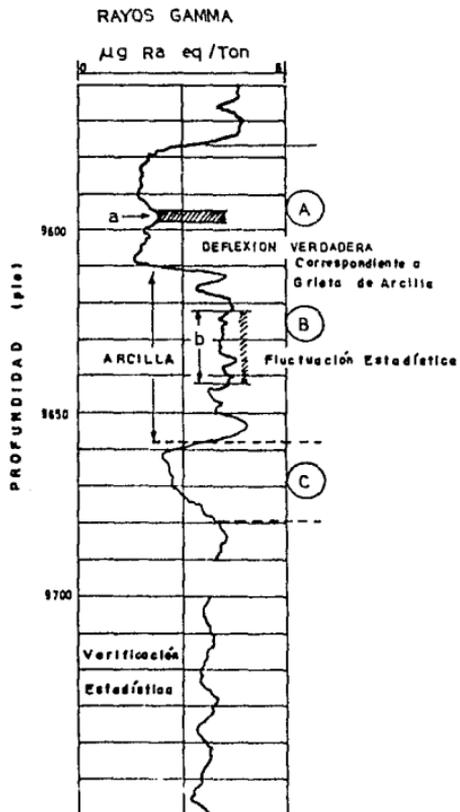


Fig. V.3 DIFERENCIACION ENTRE DEFLEXIONES VERDADERAS Y VARIACIONES ESTADISTICAS

Los límites de las capas se pueden determinar con exactitud por medio de la curva de rayos gamma, cuando se toman en cuenta la longitud del contador, la velocidad del registro y la constante de tiempo del circuito.

Si el registro se tomara a una velocidad lo suficientemente baja de manera que no hubiera retraso de la señal debido a la constante de tiempo, el registro mostraría una zona de transición que se extendería a igual distancia arriba y abajo del contacto entre las capas de diferente radioactividad. En estas condiciones, la zona de transición se deberá principalmente a la longitud del contador y a que el contador es atravesado por algunos rayos gamma en su parte superior e inferior. Sin embargo, bajo las condiciones reales como se ocurre en campo, se produce un retraso en la señal debido a la constante de tiempo dando como resultado que, en sus límites, la curva se desplaza hacia arriba con respecto a la profundidad real del contacto. Si la capa es gruesa, la curva resulta redondeada. La Fig. V.4 muestra un registro típico de rayos gamma donde las curvas con línea llena corresponden a la constante de tiempo y velocidad de registro usuales en zonas de alta radioactividad, y la curva con línea interrumpida corresponden a la misma constante de tiempo pero a doble velocidad de registro.

V.6.b INTERPRETACION CUANTITATIVA

Una de las principales aplicaciones es en la determinación del contenido de lutita en las formaciones arcillosas. Como la intensidad de los rayos gamma es proporcional a la concentración de material radioactivo en la formación, y el tipo de lutita y su contenido de material radioactivo son constantes en una cierta serie estratigráfica, se puede usar la intensidad media de la radioactividad registrada en el intervalo para estimar el porcentaje de lutita en la formación. Sin embargo, debido a que los valores de la radioactividad de la curva de rayos gamma son aparentes, es necesario aplicar correcciones a los valores en el registro para obtener los valores reales de la radioactividad, estas correcciones se

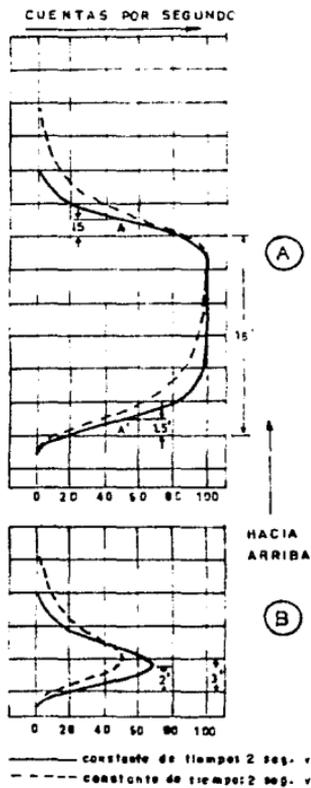


Fig. V.4 CURVAS APROXIMADAS DE RAYOS GAMMA EN EL CASO DE CAPA GRUESA (A) Y CAPA DELGADA (B)

logran mediante las curvas de separación.

Se han establecido ciertas condiciones base en el registro de rayos gamma indicando directamente la radioactividad verdadera. Estas condiciones, según el método de calibración de Blanchard y Dewan son:

- diámetro de la sonda; 92 mm (3 5/8 pg)
- sonda excéntrica, es decir apoyada contra la pared
- diámetro del pozo; 0.25 m (10pg); sin ademar
- densidad del lodo 1.2 g/cc (10 lbs/gal)

i) Curvas de separación

Para conocer la radioactividad verdadera de la aparente del registro, es necesario usar las curvas de separación. Por medio de estas curvas, se corrige la radioactividad aparente por el efecto de: diámetro del agujero, diámetro de la sonda, densidad del lodo, espesor de la tubería de revestimiento, espesor del cemento, radioactividad del cemento y lodo y excentricidad de la sonda. La Fig. V.5 muestra las curvas de separación para agujero descubierto.

Para sondas centradas se usa la escala marcada ($d_{ag} - d_s$), que es la diferencia entre el diámetro del agujero y el de la sonda, que se muestra en la parte superior de la gráfica. Para sondas excéntricas se usa la escala en la parte inferior. Una vez seleccionado el valor de la densidad del lodo, el factor de corrección se lee a la izquierda sobre la escala correspondiente al diámetro de la sonda.

La Fig. V.6 muestra las curvas de separación cuando se tiene agujero ademado. Se supone también que la sonda viaja siempre apoyada contra la pared de la tubería de revestimiento más interior, en cuyo caso la excentricidad de la sonda está definida por la expresión:

$$\frac{d_r - d_s}{d_{ag} - d_s} \dots\dots\dots (1)$$

Donde: d_r = diámetro interior de la tubería de revestimiento más interior
 d_s = diámetro exterior de la sonda
 d_{ag} = diámetro del agujero

El espesor radial del lodo que aparece en las abcisas y se se puede calcular para la expresión:

$$h_s = \frac{1}{2} (d_r - d_s) \dots\dots\dots (2)$$

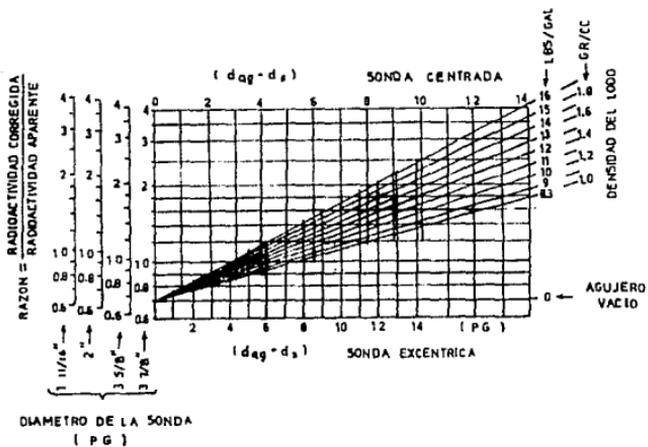


Fig. V.5 CURVAS DE SEPARACION PARA LA CURVA DE RAYOS GAMMA PARA AGUJERO ABIERTO

101

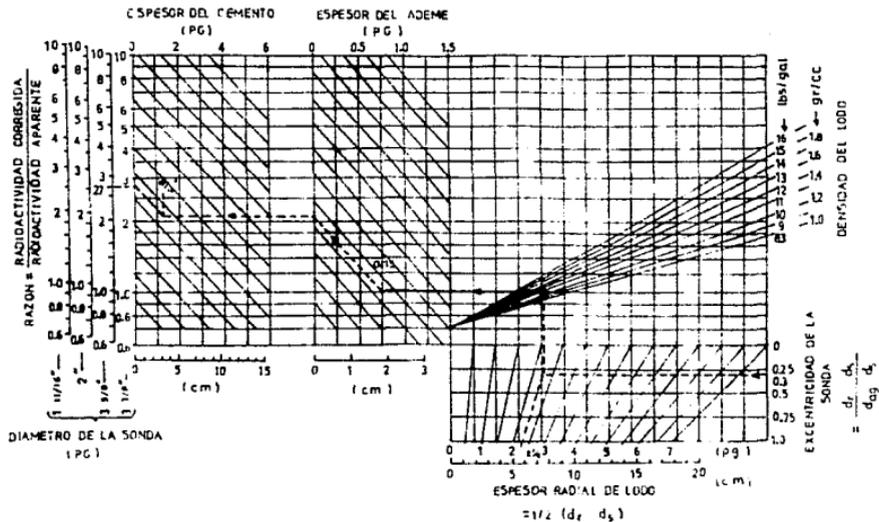


Fig. V.6 CURVAS DE SEPARACION PARA LA CURVA DE RAYOS GAMMA PARA AGUJERO ADEMADO

ii) Ejemplo práctico de curvas de separación

diámetro agujero= 31 cm (12 1/4 pg)

densidad de lodo= 1.32 gr/cc (11 lbs/gal)

El pozo tiene 2 tuberías de revestimiento, estando cementada la exterior.

Tubería exterior: $\phi_{ext}=24.5$ cm (9 5/8 pg), $\phi_{int}=22.5$ cm (8 7/8 pg)

Tubería interior: $\phi_{ext}=17.8$ cm (7 pg), $\phi_{int}=15.8$ cm (6 1/4 pg)

Diámetro exterior de la sonda: 9.2 cm (3 5/8 pg)

De la información anterior, se obtiene:

Espesor del cemento= $1/2 (31-24.5) = 3.25$ cm (1 5/16 pg)

Espesor de la T.R. = $1/2(24.5-22.5+17.8-15.8)=2$ cm (3/4 pg)

Espesor del lodo = $1/2 (22.5-17.8+15.8-9.2) = 5.7$ cm (2 1/4 pg)

Excentricidad de la sonda = $\frac{15.8 - 9.2}{31 - 9.2} = 0.30$

Con estos valores y siguiendo los pasos indicados en la Fig. V.6, se lee un valor de 2.7 sobre el eje correspondiente al eje del diámetro de la sonda. Por lo tanto, hay que multiplicar el valor de la radioactividad leída en la curva de rayos gamma por 2.7 para obtener la radioactividad verdadera.

Radioactividad verdadera= 2.7 x radioactividad aparente

V.7 CALCULO DEL CONTENIDO DE LUTITA EN FORMACIONES ARCILLOSAS

Se parte del supuesto de que la magnitud de la deflexión de la curva de rayos gamma del registro, es proporcional al contenido de material radioactivo en el intervalo de formación que se analiza. Así pues, si se puede considerar que el tipo de lutita y su contenido de material radioactivo es el mismo en un intervalo de profundidad bastante grande y si la radioactividad de las arenas es débil; la fracción de la lutita en la zona porosa y permeable estará dada por la expresión:

$$p = \frac{\gamma_s - \gamma_L}{\gamma_{sh} - \gamma_L} \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

P= fracción de lutita

γ_s = Deflexión de la curva de rayos gamma frente al

intervalo cuyo contenido de lutita se trata de determinar

γ_L = Deflexión de la curva de rayos gamma frente a una arena que se puede considerar como limpia

γ_{sh} = Deflexión de la curva de rayos gamma frente a la lutita

El procedimiento para hacer las lecturas de la curva de rayos gamma, es trazar una línea base de lutitas y una línea base de arenas limpias; se puede entonces considerar 0% de lutita en la línea de arenas y 100% en la línea de lutitas. Cualquier arena comprendida entre estos dos límites tendrá una determinada fracción de lutita que se calculará con la ecuación (3).

V.8 APLICACIONES DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA

- Correlación de pozo a pozo
- Determinación de lutitas y minerales radioactivos
- Localización de estratos
- Evaluación de medio de depositación

V.9 REGISTRO TRAZADOR RADIOACTIVO

El registro trazador es efectivo para determinar:

- las zonas receptoras de fluido inyectado
- también puede ser usado para detectar canalizaciones de fluido atrás de la tubería de revestimiento
- fugas en los empacadores
- evaluar la estimulación de un pozo.
- el gasto de fluido del pozo

Los trazadores están disponibles en distintas formas. La selección del trazador radioactivo será usado dependiendo del tipo de fluido existente en el pozo; otras consideraciones que se deben tomar en cuenta son la vida media de la intensidad de la radiación y de la temperatura de fondo del pozo. La Fig. V.7 muestra la herramienta.

V.10 PRINCIPIO DE OPERACION E INTERPRETACION

Esta herramienta está constituida por dos detectores y un inyector, en este se lleva una cantidad de solución radioactiva la cual es liberada en el flujo y se toma el tiempo que tarda en pasar de un detector a otro. En la Fig. V.8 se muestra un ejemplo de como se determina el tiempo en que la solución radioactiva se mueve de un detector al otro; la película es impulsada por un mecanismo de tiempo y la herramienta permanece estática. La película tiene una escala de seis segundos entre las líneas separadas 2 pies; la distancia entre los picos (instantes en los que la solución radioactiva pasa por los detectores) puede ser convertida fácilmente a tiempo. A este registro se le conoce como "velocidad de disparo" o "pico a pico", y puede ser corrido desde 2 hasta 100 (pie/min).

Existe otro método conocido como "intercepción-pendiente", en este método se determina el tiempo de viaje entre los dos inyectores. La Fig. V.9 ilustra este método.

Una línea base es dibujada a través del nivel último de cada detector. Se dibujan líneas tangentes para cada uno de los picos. Las intercepciones de las tangentes con sus respectivas líneas bases da el tiempo, que es usado para calcular el gasto en ese intervalo.

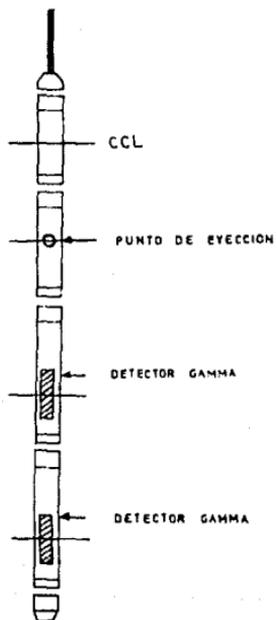


Fig. V.7 TRAZADOR RADIOACTIVO

"VELOCIDAD DE DISPARO"

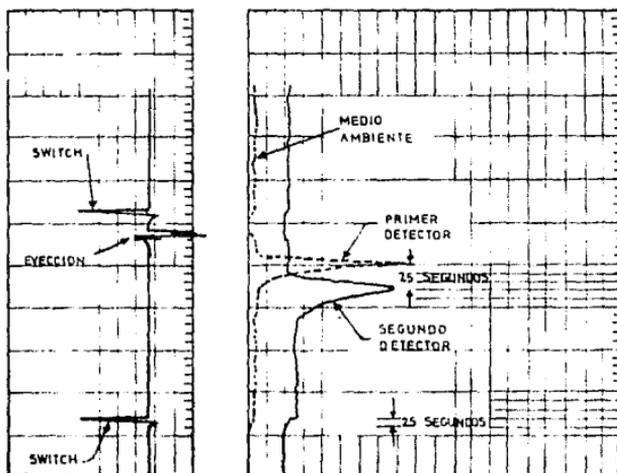


Fig. V.8 METODO DE "PICO A PICO"

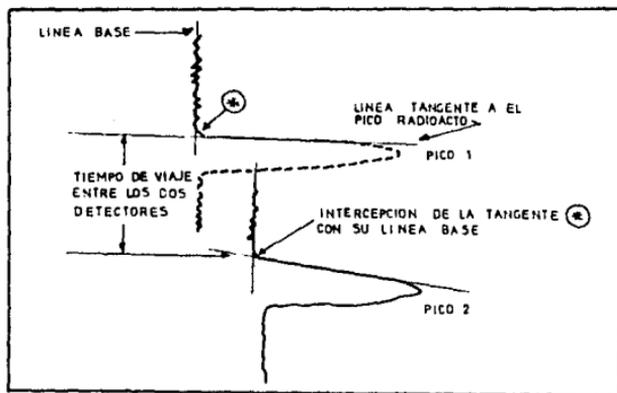


Fig. V.9 METODO DE "INTERSECCION-PENDIENTE"

V.11 CALCULO DEL GASTO

El gasto es calculado de la siguiente manera:

$$q = \frac{d * \pi/4 (Dh^2 - Dt^2) * 256.5}{t}$$

Donde:

q = Gasto en [BPD]

d = Distancia entre los detectores [pie]

Dh= Diámetro del agujero [pie]

Dt= Diámetro de la herramienta [pie]

t = Tiempo [min]

i) Ejemplo teórico para calcular el gasto (q)

Si se tiene un pozo con una T.R. de 7 [pg], 23 [lb/pie] D.I.=6.366 [pg]. El espaciamiento del detector es de 59 [pg] y el tiempo de "pico a pico" es de 10.5 seg, el diámetro de la herramienta es de 1.375 [pg].

De este modo:

$$q = \frac{\frac{59}{12} * \frac{\pi (6.366^2 - 1.375^2)}{4 * 144} * 256.5}{10.5 * 1/60}$$

$$q = \frac{15945}{10.5}$$

$$q = 1519 \text{ [BPD]}$$

Los trazadores mas comunmente utilizados, asi como sus características físicas se muestran en la Tabla V.2.

	ISOTOPO	PORTADOR	VIDA MEDIA (dias)	INTENSIDAD GAMMACMEV)	USOS
TRAZADORES SOLUBLES EN AGUA	Yodo 131	NaI en agua	8.05	0.364	Perfiles de inyecc. canaliza- ción
	Iridio 192	Na ₃ IrCl en HCL	74.0	0.460	
TRAZADORES SOLUBLES EN ACEITE	Yodo 131	C ₂ H ₅ I en Benceno o gasolina	8.05	0.364	Perfiles de inyecc. presencia de agua
	Iridio 192	Na ₃ IrCl en Benceno o Xileno	74.0	0.464	
AGUA O ACEITE SOLUBLE	Yodo 131	Solvente Especial	8.05	0.364	Perfiles en agua, aceite o mezclas de v/o
	Iridio 192	Solvente Especial	74.0	0.464	
TRAZADOR DE GAS	Yodo 131	Ioduro de metil CH ₃ I	8.05	0.364	Perfiles de inyecc. de gas P.Ebullic. 72.2 °C para CH ₃ I y 42.5 °C para el C ₂ H ₅ I
	Iridio 131	Ioduro de Etil C ₂ H ₅ I	8.05	0.364	

Tabla V.2 Trazadores más utilizados

V.12 VENTAJAS DEL TRAZADOR RADIOACTIVO

- Puede ser usado en gastos bajos, donde el medidor de flujo es inapropiado.
- Puede ser usado en regimenes de agua, gas o aceite.
- El diámetro pequeño de la herramienta minimiza los disturbios en el flujo del fluido.

V.13 LIMITACIONES DEL TRAZADOR RADIOACTIVO

- Resultados pobres en flujo de dos o tres fases o en agua con presencia de gas. Limitado en regimenes de flujo altos.
- No recomendable para perfiles de producción porque los fluidos producidos puede presentar contaminación radioactiva.

V.14 EJEMPLO PRACTICO DEL TRAZADOR RADIOACTIVO

Un registro de trazador radioactivo fue corrido para determinar el perfil de inyección para un pozo que se le inyecta agua.

1.- Dado:

- Perfil de inyección de Temperatura
- Intervalo perforado
- Disparos registrados en 15 profundidades diferentes en el pozo con un trazador radioactivo.
- Diámetro de T.R.: $5\frac{1}{2}$ [pg], peso: 15.5 [lb/pie]
- Diámetro de la herramienta: $1\frac{11}{16}$ [pg]
- Espaciamiento del detector: 42 [pg]

2.- Usando el método de interpretación de "intercepción-pendiente" determine el tiempo de viaje del fluido entre los detectores para cada profundidad.

3.- Registre el gasto en BPD a cada profundidad, usando la fórmula descrita.

4.- Gráfica el perfil de inyección sobre el registro como un porcentaje del flujo total.

5.- Usando el método de interpretación de "pico a pico", determina el tiempo de viaje del fluido entre los detectores para las primeras ocho (8) profundidades.

6.- Registre el gasto en BPD a cada profundidad, usando la fórmula descrita.

7.- Compare los tiempos de viaje y gastos para las primeras ocho (8) profundidades.

SOLUCION:

2) Para determinar el tiempo de viaje del fluido entre los detectores para cada una de las profundidades, se hace lo siguiente:

- Se traza una línea base, tanto para el primer como segundo detector.

- Las intercepciones de las tangentes con sus respectivas líneas bases da el tiempo entre cada detector para ese intervalo de profundidad.

- El tiempo resultante es usado para encontrar el gasto

- Se hace el mismo procedimiento para cada uno de los disparos

Para encontrar el gasto de cada intervalo se usa la siguiente expresión:

$$q = \frac{d \times \sqrt{4 (Dh^2 - Dt^2) } \times 256.5}{t}$$

Se hará un ejemplo para el cálculo del gasto uno , para los otros gastos se usa la misma fórmula, solo que se va a variar el tiempo resultante de las distintas profundidades.

$$Dh = 5\frac{1}{2} \text{ pg} = 4.95/12 ; Dh = 0.4125 \text{ [pie]}$$

$$Dt = 1\frac{1}{16} \text{ pg} = 1\frac{1}{16}/12; Dt = 0.1406 \text{ [pie]}$$

$$d = 42/12 ; d = 3.5 \text{ [pie]}$$

$$q_1 = \frac{3.5 \times 0.25\pi (0.4125^2 - 0.1406)^2 \times 256.5}{13/60}$$

$$q_1 = 489.4 \text{ [BPD]}$$

3) Los tiempos y gastos para las diferentes profundidades se muestran en la tabla siguiente.

Disparo No	Profundidad (pie)	Tiempo viaje (seg)	Gasto [BPD]	% del flujo total
1	6870	13	489	100
2	6890	13	489	100
3	6902	14	454	93
4	6904	15	424	87
5	6906	19	335	68
6	6908	19	335	68
7	6916	19	335	68
8	6118	19	335	68
9	6914	23	277	57
10	6936	23	277	57
11	6941	49	130	27
12	6944	72	88	18

5) En el método de interpretación de "pico a pico" el tiempo de viaje se determina de la siguiente forma:

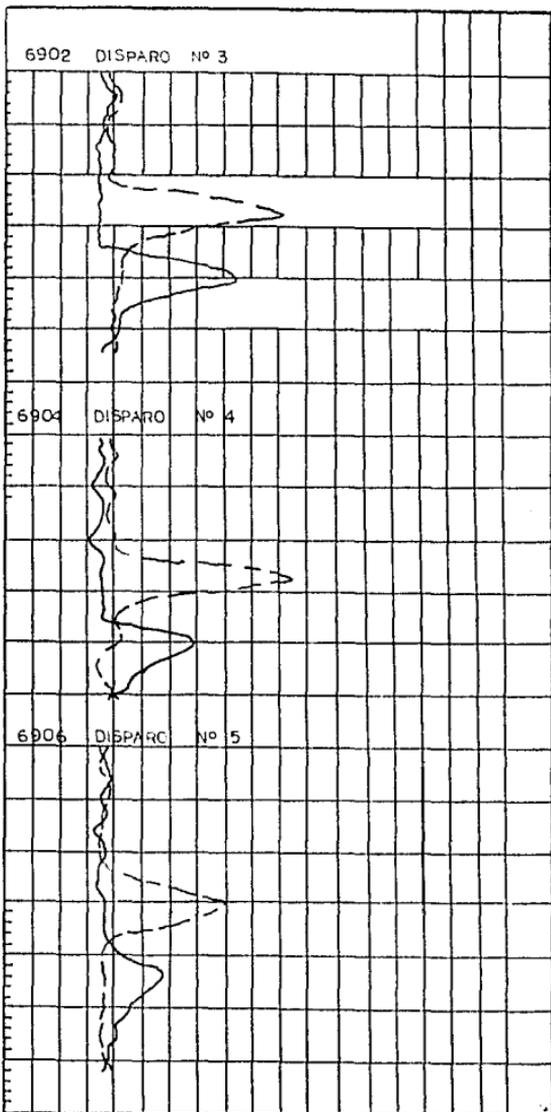
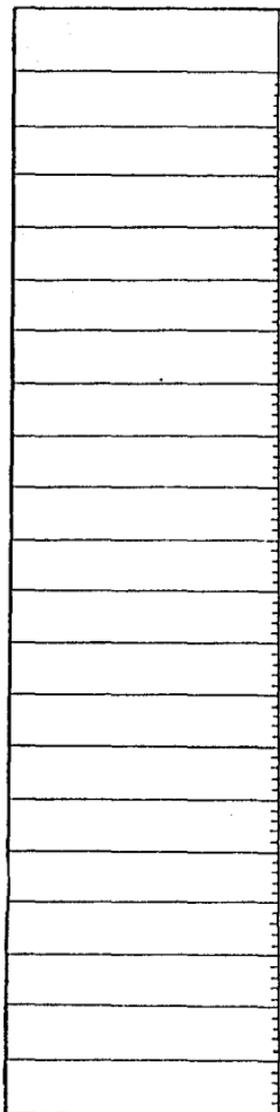
- Se mide la distancia que existe entre cada uno de los picos y en base a esa distancia se puede medir el tiempo entre los detectores.

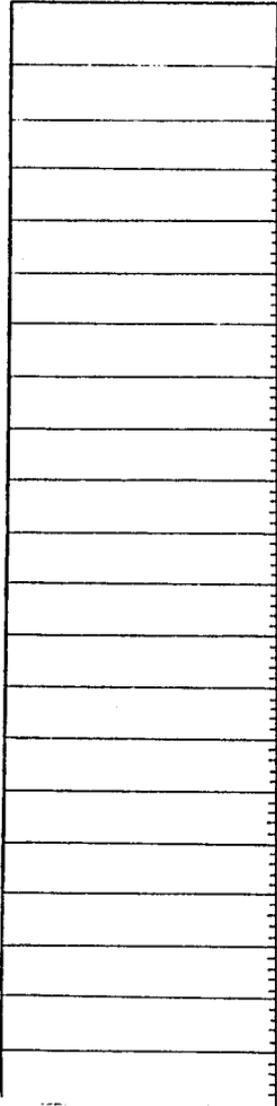
- Se hace lo mismo para cada una de las profundidades

6) El gasto se calcula con la misma expresión antes descrita

Los tiempos y gastos para las diferentes profundidades se muestran en la tabla siguiente; así como, la comparación entre los dos métodos.

Método de "pico a pico"				Método intercepción pendiente	
Disparo No	Profundidad [pie]	Tiempo viaje [seg]	Gasto [BPD]	Tiempo viaje [seg]	Gasto [BPD]
1	6870	14	454	13	489
2	6890	14	454	13	489
3	6902	15	424	14	454
4	6904	16	398	15	424
5	6906	19	335	19	335
6	6908	22	290	19	335
7	6916	22	290	19	335
8	6918	21	303	19	335

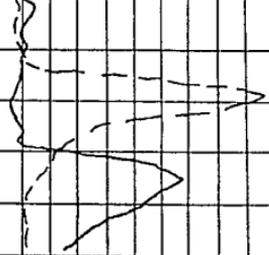




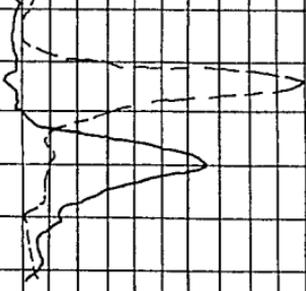
6908 DISPARO N° 6



6916 DISPARO N° 7



6919 DISPARO N° 8



TRAZADOR RADIOACTIVO

TEMPERATURA
DE INYECCION

6800

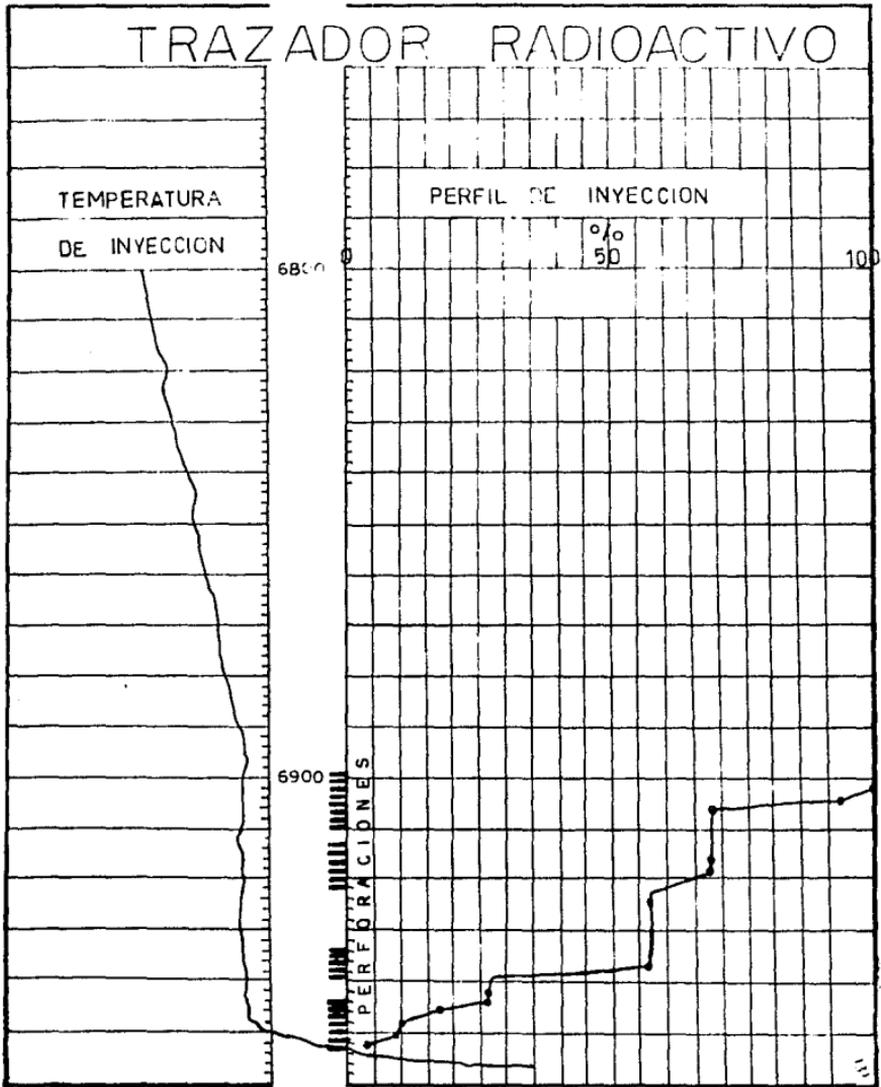
6900

PERFIL DE INYECCION

0%
50

100

PERFORACIONES



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El tema desarrollado en este trabajo es de suma importancia en la industria petrolera, debido a que proporciona información valiosa para la solución de problemas en los pozos.

Cuando un pozo no está produciendo de acuerdo con su capacidad, es necesario investigar la causa que provoca este decremento en la producción. Las principales causas que provocan una disminución en la producción son: el estado mecánico del pozo, la integridad de la cementación, el comportamiento del pozo y la evaluación de la formación.

Con la ayuda de los registros de producción se pueden llegar a resolver muchos de los problemas que ocurren en los pozos productores o inyectoros.

Los registros de producción han permitido conocer cada vez con mayor detalle, el comportamiento de los pozos y de las formaciones.

Es necesario que en campo se hagan corridas de registros de producción en todos los pozos productores para que se puedan solucionar o prevenir los posibles problemas que ocasionan la baja productividad de un pozo.

También es recomendable que se comparen los resultados de los registros que arrojen datos semejantes, así como compararlos con datos obtenidos de muestras de laboratorio, si se tienen. Si se tiene duda de los resultados obtenidos por un registro, es necesario volver hacer una o dos corridas más.

Este trabajo puede ser de mucha ayuda para los estudiantes que están comenzando a ver los registros de producción, debido a que se tiene teoría y ejemplos reales de campo.

El tema es muy extenso e interesante. Al personal del área de producción, es indispensable que tenga un conocimiento bueno de los registros. Este trabajo puede ser una base para que se desarrollen todos los registros de producción que existen actualmente.

NOMENCLATURA

Símbolo		Unidades
a c. s.	a condiciones estandar de presión y temperatura	[Adim.]
b	coeficiente que depende de las características físicas del fluido producido y de la conductividad térmica de las formaciones.	[Adim.]
Bo	factor de volumen del aceite	[$\frac{\text{bla a c. y.}}{\text{bla a c. s.}}$]
d	diámetro interior de la tubería	[cm]
fw	flujo fraccional del agua	[porcentaje]
G	gradiente geotérmico	[°F]
NRe	número de Reynolds	Adim.
qt	gasto total de aceite	[BPD]
qo	gasto de aceite	[BPD]
qv	gasto de agua	[BPD]
V	velocidad media del fluido	[cm/s]
Ve	velocidad de resbalamiento	[cm/s]
Vo	velocidad del aceite	[cm/s]
Vv	velocidad del agua	[cm/s]
Yv	colgamiento del agua	[Adim]
ΔP	diferencia de presión	[lb/pg ²]
ΔT	diferencia de temperatura	[°F]
p	densidad del fluido	[gr/cc]
po	densidad del aceite	[gr/cc]
pt	densidad total de la mezcla obtenida del gradiomanómetro	[gr/cc]
p _v	densidad del agua	[gr/cc]
φ	porosidad de la formación	[fracción]
Ø	diámetro de la herramienta	[pg]
μ	viscosidad del fluido	[cp]

REFERENCIAS

CAPITULO I

- (1) Connolly, E.T., 1970, "Interpretation and Recognition of Calibration and Recording Abnormalities on Production Logs". Canadian Well Logging Society Journal, Volume 3, No 1, December 1970.

CAPITULO II

Referencia (1).

- (2) Allen, T.O. and A.P. Roberts, 1978, "Production Operations", Volume 2, Oil and Gas Consultants International, Tulsa, Oklahoma.
- (3) Dresser Atlas, 1982. "Interpretive Methods for Production Well Logs", Second Edition.
- (4) Schlumberger, 1973, Production Log Interpretation, Schlumberger Limited, Houston, Texas.
- (5) Leach, B.C., Jameson, J.B., Smolen, J.J. and Nicolas, Y., "The Full Bore Flowmeter", SPE 5089.
- (6) Anderson, R.A., Smolen, J.J., Laverdiere, Luc and Davis, J.A., "A Production Logging Tool with Simultaneous Measurements", SPE 7447.
- (7) Carlson, N.R., Roesner, R.E., 1982, "Water-Oil Flow Surveys with Basket Fluid Capacitance Tool", Trans. SPWLA 23rd Annual Logging Symposium, Corpus Christi, Texas, July 6-9, 1982.
- (8) A., Valderrabano, H., R., Rayón, C., J.A., Osorno, M., R., Rodríguez, N.; Apuntes de Evaluación de la Producción, 1984.

CAPITULO III

Referencia (2)

- (9) Raygoza, Flores, J.; Descripción e Interpretación de los Registros de Producción, Tesis Profesional, 1980.

CAPITULO IV

- (10) Helander, D.P., 1983, "Fundamentals of Formation Evaluation", Oil and Gas Consultants International, Tulsa, Oklahoma.

- (11) McKinley, R.M., Bower F.M. and Rumble, R.C., 1972, "The Structure and Interpretation of Noise From Flow Behind Cemented Casing", SPE 3999, APE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Texas.
- (12) Kry, P.R., and Groseth, J.M., 1983, "In situ Stresses and Hydraulic Fracturing in the Deep Basin", Journal Canadian Petroleum Technology, Volume 22, No. 6. Pp. 31-35, November-December 1983.
- (13) Kowalski, J.J. and Asekum, S.O., 1979, "It May Not Be Shale", Paper P, Trans. SPWLA Twentieth Annual Logging Symposium, Tulsa, Oklahoma, June 3-6, 1979.
- Referencia 4
- (14) Orlando Gómez Rivero, 1975, Registro de Pozos, México D.F. CAPITULO V
- (15) Neutron Lifetime Interpretation, Dresser Atlas.
- (16) Cased Hole Applications, Schlumberger Limited, 1975.
- (17) Dewan, J.T., Johnstone, C.W., Jacobsen, L.A., Wall, W.B. and Alger, R.P., Trans. SPWLA Fourteenth Annual Logging Symposium, May 1973.
- (18) Clavier, C., Hoyle, W.R. and Meunier, D., "Quantitative Interpretation of Thermal Decay Time Logs", (Two parts), Journal of Petroleum Technology, Volume XXIII, June, 1971.
- (19) McGhee, B.F., McGuire, J.A. and Vacco, H.L., "Examples of Dual Spacing Thermal Decay Time Logs in Texas Coast Oil and Gas Reservoirs", Trans. SPWLA Fifteenth annual Symposium, June, 1974.
- (20) Locke, S. and Smith, R., "Computed Departure Curves for the Thermal Neutron Decay Time Log", Trans. SPWLA Sixteenth Annual Logging Symposium, June, 1975.
- (21) Edmunson, H.N., and Dadrian, C., "Thermal Neutron Decay Time Logging Applications in the Eastern Hemisphere", Trans. SAID Logging Symposium, Paris, France, 1973.
- (22) Pickel, J.S. and Heslop, A., "Fluid Contact Monitoring in Some Western Canadian Reefs", Trans. CWLS Sixth Formation Evaluation Symposium, Calgary, Alberta, 1977.

Referencia (14)