



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“GUIA PRÁCTICA PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE
PRODUCCIÓN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSAFAT SOLÓRZANO CONTRERAS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

MÉXICO, D.F. 2010

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	6
1. ASPECTOS GENERALES	8
1.1. Propiedades Petrofísicas	8
1.1.1. Porosidad	
1.1.2. Permeabilidad	
1.1.3. Saturación	
1.1.4. Mojabilidad	
1.1.5. Tensiones Superficial e Interfacial	
1.1.6. Presión Capilar	
1.1.7. Compresibilidad de la Roca	
1.1.8. Geometría del Yacimiento	
1.2. Propiedades de los Fluidos Petroleros	15
1.2.1. Conceptos Fundamentales de Fluidos Petroleros	
1.2.2. Tipos de Yacimientos Petroleros	
1.2.3. Clasificación de los Yacimientos Petroleros por su Diagrama de Fases	
1.3. Flujo multifásico en tuberías	24
1.3.1. Ecuación General de Energía	
1.3.2. Perdidas de Presión por Fricción	
1.3.3. Patrones de Flujo	
1.4. Conceptos de Terminación	28
1.4.1. Objetivo y Elementos de Terminación	
1.4.2. Tipos de Terminación	
1.4.3. Daño	
1.5. Sistema Integral de Producción	35
1.5.1. Definición de Sistema Integral de Producción	
1.5.2. Componentes del SIP	
1.6. Análisis Nodal	37
1.6.1. Definición de Análisis Nodal	
1.6.2. Flujo a Través de la T.P.	
2. INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN	40
2.1. Historia de los Registros de Producción	40
2.2. Panorama general de los Registros de Producción	40
2.2.1. Equipo Necesario en la Toma de Registros de Producción	
2.2.2. Aplicaciones de los Registros de Producción	
2.2.3. Rendimiento del Pozo	
2.2.4. Problemas de los Pozos	
2.3. Objetivos de los Registros de Producción	44

3. REGISTROS DE RUIDO	46
3.1. Principios Básicos	46
3.1.1. Combinación de los Registros de Ruido con otros Estudios	
3.1.2. Tipos de Estudios de Ruido	
3.1.3. Funcionamiento de la Herramienta	
3.2. Operación de la Herramienta	47
3.3. Aplicaciones e Interpretación	48
3.3.1. Amplitud	
3.3.2. Frecuencia del Sonido en Flujo Monofásico	
3.3.3. Frecuencia del Sonido en Flujo Bifásico	
3.3.4. Otras Técnicas de Registros de Ruido	
3.4. Ejemplos de Registros de Ruido	53
3.4.1. Detección de Entrada de Gas	
3.4.2. Interfase Gas- Líquido	
3.4.3. Detección de Canalización	
4. REGISTROS DE TEMPERATURA	59
4.1. Principios Básicos	59
4.1.1. El Gradiente Geotérmico	
4.1.2. Tipos de Registros de Temperatura	
4.1.3. Funcionamiento de la Herramienta	
4.2. Operación de la Herramienta	61
4.3. Aplicaciones e Interpretación	61
4.3.1. Desviación de la Temperatura del Gradiente Geotérmico	
4.3.2. Líquido Entrando en un Punto	
4.3.3. Gas Entrando en un Punto	
4.3.4. Anomalías de Enfriamiento y Calentamiento	
4.3.5. Detección de Canal	
4.3.6. Localización de Zonas de Inyección	
4.3.7. Localización de Zonas Fracturadas y Acidificadas	
4.3.8. Otras Aplicaciones del Registro de Temperatura	
4.4. Registro de Temperatura Diferencial Radial	72
4.5. Ejemplos de Registros de Temperatura	73
4.5.1. Intervalo Productor	
4.5.2. Pozo de Inyección Cerrado	
5. REGISTROS DE MOLINETE Y GRADIOMANÓMETRO	77
5.1. Principios Básicos del Registro de Molinete	77
5.1.1. Medidores de Flujo	
5.1.2. Funcionamiento de los Molinetes	

5.2. Tipos de Molinetes	77
5.2.1. Molinete de Flujo Continuo	
5.2.2. Molinete de Apertura Amplia (Fullbore Spinner Tool FBS)	
5.2.3. Herramienta Desviadora Inflable	
5.3. Aplicaciones e Interpretación del Molinete	79
5.3.1. Interpretación en Flujo Monofásico	
5.3.2. Técnica de 2 Corridas	
5.3.3. Prueba de Desviador Inflable	
5.4. Principios Básicos del Gradiomanómetro	90
5.4.1. Importancia del Colgamiento en el Registro de Gradiomanómetro	
5.4.2. Funcionamiento del Gradiomanómetro	
5.4.3. Funcionamiento de la Herramienta Nuclear de Densidad de Fluido	
5.4.4. Ejemplos de Registros de Gradiomanómetro	
6. REGISTRO DE TRAZADORES RADIOACTIVOS	97
6.1. Principios Básicos	97
6.1.1. Tipos de las Herramientas	
6.1.2. Funcionamiento de las Herramientas	
6.1.3. Detectores Radioactivos	
6.1.4. Isótopos de Trazadores Radioactivos en Uso	
6.1.5. Calculando Gastos con los Trazadores	
6.2. Aplicaciones e Interpretación	102
6.2.1. Técnica del Disparo de Velocidad	
6.2.2. Estudio de Tiempo Controlado	
6.2.3. Método del Área	
6.2.4. Técnica de Distribución de Trazadores	
6.2.5. Evaluación de la Altura de la Fractura	
6.3. Ejemplos de Registros de Trazadores Radioactivos	113
6.3.1. Ejemplo Método de Tiempo Controlado	
6.3.2. Marcando la Cima de Cemento con Trazador Radioactivo	
6.3.3. Múltiples Trazadores con Diferentes Tiempos de Vida	
6.3.4. Trazadores en Corriente de Inyección de Entrada Limitada	
7. REGISTROS DE CEMENTACIÓN	119
7.1. Principios Básicos	119
7.1.1. Propósito de la Cementación	
7.1.2. Principio de Medición de los Registros Acústicos de Adhesión	
7.1.3. Tipos de Registros Acústicos de Adhesión	
7.2. Configuración y Operación del Registro de Adhesión de Cemento (CBL)	120
7.2.1. Configuración de la Herramienta	
7.2.2. Trayectoria de la Señal Acústica	

7.3. Aplicaciones e Interpretación	121
7.3.1. Presentación del Registro	
7.3.2. Curva de Amplitud del Registro CBL	
7.3.3. Registro de Densidad Variable	
7.3.4. Curva de Tiempo de Tránsito	
7.3.5. Factores que Afectan el Rendimiento de la Herramienta	
7.3.6. Evaluación Cuantitativa del Registro CBL	
7.4. Ejemplos CBL	133
7.4.1. Ejemplo de Formaciones con Señales Rápidas	
7.4.2. Otros Ejemplos	
8. CASOS DE CAMPO	135
9. CONCLUSIONES	148
Recomendaciones	150
10. BIBLIOGRAFÍA	151
Símbolos y Abreviaturas	152
Índice de Figuras	155
Índice de Tablas	158

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a mi familia por su apoyo y confianza, a mis padres Oscar Solórzano Pérez y Lourdes Contreras Noguez; a mi hermano y gran amigo Oscar I. Solórzano Contreras y a mi hermanito Jonathan Solórzano Contreras; sus palabras han sido, son y serán de inmenso valor para mí.

A todos mis familiares gracias por todo su apoyo, el buen trato que me han dado, por estar pendientes de mí, por darme consejos y estar conmigo, de todo corazón gracias.

Necesito agradecer a mi estimado Director de Tesis, el Ing. Octavio Steffani Vargas; muchas gracias profe por soportar a este alumno, de verdad le agradezco en gran manera.

Todos mis mejores deseos y mis más sinceros agradecimientos a mis sinodales el Dr. Rafael Rodríguez Nieto, el Ing. Israel Castro Herrera, el Ing. Bernardo Martell y el M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda; muchas gracias por el tiempo que me brindaron en las revisiones y por todos sus consejos y recomendaciones.

A mis amigos y amigas de la carrera, camaradas ustedes ya saben quiénes son, gracias por todo su apoyo, les deseo lo máximo.

Mi mejor y más grande gratitud a Dios, sin tu ayuda no lo hubiera logrado muchas, muchas gracias.

INTRODUCCIÓN

El petróleo y el Gas natural son recursos energéticos que proporcionan un gran beneficio para nuestro país; debido a esto es importante tener una óptima producción de estos energéticos para tener un mejor desarrollo como nación. Para lograr este objetivo, una de las partes fundamentales es un análisis preventivo y un mantenimiento adecuado de los pozos, propiciando de esta manera tener la mejor producción posible gracias a un respaldo de información que nos conduce a tomar decisiones y medidas para que se tenga el mejor rendimiento en los pozos. Por tal motivo, los registros de producción tienen un gran impacto en la optimización de la explotación del aceite y el gas, ya que, son útiles para analizar las condiciones de producción del pozo, de lo que está ocurriendo con los fluidos que están en él y se puede obtener información de las condiciones del yacimiento; con esta información el ingeniero tiene las herramientas necesarias para tomar decisiones en función de las circunstancias que se presenten y así poder obtener los mejores resultados de producción de hidrocarburos.

En este trabajo se estudiarán los registros de producción de una manera objetiva, para que se puedan comprender los principios básicos acerca de su funcionamiento. Esta tesis proporciona una guía que congrega de manera práctica y clara los registros de producción siguientes: registros de ruido, registros de temperatura, registros de molinete y gradiomanómetro, registros de trazadores radioactivos y registros de cementación; las aplicaciones que tienen en el campo y plantea que la utilización de éstos representan una optimización de la producción.

Los registros de producción son los registros que se toman después de que se ha cementado una tubería de revestimiento, introducido el aparejo de producción y disparado el intervalo productor o inyector; es decir, después de la terminación del pozo.

Los registros de producción permiten tener un mayor conocimiento de lo que está ocurriendo en los pozos y en las formaciones. Los objetivos generales de los registros de producción son: Diagnosticar de problemas del pozo y la Vigilar el yacimiento. En otras palabras, el objetivo de los registros de producción es rastrear el movimiento del fluido dentro o detrás del tubo y supervisar el movimiento de contactos de fluidos del yacimiento.

Para el ingeniero de yacimientos los registros de producción han sido, tradicionalmente, los instrumentos de trabajo; no obstante, debido a los riesgos que conlleva la perforación y a que se debe de tener una terminación eficiente, la evaluación de ésta y de los factores que intervienen en la producción de los

hidrocarburos, es muy relevante y debido a esto los registros de producción han cobrado una gran importancia también para el ingeniero de perforación.

Debido a la gran importancia que podemos observar en los registros de producción, en la ayuda para un desarrollo óptimo de la productividad de los campos petroleros, queda claro que el buen manejo de esos registros, proporciona una excelente herramienta para el ingeniero involucrado en la industria del petróleo que desea especializarse en esta área.

Para finalizar con esta introducción, cabe mencionar que el estudio de los registros de producción es un área muy vasta, que sin lugar a dudas tiene una gran aplicación en la industria del petróleo y que todo ingeniero petrolero debe tener noción acerca del tema, por esta razón, esta tesis será de gran ayuda para el profesionalista en el área.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES

Para poder comprender e interpretar los registros de producción es necesario tener conocimiento de los conceptos que se utilizan en la toma e interpretación de ellos para obtener los mejores resultados y optimizar la producción.

1.1 Propiedades Petrofísicas

1.1.1 Porosidad

La porosidad de una roca es la medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) para retener fluidos. La porosidad es el cociente entre el volumen poroso y el volumen de roca. Esta importante propiedad de la roca se determina matemáticamente mediante la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total}} \quad (1.1)$$

donde: ϕ =porosidad.

Debido a la sedimentación que se dio con el tiempo, algunos poros quedaron interconectados entre ellos, mientras que otros quedaron aislados de los demás poros; esto da lugar a dos tipos de porosidades conocidas como:

Porosidad absoluta

Porosidad efectiva

La porosidad absoluta está definida como el cociente del espacio total poroso y el volumen total, ésta se expresa mediante la siguiente expresión:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen total poroso}}{\text{volumen total}} \quad (1.2)$$

donde: ϕ_a = porosidad absoluta

La porosidad efectiva define la cantidad de poros interconectados con respecto al volumen total y se expresa de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total de roca}} \quad (1.3)$$

donde: ϕ = porosidad efectiva

1.1.2 Permeabilidad

Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y la habilidad de la formación para permitir el flujo de fluidos. La permeabilidad de la roca, K, es una propiedad muy importante debido a que controla el movimiento direccional y el ritmo de flujo de fluidos en el yacimiento. Esta propiedad fue definida matemáticamente por Henry Darcy en 1856, a través de la ecuación que lleva su nombre.

Darcy desarrolló una ecuación de flujo de fluidos que desde entonces ha llegado a ser una de las herramientas matemáticas estándar para la ingeniería petrolera, la cual establece que si un flujo lineal horizontal de un fluido incompresible se hace pasar a través de un núcleo de longitud L con sección de área transversal A, además estableció la relación siguiente:

$$v = \frac{k \Delta p}{\mu \Delta L} \quad (1.4)$$

donde:

v= velocidad aparente del fluido, cm/seg

k=permeabilidad, Darcys

μ =viscosidad del fluido, cp

$\Delta p/\Delta L$ = caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

La velocidad aparente se determina dividiendo el gasto que fluye por el área de sección transversal, la ecuación resultante es la siguiente:

$$q = \frac{kA \Delta p}{\mu \Delta L} \quad (1.5.a)$$

donde:

q=gasto que fluye a través del medio poroso, cm³/seg

A=área transversal al flujo, cm²

Darcy estableció las unidades, $\Delta L=1\text{cm}$, $\Delta p= 1 \text{ atm}$, $\mu=1 \text{ cp}$, $A= 1\text{cm}^2$, $q= 1 \text{ cm}^3/\text{seg}$ y por lo tanto $K= 1 \text{ Darcy}$.

$$K = \frac{q\mu\Delta L}{A\Delta p} \quad (1.5.b)$$

1.1.3 Saturación

La saturación está definida como la fracción o porcentaje del volumen ocupado por un fluido particular (aceite, gas o agua). Matemáticamente esta propiedad se expresa como por la siguiente relación:

$$\text{saturación de fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen de poros}} \quad (1.6)$$

Aplicando el concepto matemático de saturación anterior para cada fluido de yacimiento se tiene:

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen de poros}} \quad (1.7)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen de poros}} \quad (1.8)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de poros}} \quad (1.9)$$

donde:

S_o =saturación de aceite

S_g =saturación de gas

S_w =saturación de agua

De este modo, todos los valores de saturación están basados en el volumen de poros y no en el volumen neto del yacimiento. La saturación de cada una de estos fluidos está dentro del rango de cero a 100 por ciento y la suma de las tres saturaciones debe ser 1.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.10)$$

Saturación crítica de aceite, S_{oc}

Para que la fase de aceite fluya, la saturación de aceite debe exceder un cierto valor el cual es conocido como saturación crítica de aceite. En este valor particular de saturación, el aceite permanece en los poros, es decir, no fluiría.

Saturación residual de aceite, S_{or}

Durante el proceso de desplazamiento del aceite crudo por invasión (o inyección) de agua o gas, habrá algún aceite remanente que está caracterizado cuantitativamente por un valor que es mayor que el de la saturación crítica de aceite. Este valor de saturación es llamado saturación residual de aceite, S_{or} .

Saturación crítica de gas, S_{gc}

A medida que la presión del yacimiento declina por debajo de la presión de burbuja, el gas se libera de la fase de aceite y en consecuencia la saturación del gas se incrementa. La fase de gas permanece inmóvil hasta que su saturación excede un cierto valor, llamada saturación crítica de gas, por encima de la cual el gas se empieza a mover.

1.1.4 Mojabilidad

Está definida como la tendencia de un fluido a propagarse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. El concepto de mojabilidad se ilustra en la **Fig. 1.1**

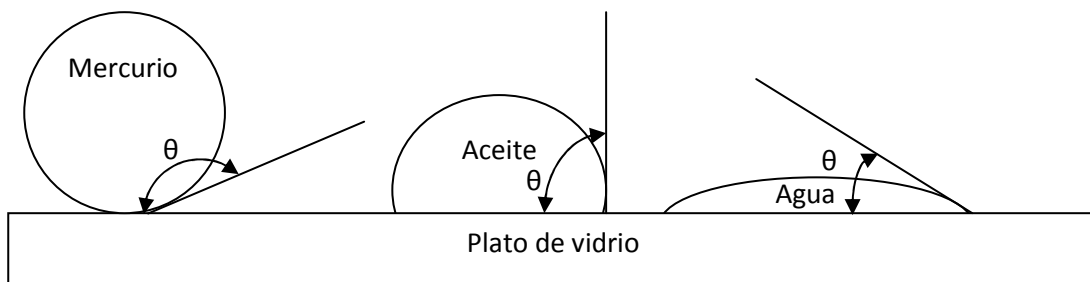


Fig. 1.1 Ilustración de la mojabilidad

Pequeñas gotas de los tres fluidos (mercurio, aceite y agua) se colocan en un plato de vidrio. Se puede notar que la gota de mercurio mantiene una forma esférica, la gota de aceite tiene una forma aproximadamente hemisférica, pero la gota de agua tiende a propagarse sobre la superficie del plato. La tendencia de un líquido para esparcirse sobre una superficie sólida es una medida de las características mojantes del líquido para el sólido, esta tendencia de esparcimiento puede expresarse convencionalmente midiendo el ángulo de contacto θ , en la superficie líquido sólido.

La mojabilidad en las rocas de los yacimientos para los fluidos es importante debido a que la distribución de los fluidos en el medio poroso es función de la mojabilidad. Por causa de las fuerzas de atracción, la fase mojante tiende a ocupar los poros más pequeños de las rocas y la fase no mojante ocupa los poros más grandes.

1.1.5 Tensiones Superficial e Interfacial

Cuando se tienen sistemas multifásicos, es necesario considerar los efectos que se tienen en la interfase cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando los dos fluidos son líquido y gas, se usa el término tensión superficial para describir las fuerzas actuando en la interfase. Cuando la interfase está entre dos líquidos, las fuerzas que actúan se denominan tensión interfacial.

Las superficies de los líquidos están cubiertas por lo que actúa como una película delgada. Aunque esta película aparentemente no sea tan fuerte, ésta a pesar de todo actúa como una membrana delgada resistente. Esto es causado por la atracción entre moléculas de un sistema dadas. Todas las moléculas son atraídas unas por otras en proporción al producto de sus masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas.

Considerando dos fluidos inmiscibles, aire(o gas) y agua(o aceite) como se muestra en la **Fig. 1.2**, una molécula de líquido que está lejos de la interfase, está rodeada por otras moléculas de líquido, dando lugar a una fuerza de atracción de moléculas neta igual cero. Una molécula en la interfase sin embargo, tiene una fuerza actuando sobre ella de las moléculas de aire (gas) que están sobre la interfase y otra de las moléculas de líquidos que están debajo de la interfase.

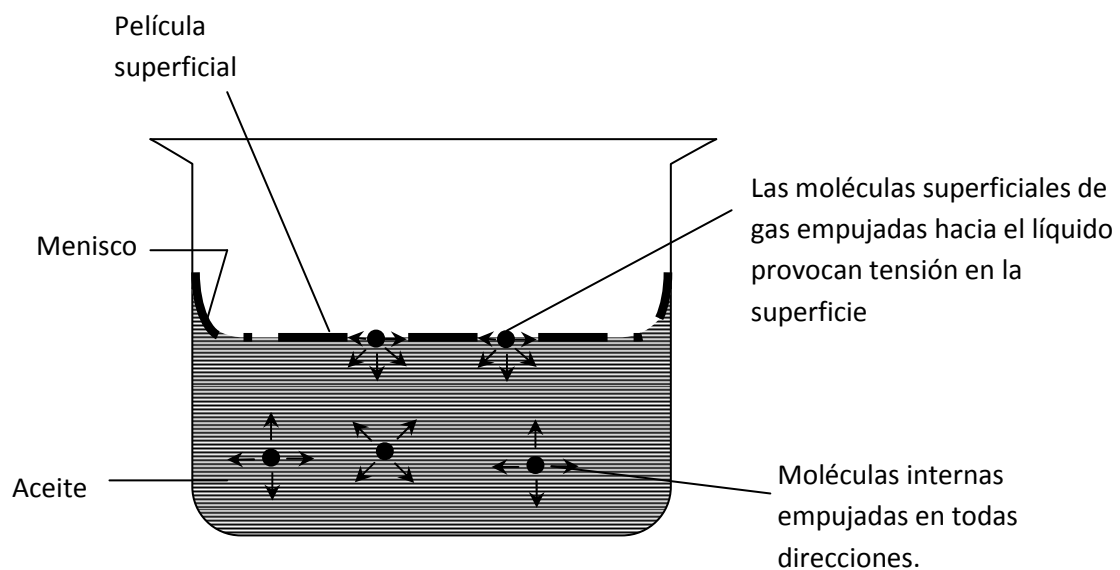


Fig. 1.2 Tensión superficial

Las fuerzas resultantes se encuentran en desequilibrio y dan lugar a la tensión superficial. La fuerza de atracción desequilibrada entre las moléculas crea una membrana como superficie con una tensión medible, tensión superficial.

La tensión superficial o interfacial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud, dinas/cm, y usualmente se denomina por el símbolo σ .

1.1.6 Presión Capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento petrolero son el resultado de los efectos combinados de las tensiones superficiales e interfaciales de las rocas y los fluidos, el tamaño de los poros, su geometría y las características mojantes del sistema.

Cualquier superficie curva entre dos fluidos inmiscibles tiene una tendencia a contraerse en el área más pequeña posible por unidad de volumen. Esto es verdad siempre y cuando los fluidos sean aceite y agua, agua y gas (o aire) o aceite y gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, una discontinuidad en la presión existe entre los dos fluidos, la cual depende de la curvatura que separa a los fluidos. Nosotros llamamos a esta diferencia de presión, "presión capilar" y se denota como P_c . El desplazamiento de un fluido por otro en los poros de un medio poroso es ayudado o perjudicado por las fuerzas superficiales de presión capilar. Como consecuencia, para mantener un medio poroso parcialmente saturado, con un fluido no mojante y mientras que el medio está expuesto al fluido mojante, es necesario mantener la presión del fluido no mojante en un valor mayor que la presión del fluido mojante.

Denotando la presión en el fluido mojante como P_w y la del fluido no mojante como P_{nw} , la presión capilar puede ser expresada como:

Presión capilar: (presión de la fase no mojante) – (presión de la fase mojante)

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (1.11)$$

1.1.7 Compresibilidad de la Roca

Un yacimiento a miles de pies bajo tierra está sujeto a una presión de sobrecarga causada por el peso de las formaciones superiores. La presión de sobrecarga varía de área en área dependiendo de factores tales como profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación y posiblemente edad geológica e historia de las rocas. La profundidad de la formación es la consideración más importante, y un valor típico de presión de sobrecarga es aproximadamente un psi por pie de profundidad. Existen tres diferentes tipos de compresibilidad, compresibilidad de la matriz de la roca C_r , compresibilidad del volumen de roca C_b , y compresibilidad de los poros C_p . Para la mayoría de los yacimientos petroleros, las compresibilidades de roca y de volumen de roca son consideradas pequeñas respecto a la compresibilidad de los poros C_p . La compresibilidad de la formación C_f es el término comúnmente usado para describir la compresibilidad total de la formación y debido a lo mencionado anteriormente, C_f es igual a C_p . ϕ =porosidad.

$$C_f = C_p = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp} \quad (1.12)$$

1.1.8 Geometría del Yacimiento

Las formaciones productoras se encuentran en una variedad casi sin límite de formas, tamaños y orientaciones. La **Fig. 1.3** muestra algunos de los más importantes tipos de yacimientos.

La forma física y la orientación del yacimiento pueden repercutir fuertemente en su productibilidad de la roca.

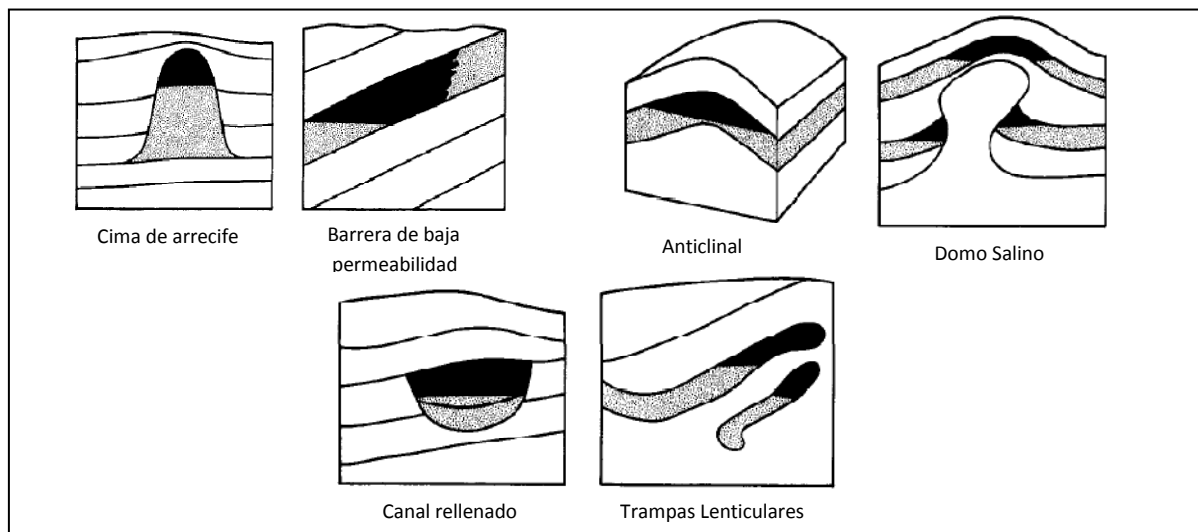


Fig. 1.3 Tipos de yacimientos

1.2 Propiedades de los Fluidos Petroleros

1.2.1 Conceptos Fundamentales de Fluidos Petroleros

Densidad API

Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad = 141.5/(131.5+API)$. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

Factor de recuperación (fr)

Es el cociente del volumen extraído de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas entre la reserva original de un yacimiento.

Factor de volumen del gas (B_g)

Es el cociente del volumen de gas medido a P_y y T_y entre el volumen de ese mismo gas pero medido a condiciones estándar:

$$B_g = \frac{\text{vol. gas @ c. y.}}{\text{vol. gas @ c. s.}} \quad (1.13)$$

Factor de volumen del aceite (B_o)

Es la relación entre el volumen de aceite más el volumen de gas que tenga disuelto y en fase líquida medido a c.y. y el volumen de aceite (muerto) medido a condiciones estándar:

$$B_o = \frac{(\text{vol. aceite} + \text{gas disuelto}) @ c. y.}{\text{vol. aceite muerto @ c. s.}} \quad (1.14)$$

Factor de volumen de la fase mixta (B_t)

Volumen de aceite más volumen de gas disuelto más el volumen de gas libre medido a c.y. entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s) \quad (1.15)$$

Factor de volumen del agua (B_w)

Es el cociente del volumen de agua más el volumen de gas disuelto medido a c.y. entre el volumen de agua medido a condiciones estándar:

$$B_w = \frac{(\text{vol. agua} + \text{vol. g. d.}) @ c. y.}{\text{vol. agua @ c. s.}} \quad (1.16)$$

Gas asociado

Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas asociado libre

Es el gas natural que sobre yace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas asociado en solución o disuelto

Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

Gas no asociado

Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco

Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso.

Gas seco equivalente a líquido (GSEL)

Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

Petróleo crudo equivalente (PCE)

Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

Compresibilidad (C)

Es el cambio de volumen de una unidad volumétrica de una sustancia cuando se le altera la presión.

$$C = \frac{1}{v} \frac{dv}{dp} \quad (1.17)$$

Compresibilidad del gas (C_g)

Es el cambio que tiene una cantidad de gas al experimentar un cambio de presión.

Compresibilidad del aceite (C_o)

Es el cambio que en una unidad de volumen sufre el aceite cuando sufre una variación de presión.

Compresibilidad del agua (C_w)

Es el cambio que en una unidad de volumen sufre el agua cuando sufre una variación de presión

Compresibilidad efectiva del aceite (C_{oe}):

$$C_{oe} = \frac{S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad (1.18)$$

Presión de saturación

Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Presión de rocío

Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Presión original

Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Relación gas aceite (RGA)

Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

Relación gas disuelto aceite

Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (R_s) o instantánea (R_{si}).

1.2.2 Tipos de Yacimientos Petroleros

Los hidrocarburos que se encuentran en las reservas de petróleo son mezclas de compuestos orgánicos que exhiben un comportamiento multifásico sobre amplios rangos de presión y temperatura. Estas diferencias en el comportamiento de fase, acoplados con las propiedades físicas de la roca del yacimiento son la que determinan la facilidad relativa con la cual el gas y el líquido son transferidos o retenidos y resultan en muchos diversos tipos de yacimientos de hidrocarburos con comportamientos complejos. Frecuentemente, el ingeniero petrolero tiene la tarea de estudiar el comportamiento y las características del yacimiento de petróleo y determinar el curso futuro del desarrollo y la producción que maximizará el beneficio.

Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos petroleros se clasifican en general como yacimientos de gas y aceite. Estas amplias clasificaciones están adicionalmente divididas dependiendo de:

- La composición de la mezcla de los hidrocarburos del yacimiento.
- Presión y temperatura inicial del yacimiento.
- Presión y temperatura de producción en superficie.

Las determinaciones experimentales o matemáticas de estas condiciones son expresadas por conveniencia en diferentes tipos de diagramas comúnmente llamados diagramas de fase. Uno de estos diagramas es llamado diagrama de presión temperatura.

Diagrama de presión temperatura

La **Fig. 1.4** muestra un diagrama típico de presión temperatura

Estos diagramas son utilizados esencialmente para:

- Clasificar los yacimientos.
- Clasificar los sistemas naturales de hidrocarburos.
- Describir el comportamiento de fase del fluido del yacimiento.
- Los conceptos para entender completamente estos diagramas se describen a continuación:

Cricondeterma (T_{ct})

Es la temperatura máxima sobre la cual el líquido no se puede formar sin tener en cuenta la presión (punto E).

Cricondebara (p_{cb})

Es la máxima presión sobre la cual no se puede formar el gas sin tomar en cuenta la temperatura (punto D).

Punto crítico

Es el estado de presión y temperatura en el cual todas las propiedades intensivas de las fases líquido y gas son iguales (punto C). La temperatura y la presión de este punto se denominan temperatura crítica y presión crítica.

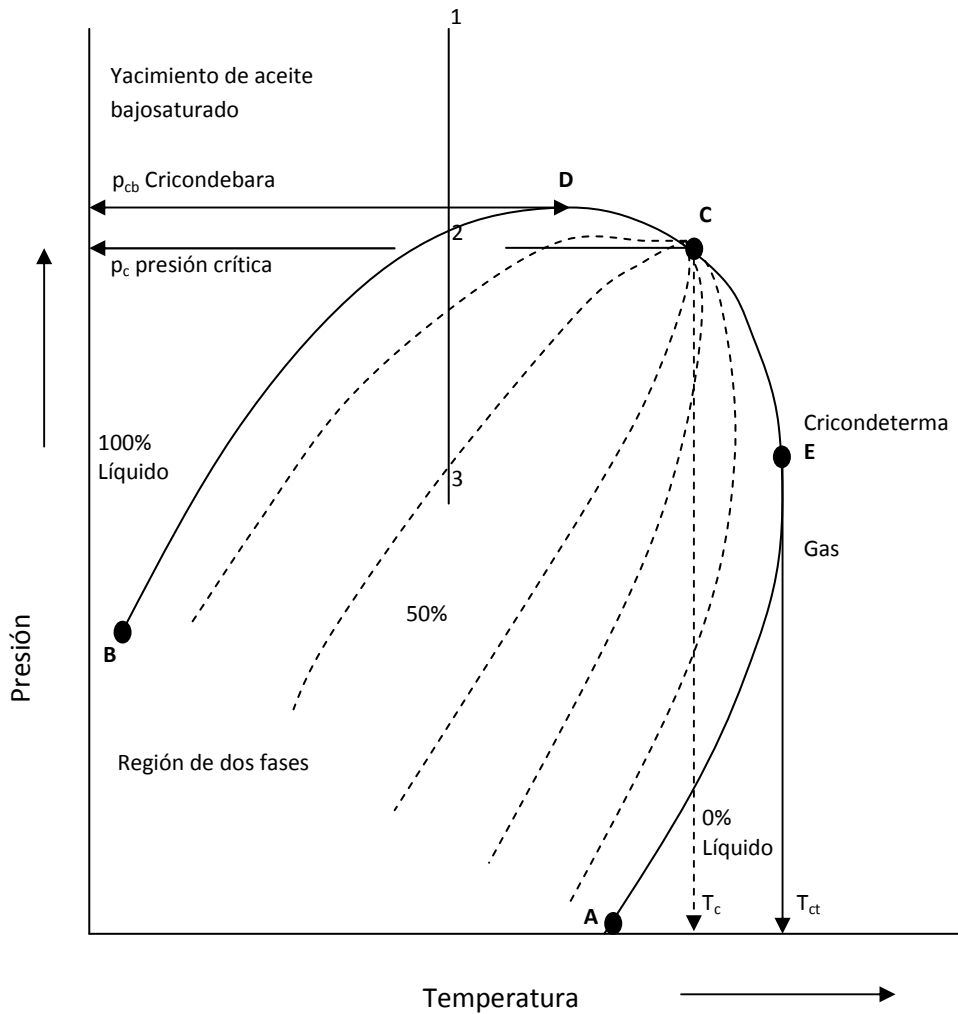


Fig. 1.4 Diagrama típico p-T para un sistema multicomponente

Envolvente de fase

Es la región encerrada por la curva de puntos de burbuja y curva de puntos de rocío (línea BCA), donde el gas y el líquido coexisten en equilibrio, es identificada como la envolvente de fase del sistema de hidrocarburos.

Líneas de calidad

Las líneas que se encuentran dentro del diagrama de fase. Describen las condiciones de presión y temperatura para iguales volúmenes de líquido. Las líneas de calidad convergen en el punto crítico (punto C).

Curva de puntos de burbuja

Está definida como la línea que separa la región de fase líquida de la región de dos fases.

Curva de puntos de rocío

Está definida como la línea que separa la región de gas de la región de dos fases.

En general los yacimientos son clasificados en base a la localización del punto que representa la presión inicial del yacimiento p_i y la temperatura T con respecto al diagrama de presión temperatura del fluido del yacimiento. Los yacimientos se pueden clasificar básicamente en dos tipos:

Yacimientos de aceite

Si la temperatura del yacimiento T es menor que la temperatura crítica T_c del fluido del yacimiento, éste se puede clasificar como un yacimiento de aceite.

Yacimientos de gas

Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica del fluido hidrocarburo, el yacimiento se considera como un yacimiento de gas.

1.2.3 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo a su Diagrama de Fases

Yacimientos de aceite negro

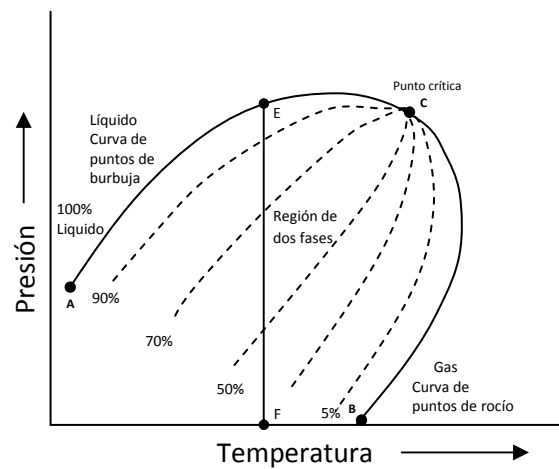


Fig. 1.5 Diagrama típico p-T para un aceite negro

La **Fig. 1.5** muestra un diagrama de fase de un aceite negro en el cual se nota que las líneas de calidad tienen un espaciado semejante y esto es característico de este tipo de aceite. Cuando se produce de un aceite negro, usualmente se obtiene una RGA de entre 200 y 700 scf/STB, densidades de aceite de 15 a 40 °API y su color varía de café a verde oscuro.

Yacimientos de aceite volátil

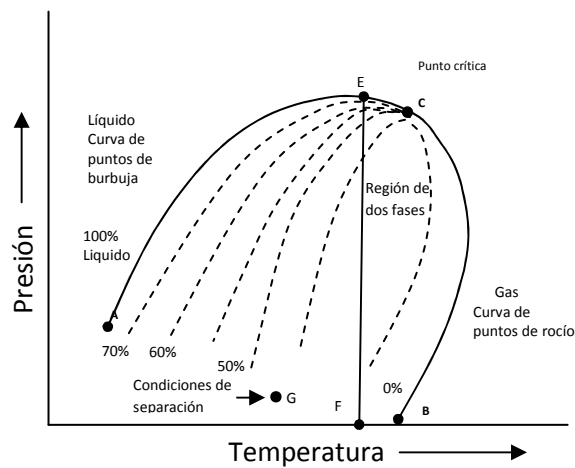


Fig. 1.6 Diagrama típico p-T para un aceite volátil

La **Fig. 1.6** muestra el diagrama de aceite volátil podemos observar que las líneas de calidad tienen mayor espaciado a bajas presiones y que están más cerca entre ellas junto al punto de burbuja, se dice que es un aceite de alto encogimiento. Otras características de este crudo son:

- Factor de volumen del aceite menor que 2 bbl/STB
- Relación Gas Aceite entre 2000 y 3200 scf/STB
- Densidad de aceite entre 45 - 55° API
- Menor recuperación de líquidos a condiciones de separación como se indica en el punto G de la **Fig. 1.6**.
- Color verduzco a anaranjado.

Yacimientos de gas y condensado

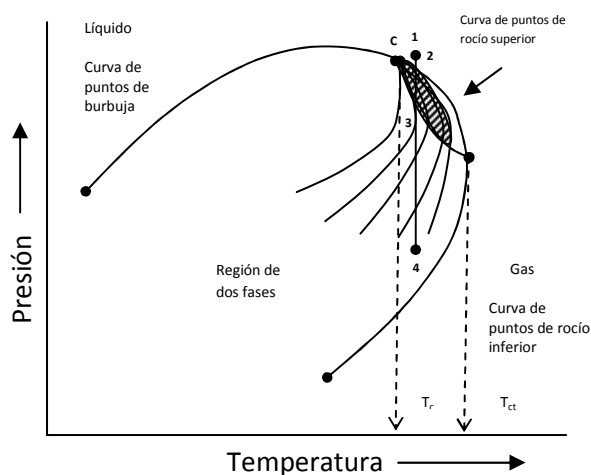


Fig. 1.7 Diagrama típico p-T de un yacimiento de gas y condensado

En este tipo de yacimientos la temperatura se encuentra entre la temperatura crítica T_c y la temperatura de la cricondeterma T_{ct} . Para explicar el diagrama de fase consideremos el punto 1 de la Fig. 1.7 como la condición inicial del sistema de gas y condensado, debido a que la presión se encuentra en la parte superior de la curva de rocío, el sistema tiene una sola fase (gas), en tanto que la presión del yacimiento declina isotérmicamente en el proceso de producción desde la presión inicial (punto 1) hasta el punto de la curva de rocío superior (punto 2), la atracción entre las moléculas de los componentes ligeros y pesados provocará que éstas se separen más y más; mientras esto ocurre la atracción entre las moléculas de los componentes más pesados llega a ser más efectiva, así, el líquido comienza a formarse.

El proceso de condensación retrógrada continúa con el decremento de presión hasta que la formación de líquido alcanza su máximo en el punto 3, pero si se continúa con el decremento de presión, las moléculas pesadas comenzarán a tener una vaporización normal y esto provocará que más moléculas de gas golpeen la superficie líquida ocasionando que más moléculas dejen la fase líquida en vez de entrar en ella.

Algunas características de los yacimientos de gas y condensado son:

- RGA entre 8000 y 70000 scf/STB. Generalmente la RGA en estos sistemas comienza a incrementarse con el paso del tiempo debido a la formación de líquido y a la pérdida de componentes pesados en el líquido.
- Densidad por encima de los 50° API.
- El líquido en el tanque es un poco colorado.

Yacimientos de gas húmedo

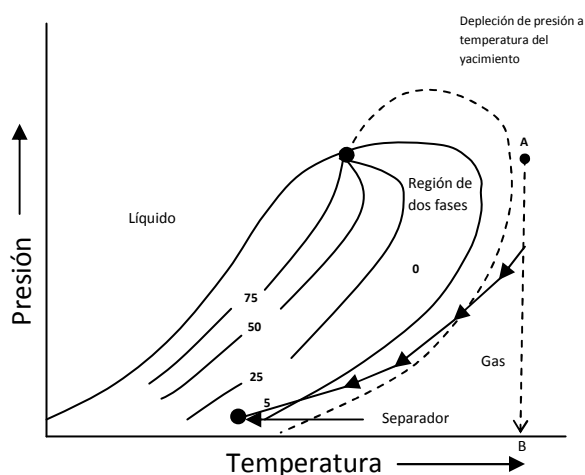


Fig. 1.8 Diagrama típico p-T de un yacimiento de gas húmedo

En este diagrama de fase la temperatura del yacimiento se encuentra encima de la cricondeterma de la mezcla de hidrocarburos como se muestra en la **Fig. 1.8**, debido a esto, el fluido del yacimiento permanecerá siempre en la fase de vapor mientras que el yacimiento se agota isotérmicamente en una línea vertical AB. La línea de producción nos indica que se producen líquidos en superficie en el separador por el decremento de presión, algunas características son:

- RGA entre 60000 y 100000 scf/STB.
- Densidad por encima de los 60° API.
- El líquido en el tanque es un claro.

Yacimientos de gas seco

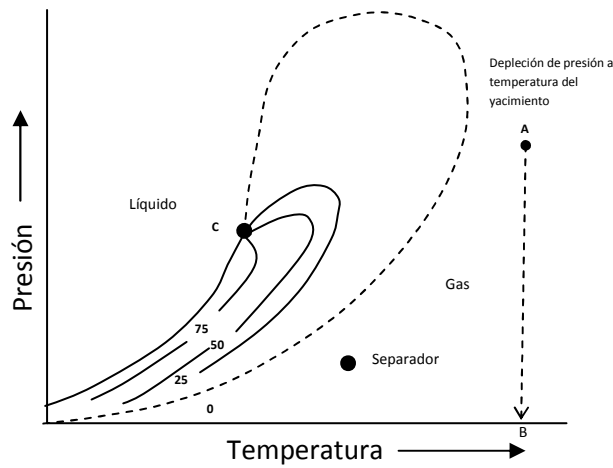


Fig. 1.9 Diagrama típico p-T de un yacimiento de gas seco

En este tipo de yacimientos la mezcla de hidrocarburos está en fase gaseosa en el yacimiento y en las instalaciones superficiales. El único líquido asociado a este tipo de yacimientos es el agua, el diagrama de fases de este yacimiento se muestra en la **Fig. 1.9**, y tiene una RGA de más de 100000 scf/STB.

1.3 Flujo Multifásico en Tuberías

El análisis de los registros de producción debe estar de acuerdo con los sistemas de flujo monofásico y multifásico. El sistema monofásico es siempre encontrado en pozos de inyección y puede también existir en productores limpios de aceite y gas. Sin embargo, las condiciones de bifase siempre existen cerca del fondo del pozo aun cuando la producción en superficie esté libre de agua.

El estudio del flujo de los fluidos en las tuberías es de gran importancia para la industria del petróleo debido a que se necesita tener una buena comunicación entre el yacimiento y la superficie, así como, el transporte de los hidrocarburos en superficie. La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema.

1.3.1 Ecuación General de Energía

A continuación se presentan de forma general los factores que intervienen en la caída de presión a través de las tuberías y un breve desarrollo de la obtención de la ecuación de gradiente de presión.

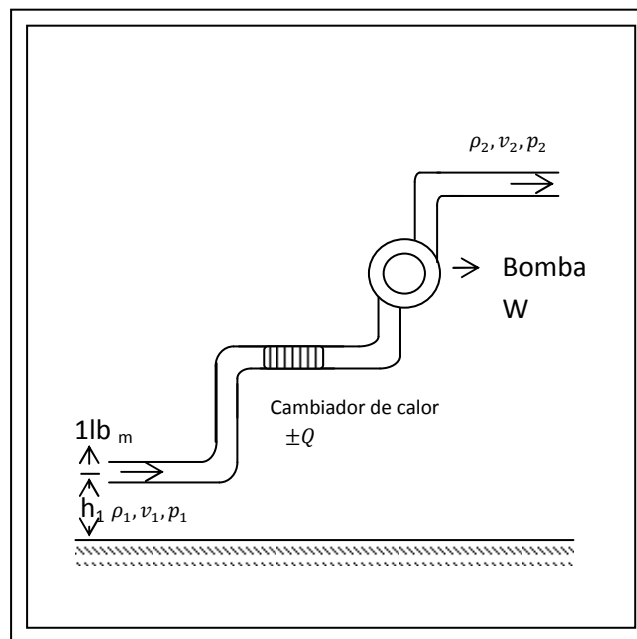


Fig. 1.10 Esquema de de flujo en un conducto aislado

Tomando en cuenta la Ley de conservación de energía tenemos que:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (1.19)$$

donde:

ΔW_f = Pérdidas de energía por fricción.

ΔW_s = Pérdidas de energía por trabajo externo.

E_1 = Energía por unidad de masa, en la posición uno. $\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m}\right)$

E_2 = Energía por unidad de masa, en la posición dos. $\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m}\right)$

La energía de expansión (E_e) está dada por:

$$E_e \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left(\frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left(\frac{pie^3}{lb_m} \right) = pV \quad (1.20)$$

donde:

V = Volumen específico $\left(\frac{pie^3}{lb_m}\right)$

ENERGÍA POTENCIAL (E_p)

$$E_p \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \left(\frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} h \quad (1.21)$$

ENERGÍA CINÉTICA (E_c)

$$E_c \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left(\frac{pie^2}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{v^2}{2g_c} \quad (1.22)$$

donde:

v = velocidad (pie/seg.)

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones descritas 1 y 2 en la ecuación se obtiene:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_s + \Delta W_f = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c}$$

$$V \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_s + \Delta W_f = 0 \quad (1.23)$$

donde:

V = volumen específico medio del fluido

$$V = \frac{1}{\rho}$$

Multiplicando la ecuación por $\rho/\Delta L$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g}{g_c} \frac{\Delta h}{\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (1.24)$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g}{g_c} \frac{\Delta h}{\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (1.25)$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir regularmente como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (1.26)$$

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$ = Gradiente de presión total

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$ = Gradiente de presión debido a la elevación

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$ = Gradiente de presión debido a la aceleración.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$ = Gradiente de presión debido a la fricción.

Con estos conceptos podemos entender las principales razones por las cuales el transporte de los hidrocarburos en tuberías es afectado.

1.3.2 Pérdidas de Presión por Fricción

Las caídas de presión por efecto de la fricción en tuberías de diámetro constante fueron obtenidas experimentalmente por varios investigadores y los resultados de estas pruebas en distintas tuberías de diferente material son la base de las ecuaciones que se utilizan en la actualidad.

Las ecuaciones más conocidas son las siguientes:

Ecuación de Darcy

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} \quad (1.27)$$

Ecuación de Fanning

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{fv^2\rho}{2g_c R_h} \quad (1.28)$$

donde: R_h = Radio hidráulico = $\frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}$

$$R_h = \frac{\frac{\pi d^2}{4}}{\pi d} = \frac{d}{4} \quad (1.29)$$

∴

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{2f\rho v^2}{g_c d} \quad (1.30)$$

1.3.3 Patrones de Flujo

Las configuraciones geométricas que asumen las fases de gas, agua y aceite mientras se mueven hacia arriba en las líneas de flujo están clasificadas en muchos patrones principales o regímenes de flujo. El régimen de flujo en el cual está dada una combinación de fases se moverá dependiendo de muchos parámetros, principalmente por los gastos volumétricos relativos de cada fase.

La **Fig. 1.11** muestra los principales patrones de flujo para sistemas líquido-gas. Considerando el caso en el que la producción sea aceite conteniendo gas disuelto, mientras que el aceite sube a través de la tubería, la presión ejercida por la columna de líquido se reduce hasta que se alcanza el punto de burbuja y entonces el gas se libera para dar lugar al inicio de flujo en dos fases.

Inicialmente las pequeñas burbujas de gas distribuidas aproximadamente homogéneas, se mueven hacia arriba a través del aceite a una velocidad relativa gobernada principalmente por las diferencias entre densidades de las burbujas de gas y aceite y por la viscosidad del aceite. A este régimen de flujo se le conoce como flujo burbuja.

Mientras que el fluido sube, la presión se reduce más provocando que las burbujas existentes se expandan y surjan nuevas burbujas. Las burbujas más grandes se mueven más rápido que las pequeñas y éstas se agregan para formar burbujas aun más grandes o baches que alcanzan el diámetro de la tubería. Este régimen de flujo se conoce como flujo bache.

Con una reducción de presión mayor, la proporción de flujo de gas se incrementa, los baches tienden a unirse y moverse hacia el centro de la columna. El gas lleva algunas

gotitas de aceite, aunque la mayoría del aceite fluye a través de la pared de la tubería, a este régimen se le conoce como flujo espuma. Una reducción adicional a la presión hará que el gasto y el volumen de gas se incrementen. Una película de aceite muy delgada y la mayoría del aceite son transportadas en forma de pequeñas gotitas aproximadamente homogéneas dispersas en el gas. De esta manera las dos fases viajan a la misma velocidad y este régimen es llamado flujo niebla.

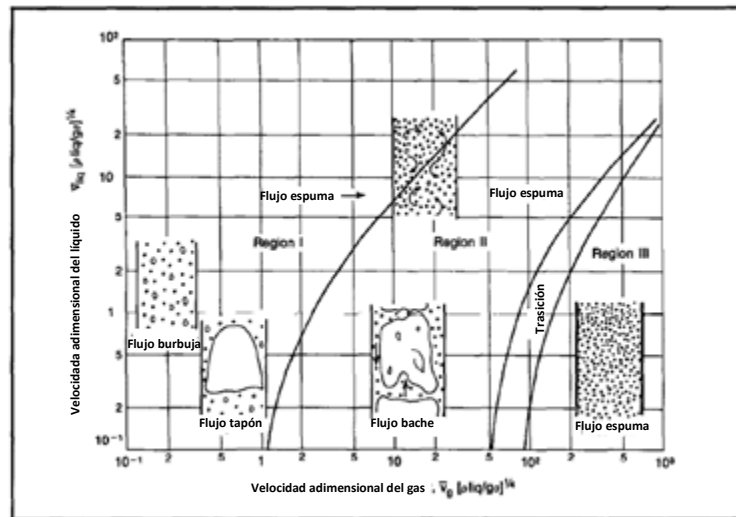


Fig. 1.11 Patrones de flujo

1.4 Conceptos de Terminación

1.4.1 Objetivo y Elementos de la Terminación

El objetivo de la terminación es el de transportar fluidos del yacimiento a la superficie, de una forma segura y eficiente. El diseño de la terminación requiere el conocimiento de varios sistemas:

- **Yacimiento**

Es la porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que se encuentran en los poros de la roca almacén, se encuentran a alta presión y temperatura debido a la profundidad que se encuentra la roca productora.

- **Instalaciones de Superficie**

Es el conjunto de equipos necesarios para almacenar, controlar y transportar los fluidos producidos.

- **Tubería de Revestimiento y Tubería de Producción**

Son las tuberías que comunican al yacimiento con la superficie.

- Disparos
Son la comunicación desde la formación hasta el agujero cementado y revestido.
- Herramientas de fondo para la terminación
 - Sistema de Control de Flujo: Dispositivos que controlan el flujo de fluidos en el fondo del pozo
 - Sistema de Seguridad de Fondo: Dispositivo que funciona para cerrar el flujo de la tubería en caso de ocurra una catástrofe.
 - Sistema de Empacaduras: Dispositivo que suministra un sello entre la tubería y el espacio anular a una profundidad determinada.
 - Control de Arena: Dispositivo que previene la producción de arena a través de una rejilla o una rejilla pre-empacada.
 - Empacadores Inflables: Dispositivos que proporcionan un sistema de sello versátil para un agujero abierto y para una amplia gama de operaciones de reacondicionamiento.
 - Colgadores: Dispositivo que suministra un receptáculo de diámetro interno pulido para un futuro “tieback” con la T.P.
- Servicio y reparación de pozos
Operaciones de estimulación, reparación, pesca, cementación correctiva etc

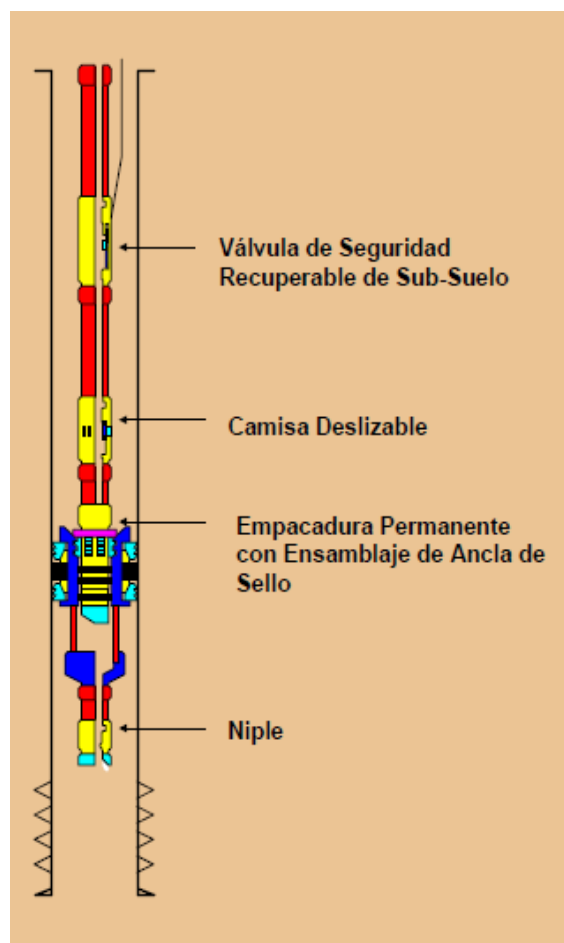


Fig. 1.12 Esquema de Herramientas para la terminación

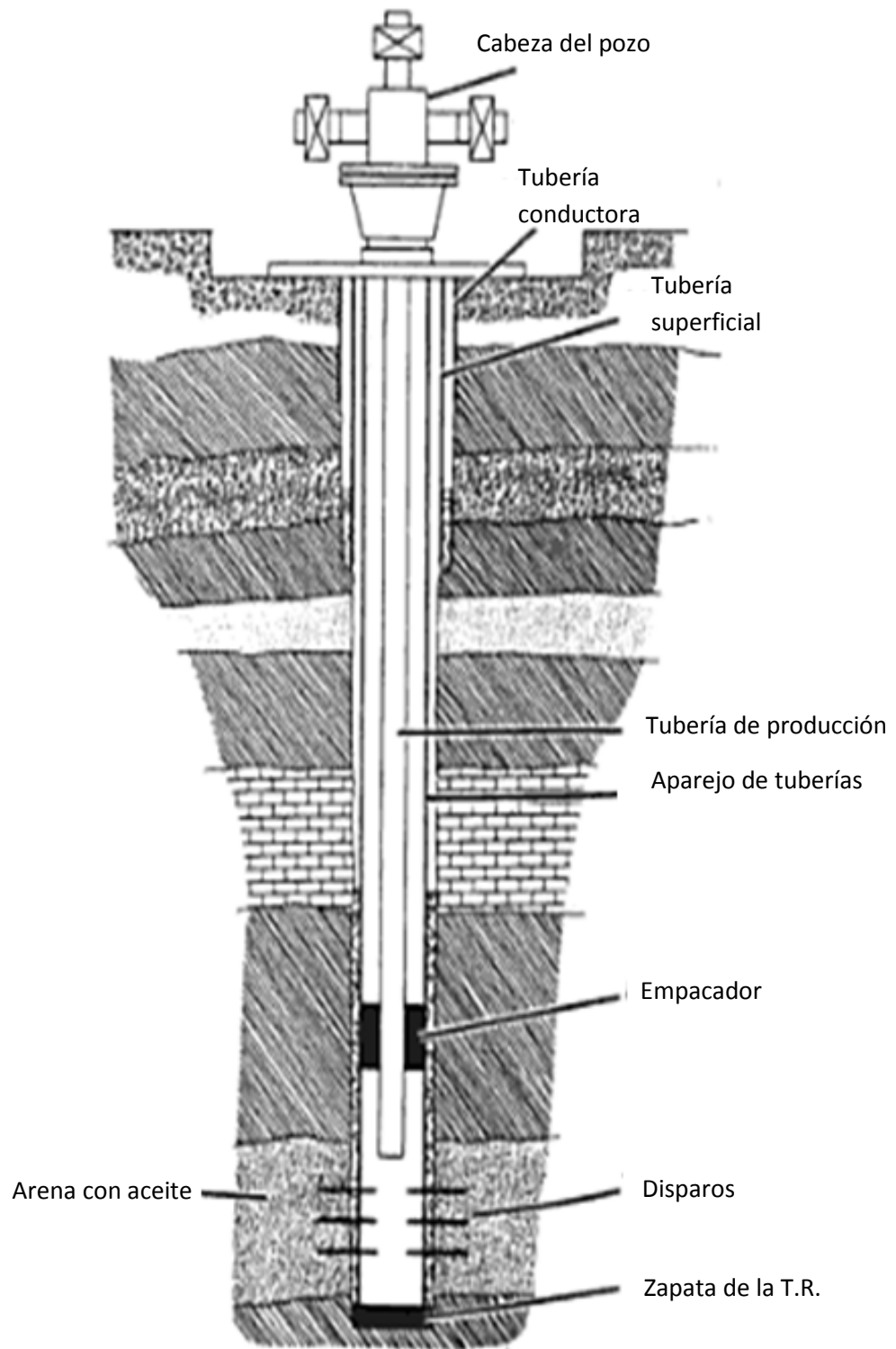


Fig. 1.13 Configuración típica de las T.R's

1.4.2 Tipos de Terminación

Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al agujero para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción. La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo.

La mayoría de los pozos están revestidos por la T.R. para proteger la integridad del pozo en general y para permitir una terminación controlada. En la **Fig. 1.13** se muestra un arreglo típico de tuberías de revestimiento en el pozo. La tubería conductora está diseñada para ser de diámetro amplio, prevenir que la formación se colapse y el sitio del pozo sea estable. La tubería superficial protege al pozo de las zonas con agua. La tubería intermedia es necesaria para proteger de la presión de la formación al pozo. Las tuberías más profundas son liners o T.R. cortas los cuales no llegan a superficie, pero está colgada cerca del fondo del pozo de la tubería de encima más larga.

- Terminación en agujero descubierto

Esta terminación es poco frecuente pero en los pozos donde sea factible tenerla puede ser utilizada **Fig. 1.14**

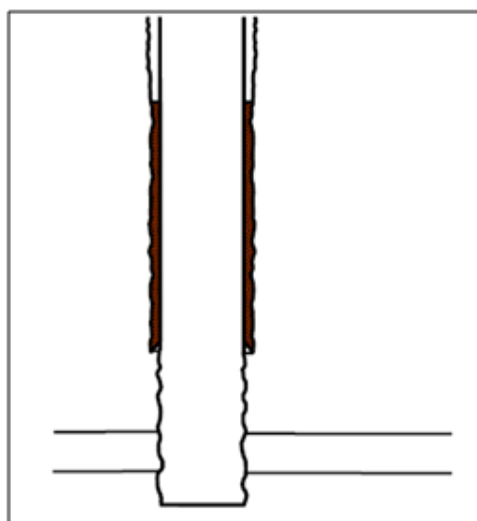


Fig. 1.14 Terminación en agujero descubierto

- Terminación vertical sencilla

La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo **Fig. 1.15**

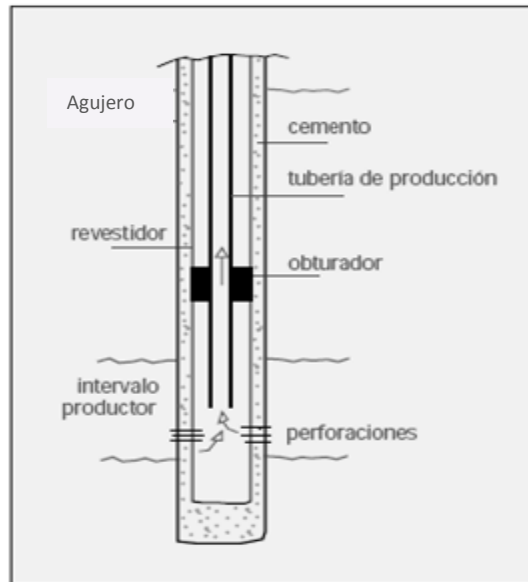


Fig. 1.15 Terminación Sencilla

- Terminación vertical doble

Cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la terminación doble **Fig. 1.16**

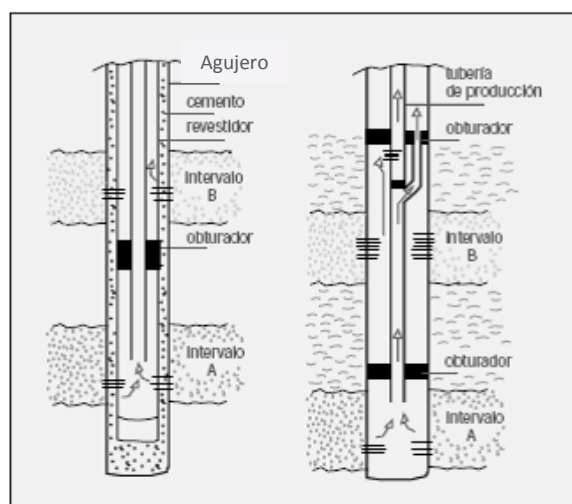


Fig. 1.16 Terminaciones dobles

- Terminación vertical triple

Cuando se requiere la producción vertical independiente de tres estratos se opta por la terminación triple **Fig. 1.17**

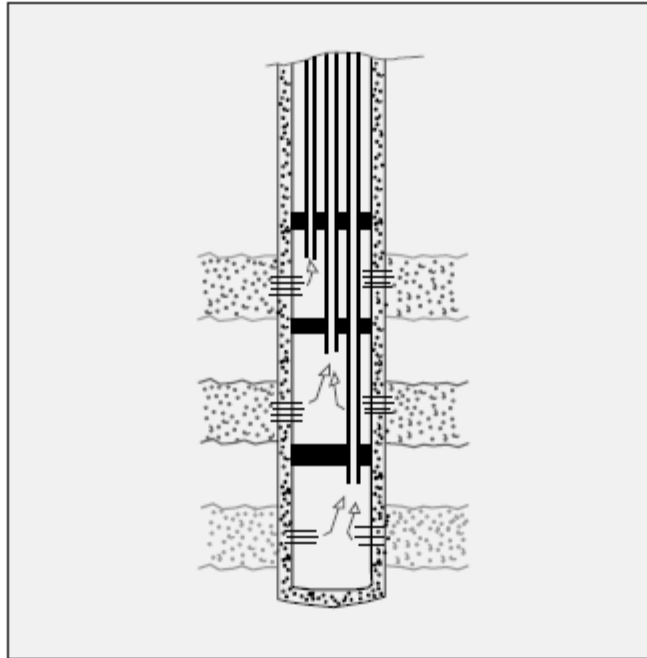


Fig. 1.17 Terminación triple

1.4.3 Daño

No es raro que durante la perforación, terminación u operaciones de reparación de pozos, materiales tales como el filtrado del lodo, la lechada de cemento o partículas de arcilla entren en la formación provocando un decremento de la permeabilidad.

Este efecto es comúnmente llamado daño al pozo y la zona de alteración de la permeabilidad es llamada zona de daño **Fig. 1.18**

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (Φ) en la zona aledaña al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como piel (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de lejanía. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como $k(\text{skin})$ y $\Phi(\text{skin})$ respectivamente.

La **Fig. 1.19** muestra las diferencias del comportamiento de la presión en la zona de daño, para tres posibles resultados:

Primer resultado:

$\Delta p_s > 0$, Indica una caída de presión adicional debida al daño en el pozo, $k_s < k$.

Segundo resultado:

$\Delta p_s < 0$, Indica una menor caída de presión debida a la estimulación del pozo, $k_s > k$.

Tercer resultado:

$\Delta p_s = 0$, Indica que no hay cambios en la condición del pozo, $k_s = k$.

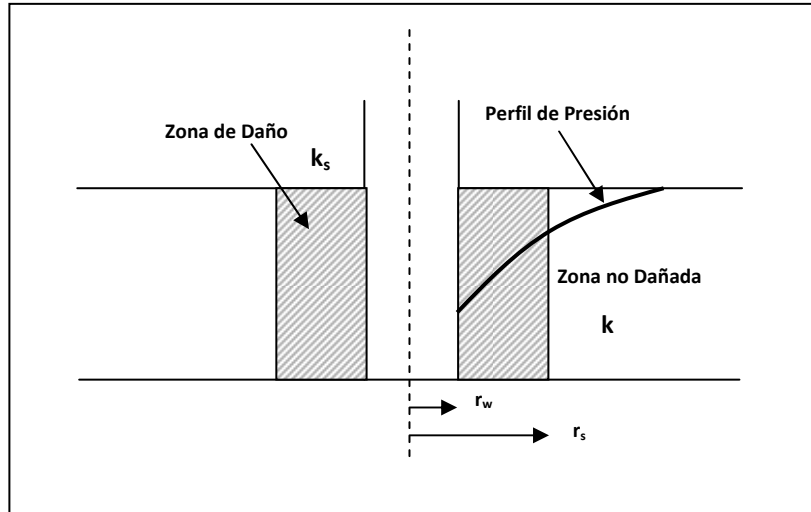


Fig. 1.18 Efecto de daño en la vecindad del pozo

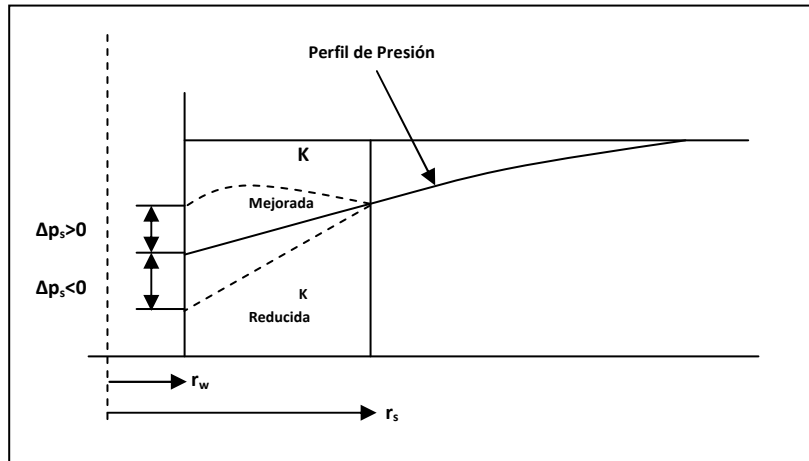


Fig. 1.19 Representación de los efectos de daño positivo y negativo

1.5 Sistema Integral de Producción

1.5.1 Definición de Sistema Integral de Producción

El Sistema Integral de Producción es un conjunto de elementos que transporta a los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. En la **Fig. 1.20** se muestra un esquema del Sistema Integral de Producción y los principales elementos que lo integran.

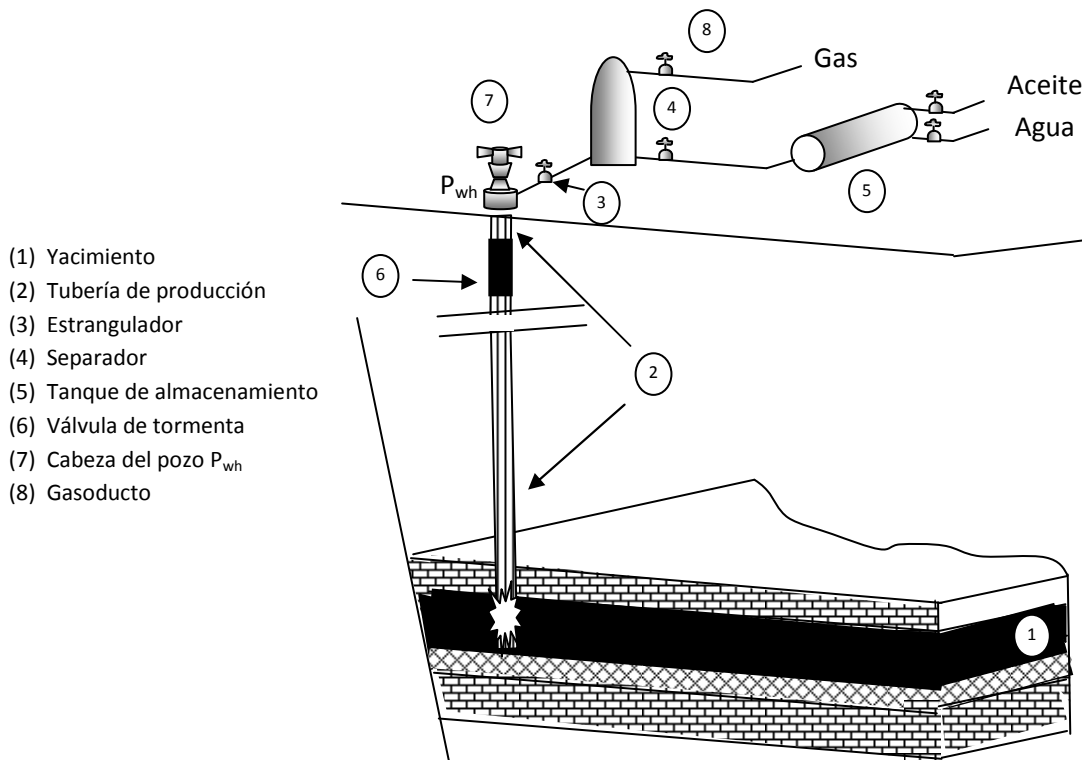


Fig. 1.20 Sistema Integral de Producción

Elementos:

- Yacimiento
- Pozo
- Tuberías de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

1.5.2 Componentes del SIP

Yacimiento

Es la porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que se encuentran en los poros de la roca almacén, se encuentran a alta presión y temperatura debido a la profundidad que se encuentra la roca productora.

Pozo

Es el agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento, el objetivo de este agujero es crear un flujo de fluidos controlados entre el yacimiento y la superficie mediante sistemas de tuberías y otros elementos.

Tubería de descarga

Las tuberías son estructuras de acero, son las que transportan el aceite, el gas y en ocasiones el agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos tanto en transporte de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

Estrangulador

Es un equipo instalado en los pozos productores para crear una restricción en el flujo y obtener el gasto deseado, el cual también evita la conificación de agua, producción de arena y provee de seguridad en las instalaciones superficiales.

Separadores

Son dispositivos que se encargan de separar la mezcla de aceite, agua y gas que se produce en los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en verticales, horizontales y esféricos; y por su finalidad, separar dos o tres fases.

Tanques de almacenamiento

Son contenedores con gran capacidad de almacenamiento para la acumulación de los fluidos producidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instaladas en tierra firme, o bien, buque-tanques utilizados en pozos costa afuera.

Válvula de tormenta

Dispositivo que funciona para cerrar el flujo de la tubería en caso de ocurra una catástrofe.

1.6 Análisis Nodal

1.6.1 Definición de Análisis Nodal

El análisis nodal es una herramienta en la ingeniería petrolera muy importante ya que toma en cuenta para sus cálculos todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores mediante un equipo artificial de producción. En esta técnica, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo.

Para comprender el análisis nodal se describe a continuación el caso más básico que se muestra en la **Fig. 1.21**.

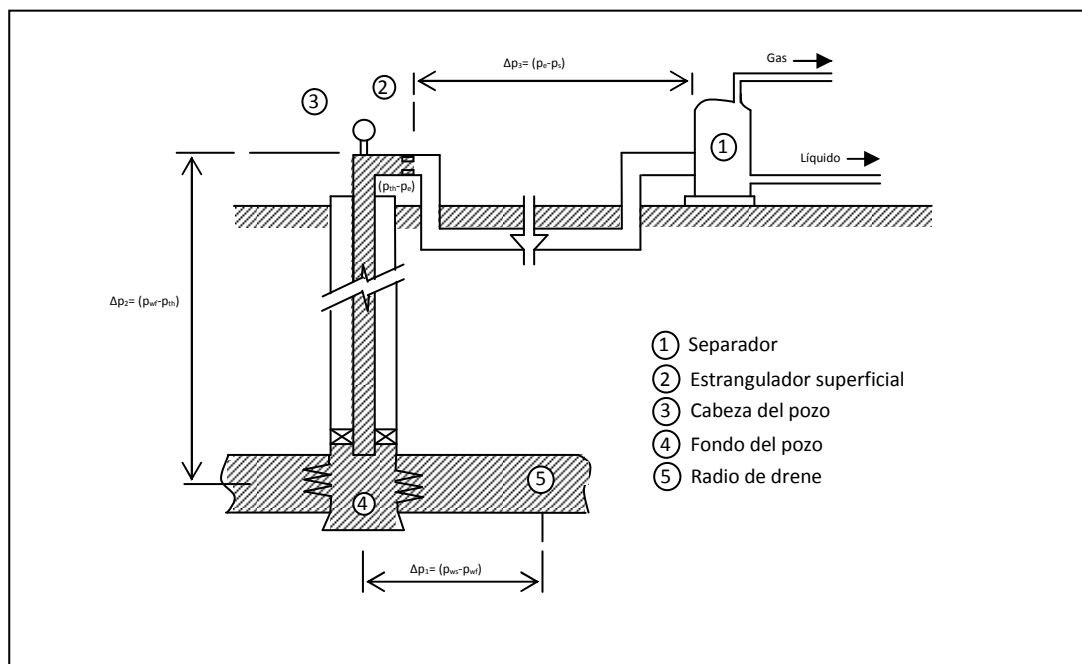


Fig. 1.21 Esquema del Sistema Integral de Producción y sus nodos

Se observan en la **Fig. 1.21**. las pérdidas de presión asociadas a cada elemento donde:

Δp_1 = pérdidas de presión en el medio poroso, las cuales constituyen entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

Δp_2 = pérdidas de presión en la tubería vertical, las cuales constituyen entre el 30 y 80% de las pérdidas totales.

Δp_3 = pérdidas de presión en la L.D., las cuales constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.

1.6.2 Flujo a Través de la T.P.

En la **Fig. 1.22** podemos observar el comportamiento de la presión contra el gasto que tiene desde el yacimiento hasta la superficie mostrándose las pérdidas de presión antes mencionadas, además, podemos decir que con el incremento del gasto, la diferencia entre las presión estática y la presión de fondo fluyendo aumenta; la cual depende de el sistema roca-fluidos y de la eficiencia de terminación.

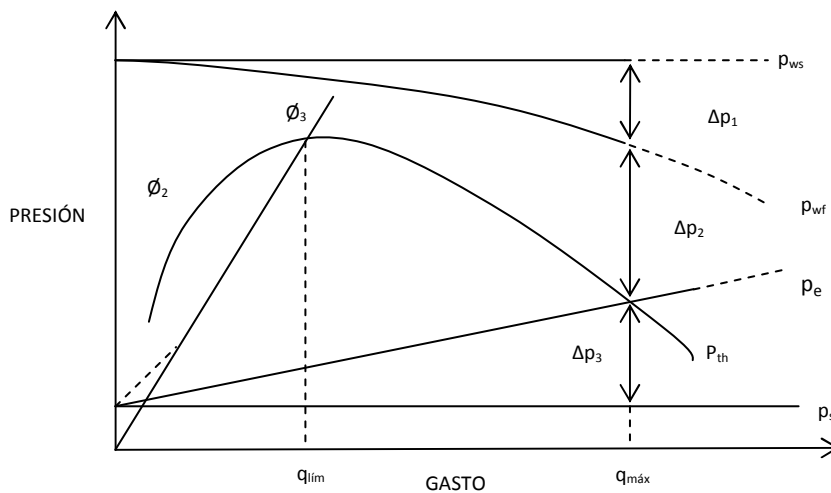


Fig. 1.22 Esquema del comportamiento de la presión en el SIP

Podemos ver también que cuando $p_{th}=p_e$, se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo sin estrangulador y para gastos menores se usan estranguladores. Cuando se utilizan estranguladores con diámetros menores, el gasto disminuye y la presión aumenta en la boca del pozo, hasta llegar a un valor límite el cual es indicado como ϕ_3 ; si se reduce el diámetro más, por ejemplo a ϕ_2 , el colgamiento del líquido se incrementa y la carga hidrostática también, provocando que la velocidad de flujo disminuya y debido a esto el gasto y la p_{th} disminuyen de tal forma que se incrementan las pérdidas de presión en la tubería y existe la posibilidad de “la muerte del pozo”.

Mediante la experimentación se mostró que: “para cualquier diámetro y profundidad de tubería dados, existe un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la T.P.”. Esto se puede ver en la **Fig. 1.22** para Δp_2 .

El comportamiento del flujo estable se muestra en la **Fig. 1.23** en la cual se tiene una curva de IPR que es cortada por la curva de flujo a través de la T.P. de un diámetro d_1 en la cual se presenta un gasto que limita el flujo estable, de tal manera que, si el pozo se opera con un gasto menor, éste estará operando generalmente con “cabeceo”, o flujo inestable. Si la curva de flujo por la T.P corta en dos puntos **Fig. 1.24**, el punto a la derecha del gasto límite será una condición de flujo estable, mientras que en el punto

a la izquierda del gasto límite no habrá flujo, pero, si se estrangula la cabeza del pozo se puede provocar flujo inestable o “cabeceo” y la curva de flujo por la T.P. cambiaría de acuerdo a lo que se muestra en la **Fig. 1.25**

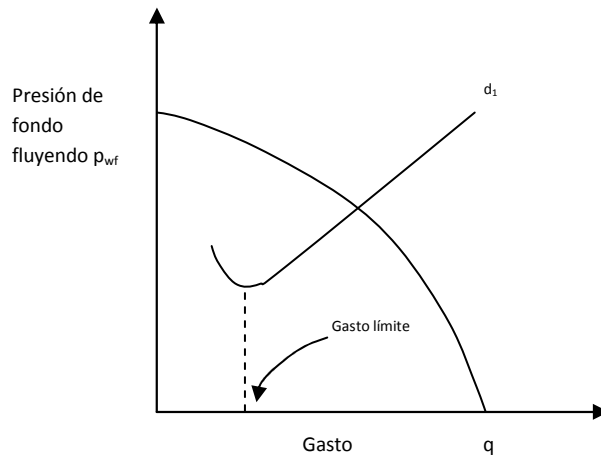


Fig. 1.23 Esquema del Sistema Integral de Producción y sus nodos

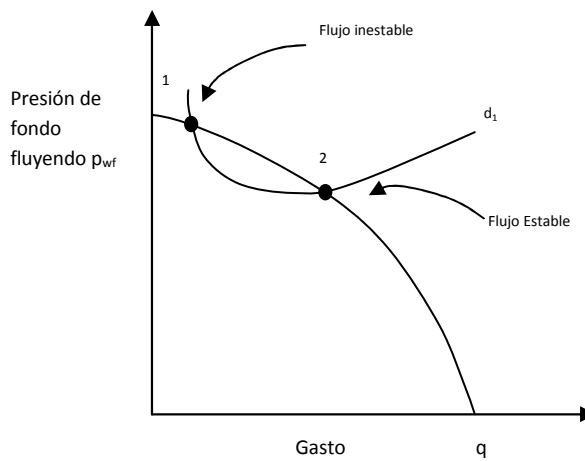


Fig. 1.24 Esquema de flujo estable y flujo inestable

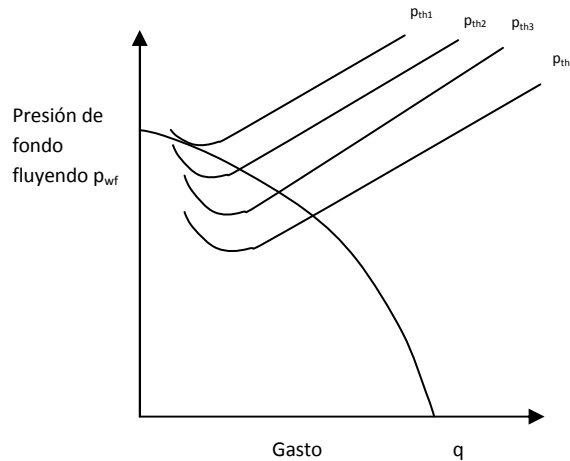


Fig. 1.25 Efecto del cambio del diámetro sobre el comportamiento del flujo en la T.P.

CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Por definición los registros de producción son los registros que se toman después de que se ha cementado una tubería de revestimiento, TR, introducido el aparejo de producción y disparado el intervalo productor o inyector, es decir, después de la terminación del pozo. Estos registros han permitido conocer, cada vez con mayor detalle, el comportamiento no solo de los pozos, sino también de las formaciones.

2.1 Historia de los Registros de Producción

Los registros eléctricos se introdujeron a la industria del petróleo hace más de medio siglo. El primer registro fue tomado el 5 de septiembre de 1927, en un pozo del campo Pechelbronn, en Alsacia, una provincia en el noreste de Francia. Este registro era una gráfica de la resistividad de las rocas de formación. La herramienta de exploración (llamada sonda) fue detenida en intervalos periódicos en el agujero, las mediciones fueron hechas, y las resistividades calculadas fueron graficadas a mano. Este procedimiento fue repetido de estación a estación hasta que el registro entero se grabó. En 1929, los registros eléctricos de resistividad se introdujeron de manera comercial en Venezuela, Estados Unidos y Rusia. La utilidad de la mediciones de resistividad para propósitos de correlación y par la identificación de estratos con potencial explotable fue rápidamente reconocida por la industria petrolera.

Para los hermanos Schlumberger fue natural extender su experiencia y su destreza de las operaciones en agujero descubierto a los agujeros entubados con los servicios de línea de acero que evolucionaron una década después.

2.2 Panorama General de los Registros de Producción

En esta sección nos enfocaremos en dar la información general de lo que son los registros de producción, el equipo que se utiliza en la toma de los registros y las herramientas que se utilizan para tomarlos.

2.2.1 Equipo Necesario en la Toma de Registros de Producción

El equipo necesario en el pozo para realizar los registros de producción en un pozo productor natural se muestra en la **Fig. 2.1** y se describe a continuación cada número de la figura.

1. La camioneta de registros. El cable, el malacate, las computadoras superficiales y el personal de registros se encuentran en esta camioneta.

2. La camioneta del mástil. Esta camioneta tiene un mástil el cual se despliega hasta la posición en donde se muestra y se coloca de espaldas para salir con facilidad.
3. La cabeza del pozo con las válvulas y las líneas de flujo conectadas a él.
4. Lubricador o línea ascendente. Esta tubería se utiliza para almacenar la herramienta antes que se introduzca en el pozo. El lubricador se monta sobre la cabeza del pozo y la presión en el lubricador se iguala a la presión en la cabeza del pozo antes de los registros. Se deben conectar más secciones de tubería si se desea introducir una sarta de registros más larga.
5. Cable. Este cable es comúnmente un conductor simple (monocable). El cable esta enrollado en el malacate de la camioneta de registros para su almacenamiento.
6. Manguera de purga de presión para aliviar la presión en el lubricador después de los registros.
7. Línea de grasa para mantener el sello de grasa.
8. Almacén y bomba de grasa para el sello de grasa.
9. Sello de grasa. Este sello asegura un selo hidráulico alrededor del cable aun cuando se corra el cable hacia fuera o hacia adentro del pozo.
10. Camioneta de instrumentos. Esta unidad puede o no ser necesitada dependiendo de los servicios que se corran. Las camionetas más modernas están equipadas completamente y esta unidad no se requiere usualmente.
11. Liberación de presión del lubricador a través de la manguera de purga.
12. Polea superior. Notar que la polea inferior esta encadenada también a la cabeza del pozo.

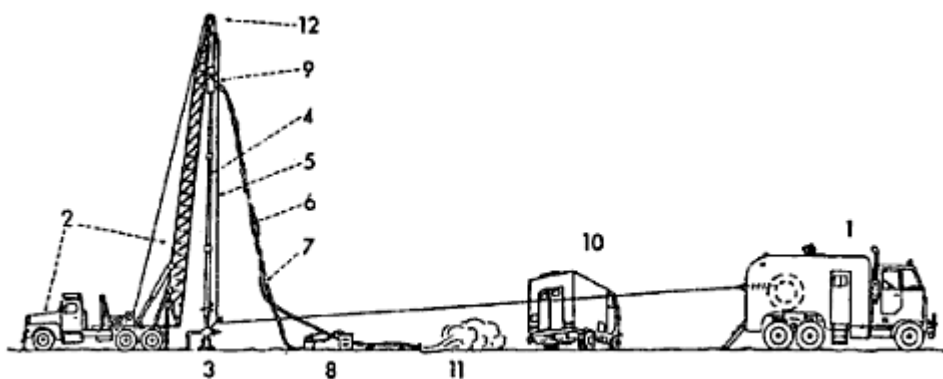


Fig. 2.1 Instalación del equipo de registros de producción.

Los registros de producción proveen mediciones de parámetros de los fluidos en el agujero basados en un análisis zona por zona para proporcionar sobre el tipo de movimiento del fluido dentro y en las cercanías del pozo.

Estas mediciones proveen al operador con información detallada de la naturaleza y el comportamiento de los fluidos en el pozo durante la producción o inyección. Las aplicaciones de los registros de producción incluyen:

- Evaluación de la eficiencia de la terminación.
- Detección de problemas mecánicos, de avance y conificación.
- Proveer guía para reacondicionamiento, y proyectos de recuperación mejorada.
- Evaluación de la eficiencia de los tratamientos.
- Monitoreando y registrando la producción e inyección.
- Detección de zonas ladronas, canalizaciones de cemento.
- Evaluación del pozo en estrato único o estratos múltiples.
- Determinación de las características del yacimiento
- Identificación de los límites del yacimiento para el desarrollo del campo.

Se encuentra disponible una familia de herramientas de registros de producción (PLT), diseñada específicamente para la medición del rendimiento de los pozos productores e inyectoros. Los sensores que se incluyen ahora son:

- Termómetro
- Gradiomanómetro
- Medidor de colgamiento
- Medidores de flujo
- Manómetro
- Calibrador
- Ruido
- Trazadores radioactivos
- Registros de estratos

Muchos de estos sensores pueden ser combinados en una herramienta y corridos simultáneamente para medir entradas y salidas de fluido, niveles estáticos de líquidos, flujo en el fondo del pozo y presión del pozo cerrado, pérdidas de presión en las tuberías y la integridad de los estratos y equipo ensamblado.

Desde que los registros se corren simultáneamente, su correlación es afectada en menor manera por alguna inestabilidad en el pozo que pudiera causar que las condiciones del pozo cambiaran sobre un periodo de tiempo. El conjunto de herramientas también incluye un localizador de coples y una herramienta de rayos gama para correlacionar y tener control de la profundidad. La **Fig. 2.2** muestra un esquema de los sensores que están en una herramienta típica de registros de producción.

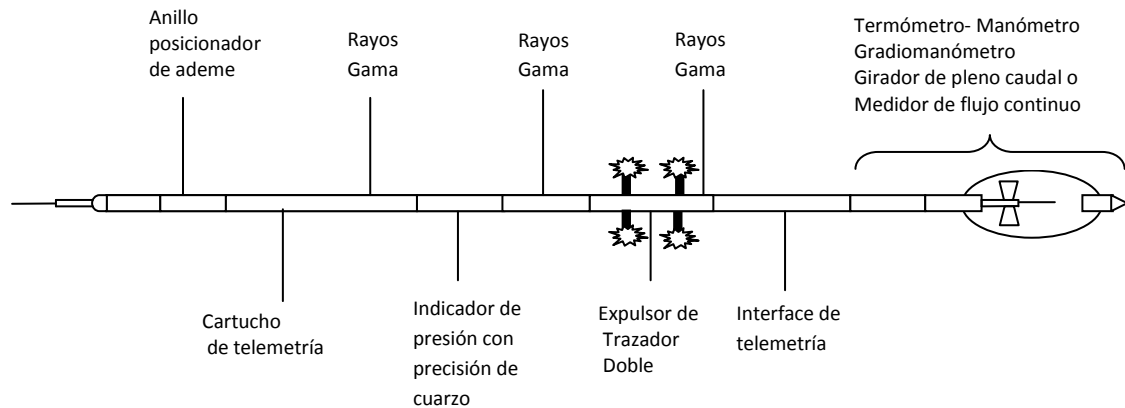


Fig. 2.2 Diagrama de la herramienta PLT

2.2.2 Aplicaciones de los Registros de Producción

El valor de los registros de producción yace en la habilidad de proveer determinaciones de los patrones de flujo dinámicos de los fluidos del pozo bajo condiciones estables de producción o inyección. Por muchas razones la información de producción de otras fuentes puede ser engañosa. Algunas de estas razones pueden ser:

Las mediciones de presión, temperatura y gastos de producción en superficie no necesariamente son un diagnóstico de qué es lo que está pasando en el pozo.

Flujo de fluidos fuera de los horizontes productores presumidos, tales como canales en el espacio anular a través del cemento, sólo pueden ser detectados por registros de producción.

Las mediciones zona por zona de la eficiencia de perforación son imprácticas a excepción de los registros de producción, son necesarias muy frecuentemente para identificar la producción actual o los intervalos de producción.

Las mediciones zona por zona de las presiones y los gastos de producción pueden ser usadas para determinar la presión media y el índice de productividad de cada intervalo productor o inyector.

De esta manera los registros de producción tienen aplicaciones muy útiles en dos extensas áreas: Evaluación del rendimiento del pozo con respecto al yacimiento y análisis de problemas mecánicos.

2.2.3 Rendimiento del Pozo

En un pozo productor, los registros de producción pueden determinar cuáles de las zonas perforadas son las que están aumentando su producción, asegurar los tipos y proporciones de fluidos, medir las condiciones de presión y temperatura en el agujero y los gastos a los cuales

los fluidos están fluyendo. Si las zonas ladronas o alguna otra circulación de fluidos indeseable existen, estas pueden ser determinadas.

Los pozos inyectoros están especialmente adaptados para el análisis de los registros de producción por que el flujo es monofásico y de un tipo conocido y controlado. El objetivo de los registros localizar las zonas que toman los fluidos y detectar pérdidas de inyección a través del espacio anular en el revestimiento.

2.2.4 Problemas de los Pozos

En ausencia del conocimiento para lo contrario, se asume que el pozo tiene integridad hidráulica, y que los fluidos están yendo a donde ellos pertenecen; frecuentemente, esta suposición es incorrecta. Los ejemplos incluyen: fugas en la tubería de revestimiento, fugas en la tubería de perforación, fugas en los empacadores, comunicación por el espacio anular debido a una mala cementación y zonas ladronas.

La **Fig. 2.3** muestra como estas condiciones pueden llevar a conclusiones engañosas cuando la información del rendimiento del pozo viene de las mediciones superficiales. Las soluciones a estas y otras problemáticas en los pozos pueden ser encontradas por la integración e interpretación de la información de registros de producción.

2.3 Objetivos de los Registros de Producción

Los registros de producción se enfocan en el área para el registro de pozo con 2 objetivos generales:

- (1) Diagnóstico de problemas del pozo
- (2) Vigilancia del yacimiento

El objetivo de los registros de producción es rastrear el movimiento del fluido dentro o detrás del tubo y supervisar el movimiento de contactos de fluido del yacimiento. Los registros han sido, tradicionalmente, los instrumentos de trabajo en la ingeniería del subsuelo y del ingeniero de yacimientos. Sin embargo, con los peligros crecientes de la perforación, los registros de producción pasan a ser de vital importancia para el ingeniero de perforación. En muchas áreas del mundo, los registros de producción son obtenidos en la perforación en ciertos pozos para su producción. Esto es importante para pozos perforados y cercanos a los campos en producción. El éxito de las Terminaciones mediante estratos con presiones desiguales es difícil.

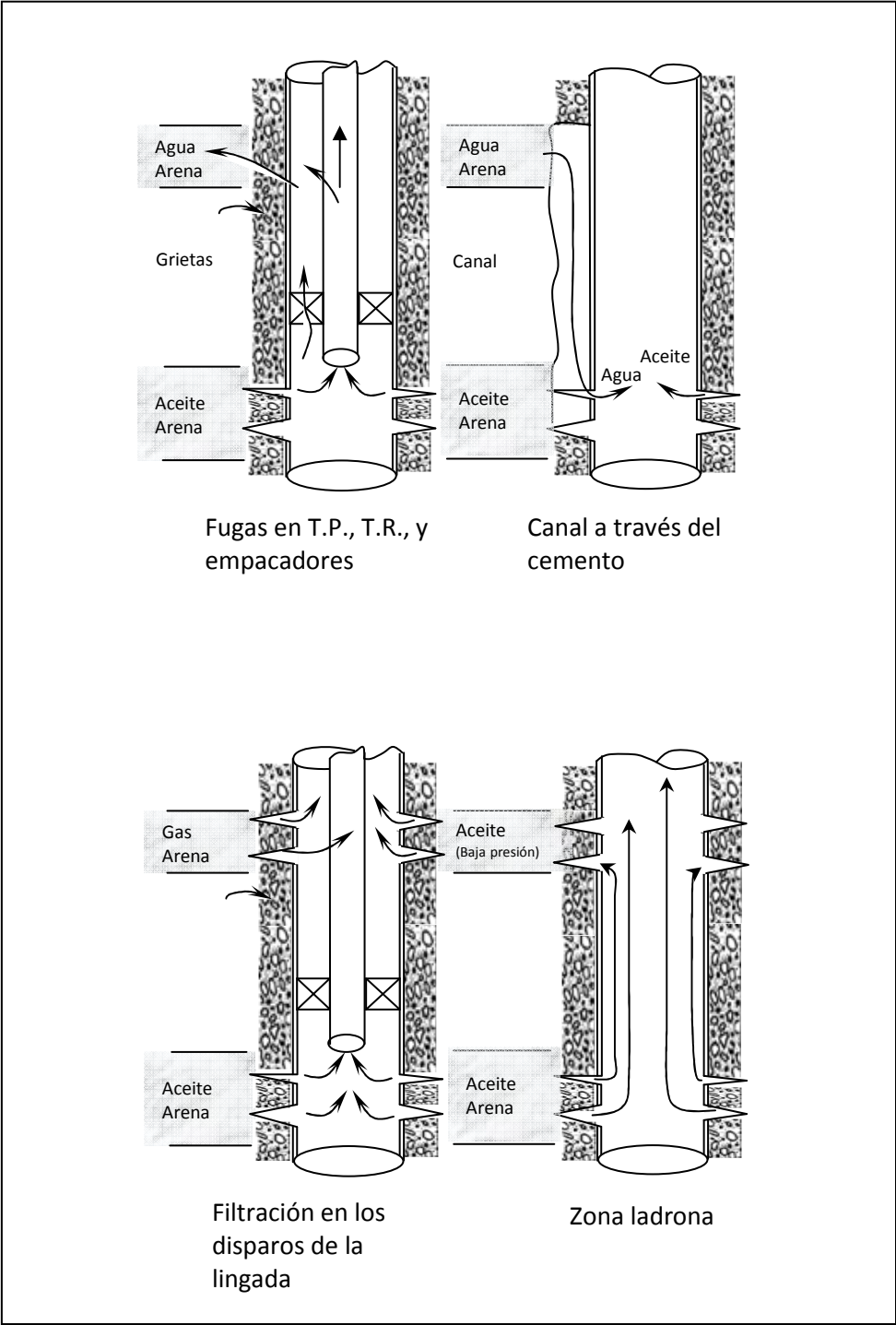


Fig. 2.3 Problemas comunes en los pozos

CAPÍTULO 3

REGISTROS DE RUIDO

En este capítulo se estudiarán los registros de ruido, se podrá entender su principio de funcionamiento, los elementos que están involucrados en este registro y se observará la aplicación que tienen en la industria del petróleo y la importancia que tienen en la producción de hidrocarburos.

3.1 Principios Básicos

Los registros de ruido son usualmente llamados fuentes de sonido y utilizan micrófonos para detectar el movimiento de los fluidos en el agujero. Estos movimientos de los fluidos son caracterizados por la caída de presión y el flujo. Si estos factores son adecuadamente grandes, se genera turbulencia y el flujo puede ser detectado aún si éste se encuentra detrás del revestimiento

3.1.1 Combinación de los Registros de Ruido con otros Estudios

Los registros de ruido son frecuentemente combinados con los estudios de temperatura, y no son usualmente combinados con el resto de las herramientas de registros de producción.

La combinación de los registros de temperatura y ruido puede ser una herramienta poderosa para la evaluación cualitativa y en ocasiones para la evaluación cuantitativa del perfil de flujo en un pozo productor. Una ventaja de esta combinación es que los dos registros pueden detectar eventos ocurriendo dentro o fuera de la T.R. En la **Fig. 3.1** se muestra un esquema de una herramienta típica de ruido.

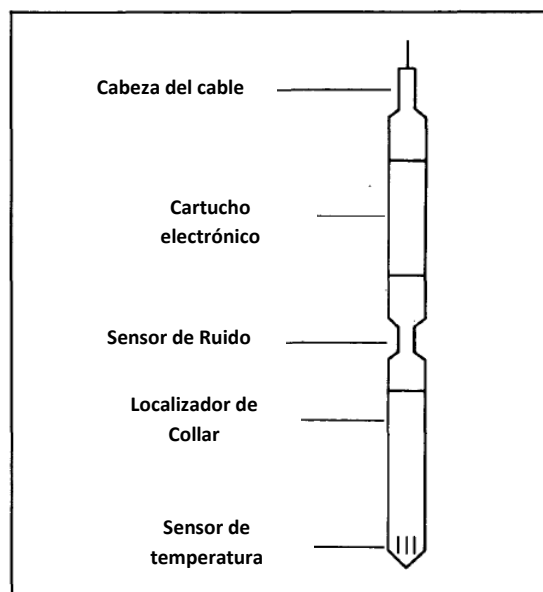


Fig. 3.1 Combinación de las herramientas de ruido y temperatura

3.1.2 Tipos de Estudios de Ruido

Existen básicamente dos tipos de estudios de ruido disponibles. El más común es el registro de ruido estacionario. Esta medición se hace con un micrófono que graba la amplitud y el espectro de frecuencia del sonido en varias estaciones del agujero. El registro de ruido no se corre continuo ya que el cable y la herramienta provocan ruido en su recorrido y esto perturbará la señal que se intentará medir. Si se corre en combinación con el estudio de temperatura, el registro de temperatura se corre continuo antes de realizar las mediciones del registro de ruido. Los estudios de sonido continuo se enfocan en frecuencias suficientemente altas para no ser afectadas por el ruido provocado por la herramienta y el cable en el recorrido. La información que suministran está limitada sólo a la amplitud, su principal aplicación es localizar las entradas de gas y las fugas en la T.R.

3.1.3 Funcionamiento de la Herramienta

La herramienta de audio es un dispositivo de frecuencia simple que es usualmente corrido en modo continuo. Las herramientas de múltiple frecuencia graban lecturas estacionales. La herramienta consiste en un transductor que convierte el sonido en una señal eléctrica.

La señal es amplificada y transmitida a través del cable por los cartuchos eléctricos. La herramienta no emite ningún sonido, ésta sólo responde al sonido originado dentro o alrededor del pozo. El ruido en un pozo es una función de la aceleración o turbulencia de un fluido moviéndose de un lado a otro debido a una presión diferencial. Debido a la variación de la presión diferencial, el gasto, o ambos, distintos tipos de ruido pueden ser generados. Los ruidos pueden ser caracterizados y categorizados en diferentes grupos examinando su espectro de frecuencia del total de la señal. La información del espectro puede ser muy útil para determinar canalizaciones detrás de la T.R., T.P. y perforaciones.

3.2 Operación de la Herramienta

Los registros de ruido son muy sensitivos, y aun en pozos someros el equipo superficial debe ser cerrado para evitar sonidos de fuentes que no sean del pozo. Cuando las mediciones son estacionarias, es prudente esperar cerca de un minuto después de parar la herramienta para que ésta se estabilice antes de grabar la señal del sonido. Las herramientas se corren sin centralizadores, de tal manera que la herramienta esta recargada contra la T.R cuando las mediciones se están haciendo.

Las posiciones estacionarias están inicialmente corridas en espaciamientos grandes, entre 3 y 15 metros, esto dependiendo del gasto y la longitud del intervalo que será evaluado. La corrida inicial continua del registro de temperatura, si está disponible, es

útil para localizar posiciones de interés en el agujero y gracias es esto el operador puede después enfocarse sólo en los intervalos donde se encuentran los eventos ruidosos realizando mediciones en intervalos más frecuentes tan pequeños como 30 cm.

3.3 Aplicaciones e Interpretación

Para poder entender los parámetros que se miden con el registro de ruido se necesita analizar los conceptos de amplitud y frecuencia de acuerdo a cómo se presentan en el gráfico que nos proporciona el registro y lo que representa.

3.3.1 Amplitud

La amplitud del ruido es un indicador de la profundidad del flujo anormal. La **Fig. 3.2** muestra un canal detrás de la tubería con un flujo moviéndose desde la zona A hasta la zona C. El ruido está asociado al flujo y a la caída de presión. En el esquema las caídas de presión más altas se observan en A que es la entrada, una restricción en B y existe una caída de presión baja en la zona C. El total de la amplitud de sonido se muestra a la derecha, de aquí, se pueden observar dos cosas, que la amplitud localiza la profundidad del evento ruidoso, y que el evento ruidoso no necesariamente es una entrada, pero puede ser una restricción en el canal.

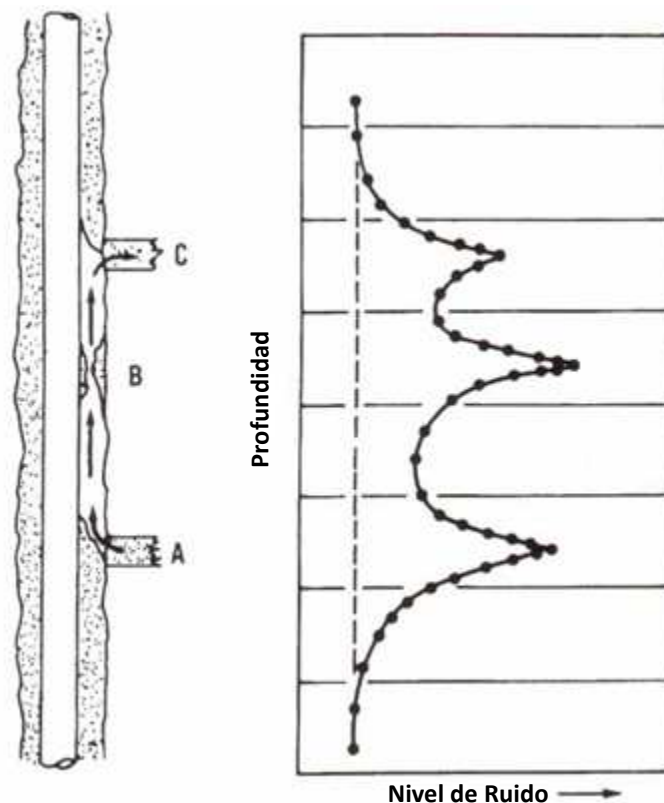


Fig. 3.2 La amplitud del ruido se incrementa adyacente a localizaciones que tienen caída de presión y flujo

3.3.2 Frecuencia del Sonido en Flujo Monofásico

El flujo monofásico y el flujo multifásico pueden ser diferenciados por la frecuencia del ruido. La **Fig. 3.3** muestra el espectro de frecuencia para un gas y un líquido. La curva continua indica el espectro de sonido para agua expandiéndose a 70 bpd con 90 psi de presión diferencial en un canal lleno con agua. La curva discontinua es el espectro ocasionado por 3.8 Mcfd de gas expandiéndose a través de 10 psi de presión diferencial en un canal lleno con gas. Ambas curvas se caracterizan por una gran área bajo la curva (energía) en un rango de los 1000 a 2000 Hertz. Mientras que el espectro del flujo bifásico puede diferir de estos bajo diferentes condiciones de flujo, el espectro del flujo monofásico está caracterizado por la energía en los rangos de frecuencias más altos.

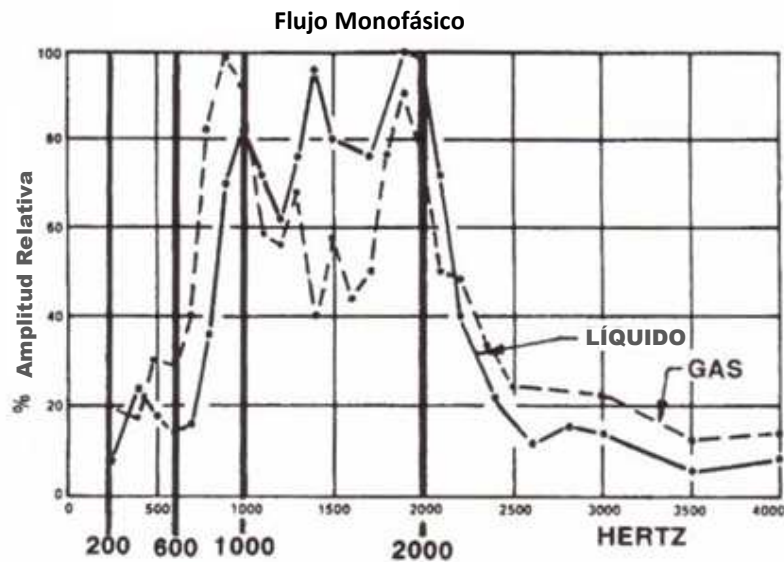


Fig. 3.3 Espectro de ruido para flujo monofásico

3.3.3 Frecuencia del Sonido en Flujo Bifásico

El espectro de la **Fig. 3.4** es causado por 0.3 Mcfd de gas expandiéndose en un canal lleno con agua. En este caso, el volumen de la energía del ruido está concentrado en una región menor a los 600 Hz. Esta es la energía de frecuencia baja, menor que 600 Hz, que caracteriza el flujo bifásico. Esta regla aplica para los flujos burbuja y bache.

El registro de ruido puede ser grabado en un modo estacionario de tal manera que la herramienta responderá al ruido del pozo sin que sea afectado por ruidos extraños causados por el cable o el movimiento de la herramienta. Una red de separación de frecuencias separa la señal del ruido en 200Hz, 600Hz, 1000Hz, 2000Hz cortes de frecuencia.

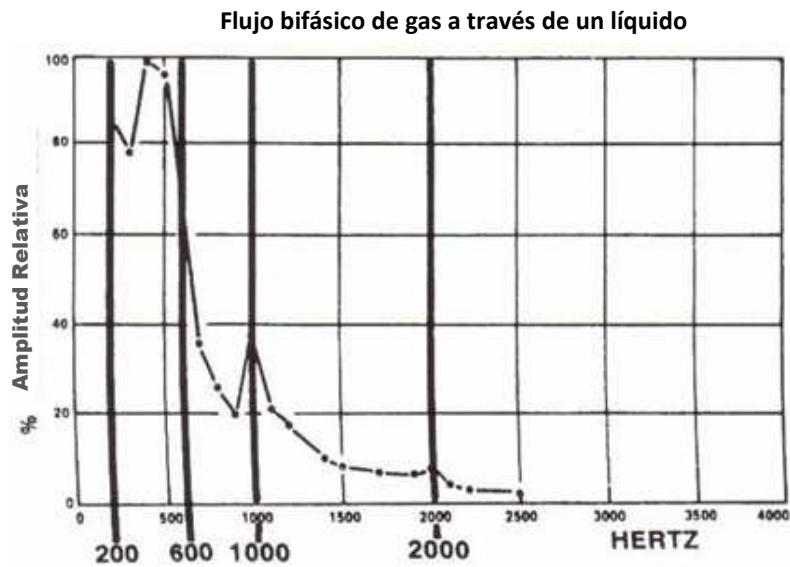


Fig. 3.4 Espectro de ruido para flujo burbuja bifásico

En cada estación, una lectura de pico mV es grabado para cada corte de frecuencia. El registro se graba en estos niveles con filtros pasa altos, los cuales eliminan el sonido debajo de estas frecuencias y permiten la medición de energía mayor. En la **Fig. 3.5 parte a**, se muestran los registros para flujo monofásico.

Estos valores se grafican como un conjunto de puntos en una malla logarítmica. En el registro de flujo monofásico la concentración se encuentra en las bandas de 1000 a 2000 Hz o mayor, por esta razón los niveles de energía asociados con los cortes de frecuencia baja se encuentran cerca y están agrupados muy ajustadamente en el punto de entrada (la amplitud más alta).

La fuente de ruido de flujo monofásico se muestra en la profundidad de máxima amplitud. El nivel de ruido disminuye en tanto que la información se toma en puntos lejanos de la profundidad de la fuente del ruido. Para el flujo bifásico, la **Fig. 3.5 parte b**, la mayor área está en el espectro bajo y por esta razón la separación de las curvas de cortes de frecuencia están espaciadas, lo cual es una característica claramente distinta de la entrada en flujo monofásico. Se nota también que el decaimiento de ruido ocurre debajo del punto de entrada, pero la amplitud permanece elevada arriba de la entrada. Este es el resultado de las burbujas en el flujo y que éstas son la fuente de la mayoría del ruido.

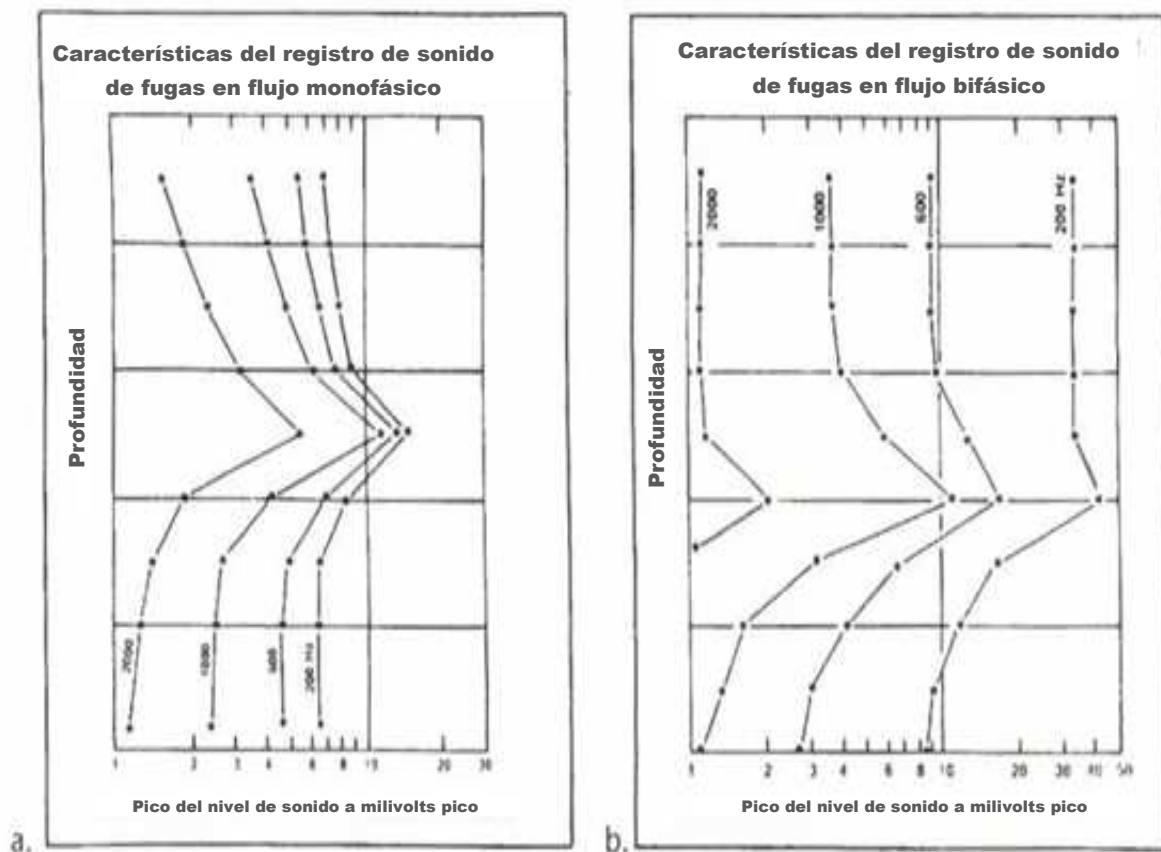


Fig. 3.5 Registro basado en el espectro de ruido: a Entrada en flujo monofásico, b Flujo bifásico

3.3.4 Otras Técnicas de Registros de Ruido

Registros de ruido continuos

Los registros de ruido continuo han sido corridos primeramente para la detección de fugas de gas en pozos de almacenamiento de gas. Estas herramientas se enfocan en los ruidos con altas frecuencias, mayores a 15,000 Hz. A estas frecuencias, el ruido al bajar la herramienta no afecta la información. Existen dos tipos de herramientas conocidas de este tipo de registros la "Audio Log" de Schlumberger y el "Sibilation Survey" de Birdwell. Este tipo de herramientas no permite hacerse una idea del espectro de la frecuencia del ruido. Un ejemplo de este tipo de registro se muestra en la **Fig. 3.6**, en el cual se muestran los registros de temperatura y ruido continuo (silbido). Notar que el estudio de ruido muestra al menos seis picos y tal vez más, cada uno de estos picos corresponde a una entrada, el estudio de temperatura el cual está bajo el perfil geotérmico, muestra sólo tres anomalías de enfriamiento. Mientras que las otras entradas pueden ser evidentes cuando la pendiente del registro de temperatura cambia, sería difícil plantear con seguridad la sospecha de otras entradas sin el registro continuo de ruido.

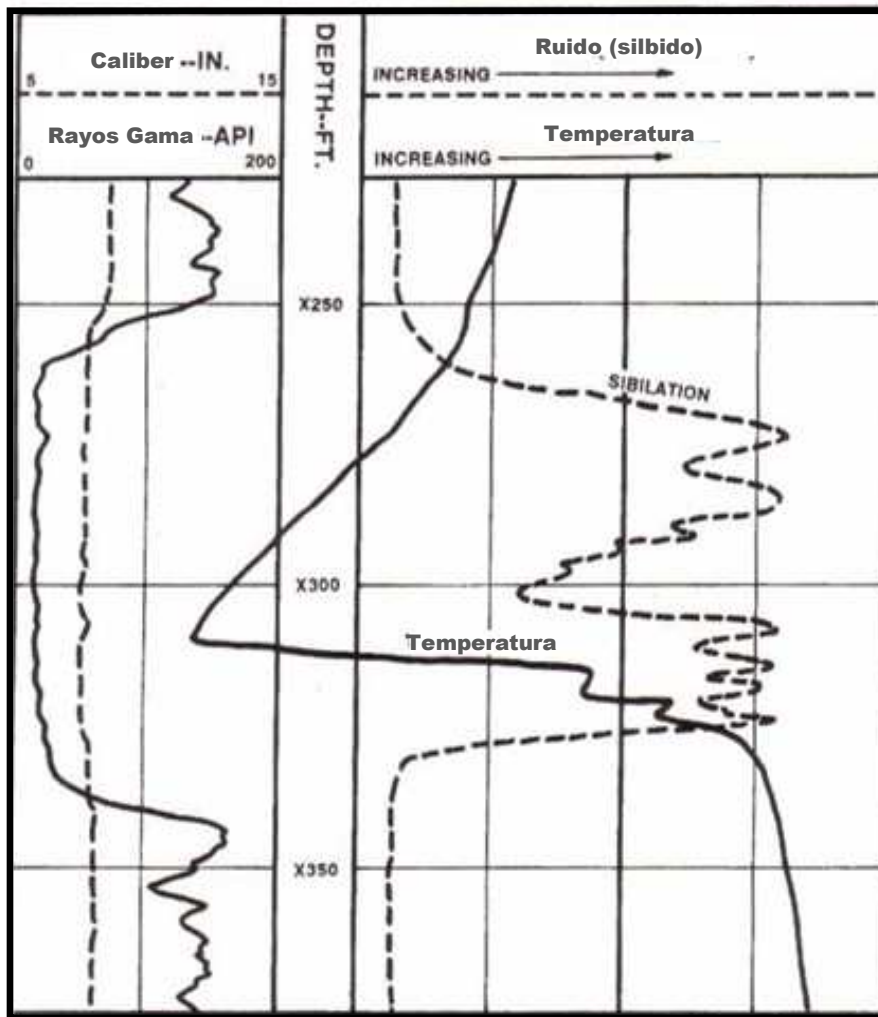


Fig. 3.6 Registro de ruido (silbido continuo) y registro de temperatura

“Active listening”

Esta técnica se encuentra aún en investigación y está dirigida en la detección de la canalización activa de canalizaciones de fluidos detrás de la T.R. La técnica consiste en dirigir una emisión acústica de pulso corto hacia el flujo y grabar con precisión la reflexión de ésta.

Después de un corto periodo de tiempo se vuelve a lanzar una segunda onda acústica y se graba de nuevo. Si no hay flujo presente, ambas reflexiones serán idénticas, si el flujo existe, y contiene partículas dispersas o burbujas, las emisiones reflejadas serán distintas. Variando el tiempo entre las pulsiones, se puede establecer la velocidad del flujo que se canaliza. Este tipo de herramienta está basada en la tecnología de la evaluación de cemento e inspección del ademe.

3.4 Ejemplos de Registros de Ruido

A continuación se presentan ejemplos de los registros de ruido y las características que hay que tomar en cuenta para saber cómo interpretar este tipo de registros.

3.4.1 Detección de Entrada de Gas

Ejemplo 1

En la **Fig. 3.7** el pozo está perforado sobre dos intervalos y está produciendo alrededor de 3MMcfd, aunque se espera mucha más producción. Se corrió un registro de producción para determinar contribuciones relativas de este conjunto de disparos. Aparentemente las perforaciones de B están produciendo más que las de A. El pozo fue redisparado en A y la producción se incrementó a 12MMcfd. En la entrada los niveles de ruido están fuertemente afilados y un tanto ajustados, y decrecen suavemente arriba y debajo de la fuente. Esto indica una entrada de flujo monofásico, la separación entre las curvas en A es debida a que las señales no se desvanecen por completo especialmente las frecuencias bajas. El nivel de ruido se incrementa significativamente cuando la herramienta está colocada en la tubería de producción, debido a que la velocidad del gas es ahora más grande.

Ejemplo 2

La **Fig. 3.8** muestra un registro de ruido que describe la entrada de gas a través de los disparos de 8320 a 8350 pies. Encima de las perforaciones la fase discontinua en el pozo es gas y el sonido se atenúa bastante rápido. El sonido se atenúa más lento en el agua bajo los disparos.

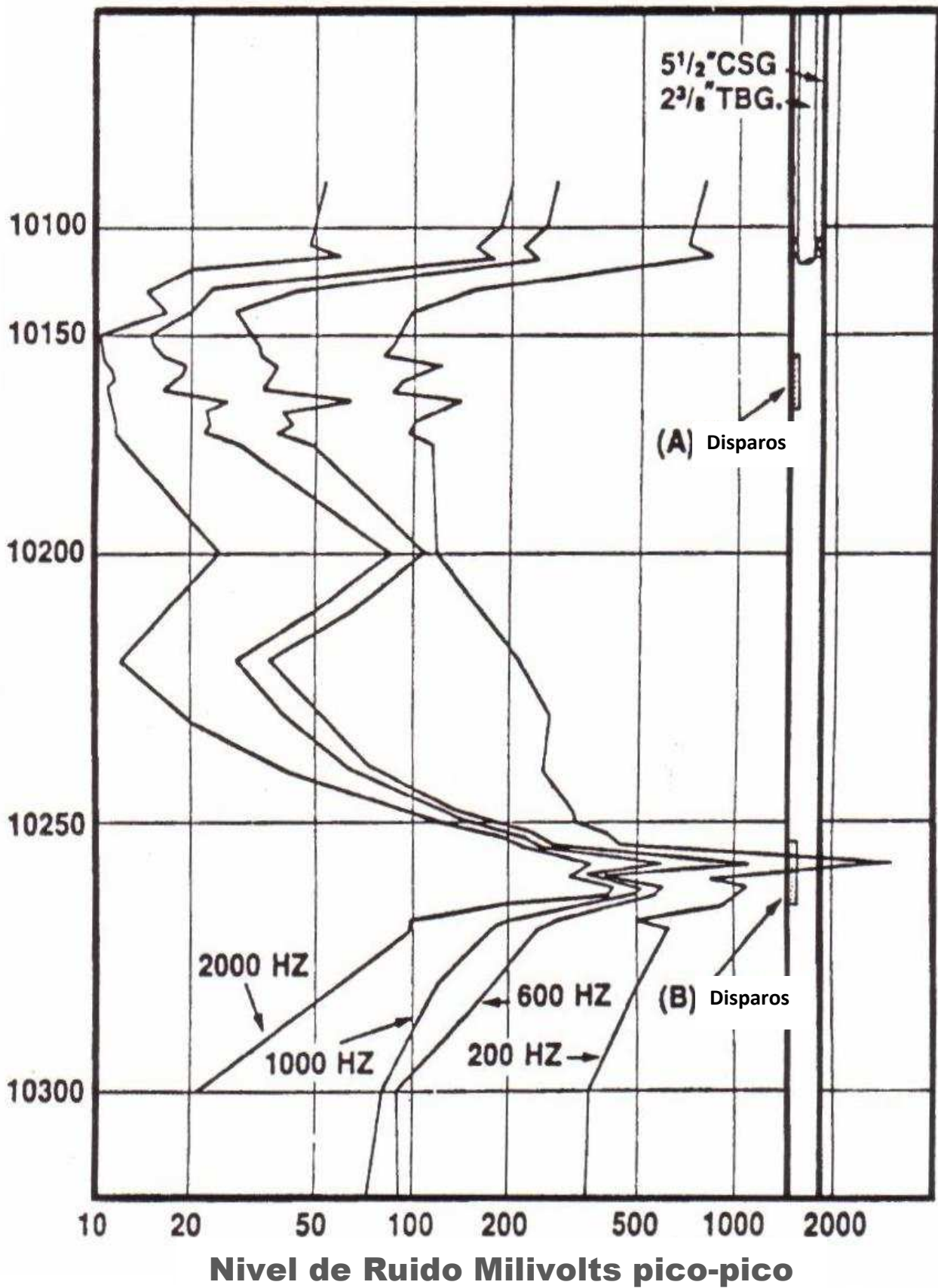


Fig. 3.7 Registro ruido mostrando la entrada de gas Ejemplo 1

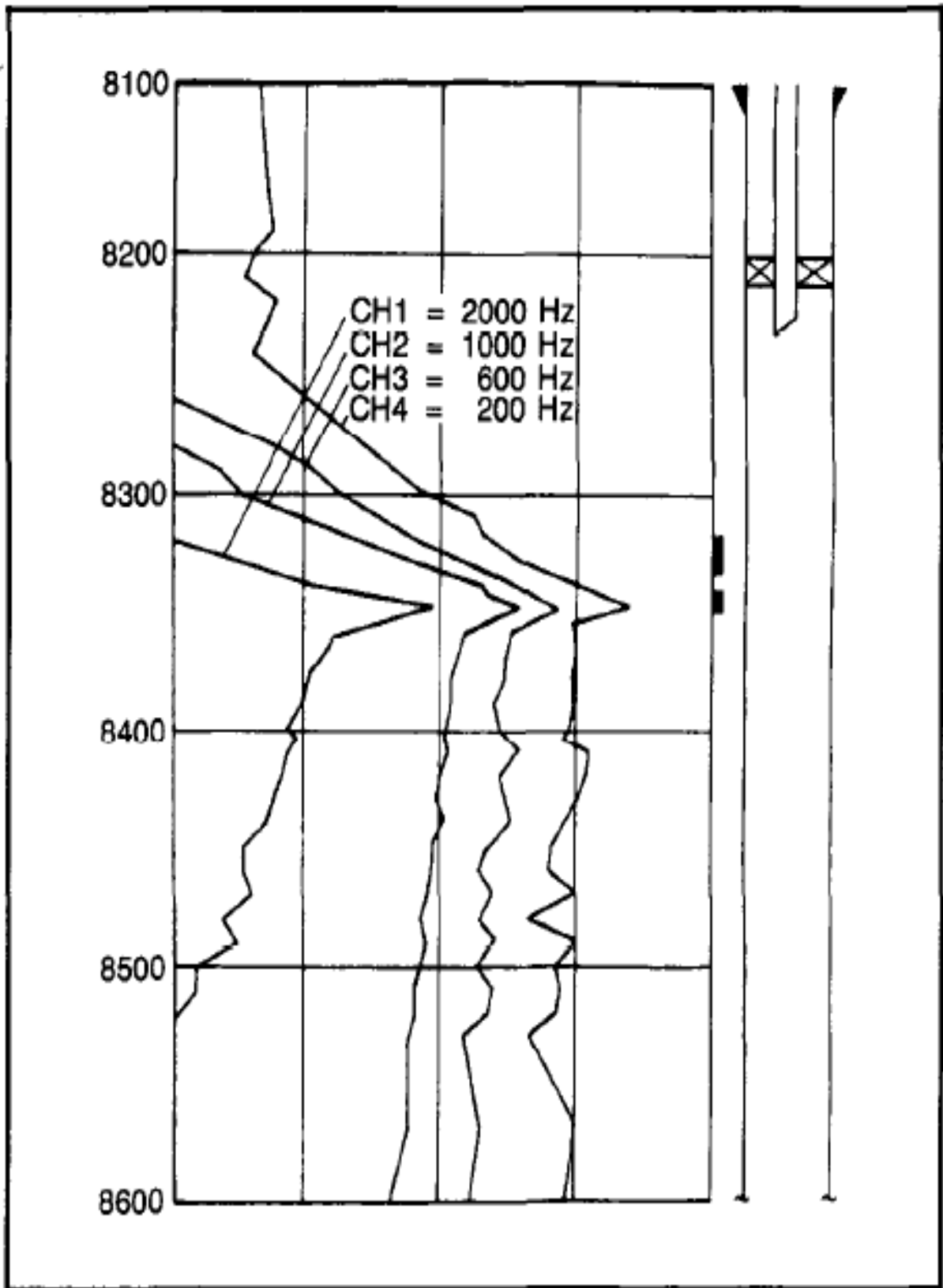


Fig. 3.8 Registro ruido mostrando la entrada de gas Ejemplo 2

3.4.2 Interfase Gas-líquido

El registro de la Fig. 3.9 muestra la dispersión en los cortes de frecuencias bajo los X020 pies. Esto indica un flujo burbuja arriba de la interfase gas-líquido a X020. Encima de este punto, hay una fuerte disociación acústica. Los cortes de frecuencia claramente muestran flujo monofásico encima de la interfase, y las perforaciones a X850, X875 y X955 parecen ser entradas de gas activas.

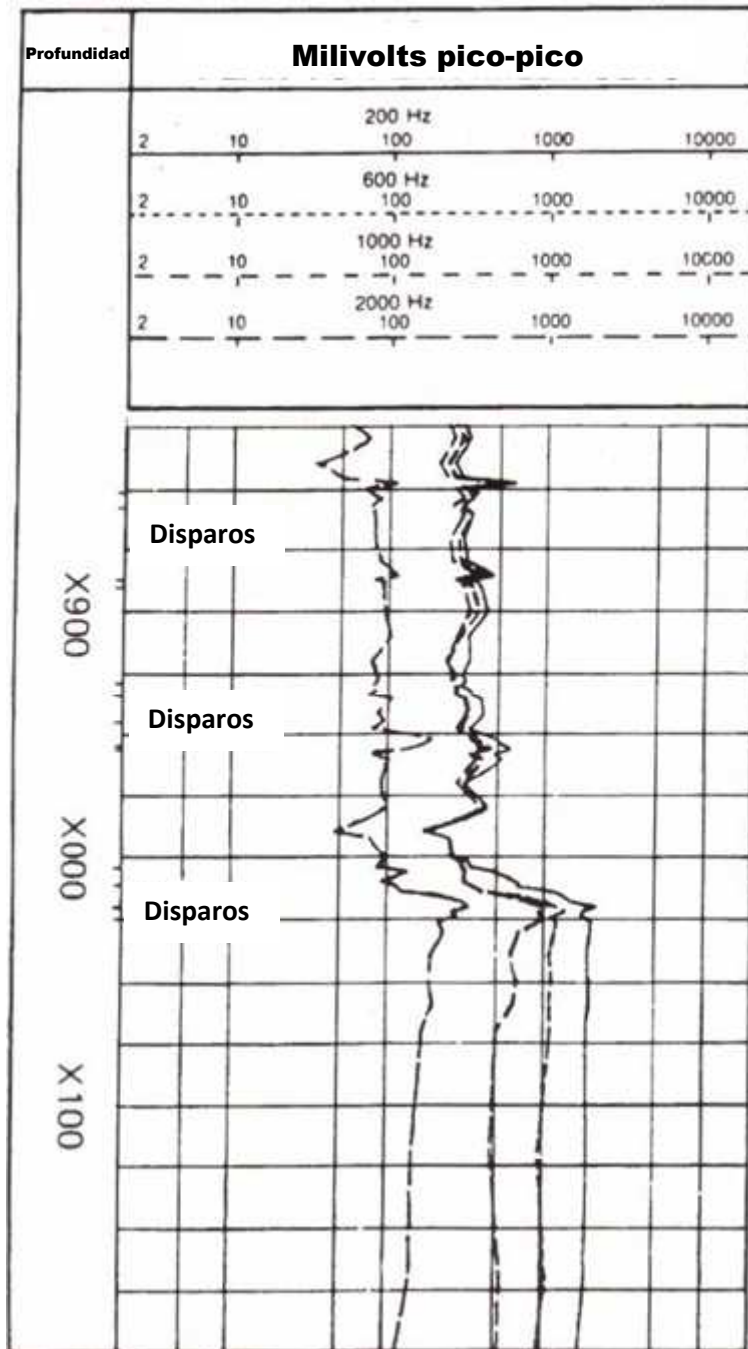


Fig. 3.9 Registro ruido mostrando flujo burbuja encima de la interfase gas-líquido

3.4.3 Detección de Canalización

Ejemplo 1

Se corrió un registro de ruido para confirmar una canalización en el pozo mostrado en la **Fig. 3.10** El pozo tiene una terminación doble y estaba produciendo aceite en las zonas A y B, más agua, la temperatura en A indica un canal desde las arenas con agua en C hasta las zonas productoras de aceite en A y B. La sonda se corrió por la tubería más larga y el canal se encuentra fuera de la T.R. El registro se corrió cuando el pozo estaba cerrado y estabilizado. Las curvas continua y discontinua con picos alrededor de 0.7 mv muestran ruido en A y B mientras que los fluidos del pozo invaden esta zona durante el cierre. Cuando el pozo fluye, el canal es evidentemente claro por los picos de ruido ahora en A, B y C.

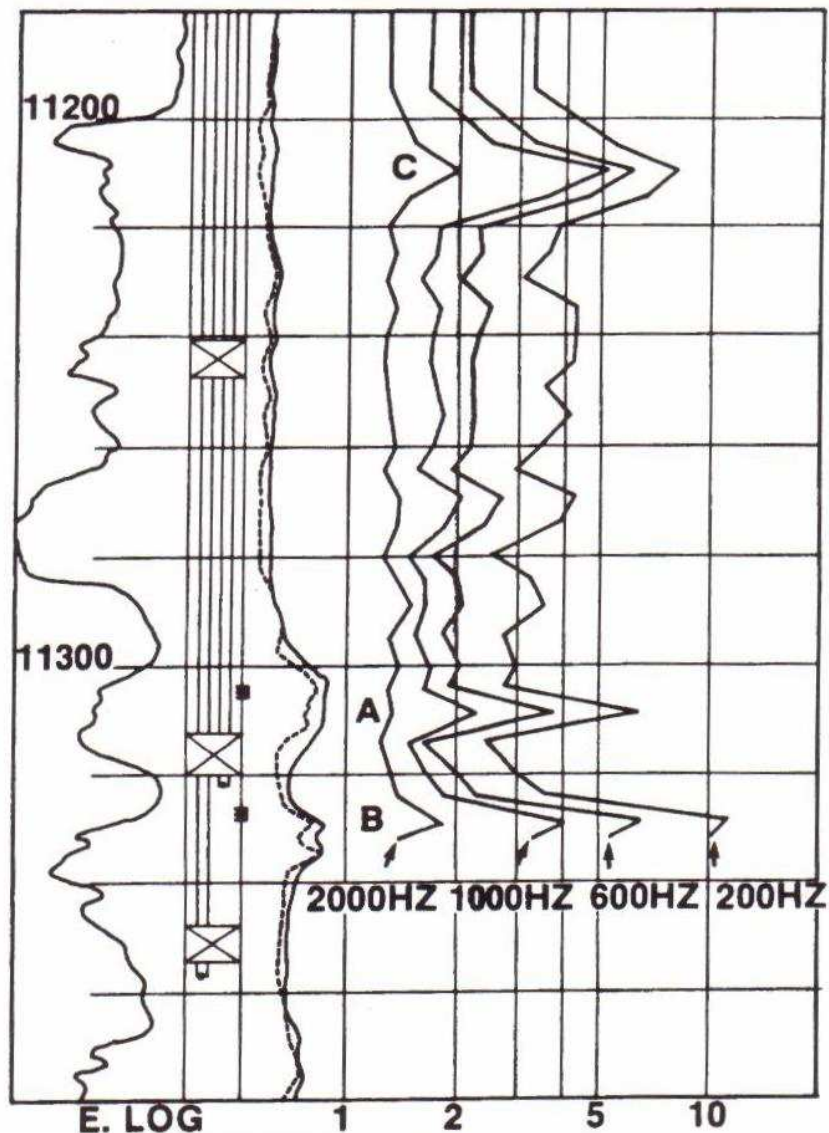


Fig. 3.10 Registro ruido mostrando flujo burbuja encima de la interfase gas-líquido

Ejemplo 2

El registro de la **Fig. 3.11** muestra la efectividad de los registros de ruido en la identificación de movimiento de fluido detrás del ademe. El registro indica que hay flujo detrás de la T.R. en una zona de arenas en un intervalo de 8700 a 9900 pies. Se han desarrollado varias técnicas para calcular los gastos de los registros de ruido, pero factores tales como la distancia de la fuente del ruido, la condición y el tamaño de la perforación, el contacto de la herramienta con la T.R. y el ambiente del fluido crean incertidumbre en los resultados. Generalmente, los gastos son mejor determinados por otros sensores.

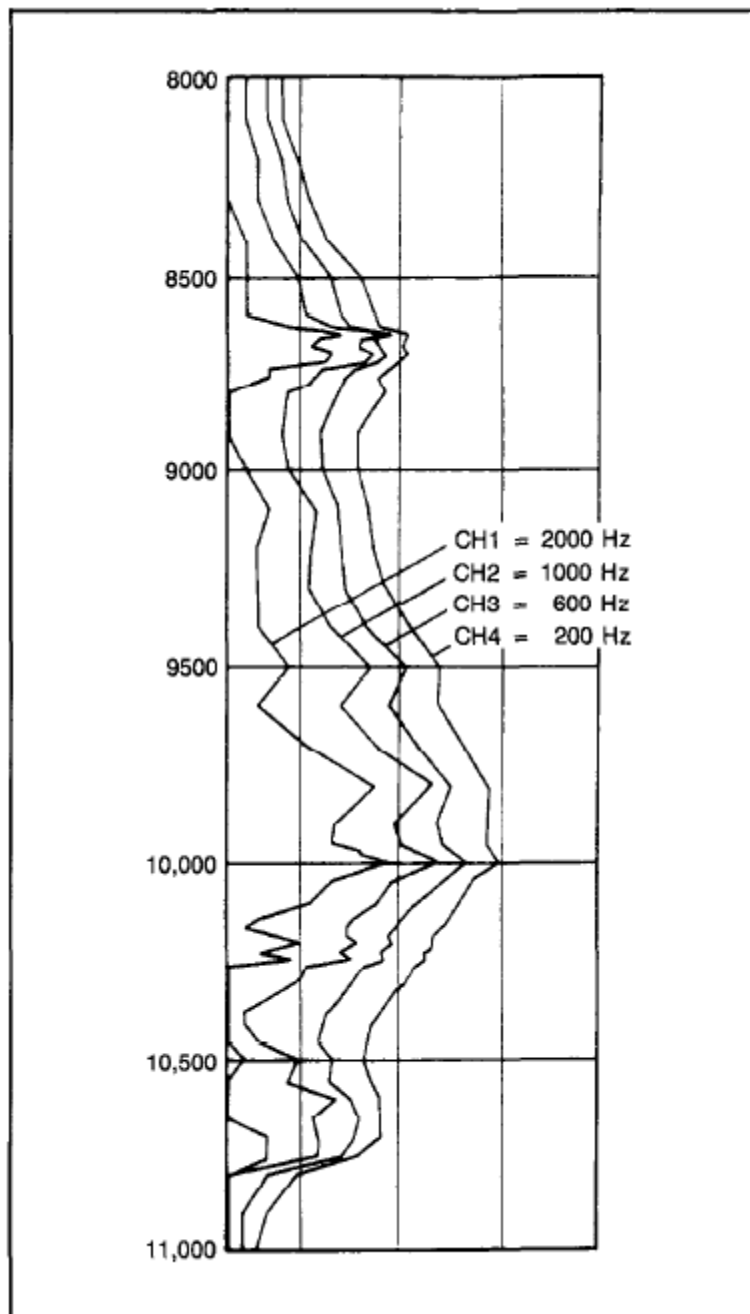


Fig. 3.11 Registro de ruido indicando flujo a través de un canal detrás de la T.R.

CAPÍTULO 4

REGISTROS DE TEMPERATURA

La temperatura en el pozo juega un papel muy importante ya que es un parámetro que afecta directamente en las condiciones de los fluidos, por tal motivo, es muy importante entender el funcionamiento y los conceptos que están involucrados en la medición, aplicación e interpretación de los registros de temperatura.

4.1 Principios Básicos

Los estudios de temperatura son los principales registros en la detección de movimiento de fluidos en el pozo. Las interpretaciones de los registros de temperatura son cualitativas naturalmente, aunque se encuentran disponibles técnicas cuantitativas también. Los estudios de temperatura se corren en los pozos productores para localizar fuentes de producción en el agujero, asistir en localización de canales, y posiblemente discriminar entradas de gas y líquido.

En los pozos inyectoros, estos registros localizan zonas de inyección y pueden resaltar canalizaciones detrás de la tubería. Otras aplicaciones son, la evaluación de la altura en una fractura inducida, localizar zonas de colocación de ácido y detectar la cima del cemento.

4.1.1 El Gradiente Geotérmico

La temperatura en un pozo se incrementa con la profundidad. El índice actual de incremento dependerá del tipo de formación y su conductividad térmica. Para los propósitos de los registros de producción, se asume que este perfil es lineal y se llama “perfil geotérmico”. Si T_0 es la temperatura inicial, la temperatura a una profundidad en el agujero está dada por:

$$T = G \times Z + T_0 \quad (4.1)$$

donde:

G=Gradiente geotérmico, °F/100pies ó °C/100m

Z= Profundidad, pies ó m

T= Temperatura del agujero a una profundidad Z, °F ó °C

El rango típico del gradiente geotérmico es de 0.5 a 2.90 °F/100pies ó de 0.9 a 2.7 °C/100m

4.1.2 Tipos de Registros de Temperatura

El registro de temperatura más común es el que se corre continuamente en un pozo. El término "Registro de temperatura" generalmente se refiere a un registro de este tipo. Los estudios de temperatura diferenciales son mediciones del gradiente de temperatura, dT/dZ , a lo largo del pozo. Este registro es medido memorizando la temperatura, cada 3 m (10 pies) y grabando la diferencia entre las temperaturas. Tal diferencia puede estar basada en alguna distancia vertical seleccionada para dZ , típicamente entre 0.3 y 3 m (1 a 10 pies). Existen también los registros de lapso de tiempo que son comúnmente usados y muy poderosos para la localización de fluidos inyectados. Mientras que la mayoría de los registros de temperatura son medidos con un sensor en la región del flujo del pozo, los dispositivos de contacto de pared se han utilizado también. Esto ofrece una excelente resolución vertical y han sido utilizados para la detección de los límites de flujo del vapor inyectado en pozos monitores.

4.1.3 Funcionamiento de la Herramienta

La variación de conductividad eléctrica de un delgado cable que acompaña los cambios en la temperatura ambiente es la base de la mayoría de las mediciones de las herramientas de temperatura. En la **Fig. 4.1** se muestra un esquema de la herramienta.

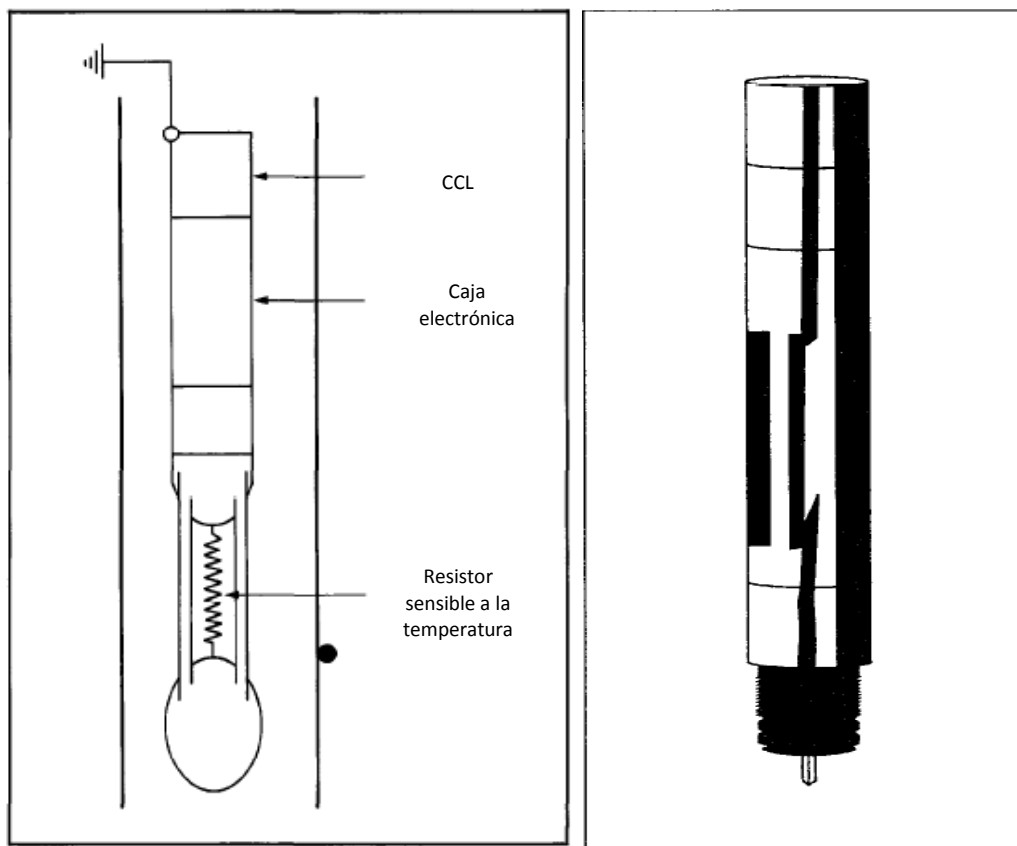


Fig. 4.1 Esquema de la herramienta de temperatura

4.2 Operación de la Herramienta

Los registros de temperatura modernos se graban usualmente al mismo tiempo que otros registros de producción durante cada paso a través del intervalo de interés, esto quiere decir, que se corre en las direcciones hacia arriba y hacia abajo (necesario para los medidores de flujo). Después de varias corridas, la temperatura puede llegar a ser un tanto engañosa con respecto a los detalles. Como resultado, el mejor registro de temperatura es tomado durante la primera corrida hacia abajo en el pozo. Esta corrida debe ser relativamente lenta con una velocidad de 10m/min (30 pies/min) o menor. El intervalo entero debe ser investigado.

4.3 Aplicaciones e interpretación

El registro de temperatura tiene muchas aplicaciones, particularmente cuando se corre junto con otros sensores. Algunas de estas aplicaciones son:

- Detección de la producción de gas por la vía del efecto de congelación de expansión de gas (en o detrás de la T.R.);
- Evaluación cualitativa de flujo de fluido como se indica por el cambio en el gradiente geotérmico.
- La información de temperatura (T) para las ecuaciones PVT. La información de la temperatura es crítica para la determinación de la expansión/ compresión, RGA y el encogimiento del aceite del agujero a las condiciones superficiales y viceversa.
- Evaluación de fracturas, y
- Evaluación de la integridad mecánica de la terminación.

4.3.1 Desviación de la Temperatura del Gradiente Geotérmico

Existen al menos tres causas generales para que la temperatura en el pozo se desvíe del perfil geotérmico.

Movimiento del fluido en un pozo. Cuando los fluidos están siendo producidos, o inyectados en un pozo, tal movimiento de fluido no puede estar en equilibrio con el ambiente a menos que se mueva muy lentamente. Por esta razón, los fluidos moviéndose causarían que la temperatura en el pozo varíe del perfil geotérmico.

Historia y paso del tiempo. Cuando el ambiente dentro del pozo es cambiado, por ejemplo, cerrando el pozo, producción de un fluido nuevo, o circulación de fluidos previo a una obra, el registro de temperatura será afectado. Aunque los efectos sean pequeños en las regiones donde los fluidos se están moviendo, la historia reciente es importante de manera crítica cuando los pozos están cerrados y los fluidos no se están

moviendo en el agujero. Esto ocurre porque la temperatura de los fluidos del agujero, por conductividad térmica, intenta aproximarse a la temperatura geotérmica de formaciones adyacentes y esto es la base de técnicas poderosas de localización de fluidos inyectados en un pozo.

Producción /Inyección en pozos de extensión. El avance de los fluidos inyectados en los pozos vecinos puede tener un gran efecto sobre los registros de temperatura. Todos estos factores provocan que la temperatura de los fluidos se desvíe del perfil geotérmico.

4.3.2 Líquido Entrando en un Punto

En la **Fig. 4.2** se muestra un perfil de temperatura esperado para un punto de entrada de líquido. Se asume que la formación tiene una alta permeabilidad y la temperatura del líquido entrante al pozo es la temperatura del yacimiento. Se asume que la presión del líquido excede mucho su punto de burbuja, y por esta razón no hay gas en solución presente sobre el intervalo analizado. Cuando el registro de temperatura se corre en el agujero debajo del punto de entrada, el fluido se encuentra estático y en equilibrio térmico con la formación. Como resultado, la temperatura grabada es la temperatura geotérmica y este soporte del registro es la base para la colocación de la línea de gradiente geotérmico. Encima del punto de entrada, se muestran tres registros posibles, el registro A corresponde a un gasto bajo. Cuando el fluido entra, se empieza a mover hacia arriba sin un cambio de temperatura. En una distancia corta, el fluido empieza a enfriarse debido a que el gradiente geotérmico alrededor se ha decrementado. Después de una distancia, se alcanza una situación de equilibrio, y el registro se aproxima asintóticamente a la línea A'. A' es paralela y está desfasada del gradiente geotérmico. El registro B corresponde a un gasto mayor, y se acerca asintóticamente a la línea B'. Debido a un mayor gasto atestiguado en el registro B, el desfase de B es mayor que el de A'. El registro C corresponde al mayor de los tres gastos y se acerca asintóticamente a C'.

La distancia horizontal, ΔT , entre el perfil geotérmico y las líneas A', B' y C' es una indicación del gasto, ésta distancia puede ser expresada como

$$\Delta T \cong bM/G \quad (4.2)$$

donde:

b= coeficiente dependiente de los fluidos y la conductividad térmica de la formación

G= gradiente geotérmico

M= gasto másico

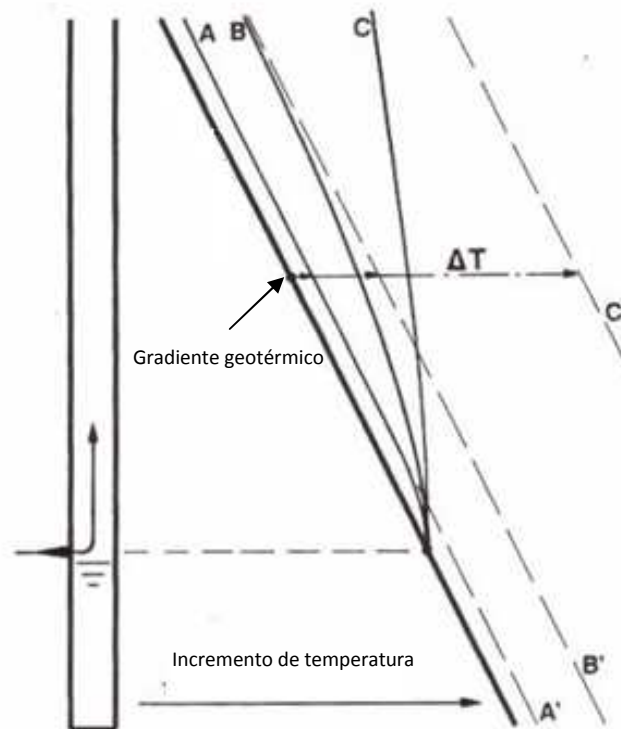


Fig. 4.2 Registro de temperatura para una entrada de líquido pequeña, mediana y grande

Por esta razón, la distancia, ΔT , a la asíntota es proporcional al gasto. En primera instancia, pareciera que pudiera haber una posible técnica cuantitativa. En algunas ocasiones se presenta un efecto de calefacción conocido como efecto Joule-Thompson.

4.3.3 Gas Entrando en un Punto

Cuando el gas entra en el pozo, hay una reducción simultánea de presión y temperatura, debido a esto, la entrada de gas está caracterizada por una anomalía de enfriamiento. La **Fig. 4.3** muestra la respuesta del registro de temperatura para tres distintos gastos de gas que tienen la misma caída de temperatura pero de formaciones de permeabilidades variables.

De la misma forma que en la entrada de líquido, el registro de temperatura esencialmente está sobre el perfil geotérmico. En el punto de entrada, cada registro exhibe la misma caída de temperatura. Si el gasto es muy bajo, como el de una formación compacta, el gas se mueve hacia arriba lentamente y tiene mucho tiempo para calentarse y aproximarse al equilibrio con las formaciones superiores.

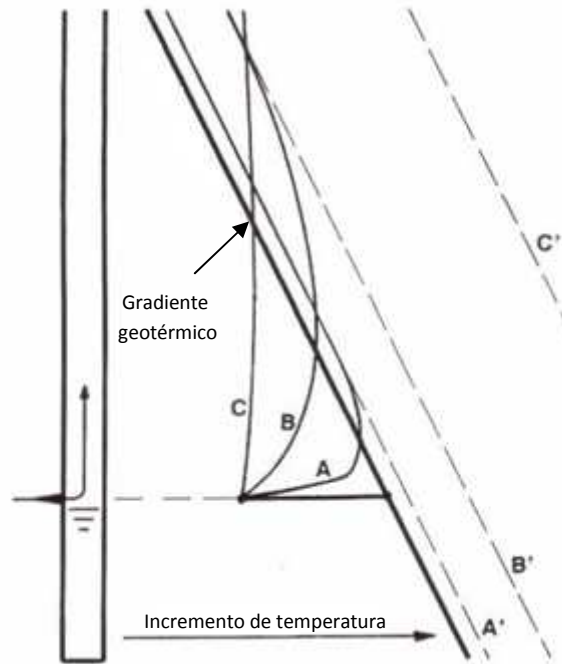


Fig. 4.3 Registro de temperatura para una entrada de gas pequeña, mediana y grande

Este flujo se denota en el registro por A el cual se aproxima asintóticamente hacia A'. El registro B muestra un gasto intermedio de una formación con permeabilidad media, y se aproxima asintóticamente a B'. El registro C muestra un gasto alto en una formación con alta permeabilidad y se aproxima a C'. Hay que notar que en todos los casos, el gas se calienta mientras sube hasta que alcanza el perfil geotérmico y sobre este punto el gas comienza a enfriarse.

4.3.4 Anomalías de Enfriamiento y Calentamiento

Mientras que la entrada de gas parece como una anomalía enfriante, no todas las anomalías enfriantes son entrada de gas. ¿Cómo puede la entrada de líquido causar una anomalía enfriante?, Es claro que existe líquido más frío arriba del punto de entrada, si ese líquido fluye hacia el punto de entrada a través de un canal detrás de la tubería, el fluido entrando al pozo estaría a una temperatura menor que la del perfil geotérmico. La **Fig. 4.4** muestra este ejemplo en la entrada inferior de la figura. Trazando la temperatura del líquido recto a lo largo de su camino se observa el líquido entrando al canal en el punto A de la figura y a la temperatura de la formación de la cual viene. Mientras el líquido se mueve hacia abajo a través del canal, se aproxima a la línea A' la cual es paralela y menor que el perfil geotérmico. Asumiendo que no hay una caída de presión grande en la entrada, el líquido entra al pozo sin un cambio en la temperatura en B. El líquido entonces se mueve hacia arriba y eventualmente llega a ser paralela al gradiente geotérmico. El resultado neto es lo que pareciera ser una

anomalía enfriante en el registro de temperatura en B, aún aunque lo que entre sea líquido.

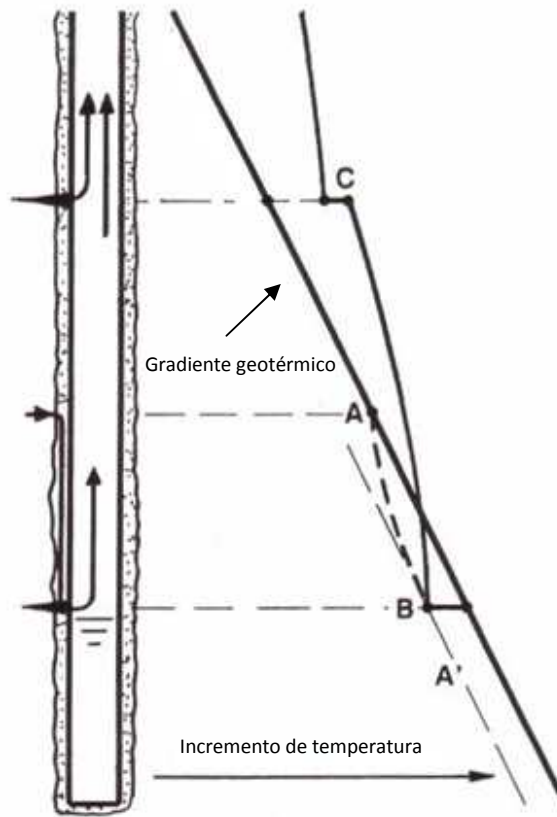


Fig. 4.4 Anomalías enfriantes asociadas a la entrada de líquido

¿Existen otras maneras en las que una anomalía enfriante pueda ser causada por la entrada de líquido? Considerando la entrada superior en C de la **Fig. 4.4**, se tiene una nueva entrada del líquido que en la temperatura del perfil geotérmico se mezcla con el flujo templado de abajo. El resultado de la nueva mezcla tiene una temperatura entre éstos dos. Aparentemente se presenta una anomalía enfriante en el registro. Esto hace resaltar un hecho muy importante, virtualmente en cada entrada una vez que la temperatura del fluido del pozo está sobre el perfil geotérmico, se provoca un efecto de enfriamiento a pesar de que entre gas o líquido. Los efectos de calentamiento pueden ocurrir cuando un líquido está fluyendo a través de un gran decremento de presión. Esto se conoce como efecto Joule-Thompson y es algunas veces atribuido al calentamiento generado por la fricción provocada mientras el líquido fluye a través de los poros de la roca. Este efecto está limitado a $2.4\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ Kg}/\text{cm}^2$ ($3^{\circ}\text{F}/1000\text{ psi}$).
Notar que cuando los fluidos del pozo están por debajo del gradiente geotérmico, la entrada de un gas puede parecer cualquiera de las dos anomalías dependiendo de la temperatura a la cual entra al pozo. La entrada de líquido puede también parecer como una anomalía de calentamiento bajo estas condiciones.

4.3.5 Detección de Canal

El registro de temperatura es útil en la detección de canales. Suponiendo que un canal existe y fluye de una zona de abajo del punto más bajo de entrada. La **Fig. 4.5** ilustra lo anterior.

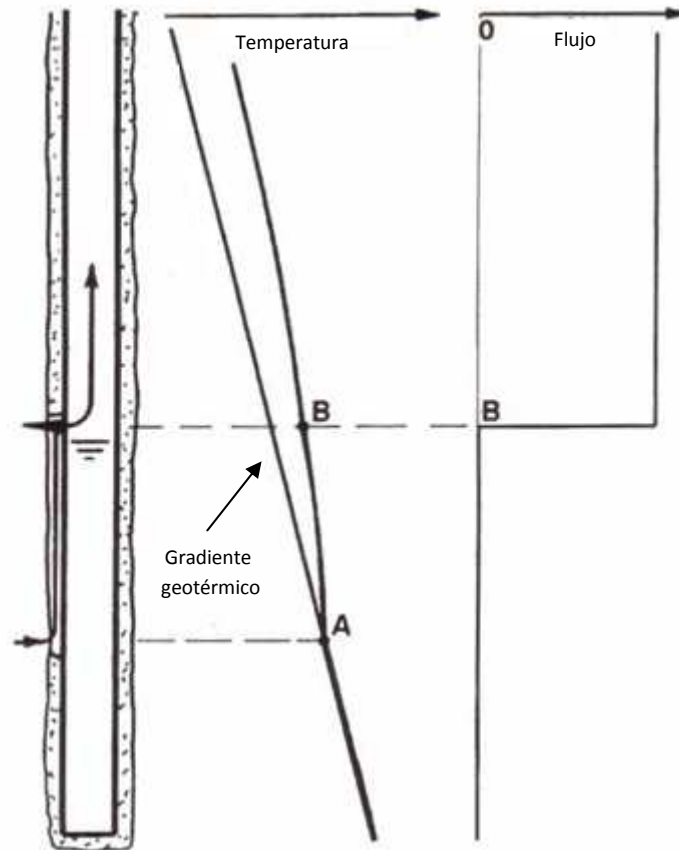


Fig. 4.5 Registro de temperatura para un canal inferior

El fluido canalizado se origina en una zona inferior A y entra en el pozo en B. El fluido en el pozo debajo del punto B se encuentra estático. Estos fluidos estarán en una temperatura de equilibrio con respecto a sus alrededores, es decir, con las formaciones adyacentes o fluidos canalizados. Como resultado, el registro de temperatura muestra una entrada aparente aunque el flujo entre al pozo en B. Un molinete confirmaría sólo la entrada en B. Esta discrepancia entre los dos sensores ocurre porque bajo condiciones de flujo estacionario en el pozo, el registro de temperatura es afectado no sólo por el pozo sino, por los alrededores también. La región de investigación es únicamente dentro del pozo. La única manera de ser racionales en este conflicto es decir que el canal existe.

Suponiendo que el canal viene desde arriba como en la **Fig. 4.4** con el flujo originado en A y entrando en el pozo en B, el registro de temperatura muestra una anomalía

enfriante en el punto B y el molinete mostraría una entrada en el punto B. Aun así, existen dos posibilidades. La entrada puede ser un gas o podría ser una canal que viene desde arriba. Para caracterizar si se trata de una entrada de gas o líquido se requiere de un tercer sensor. Si la entrada es un líquido, un canal que viene desde arriba es indicado. Si la entrada es o contiene gas, puede o no existir un canal.

La clave para la detección de una canal en los pozos productores es el uso de la combinación de sensores, los dispositivos de temperatura, molinete e identificación de fluidos son los tres tradicionales usados para los registros de producción.

4.3.6 Localización de Zonas de Inyección

La técnica de localización de una zona de inyección mediante el registro de temperatura de lapso de tiempo se muestra en la **Fig. 4.6**.

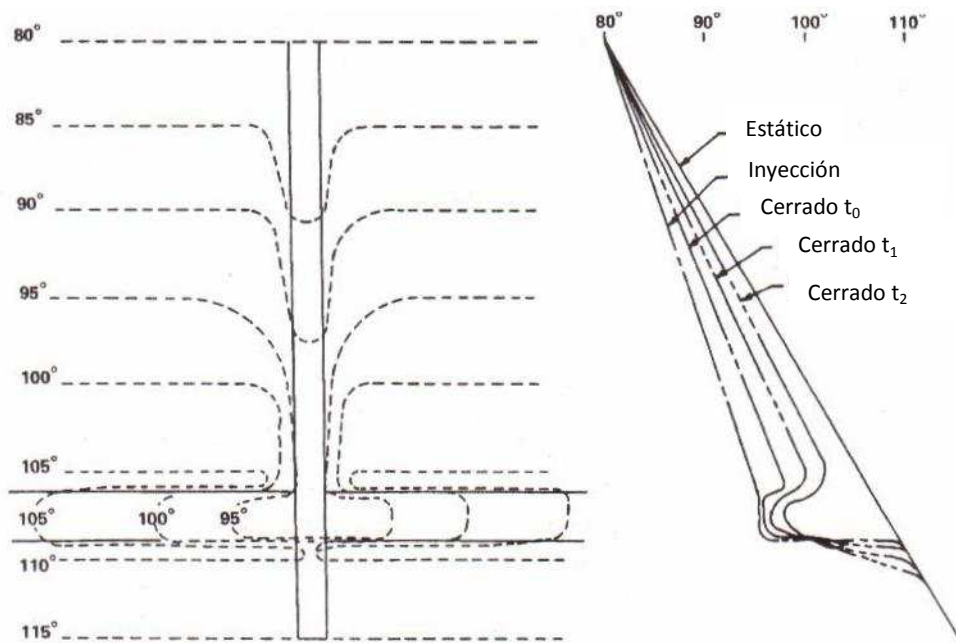


Fig. 4.6 Técnica de estudios de temperatura a pozo cerrado para localizar zonas de inyección

A la izquierda del esquema se muestra un pozo de inyección con una temperatura superficial de 80°. Las isothermas se incrementan 5°. En este pozo se inyecta fluido en superficie a 80°. Se asume que el fluido inyectado es agua, esta agua se calienta en su camino hacia abajo y provoca distorsiones de las isothermas alrededor del pozo.

La zona de inyección se localiza entre las isothermas 105° y 110°. Debajo del intervalo de inyección las isothermas regresan a su temperatura geotérmica uniforme indicada por su forma horizontal. Observar que el agua entra en la zona de inyección a una temperatura substancialmente menor que la temperatura geotérmica. Si se corre un registro de temperatura durante la inyección, el registro se verá como el de la parte

derecha de la figura y etiquetado como inyección. La temperatura se incrementa con la profundidad y regresa abruptamente hacia el perfil geotérmico (estático) bajo la zona de inyección. Cuando el pozo está cerrado, el fluido se calienta por las formaciones adyacentes e intenta regresar al perfil geotérmico. El volumen del pozo es pequeño y los fluidos regresan al perfil geotérmico relativamente rápido. Sobre la zona de inyección, sin embargo, el volumen de agua inyectada es muy grande. Esta región de inyección regresa al perfil geotérmico más lento. Los registros de temperatura corridos después del cierre detectarán una “protuberancia en el registro” sobre las zonas de inyección debido a este efecto. Las corridas en cierre del pozo se muestran en los tiempos t_1 , t_2 y t_3 .

4.3.7 Localización de Zonas Fracturadas y Acidificadas

Identificación de la altura de la fractura

La técnica de registro de lapso de tiempo de la sección anterior nos conduce a la determinación de la altura de la fractura. La base de esta técnica es comparar un registro de temperatura después de las operaciones de fracturamiento contra uno corrido con anterioridad al fracturamiento. El volumen del líquido en la fractura y las fugas locales alrededor del pozo regresan al perfil geotérmico más lentamente que los alrededores y la zona anormal está asociada a una fractura. Los registros de la **Fig. 4.7** muestran un estudio de temperatura usado para la determinación de la altura de la fractura.

En este ejemplo, el registro estático es el estudio inicial de temperatura más cercano al gradiente geotérmico. El perfil pre frac es un registro corrido después de circular agua fría y antes de la operación. Esto se hizo para comparar las conductividades térmicas de varias formaciones. El registro post frac es un registro que se corrió después de la operación de fractura. En este caso la anomalía de enfriamiento muestra el intervalo fracturado. Para una mejor determinación de la altura de la fractura, correr un registro base antes de la operación.

Detección de zonas acidificadas

El método de lapsos de tiempo es utilizado nuevamente para detectar zonas acidificadas. Antes de la acidificación, se corre un registro de temperatura pre acid para tener un perfil geotérmico base. Si el pozo que será acidificado es somero, las temperaturas en el agujero son bajas, entonces el efecto del ácido hará que se incremente la temperatura de la zona acidificada. En la **Fig. 4.8 a** se muestra un ejemplo de esta aplicación. El intervalo tratado es un intervalo cálido donde el registro cruza el perfil geotérmico sobre la cima del intervalo al punto inferior donde el registro empieza a enfriarse. Se nota que la parte del pozo encima de la zona acidificada está

por debajo del gradiente geotérmico debido a la inyección y al paso del ácido frío que viene de la superficie. Los registros de temperatura para la localización de zonas acidificadas deberían de correrse tan pronto como sea posible después de la acidificación.

Si el pozo es profundo, el ácido reacciona de nuevo con la formación en cuanto entra en ella. Sin embargo ahora la formación es tan caliente que aun con la liberación de calor de la reacción, el ácido es todavía más frío que la formación. Como resultado la zona tratada, se indica como una zona más cálida que el fluido bombeado pero más fría que el gradiente geotérmico. Esto se muestra en la **Fig. 4.8 b**. Si la zona acidificada esta con sobreflujo, el fluido ahora actuará como un fluido típico de inyección y creará una anomalía de enfriamiento la cual regresa al gradiente geotérmico más lentamente que la temperatura del pozo.

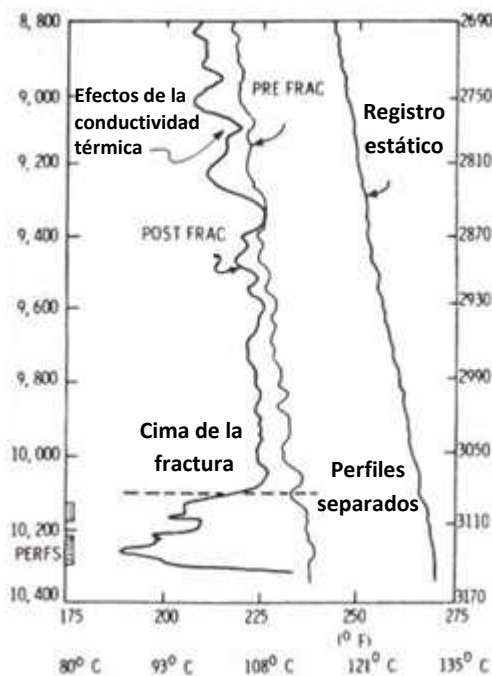


Fig. 4.7 Registro de temperatura mostrando una zona fracturada

4.3.6. Otras Aplicaciones del Registro de Temperatura

Monitoreo de las fronteras de flujo

Los registros de temperatura han sido usados para monitorear las fronteras de flujo en pozos de observación cercanos. Se toma el registro de temperatura repetidamente en intervalos de tiempo fijos. Cuando la frontera de flujo alcanza el pozo de observación, el registro de temperatura comienza a desviarse al otro lado de las zonas inundadas. Se acostumbra más usar esta técnica para monitorear el progreso de la inyección de vapor.

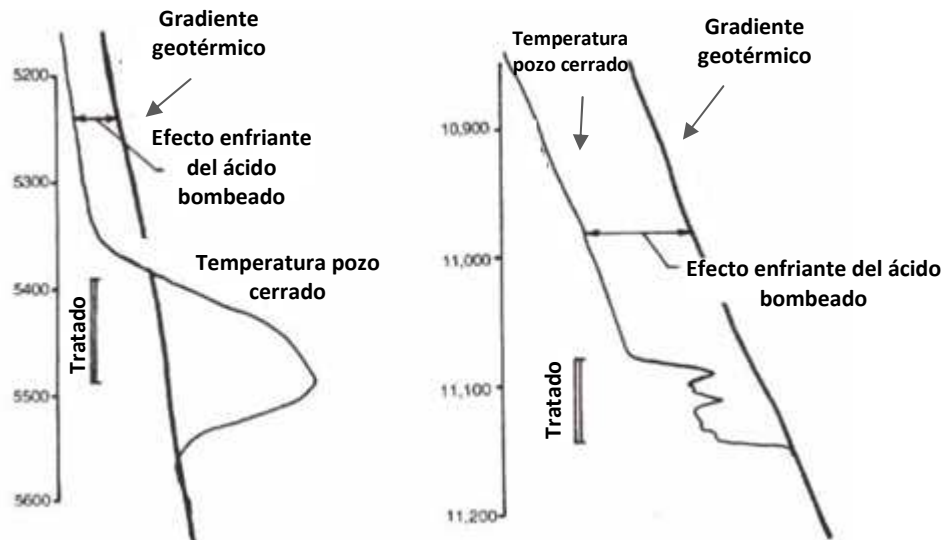


Fig. 4.8 Registro de temperatura para detectar zonas de colocación de ácido

Localización de las cimas de cemento

Cuando el cemento empieza a secarse, éste se calienta. Un registro de temperatura que se corre de 6 a 36 horas después que se circuló el cemento puede ser usado para localizar la cima del cemento. En la **Fig. 4.9** se muestra un registro de temperatura en la derecha y un calibrador en la izquierda. Un perfil geotérmico tentativo se traza basado en las lecturas de la cima baja y el final. La cima efectiva del cemento (buen llenado anular) está a 1930 pies. El intervalo de 1650 a 1930 pies está un poco más cálido que el perfil geotérmico asumido y se interpreta como cemento muy contaminado. Si la cima de cemento se define como el punto más alto en el que se indica cemento, entonces 1650 pies sería la cima del cemento en este ejemplo. Se observa que el registro de temperatura varía con el calibrador. Este es un resultado de las ampliaciones y grandes volúmenes de cemento seco y por lo tanto altas temperaturas.

Localización de zonas de gas en pozos perforados con aire

En algunas áreas, las arenas con gas muy estrechas son difíciles de detectar con los registros convencionales. Como resultado de esto, se han desarrollado técnicas donde tales intervalos son perforados con aire o nitrógeno como fluido de perforación. Se corren los registros de temperatura con muy bajas presiones en el pozo. Estas zonas muestran una gran anomalía de enfriamiento con poco gasto. En la **Fig. 4.10** se pueden observar dos de estas zonas. Para producir en estas zonas los pozos están revestidos, perforados y fracturados.

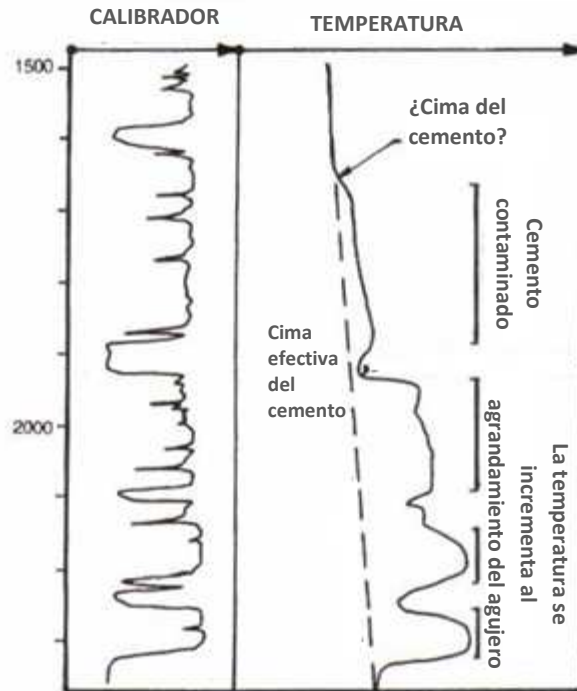


Fig. 4.9 Respuesta del registro de temperatura en cemento seco

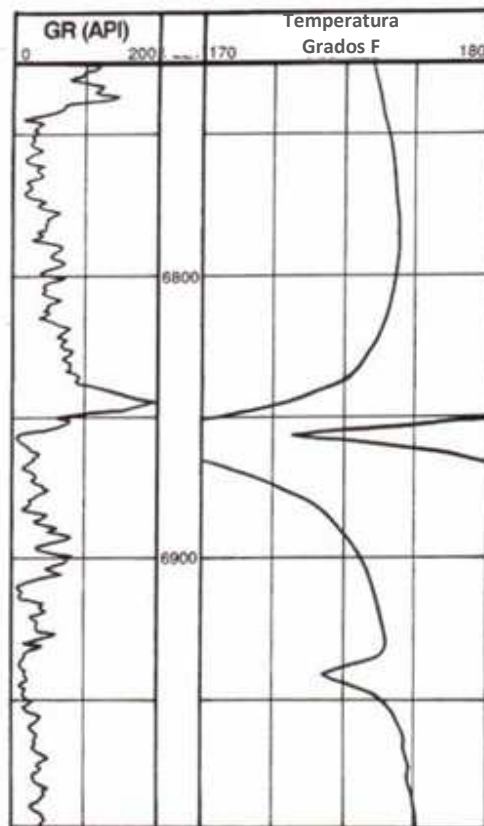


Fig. 4.10 Entradas de gas en pozo perforado con aire, agujero descubierto

4.4 Registro de Temperatura Diferencial Radial

El Registro de Temperatura Diferencial Radial (Radial Differential Temperatura RDT) es una herramienta que mide los cambios en la temperatura lateralmente alrededor del pozo. La herramienta consiste en un tubo de 4.3 cm (1 11/16 pg) de radio o menos, la cual tiene dos brazos retráctiles como se muestra en la **Fig. 4.11 a**. Si un canal existe detrás de la tubería, como se muestra en la **Fig. 4.11 b**, el canal será más caliente o frío que el gradiente geotérmico debido a que el fluido canalizado se originó a una profundidad distinta o por que el canal es un gas más frío.

Para localizar los canales, el RDT se detiene a una profundidad donde sus brazos se extienden para hacer contacto con la pared del pozo. Los brazos giran una revolución aproximadamente en 4 minutos. Si no existe un canal la diferencia entre los sensores es constante. Si existe un canal y una temperatura anormal, la diferencia entre T_{w1} y T_{w2} varía, repitiéndose cada 360° de rotación.

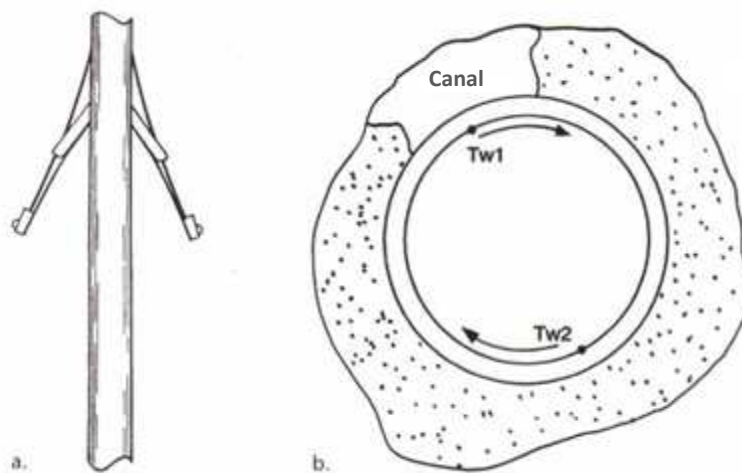


Fig. 4.11 Esquema del RDT

La **Fig. 4.12** muestra un registro convencional de temperatura y un RDT. La temperatura muestra una gran anomalía fría originándose en las arenas U. Esto se interpreta como una canalización de gas descendente detrás de la tubería desde U hasta las arenas M L.

El RDT se colocó a 6525, 6558, 6675 y 6700 pies. La prueba a 6525 mostró grandes variaciones de temperatura que no se repitieron en cada revolución. Esto fue interpretado como un gran canal con poco cemento fuera de la tubería. La prueba a 6558 y 6675 muestran la respuesta clásica del RDT repitiéndose en cada revolución e indicando que existe un canal. La prueba a 6700 mostró una condición sin flujo.

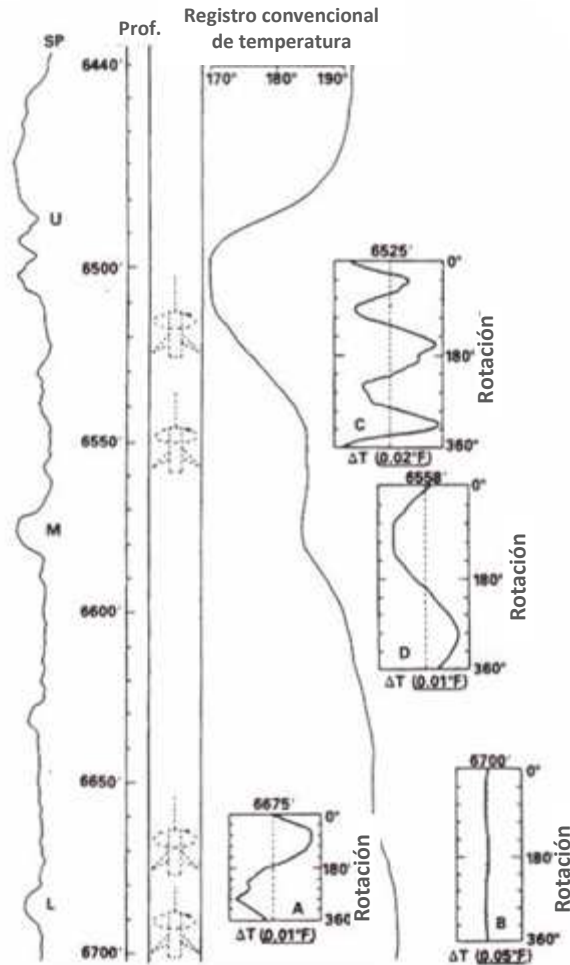


Fig. 4.12 Registro de temperatura y RDT mostrando una canalización

4.5 Ejemplos de Registros de Temperatura

4.5.1 Intervalo Productor

Ejemplo 1

La Fig. 4.13 muestra un ejemplo de la detección de los fluidos producidos con el registro de temperatura. El pozo empezó a fluir con aceite y gas en el espacio anular entre la T.R. de 7" y la T.P. Esto sucedió cerca de 20 horas después de la cementación. El registro de temperatura muestra un perfil geotérmico bien definido aproximadamente debajo de los 2800 pies y este intervalo se encuentra perfectamente cementado y no exhibe flujo. Se detecta una entrada de líquido en el punto 1, arriba del cual el punto "x" indica otra entrada. Esta entrada puede ser gas o líquido, debido a que la temperatura está arriba del perfil geotérmico. En el punto 2, para provocar un decremento en la temperatura de flujo por debajo del perfil geotérmico se observa una entrada de gas.

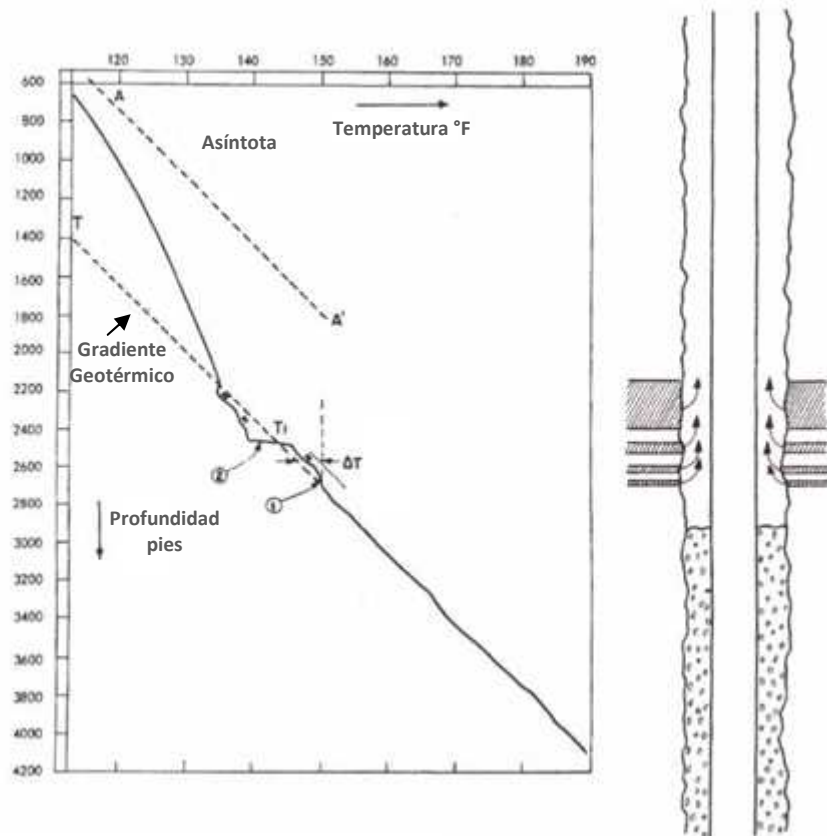


Fig. 4.13 Respuesta del registro de temperatura mostrando entradas de gas y líquido

Las dos entradas marcadas con una “x” encima de la entrada 2 probablemente sean entradas de gas ya que provocan aparentemente un enfriamiento y la temperatura es menor que el gradiente geotérmico. Arriba de los 2150 pies, el flujo se aproxima sin incidentes a la asíntota A’ indicando que no existen nuevas entradas o pérdidas de fluidos.

Ejemplo 2

Los registros de temperatura mostrados en la **Fig. 4.14** fueron corridos en un pozo que fue terminado como un pozo de aceite pero pronto comenzó a producir con una RGA mayor. Los registros de presión, gradiomanómetro y molinete fueron corridos con el registro de temperatura para determinar si el paso del gas empezó en la zona de terminación o en la canalización inferior detrás de la T.R. Se grabaron las corridas fluyente y cerrada.

El registro de gradiomanómetro fluyente indica que hubo una caída de la densidad en la cima de las perforaciones y el molinete mostró un gran incremento, determinando la entrada de gas en el ademe. La corrida del registro de temperatura con el pozo fluyente con un estrangulador de 24/64 de pg. muestra que el gas se está canalizando

hacia abajo desde los 3931m y posiblemente desde los 3923m por los cambios en la pendiente de la curva de temperatura.

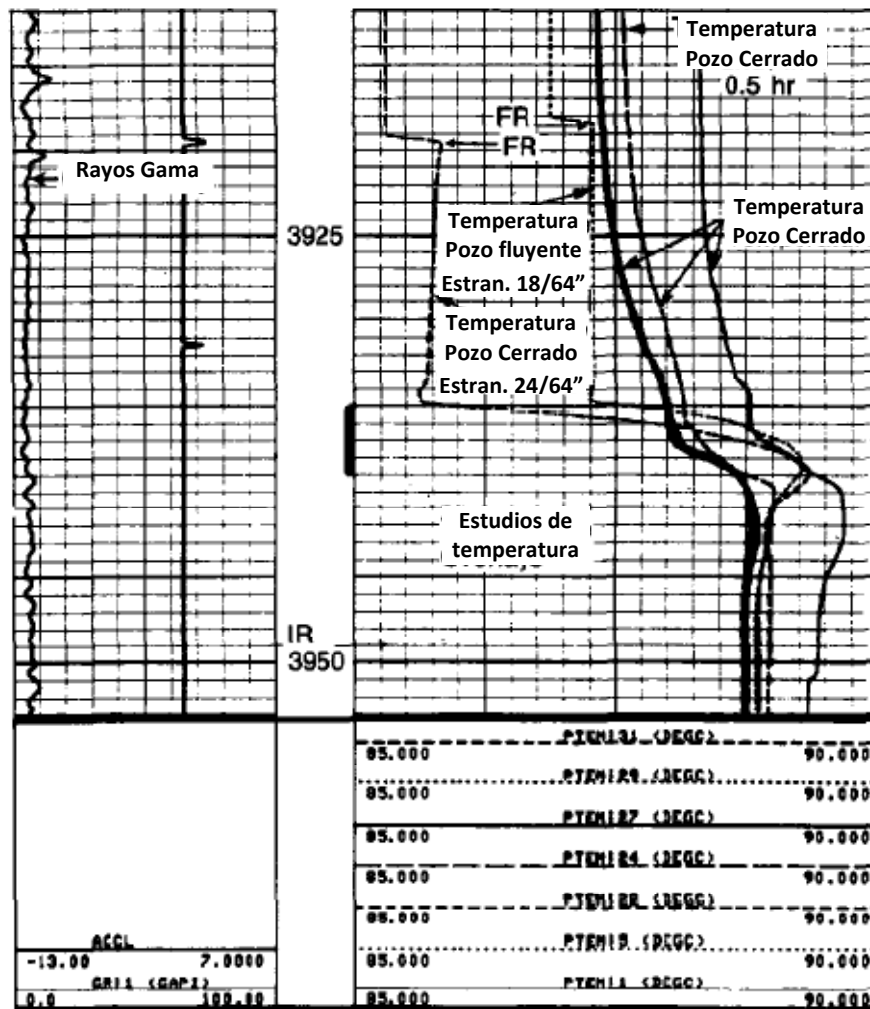


Fig. 4.14 Registro de temperatura mostrando una canalización detrás de T.R.

4.5.2 Pozo de Inyección Cerrado

En la Fig. 4.15 se muestra un intervalo de inyección localizado cerca de los 3300 pies. El molinete muestra que toda el agua inyectada sale de la T.R. en una fuga a 600 pies. La curva del pozo fluyente (línea continua) y la curva a pozo cerrado (línea discontinua) se muestran en el registro. La temperatura superficial del agua es de 110°, entonces primero se enfría y después se calienta mientras que se bombea al pozo. Como se espera el agua inyectada se aproxima a la asíntota A'. La transición del frío al calor ocurre cuando el agua inyectada cruza el perfil geotérmico. Después de cerrar el pozo, se puede notar que las regiones de encima y abajo del punto de cruce del perfil geotérmico han regresado substancialmente al perfil geotérmico. La zona de inyección está a 3300 pies y está indicado por la "protuberancia" en el estudio a pozo cerrado. Está claro que en este caso no importa cómo el agua inyectada llegue ahí.

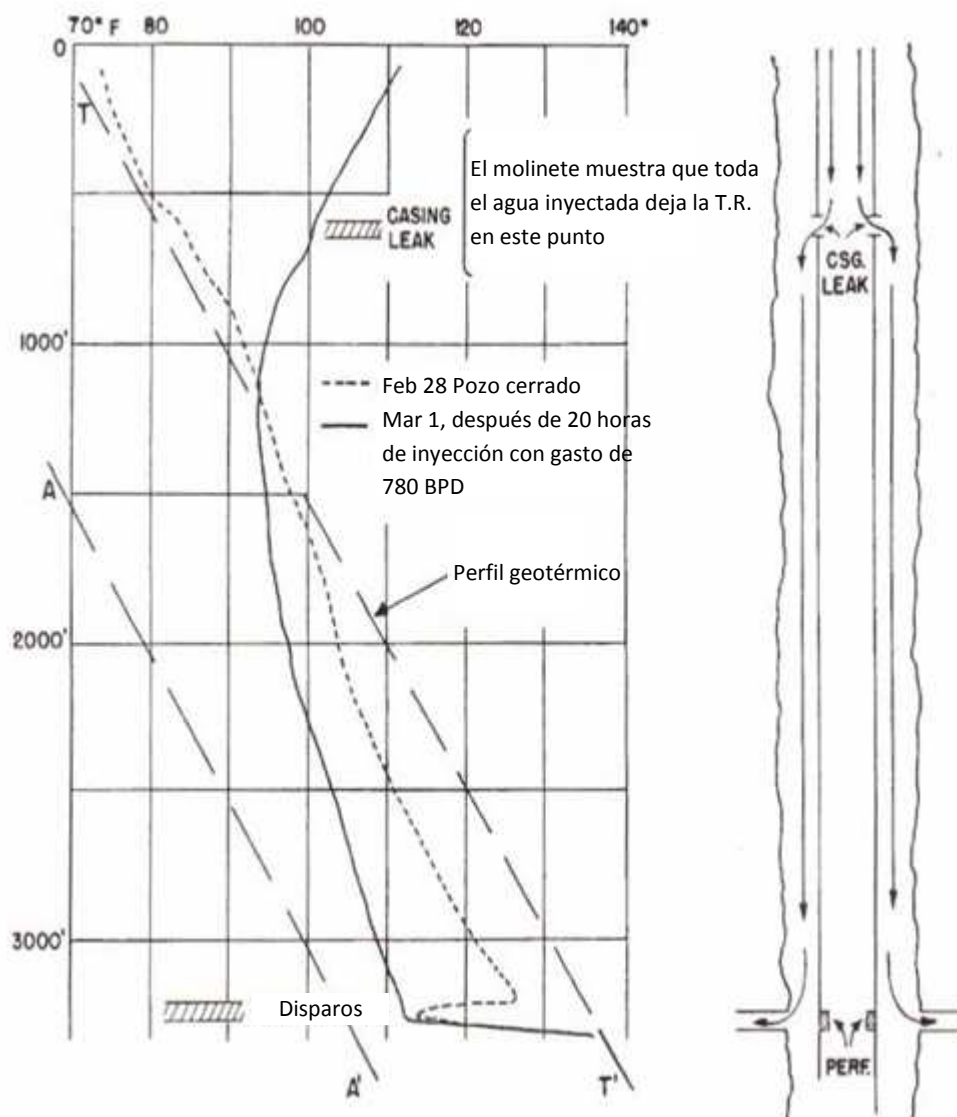


Fig. 4.15 Registro de temperatura en pozo de inyección cerrado para localizar la zona de inyección

CAPÍTULO 5

REGISTROS DE MOLINETE Y GRADIOMANÓMETRO

5.1 Principios Básicos del Registro de Molinete

5.1.1 Medidores de Flujo

Casi todas las mediciones del flujo en pozos productores se hacen con los medidores del tipo molinete, este tipo de medidores se prefiere para medir el flujo en pozos verticales donde se pueden presentar una, dos o tres fases de un fluido. Los molinetes pueden ser clasificados básicamente en dos tipos, los molinetes continuos y los desviadores.

5.1.2 Funcionamiento de los Molinetes

Todos los medidores de flujo giradores tienen incorporado un propulsor que rota por el movimiento relativo del fluido al impulsor. El impulsor comúnmente acciona un eje con magnetos que giran dentro de una bobina. La corriente inducida en la bobina es monitoreada y se convierte en velocidad de giro en revoluciones por segundo. Esta velocidad de giro se convierte entonces en la velocidad de flujo, es decir, el gasto.

5.2 Tipos de Molinetes

5.2.1 Molinete de Flujo Continuo

Esta herramienta tiene un impulsor montado dentro de ella, o en algunas versiones al final de la misma. El diámetro más común en esta herramienta es el de $1 \frac{11}{16}$ pg. con un cuerpo girador más pequeño. El medidor de flujo continuo es más frecuentemente corrido en la tubería de producción donde las velocidades de los fluidos son más altas y los fluidos tienden a ser una mezcla homogénea. Los giradores cubren un porcentaje más grande en el área transversal al flujo que en la tubería de revestimiento y tiende a hacer un promedio del perfil de velocidad del fluido. En la **Fig. 5.1** se muestra un molinete.

5.2.2 Molinete de Apertura Amplia (Fullbore Spinner Tool FBS)

Esta herramienta es la más comúnmente usada. La herramienta se coloca para atravesar la tubería de revestimiento y se abre dentro de la tubería para propósitos de registro. La amplia sección transversal de las hélices del girador tiende a corregirse por los perfiles de velocidades del fluido y los efectos de flujo multifásico. Se presenta un

esquema de cómo se coloca a través de la tubería de perforación y abierta bajo la T.P. en la Fig. 5.2



Fig. 5.1 Molinete de flujo continuo

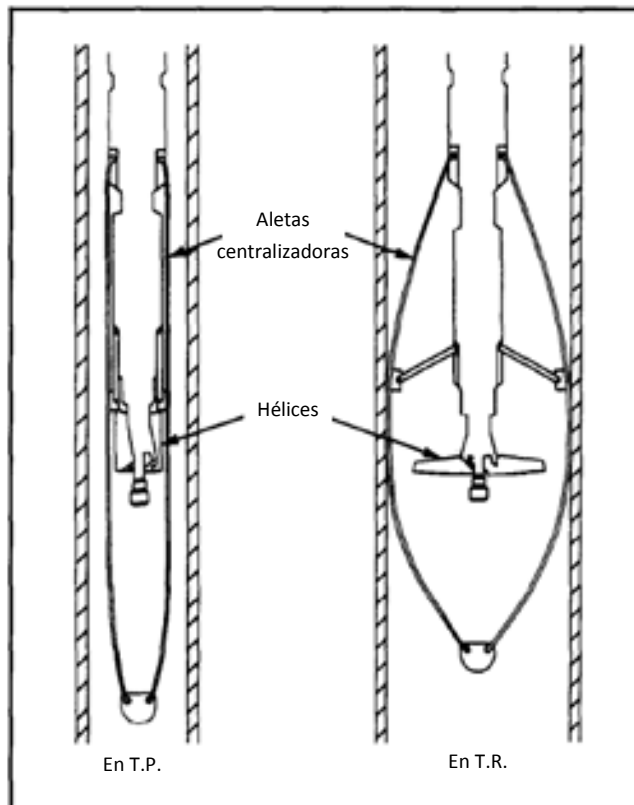


Fig. 5.2 Herramienta medidora de flujo de apertura

5.2.3 Herramienta Desviadora Inflable

El molinete desviador inflable utiliza un tejido desviador con un anillo inflable para uso en pozos con gastos medios y bajos. El desviador se monta encajando en una cámara que se cierra y protege al desviador mientras baja en el pozo. La cámara se abre y se cierra de acuerdo a un comando activado en superficie y cuando se abre, ayuda a

centrar la herramienta y desplegar el desviador. Al mismo tiempo, el fluido llevado por la herramienta es bombeado y entra al anillo inflable, obteniendo así un sello para el revestimiento. En la **Fig. 5.3** se muestra un esquema de la herramienta.

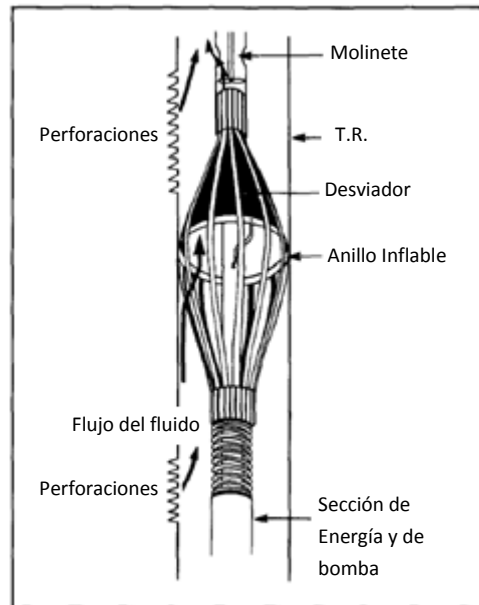


Fig. 5.3 Desviador inflable

5.3 Aplicaciones e Interpretación del Molinete

5.3.1 Interpretación en Flujo Monofásico

El ritmo de las revoluciones del molinete varía de acuerdo al gasto y la relación es generalmente lineal para medidores de flujo continuo, molinetes de apertura amplia y para el desviador inflable. Por lo tanto, en flujo monofásico, la técnica de interpretación del perfil de flujo es esencialmente el graficado de la información del molinete en revoluciones por segundo de tal manera que el porcentaje de flujo aportado de cada zona pueda ser leído directamente de la gráfica. Esto asume que la densidad y la viscosidad del fluido son consistentes a través del intervalo y que los perfiles de velocidad no cambian. Un ejemplo mostrando los porcentajes de las contribuciones se muestra en la **Fig. 5.4**.

El ritmo del molinete es una función de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido. Se debe de tener cuidado si se prefiere que los gastos absolutos se desean obtener del medidor de flujo o, si los porcentajes de contribución se desean obtener en un intervalo variando la densidad y la viscosidad. Bajo estas condiciones, las calibraciones en el agujero para información continua son usadas para determinar los gastos absolutos.

Un medidor de flujo molinete se calibra contra el flujo de fluidos y se define una línea de respuesta del molinete vs la velocidad de la herramienta. La velocidad del fluido se obtiene de la línea de respuesta. Se muestra en la **Fig. 5.5** la curva de comportamiento ideal de la respuesta del molinete, sólo con los efectos de la fricción y no los de la viscosidad, y para el caso real de la fricción mecánica y la viscosidad del fluido en un fluido estacionario. Los efectos de la densidad, la viscosidad y la fricción han repartido el comportamiento ideal de la línea de respuesta del molinete en dos curvas desfasadas una de otra. La respuesta de frecuencia del molinete está dada por la **ecuación 5.1**, asumiendo que la fricción en los soportes del molinete no tiene componentes viscosos, y que la fricción viscosa sólo hace lento el movimiento a lo largo de la cara de la hoja.

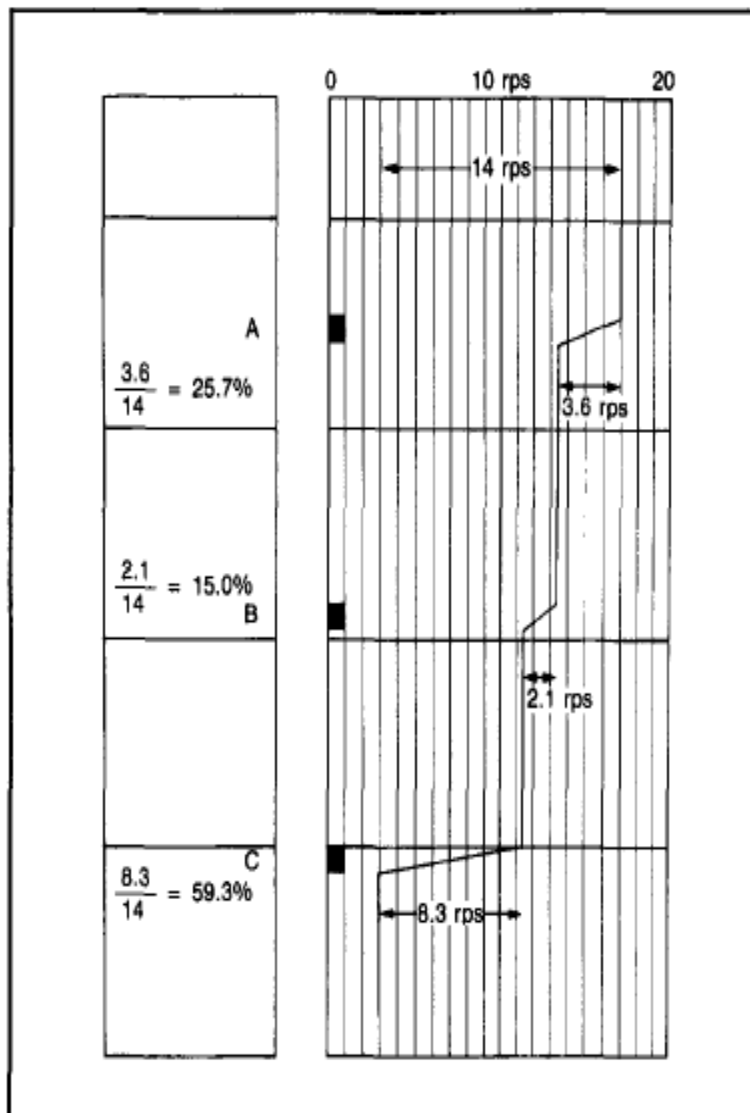


Fig. 5.4 Determinando los gastos en flujo monofásico

$$f = av - \frac{b}{\rho v} - c \sqrt{\frac{\mu}{\rho v}} \quad (5.1)$$

donde:

f= la frecuencia del molinete en revoluciones por segundo

v= velocidad del fluido sobre la aleta del molinete a lo largo del eje de rotación de la aleta. $v=v_t+v_f$

a=constante dependiendo de la inclinación de la aleta

b= constante dependiente del radio de acción de la fricción al momento de inercia de la aleta

c= constante dependiente de la fricción superficial debido al movimiento de los fluidos moviéndose a lo largo de la superficie de la aleta

ρ = densidad del fluido

μ = viscosidad del fluido

v_t = velocidad de la herramienta (la dirección positiva es descendente)

v_f =velocidad del fluido (dirección positiva ascendente en pozos productores y descendente en pozos inyectoros)

Como se muestra en la **Fig. 5.5** la extrapolación de dos porciones de líneas rectas de una velocidad rotacional del molinete más alta que regresan al eje de la velocidad, determinan las intercepciones positiva y negativa. La intercepción de la línea de respuesta ideal debe de estar entre estas dos y corresponde a la velocidad medida, v_m , determinada a partir de las intercepciones reales y los umbrales. La pendiente es esencialmente la constante **a** y depende de la inclinación de la helice.

Debido a la viscosidad del fluido, la velocidad medida por el molinete debe ser corregida para dar un promedio de la velocidad

La **Fig. 5.6** muestra un registro de molinete con 5 corridas hacia arriba y 4 hacia abajo en un pozo de inyección de agua. Existen seis zonas de respuesta constante del molinete, etiquetadas de la 0 a la 5, las cuales fueron seleccionadas para la interpretación. Se graficó la rotación negativa y positiva vs la velocidad de la herramienta para cada zona **Fig. 5.7**.

En la **Fig. 5.8** se muestra un listado de los gastos zona por zona y en la **Fig. 5.9** se muestra el registro de interpretación en sitio del pozo mediante CSU. El resultado es que a 3m de los disparos entre las zonas 0 y 1 aceptan el 50% del total de la inyección. Casi toda la inyección se va a la cima del intervalo entre las zonas 2 y 3. Los otros sensores respaldan los resultados de la interpretación. Se pueden hacer interpretaciones semejantes en condiciones de flujo bifásico.

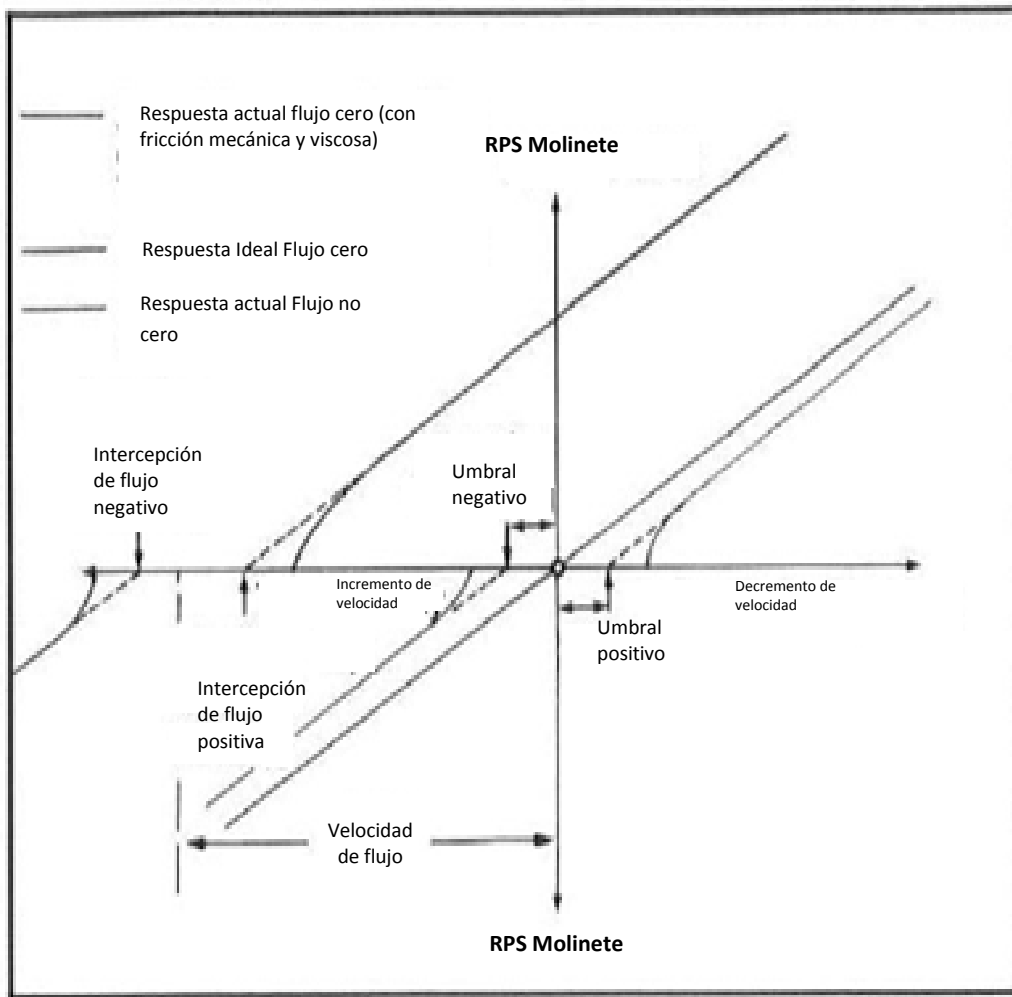


Fig. 5.5 Respuesta teórica del molinete en flujo monofásico

Cálculo del gasto a partir de la velocidad del molinete

Si el molinete está centralizado, éste mide la velocidad del flujo en la región central del agujero como en la **Fig. 5.10**. Esta velocidad es muy alta y debe ser corregida para que provea una velocidad promedio verdadera. Esta corrección depende del número de Reynolds, del diámetro del molinete, del diámetro de la T.R., de la viscosidad del fluido y otros parámetros.

Este factor puede ser calculado mediante paquetes de software para la interpretación de registros de producción, pero para cálculos a mano, el valor de $C=0.83$ ha sido satisfactorio en muchos casos.

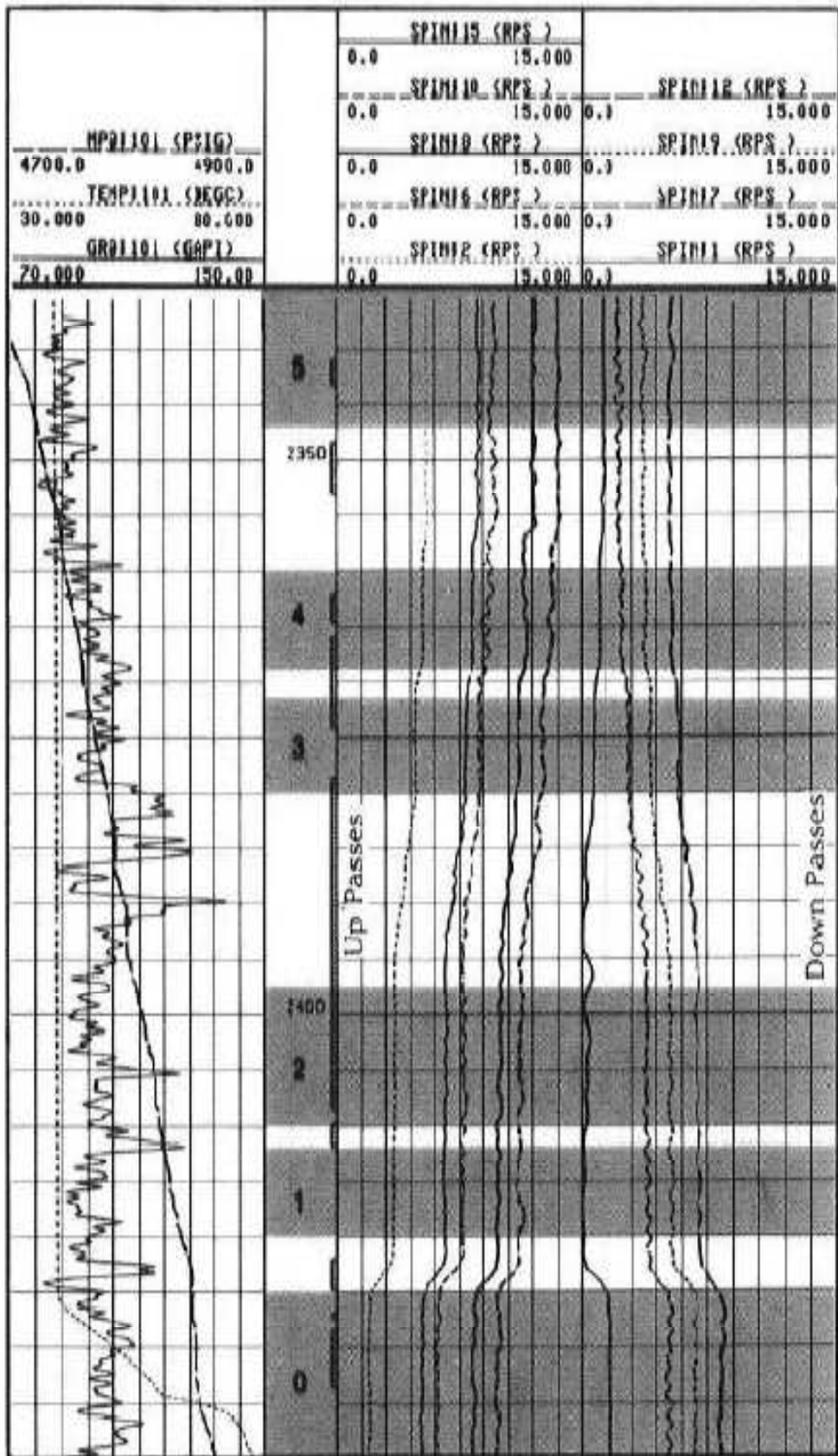


Fig. 5.6 Conjunto de corridas de registros en pozo de inyección

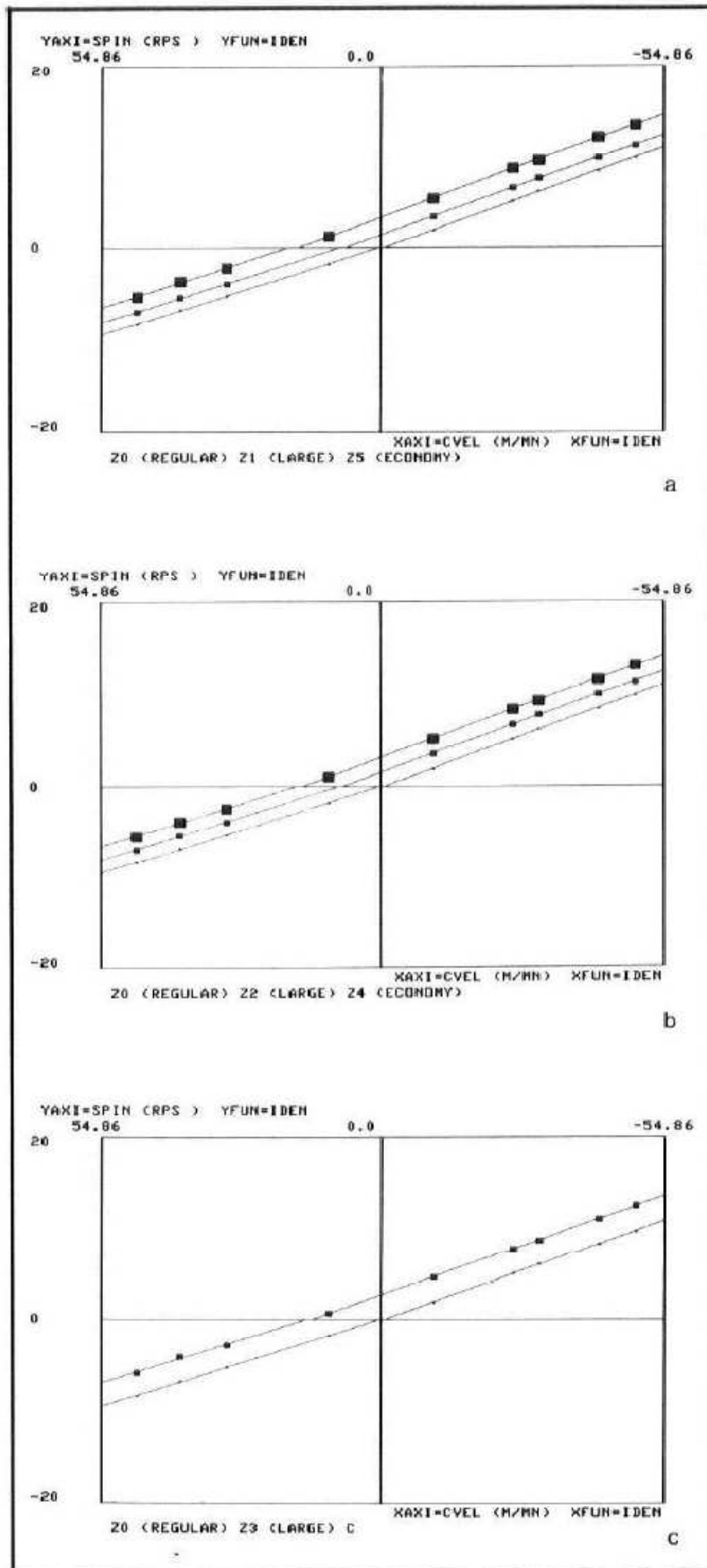


Figura 5.7 Gráficas de las calibraciones del molinete

DPL		SUMM 1						
DPL	FILE	CVEL	Z0	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5
BZDN	0	0.0	2435.00	2419.00	2410.00	2378.00	2366.00	2345.00
TZDN	0	0.0	2427.00	2412.00	2400.00	2373.00	2361.00	2335.00
0SPI	1	10.3299	-1.7329	-0.0762	-0.29530	.602899	1.04657	1.25068
1SPI	7	30.4213	-5.2036	-3.8985	-3.8179	-2.7886	-2.3846	-2.1866
2SPI	9	39.6117	-6.7324	-5.4003	-5.2905	-4.0502	-3.7985	-3.6392
3SPI	12	48.0437	-8.3302	-6.9724	-6.8538	-5.8335	-5.3930	-5.3328
4SPI	2	-10.362	1.87269	3.41894	3.49838	4.74751	5.13757	5.42146
5SPI	8	-42.514	8.39814	9.82338	9.94436	11.1259	11.5534	12.0689
6SPI	10	-49.512	9.81686	11.1931	11.2503	12.5871	13.1071	13.4489
7SPI	15	-25.936	5.10795	6.56242	6.67007	7.85086	8.31250	8.68762
8SPI	6	-30.490	6.16331	7.62067	7.73179	8.78457	9.24537	9.55162
9SPI	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GRHD	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CSID	0	0.0	4.89200	4.89200	4.89200	4.89200	4.89200	4.67000
PBZD	0	0.0	2440.00	2420.22	2411.22	2379.22	2367.22	2346.22
PTZD	0	0.0	2425.78	2410.78	2398.78	2371.78	2359.78	2335.00

FILE 1 07-JAN-85 15:30
DATA ACQUIRED 00-- -00 00:00

QPL		SUMM 1						
QPL	QT	VT	PSLD	PINT	PCC	HSLD	NINT	NCC
Z0	-0.00006	-0.00000	-0.20235	-0.86860	-0.99987	-0.17385	0.466176	-0.99980
Z1	111.781	6.40147	-0.19837	7.07115	-0.99989	-0.17426	8.23556	-0.99927
Z2	116.886	6.69383	-0.19822	7.58250	-0.99977	-0.17209	8.44167	-0.99911
Z3	205.379	11.7616	-0.19840	13.6240	-0.99995	-0.17225	14.8364	-0.99239
Z4	231.897	13.2458	-0.20061	15.3806	-0.99991	-0.17046	16.7221	-0.99822
Z5	228.417	14.3542	-0.20417	16.3338	-0.99990	-0.17822	18.4887	-0.99761
Z6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Z7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Z8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Z9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fig. 5.8 Registro de interpretación CSU

Asumiendo que el molinete responde al flujo total, el gasto en un intervalo i puede ser calculado a partir de la velocidad medida por el molinete usando la siguiente ecuación.

$$Q(B/D) = 1.40 \times C \times V_i \times d^2 \quad (5.2)$$

$$Q(cf/D) = 7.85 \times C \times V_i \times d^2$$

donde:

C=Factor de corrección de la velocidad (aproximado a 0.83)

V_i = Velocidad del flujo medida por el molinete

d^2 =diámetro interno de la T.R., pg

Después de los cálculos, se pueden construir los perfiles de flujo total y de entrada. En la Fig. 5.11 se muestra el flujo acumulado en un intervalo con tres horizontes productores. Las contribuciones individuales de cada intervalo es la diferencia entre los flujos en cada intervalo: A, B, C y D, estas contribuciones se muestran a la izquierda de la figura.

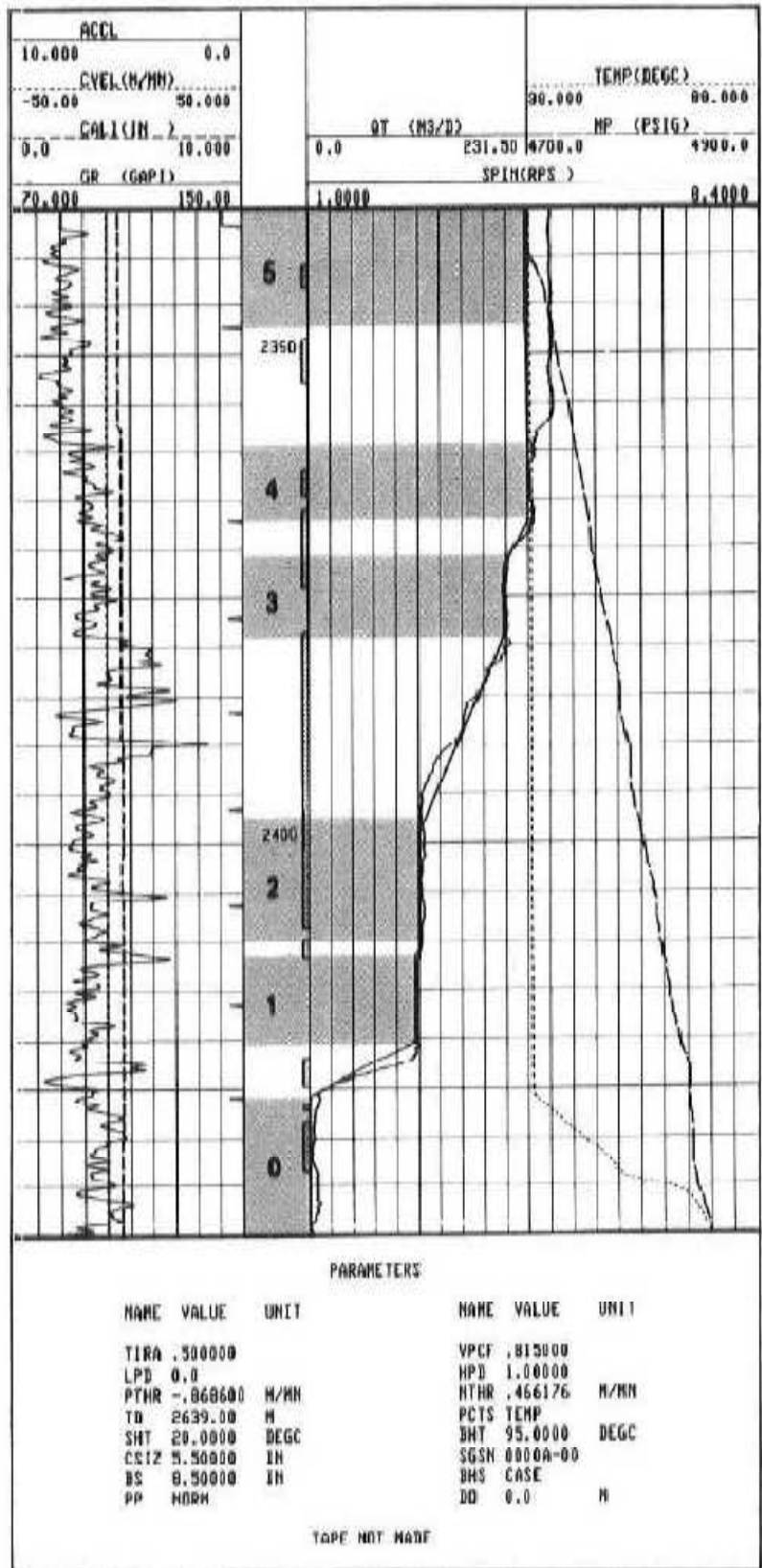


Fig. 5.9 Registro de interpretación CSU

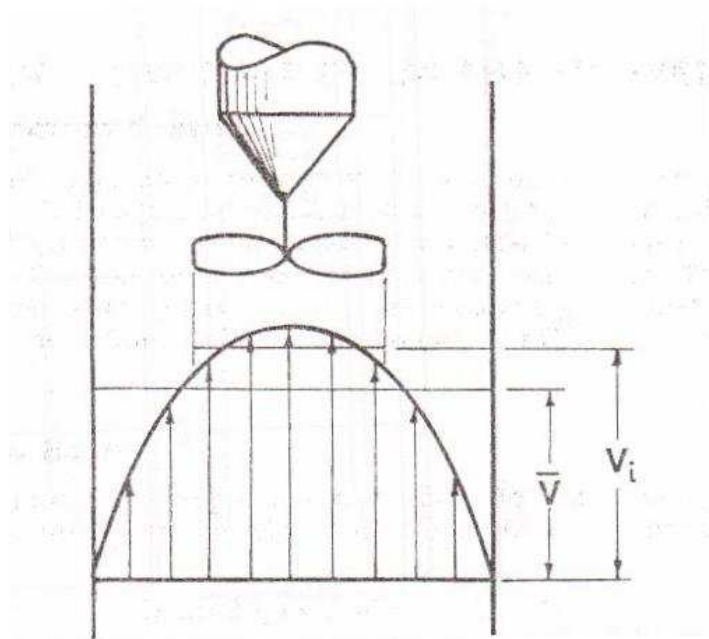


Fig. 5.10 Corrección de la velocidad de flujo del molinete

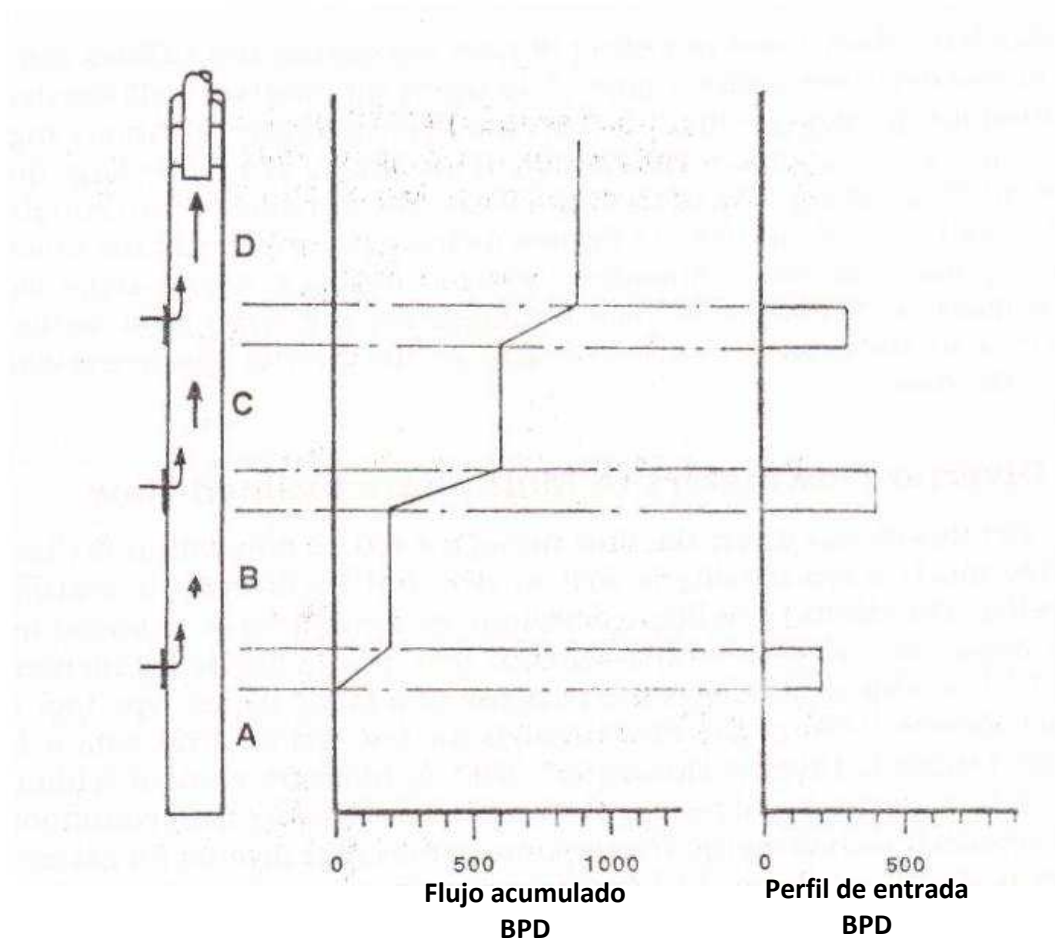


Fig. 5.11 Perfiles de flujo total y entrada del estudio de molinete

5.3.2 Técnica de 2 Corridas

Esta técnica puede ser usada para calcular el porcentaje de contribución de cada zona en condiciones de variación de la viscosidad. Esta técnica consiste en correr varias veces un medidor de flujo continuo en contra de la dirección de flujo y con la dirección del flujo. La velocidad del cable debe ser mayor a la velocidad del flujo. Después se seleccionan dos corridas una con dirección del flujo y otra en contra del flujo, entonces éstas se normalizan para que coincidan en una región de no flujo (bajo los disparos). La cantidad de la separación medida en la división de los registros entre las dos corridas es linealmente proporcional a la velocidad del fluido. El 100% de flujo está en el punto máximo de deflexión, el cual está usualmente encima de las perforaciones. Las zonas ladronas pueden complicar un poco la interpretación, pero el principio es el mismo. Una ventaja que distingue a esta técnica es que cancela los cambios de viscosidad. Estos cambios son esencialmente desplazamientos en las lecturas de rps en la misma proporción y dirección de ambas corridas. Si la curva central se toma como una línea intermedia entre las dos curvas, si la línea central se desplaza a la derecha es un decremento de viscosidad; si la línea central se desplaza a la izquierda es un aumento de viscosidad; si la línea central se desplaza a la izquierda es un aumento

Fig. 5.11.

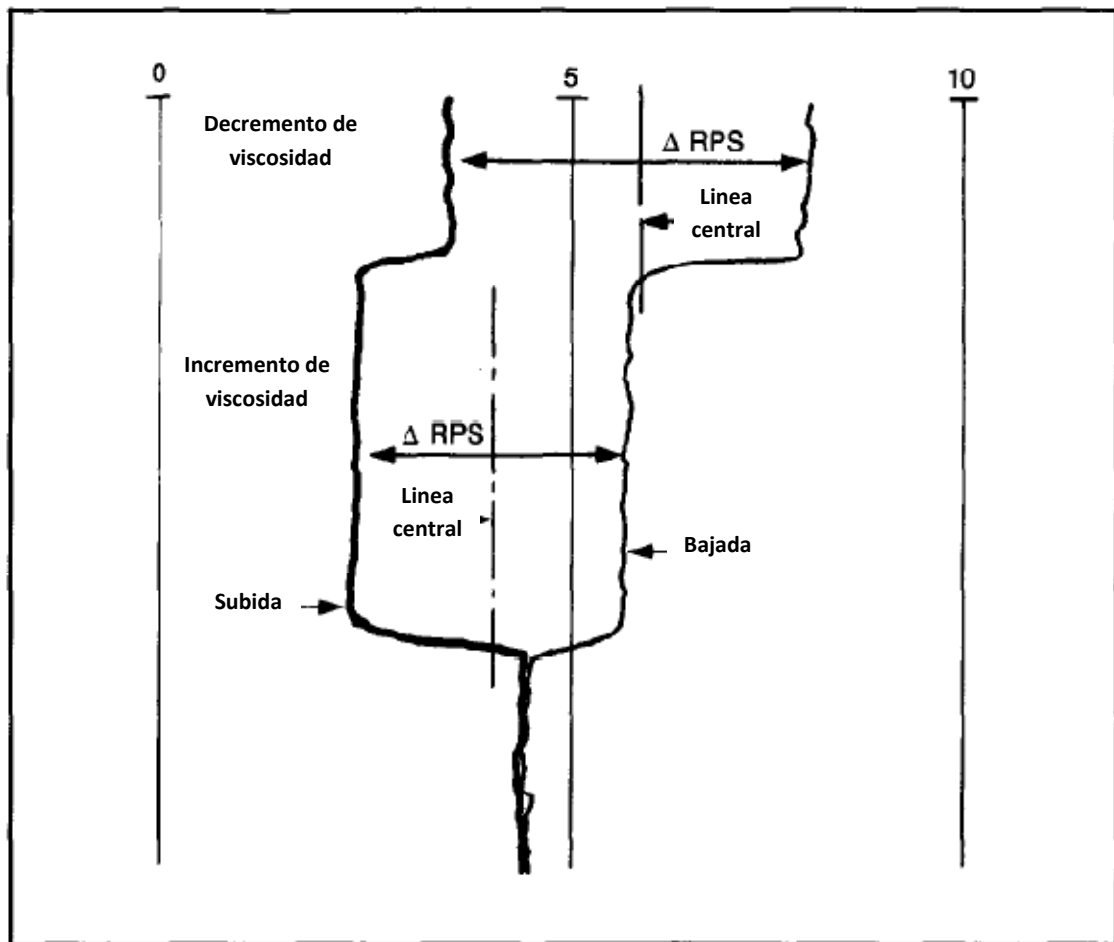


Fig. 5.12 Técnica de las dos corridas

Si la velocidad absoluta del fluido se desea obtener con la técnica de las dos corridas, y si se han corrido múltiples corridas de calibración, éste se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$V_f = 0.83 \left(\frac{\Delta rps}{B_u + B_d} \right) \quad (5.3)$$

donde:

B_u = es la pendiente de la línea de calibración hacia arriba en pies por minuto

B_d = la pendiente de la línea de calibración hacia abajo en pies por minuto

B_u y B_d pueden, y frecuentemente serán un poco diferentes numéricamente.

Aunque de antemano los comentarios se enfocan en los cambios de viscosidad, los efectos respecto a los cambios de densidad son similares, pero con un efecto contrario. La velocidad del fluido puede convertirse en gasto en barriles por día

5.3.3 Prueba de Desviador Inflable

La **Fig. 5.12** muestra la respuesta de la prueba de flujo cíclica en un ambiente de dos fases líquidas. Esta respuesta es casi lineal cercana a los gastos más altos probados de 2135 bpd y es un poco insensible a los cambios en el corte de agua. La pendiente es aproximadamente 4 rps por 100 bpd y se compara por ejemplo con la respuesta del Molinete de caudal amplio que es de 0.22 rps por 100 bpd. gasto en una tubería de 4pg. de diámetro interior.

El desviador inflable tiene mejores características de muestreo debido a que todos los fluidos pasando por la T.R. deben pasar la por sección de las hélices. Es particularmente apropiado para flujo multifásico ya que, las mediciones con el molinete de caudal amplio se ven afectadas por el flujo de bajada de la fase más pesada.

Esta herramienta puede ser combinada con otros sensores de registros de producción de tal manera que un perfil de flujo continuo y mediciones de presión precisas pueden ser hechas en el mismo estudio. Esto es particularmente útil para hacer pruebas de pozo en yacimientos estratificados.

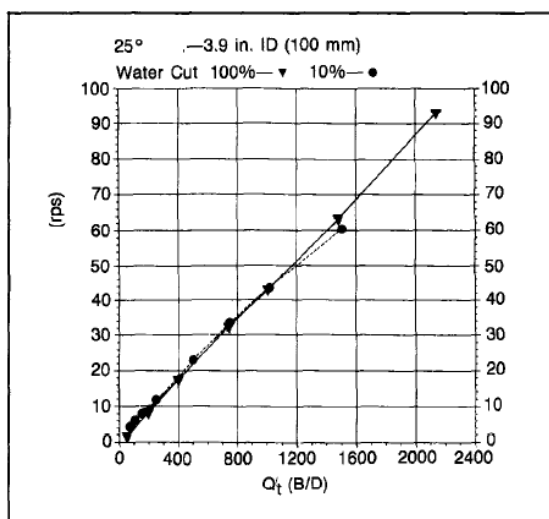


Fig. 5.13 Respuesta de la prueba de flujo cíclica del desviador inflable

5.4 Principios Básicos del Gradiomanómetro

5.4.1 Importancia del Colgamiento en el Registro de Gradiomanómetro

La densidad del fluido en el agujero puede ser determinada con el gradiomanómetro, la herramienta presión-temperatura o de herramientas nucleares de densidad de fluido. En un sistema de 2 fases, el conocimiento de la densidad en el agujero de cada fase más la densidad de la mezcla proporciona al analista de registros el porcentaje de colgamiento de cada fase ocupado en la T.R. en el punto de interés.

Una vez que es determinado el colgamiento, éste se puede usar para encontrar el gasto de cada fase, asumiendo que el gasto de la mezcla y la velocidad de resbalamiento son conocidas. La velocidad de resbalamiento es la diferencia en la velocidad de los dos fluidos debido a la diferencia de sus densidades en el agujero.

La determinación de la velocidad de colgamiento es uno de los problemas importantes de la interpretación del flujo multifásico. El colgamiento de la fase pesada puede ser determinado de la siguiente ecuación:

$$y_{HP} = \frac{\rho_{LOG} - \rho_{LP}}{\rho_{HP} - \rho_{LP}} \quad (5.4)$$

donde:

HP= Fase pesada

LP= Fase ligera

5.4.2 Funcionamiento del Gradiomanómetro

El gradiomanómetro usa la presión diferencial entre dos fuelles para inferir la densidad del fluido entre los dos sensores. Se muestra una **Fig. 5.13** con un esquema de los fuelles. Los fuelles se comprimen con la presión y una varilla se mueve en proporción a la diferencia en compresión entre los dos juegos de fuelles. Un émbolo magnético al final de la varilla genera una señal proporcional al movimiento de la varilla en una bobina transductor. La salida de la bobina está calibrada en términos de la densidad del fluido.

En pozos desviados las lecturas del gradiomanómetro deben ser divididas por el coseno del ángulo de desviación para corregir por el efecto de desviación del agujero. Se debe hacer notar que las lecturas del gradiomanómetro no es exclusivamente una función de la densidad del fluido; la relación verdadera es:

$$\rho_{Gr} = \rho_f(1.0 + K + F) \quad (5.5)$$

Donde K es un término cinético y F es un término de fricción. En los casos donde el flujo es menor a 2000 B/D, el término de fricción es despreciable. El gráfico en la **Fig. 5.14** proporciona correcciones de la fricción estimados sobre los rangos donde son necesitados. El término cinético puede ser detectado cuando la velocidad del fluido a través del fuelle superior es considerablemente diferente a la velocidad a través del fuelle inferior. Esto resulta en una surgencia imprevista de presión sobre la curva del gradiomanómetro que usualmente ocurre cuando la herramienta entra en la tubería de producción y puede ser observado en los puntos de entrada del fluido.

Se muestran a continuación en la **Fig. 5.15** los registros de un medidor de flujo y un gradiomanómetro que se corrieron después de que se acidificó el pozo. La diferencia entre los pasos hacia arriba y hacia abajo del medidor de flujo, indica la zona de entrada del fluido a la T.R. El registro del gradiomanómetro muestra un cambio en la densidad del fluido mientras que la herramienta asciende en el agujero.

La herramienta brota de una columna estática de agua a una columna fluyente de aceite ligero en el segundo juego de perforaciones del fondo. La curva de movimiento a través de las perforaciones a 15,400 pies es una surgencia imprevista de presión provocada por la turbulencia de los fluidos producidos en ese punto. El medidor de flujo muestra que este punto es la mayor entrada.

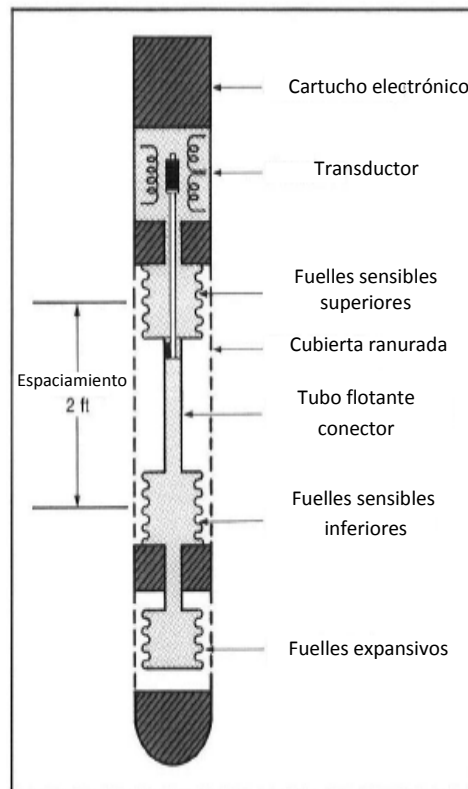


Fig. 5.14 Gradiomanómetro

5.4.3 Funcionamiento de la Herramienta Nuclear de Densidad de Fluido

Esta herramienta tiene el mismo principio de funcionamiento que las herramientas de densidad en agujero abierto. Una fuente de rayos gama es posicionada respecto al detector de rayos gamma de tal manera que los fluidos del pozo actúen como un absorbedor.

La Fig. 5.16 ilustra este principio de medición. Una alta cuenta de gasto indica un fluido de baja densidad y una baja cuenta de gasto indica un fluido con alta densidad. La ventaja de una herramienta nuclear sobre el gradiomanómetro es que la medición no es afectada por la desviación del pozo o los efectos de fricción. Sin embargo, debido a que la herramienta depende del declive radioactivo, las lecturas son subjetivas a las variaciones estáticas. Se debe de notar que el valor medido es un promedio de la densidad de la mezcla fluyente. Por lo tanto, está sujeto a los mismos efectos de colgamiento como en las mediciones del gradiomanómetro.

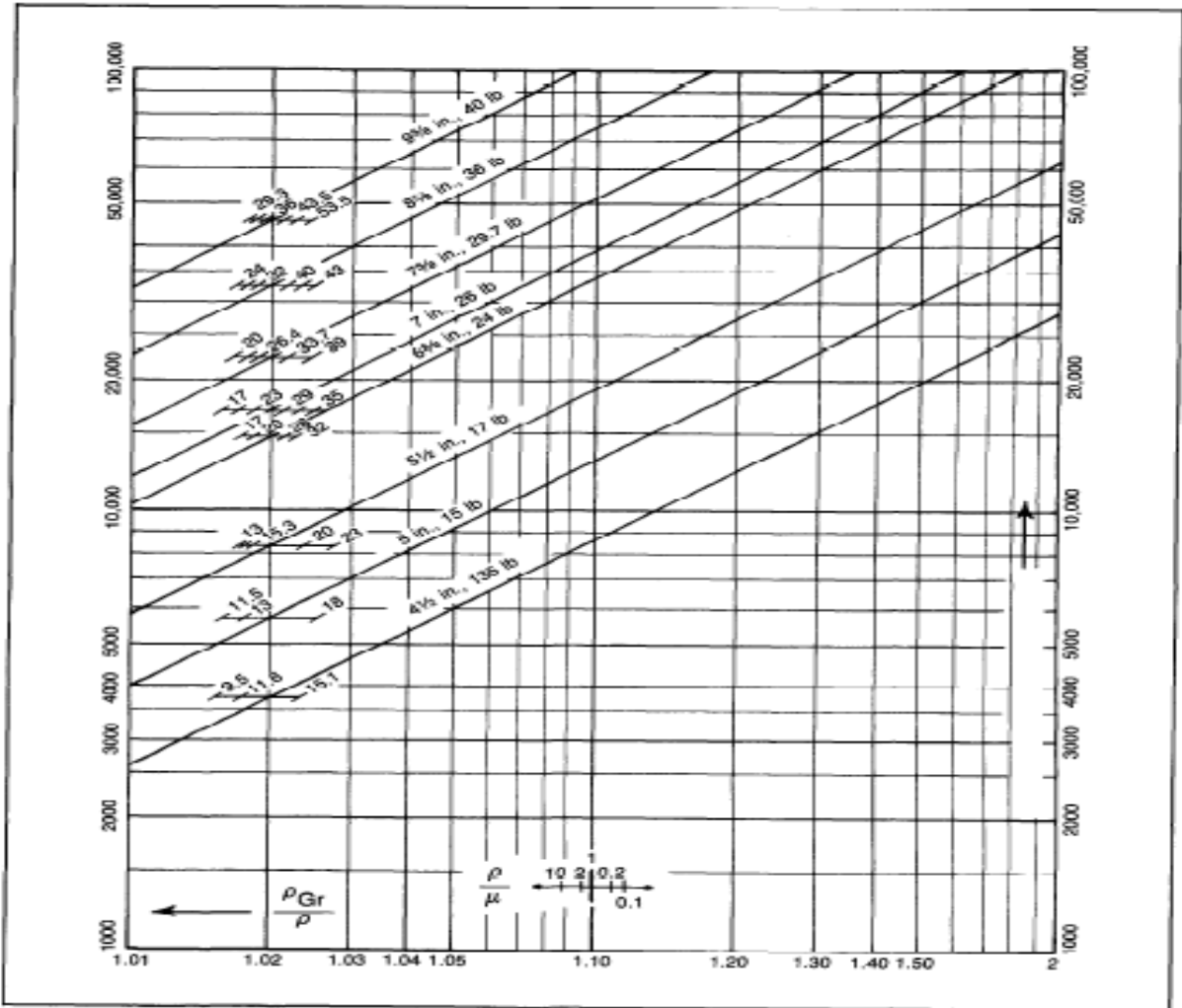


Fig. 5.15 Gráfico del efecto de la fricción en el gradiomanómetro

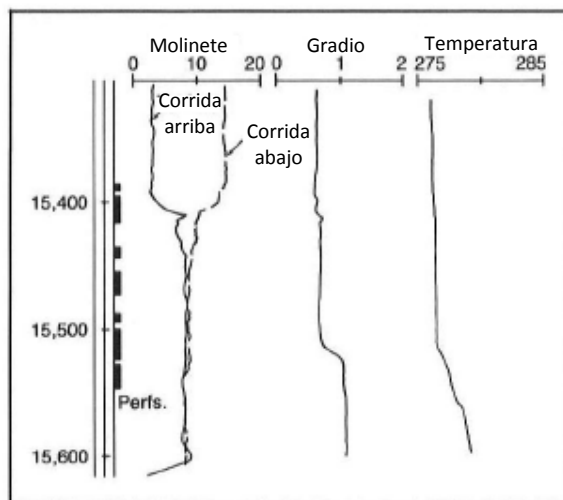


Fig. 5.16 Registros de producción corridos después de la estimulación de un pozo

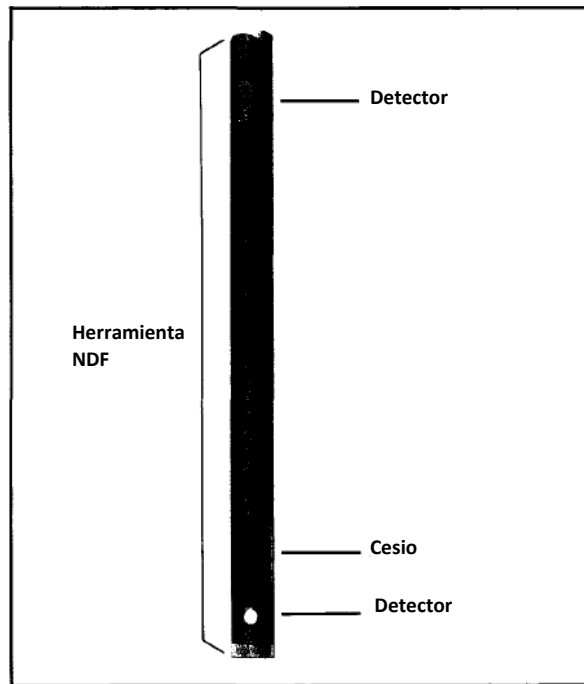


Fig. 5.17 Herramienta nuclear de densidad

5.4.4 Ejemplos de Registros de Gradiomanómetro

Ejemplo 1

Se muestra en la **Fig. 5.17** el registro de un pozo que produce aceite y agua, la curva continua esta calibrada entre los 0 y 2 gr/cm³. La línea discontinua se encuentra amplificada por un coeficiente de 5 pero no se puede leer como un valor absoluto. Como un valor relativo, cada división representa 0.02 gr/cm³, 0.2 gr/cm³ por carril.

Ejemplo 2

En la **Fig. 5.18** podemos observar la utilidad del gradiomanómetro para detectar entradas. En la izquierda, el diagrama del pozo muestra cinco entradas. En comparación, un análisis con molinete sólo provee esta información. Del lado derecho tenemos la medición del gradiomanómetro de los fluidos del pozo. En este ejemplo se tienen tres fases, agua, aceite y gas; y sus densidades son de 1.0, 0.7 y 0.2 gr/cc, respectivamente. Una lectura de densidad de 1.0 gr/cc en el intervalo A-B (entre las entradas A-B) indican que la entrada en A es 100% agua. Se puede hacer una conclusión similar para la entrada B. En el intervalo C-D, la densidad es de 0.7, claramente esta entrada no puede ser solo de aceite, no hay manera de mezclar una cantidad de aceite de 0.7 gr/cc con agua fluyendo hacia arriba de 1.0 gr/cc y avanzar mezcla de densidad de 0.7 gr/cc. La entrada en C debe contener gas y puede contener

agua y aceite. Encima de C las tres fases deben de estar fluyendo y se requiere de otro análisis de gradiomanómetro para obtener los colgamientos de cada fase. La entrada en D puede ser 100% aceite, o puede ser agua y gas o pueden ser las tres fases. La entrada en E debe ser gas pero puede contener otras fases en proporciones distintas.

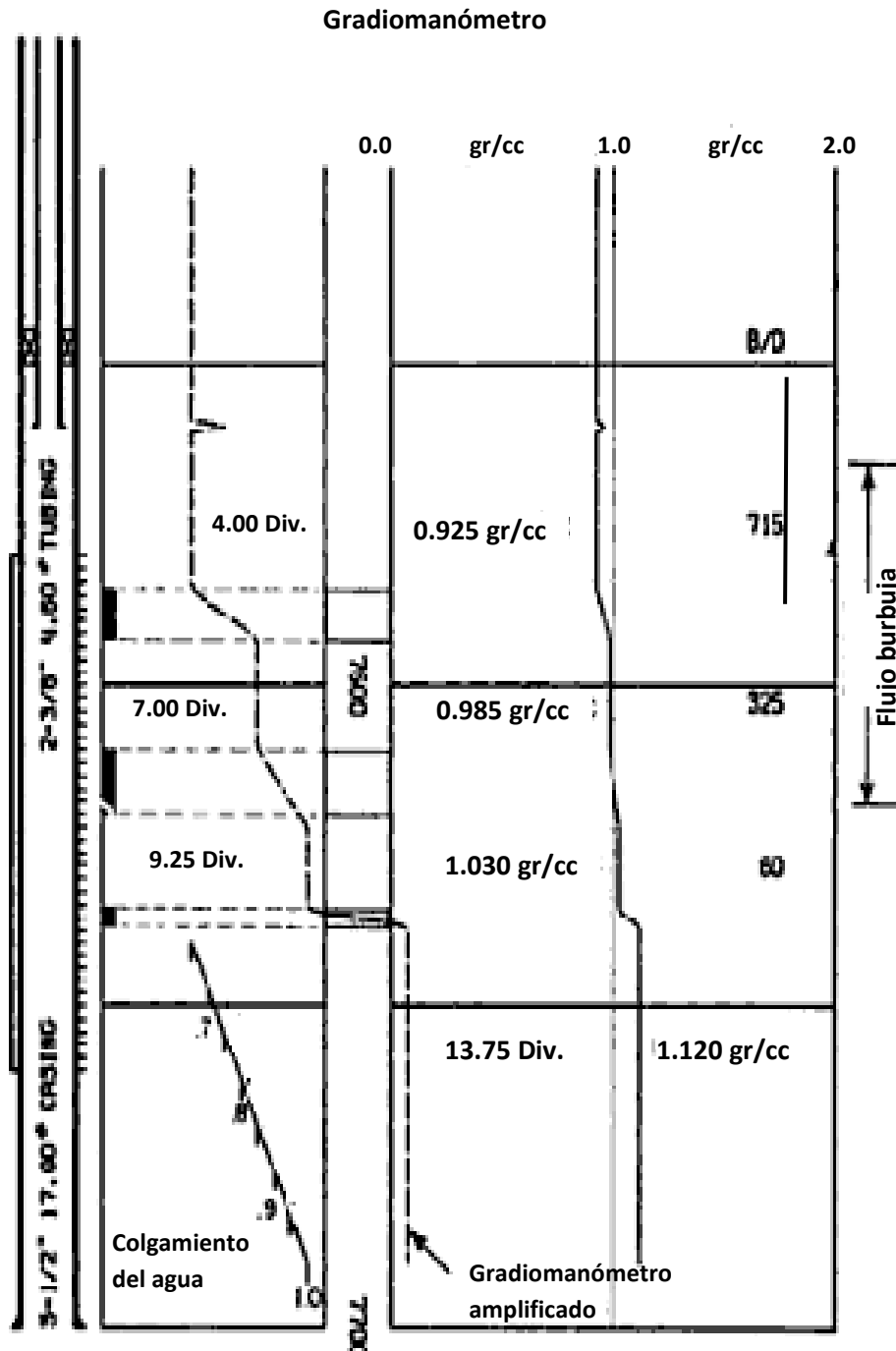


Fig. 5.18 Ejemplo de Gradiomanómetro mostrando agua y aceite

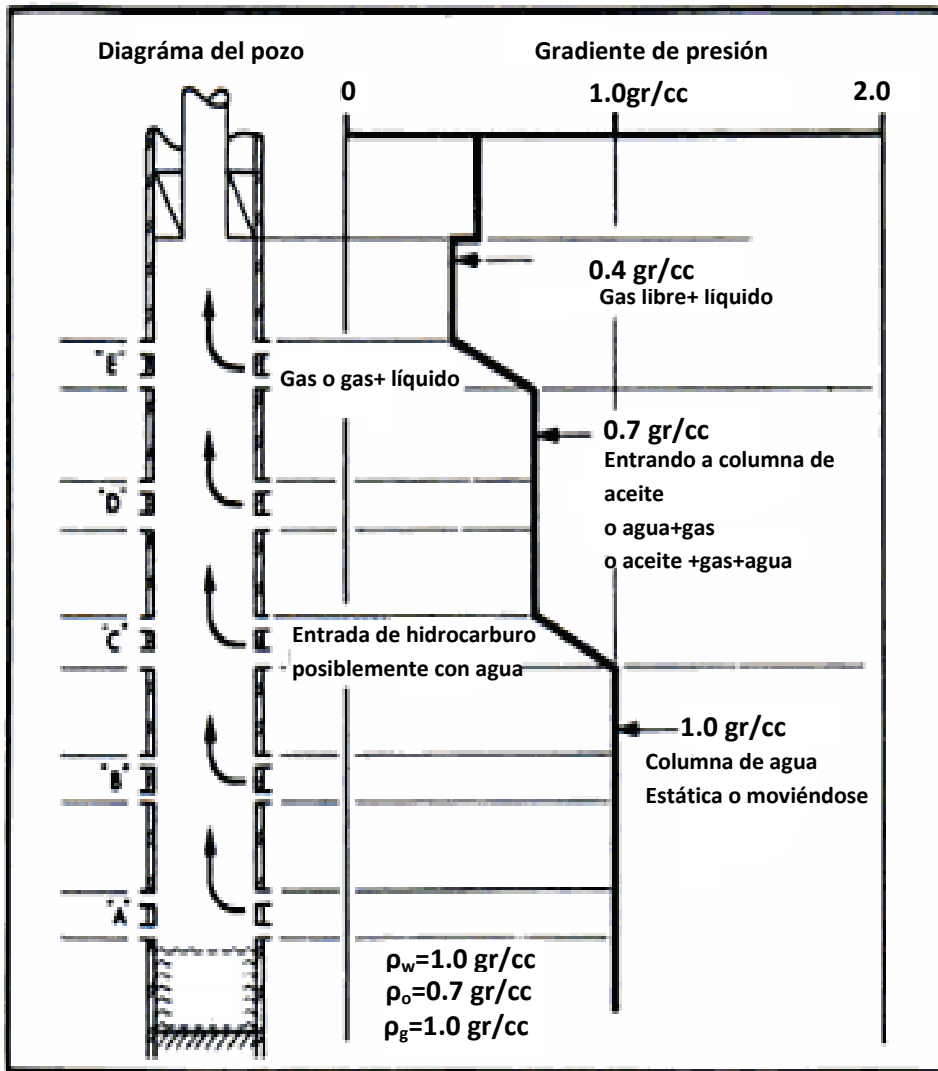


Fig. 5.19 Gradiomanómetro mostrando un flujo de tres fases

CAPÍTULO 6

REGISTRO DE TRAZADORES RADIOACTIVOS

Los registros de trazadores radioactivos se usan comúnmente para monitorear el movimiento de los fluidos en el pozo por la identificación de materiales radioactivos colocados en la corriente de flujo por la herramienta. Estas técnicas son muy efectivas y cuantitativas especialmente en flujo monofásico. Los registros de trazadores radioactivos son usados también cuando es necesario detectar el lugar de colocación de algún material en el agujero, tal como “proppant” que se usa en la fractura hidráulica, grava y cosas por el estilo. Debido a la carencia de disponibilidad de materiales trazadores, la logística y las regulaciones necesarias para traer tales materiales a un país, los trazadores no son muy comunes en muchas áreas.

6.1 Principios Básicos

Es necesario tener las bases que sostienen el funcionamiento, la operación y la interpretación de los registros de trazadores radioactivos; por tal motivo en esta sección se muestran los conocimientos que nos permitirán tener la capacidad de entender lo que implican los trazadores radioactivos.

6.1.1 Tipos de las Herramientas

Las herramientas de trazadores radioactivos pueden estar colocadas dentro de las siguientes dos categorías:

- Herramientas de rayos gamma sin eyectores para el lanzamiento de material radioactivo y
- Herramientas de rayos gamma con eyectores y detectores de rayos gamma múltiples.
- Herramientas especiales de trazadores radioactivos.

6.1.2 Funcionamiento de las Herramientas

Dependiendo de la clasificación anterior:

Las herramientas en la primer categoría son herramientas de rayos gamma estándar que son usadas para hacer perfiles de flujo con la técnica de tiempo controlado, también son usadas muy frecuentemente para la detección de canales y para hacer evaluaciones a través de comparación de registros hechos antes y después de la inyección de material radioactivo en el pozo. La diferencia entre las dos corridas indicará dónde está presente el material radioactivo.

En la **Fig. 6.1** se muestran los componentes de la segunda categoría las cuales tienen detectores de rayos gamma múltiples combinados con un expulsor. Esta herramienta consiste en una cámara que retiene una pequeña cantidad de material radioactivo y una bomba que expulsará una cantidad controlada de acuerdo a un comando. Los detectores monitorean el movimiento del material trazador inyectado.

La configuración estándar de la herramienta consistirá de tres detectores. Si se corre el registro en un pozo inyector, el conjunto de herramientas que se usará consiste de un detector de rayos gamma sobre el inyector y dos detectores espaciados debajo. Cuando se haga un registro en un pozo productor la configuración será al revés con un detector debajo del inyector y dos detectores espaciados encima del inyector. El detector que está sólo es usado para detectar inversiones de flujo inesperadas ocasionadas por zonas ladronas y para detectar canales detrás de la T.R., donde el flujo es contrario a los fluidos del pozo. Los dos detectores de rayos gamma adyacentes son usados para el análisis del flujo midiendo el tiempo de flujo entre los dos detectores.

Existen muchas variantes de esta herramienta. Las compañías de servicios más grandes usan una herramienta de 1 11/16 pg de diámetro, aunque tales herramientas están disponibles en tamaños menores como 1 pg de diámetro o menor. Algunas de estas herramientas están disponibles con eyectores dobles, uno para un fluido radioactivo base agua y otro para un fluido base aceite.

Las herramientas especiales de trazadores radioactivos se usan en algunas circunstancias tales como en la inyección de polímeros a la formación, donde los fluidos no son Newtonianos. En este caso se ha observado que las respuestas de los trazadores radioactivos ha sido bastante erráticos, principalmente por la carencia del mezclado de la solución trazadora y el polímero inyectado.

6.1.3 Detectores Radioactivos

Los detectores usados en la mayoría de los estudios de trazadores son el Geiger Mueller o el Scintillation. De los dos, el detector scintillation es mucho más eficiente en la cuenta de rayos gama. El gráfico de la **Fig. 6.2** muestra la respuesta de los dos detectores para una fuente de rayos gama yodo 131 colocados de 2 a 16 pg. del detector y separados por cemento. Comparando las herramientas de 1 11/16 pg., el detector Geiger Mueller pierde su sensibilidad en esta prueba aproximadamente después de las 6 pg., mientras que el detector scintillation puede discriminar la señal hasta cerca de las 12 pg.

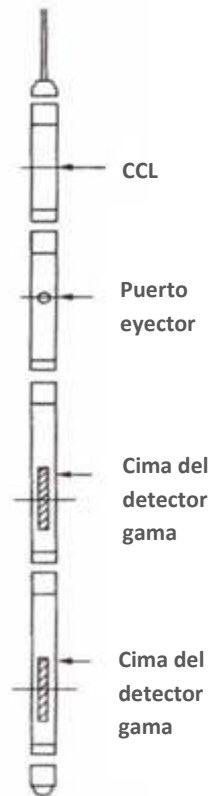


Fig. 6.1 Herramienta de trazadores radioactivos con detectores de rayos gama posicionados para un pozo inyector

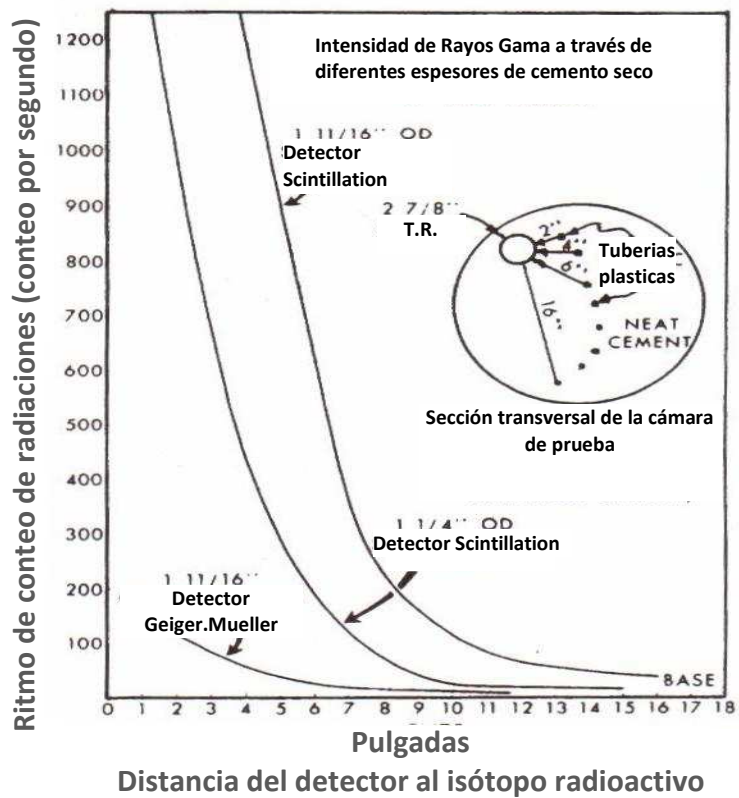


Fig. 6.2 Prueba mostrando la eficiencia del conteo de rayos gama de varios detectores de rayos gama

6.1.4 Isótopos de Trazadores Radioactivos en Uso

En la **tabla 6.1** se enlistan los isótopos radioactivos más comunes en el trabajo de trazadores. Cuando se monitorea el movimiento de fluidos, típicamente en los perfiles de inyección de agua, el isótopo más común es el yodo 131 en forma de NaI disuelta en agua y tiene una vida media de 8.04 días, lo que significa que puede ser enviada al pozo y retener suficiente fuerza para usarse con los retrasos usuales de la operación. Para la inyección de vapor se usa el kriptón-85, para la identificación de materiales el isótopo más común es el yodo 192.

Tabla 6.1 Isotopos utilizados en la Industria petrolera

Trazador	Isotopo	Vida media (días)	Energía	Intensidad
Oro-198	¹⁹⁸ Au	2.70	412	0.96
			676	0.01
Xenon-133	¹³³ Xe	5.25	81	0.36
Yodo-131	¹³¹ I	8.04	284	0.06
			364	0.81
			637	0.07
			723	0.02
Rubidio-86	⁸⁶ Rb	18.7	1,077	0.09
Cromo -51	⁵¹ Cr	27.7	320	0.10
Acero-59	⁵⁹ Fe	44.6	1,099	0.57
			1,292	0.43
			606	1.05
Antimonio-124	¹²⁴ Sb	60.2	720	0.15
			1,353	0.05
			1,691	0.49
			2,091	0.06
			514	0.99
Estroncio-85	⁸⁵ Sr	64.8	511	0.15
Cobalto-58	⁵⁸ Co	70.8	811	0.99
			311	1.42
Iridio-192	¹⁹² Ir	74.0	468	0.48
			603	0.18
			889	1.00
Escandio -46	⁴⁶ Sc	83.8	1,121	1.00
			511	0.015
Zinc-65	⁶⁵ Zn	244.0	1,116	0.51
Plata 110	¹¹⁰ Au	250.0	666	1.32
			773	0.34
			885	0.73
			937	0.34
			1,384	0.24
Cobalto-57	⁵⁷ Co	271.0	1,502	0.18
			122	0.86
Cobalto-60	⁶⁰ Co	1,925.0	136	0.11
			1,173	1.00
Kriptón-85	⁸⁵ Kr	3,098.0	1,332	1.00
			514	0.004

6.1.5 Calculando Gastos con los Trazadores

Técnica básica

Esta técnica esencialmente detecta la posición del trazador y sus cambios con el tiempo. Dando la distancia y el tiempo, entonces, una velocidad y un gasto volumétrico pueden ser calculados a lo largo del pozo. La siguiente ecuación puede ser usada en tales circunstancias.

$$Q = (83.93 \times F \times L \times (D^2 - d^2)) / \Delta t \quad (6.1)$$

donde:

Q= Gasto, B/D

F= Factor de corrección del perfil de flujo

L= Distancia entre las detecciones, pies

D= Diámetro del agujero fluyendo, pulgadas

d= Diámetro de la herramienta, pulgadas

Δt = Tiempo entre las detecciones, segundos

Factor de corrección del perfil de flujo

Este factor que se encuentra en la ecuación anterior es necesario debido a que el trazador tiende a concentrarse en la parte de mayor velocidad de la corriente de flujo. Como resultado, la velocidad calculada es muy grande y debe ser reducida.

La clave de esta corrección es el número de Reynolds del flujo. Para número de Reynolds menores a 2000, el flujo es laminar, en tanto que si es mayor a 4000, el flujo es turbulento.

El número de Reynolds se define como:

$$N_{Re} = \frac{\rho \bar{V} D}{\mu} \quad (6.2)$$

donde:

ρ = Densidad del fluido

\bar{V} =Promedio de la velocidad del fluido

D= Diámetro del agujero fluyendo

μ = Viscosidad

Pero \bar{V} puede ser expresado como:

$$\bar{V} = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (6.3)$$

donde:

A= Área de la sección transversal al flujo

Q= Gasto

El gráfico de la **Fig. 6.3** puede ser usado para evaluar el Número de Reynolds. En la **Fig. 6.4** se muestra un factor de corrección como función del número de Reynolds.

Este gráfico es para una herramienta centralizada con flujo en el anular entre la herramienta y la T.R. Si la herramienta no está centralizada la corrección es aproximadamente la que se lea en el gráfico más 0.1.

Los diagramas del factor de corrección pueden ser útiles, se recomienda que un factor empírico sea establecido mediante la igualación del gasto de inyección superficial a los gastos en el pozo encima de los puntos de pérdida de fluidos. Este factor deber razonablemente cercano al indicado en los diagramas.

6.2 Aplicaciones e Interpretacion

6.2.1 Técnica del Disparo de Velocidad

Consiste en la expulsión de un pequeño bache de material radioactivo en la corriente del flujo y la medición del tiempo entre los detectores.

El gasto de los fluidos producidos se puede calcular de la siguiente manera:

La **Fig. 6.5** muestra un disparo de velocidad con dos detectores.

$$q = h \times A/t \quad (6.4)$$

donde:

h= distancia entre los detectores de rayos gamma

A= área transversal

t= tiempo

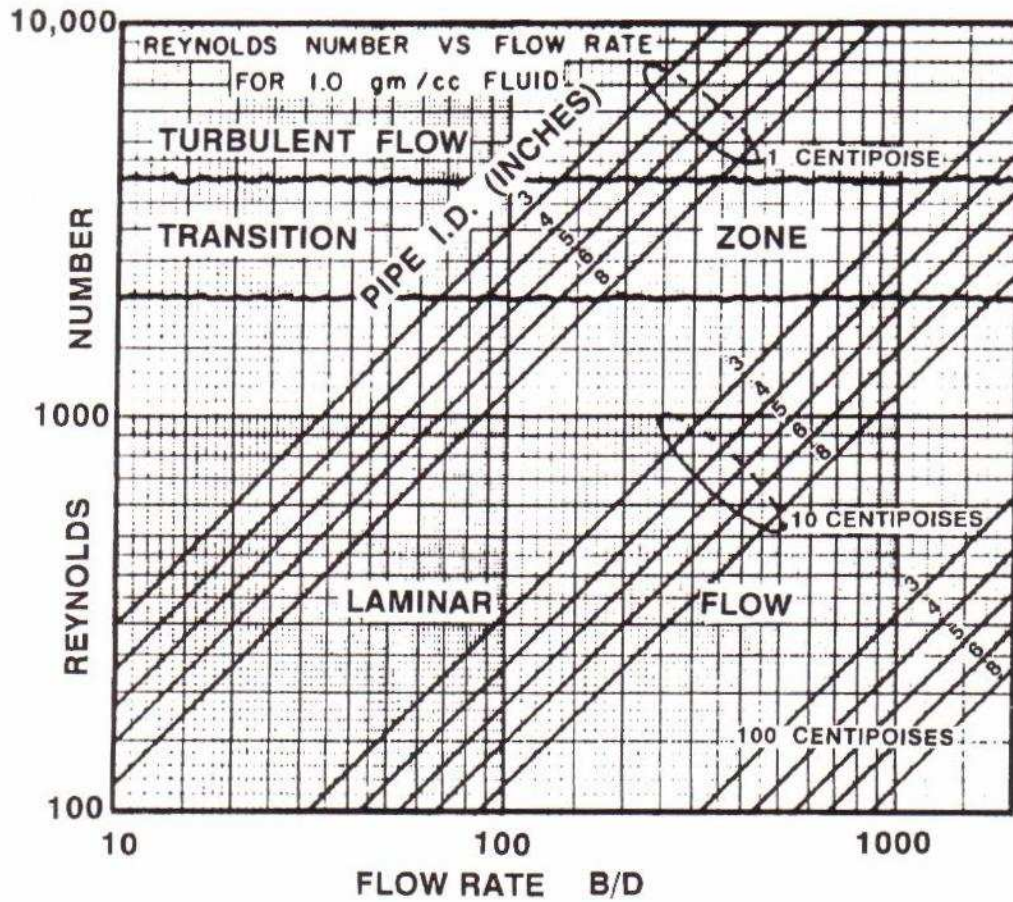


Fig. 6.3 Número de Reynolds VS. Gasto para un fluido de un 1.0 gm/cc

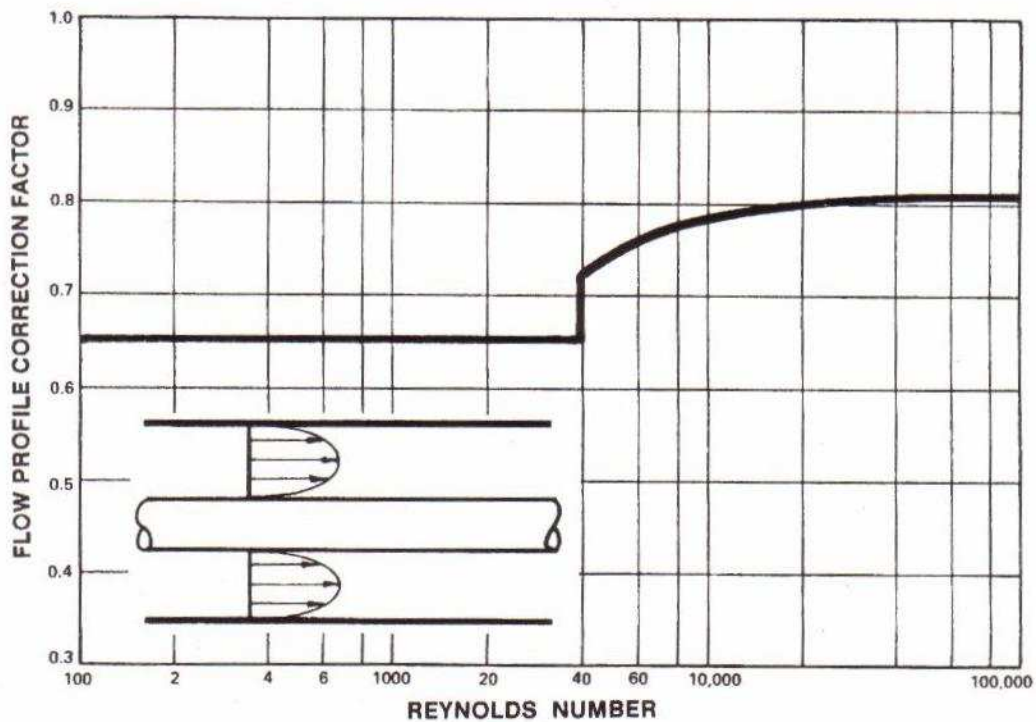


Fig. 6.4 Factor de corrección del perfil del flujo del trazador como función del número de Reynolds

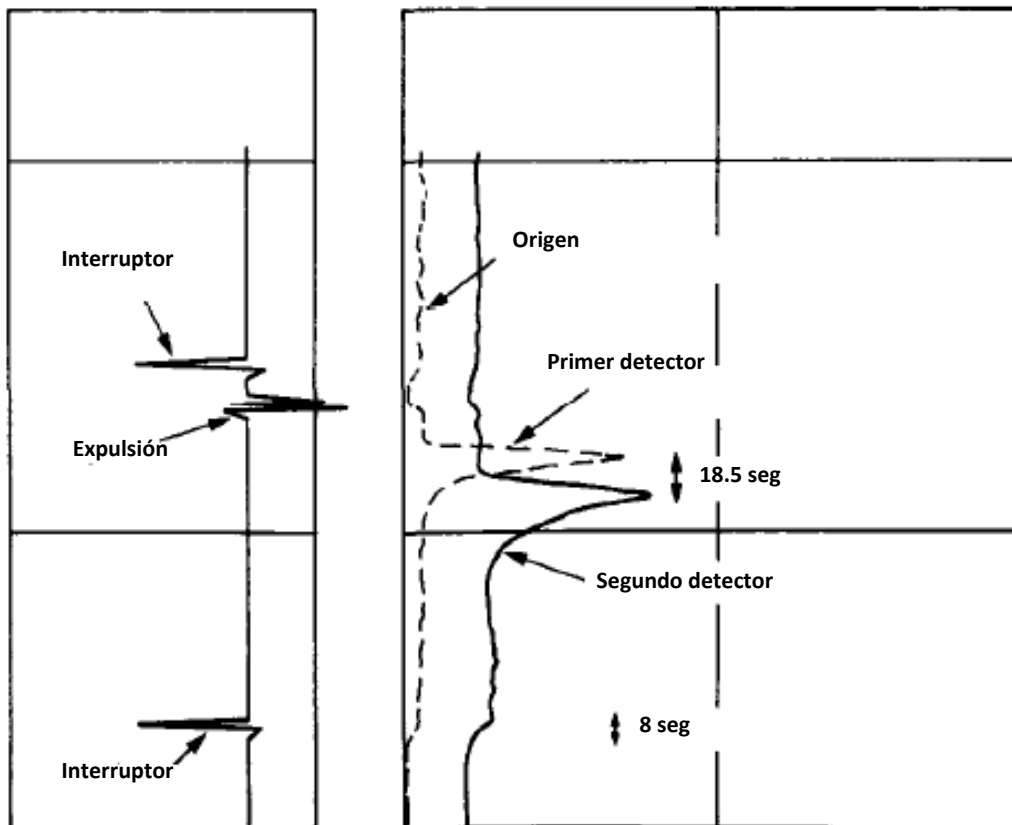


Fig. 6.5 Registro de disparo de velocidad de dos detectores

El gasto de los fluidos producidos en barriles por día puede ser calculado por la siguiente ecuación

$q(B/D) =$

$$\frac{\text{espacio}(pg) \times \frac{1(ft)}{12(pg)} \times \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \times \frac{1(ft^2)}{144(pg^2)} \times 256.5 \left(\frac{B/D}{ft^3/min} \right)}{\text{tiempo}(seg) \times \frac{1(min)}{60(seg)}}$$

Simplificando

$$q(B/D) = \frac{6.995(D^2 - d^2)x}{t} \quad (6.5)$$

donde:

6.995= constante numérica

D= diámetro exterior de la T.R. en pulgadas

d= diámetro interior de la herramienta en pulgadas

x= espaciamiento entre los detectores en pulgadas

t= tiempo en segundos para moverse x pulgadas

El registro que se muestra en la **Fig. 6.5** se corrió en un pozo inyector de T.R. de 5 ½ pulgadas, 17-lb (DI 4.892) con una herramienta de 1 11/16 pg. y 99 pulgadas de espaciamiento entre detectores. El tiempo de flujo entre los detectores es de 18.5 segundos y usando la ecuación anterior se obtiene un gasto de 789 B/D.

Como una regla general, los medidores de flujo proporcionan resultados más certeros en gastos altos de los fluidos producidos y la técnica de trazadores radioactivos provee mejores resultados en gastos menores a 100 B/D.

El método de disparo de velocidad es probablemente el la técnica más precisa de análisis en pozos de inyección. En la **Fig. 6.6** se muestra un esquema de esta técnica, en esta figura se inyecta agua en las perforaciones indicadas. A través de varias corridas se confirmó que no hay canales o fugas en el revestimiento.

La herramienta se detiene a la profundidad de interés. El esquema muestra una prueba hecha para la velocidad que hay entre las perforaciones. Con la herramienta detenida se graban los registros como una función del tiempo y no de la profundidad. Se expulsa una pequeña cantidad de trazador en la corriente de inyección, y este bache se mueve y pasa por los detectores D₁ y D₂.

El tiempo se mide en el registro de tiempo que se muestra en la derecha. El pico es una indicación del tiempo en que se expulsó el trazador. El incremento del conteo de rayos gama visto por los detectores es debido a que el bache está pasando. El tiempo de viaje entre estos detectores está indicado por Δt . Durante la configuración se mide la distancia entre los detectores. Usando la ecuación anterior se puede calcular la velocidad para cada posición de prueba de la herramienta.

Observando que el numerador es constante en agujero ademado, el gasto en cada estación *i* está determinado por el Δt_i medido. Si Q_1 es el gasto de inyección en superficie, entonces el gasto en la estación *i* está dado por:

$$Q_i = Q_1 \times \left(\frac{\Delta t_1}{\Delta t_i} \right) \quad (6.6)$$

El resultado del disparo de velocidad es un perfil de inyección como se muestra en la derecha de la figura.

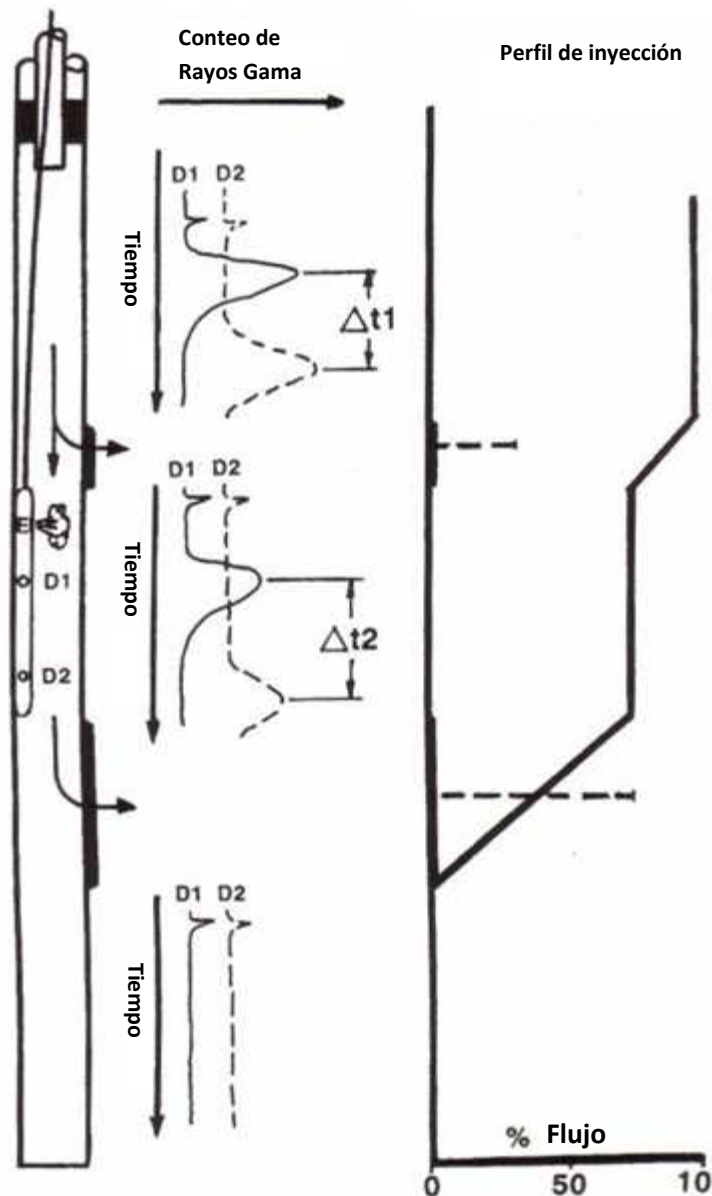


Fig. 6.6 Técnica de disparo de velocidad para la evaluación del perfil de inyección

6.2.2 Estudio de Tiempo Controlado

Esta técnica se usa típicamente para escanear inicialmente el pozo y así obtener una idea de las condiciones de flujo del agujero. Es bueno practicar una corrida base de un registro de rayos gama antes de expulsar cualquier trazador.

El método del tiempo controlado cualitativamente detecta el flujo de los fluidos ascendientes y descendientes en el agujero, en la T.R. o en el espacio anular. La **Fig. 6.7** muestra un ejemplo de este tipo de estudio. En este caso el material radioactivo fue expulsado en el fondo de la tubería de producción y sucesivas corridas se hicieron con la herramienta de rayos gamma. Los tiempos entre la expulsión y cada corrida del registro fueron anotados cuidadosamente. Se puede observar que bache radioactivo (puntos a, c, e y h) se mueve hacia abajo en la T.R. Después de entrar en la

perforaciones contrarias de la arena 3, una parte del bache radioactivo (puntos f, j, n, y v) se canaliza hacia arriba en el espacio anular de la T.R. a la arena 4. Después de entrar en la arena 2, una parte del bache radioactivo (puntos i y p) se canaliza hacia abajo a través del espacio anular T.R.-agujero a la arena 1. El fluido parece estar entrando a la arena 3 debido a las lecturas estacionarias en los puntos i, m y q. Finalmente, algún material radioactivo está atrapado en un patrón turbulento justo debajo de la T.P. como se muestra en la figura b, d, g y k.

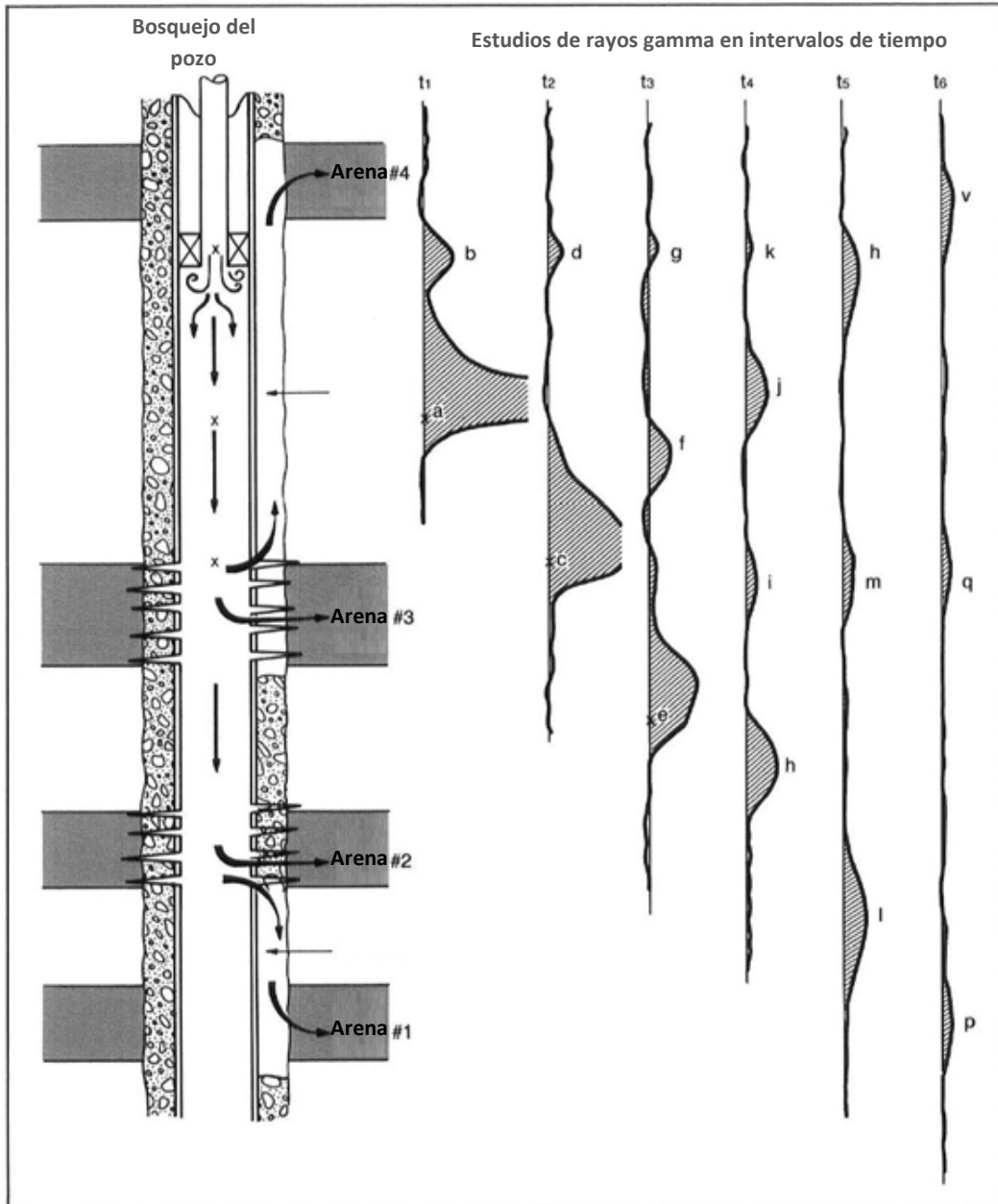


Fig. 6.7 Estudios de rayos gamma: análisis de las corridas en cada tiempo

6.2.3 Método del Área

Cuando un detector RG se pasa a través de un bache de material de trazador radioactivo disperso como una nube en el pozo, los conteos detectados son proporcionales a la cantidad de trazador radioactivo presente. Algún error puede presentarse si la velocidad del bache cambia y por lo tanto el tiempo de exposición a el trazador radioactivo es un poco más grande, o el diámetro del pozo cambia y algún material radioactivo está más lejos del detector. Sin embargo, si la velocidad de la herramienta es la misma para cada paso y mucho más grande que las velocidades en el agujero, y el pozo está revestido con un tamaño constante, entonces la declaración es aproximadamente verdad. Aun si las condiciones están más lejos de lo ideal esta técnica puede ser útil. La **Fig. 6.8** muestra un pozo de inyección con cuatro perforaciones: A,B,C y D. Debajo de la T.P y encima de las perforaciones se expulsa un bache de trazador radioactivo en la corriente de flujo de inyección.

Se aplica el método de tiempo controlado y se coloca la herramienta a través de la nube de trazador radioactivo. Esto se nota en la corrida número 1. Se baja de nuevo la herramienta y se hace el registro de nuevo, este procedimiento se repite hasta que el bache desaparece. En la figura hay 16 corridas a través del bache del trazador radioactivo. El área bajo la curva de rayos gama declina mientras baja. Si las detecciones del trazador se aproximan a un triángulo, las áreas de las curvas pueden ser medidas fácilmente. Las áreas de los registros de rayos gama 1,2,3 y 4 deberían de ser las mismas ya que no se pierde material del trazador radioactivo. Hay que notar que los picos declinan y las bases se incrementan, tendiendo a mantener las áreas constantes. En este caso, los pasos 1 y 2 son un poco diferentes en área a 3 y 4, y esto se debe primeramente a que el trazador se está mezclando en la corriente de inyección. Como resultado, sólo el promedio de áreas de los pasos 3 y 4, representan el 100% del flujo. El flujo restante en cualquier otro paso está expresado como una proporción de las áreas.

$$\text{Fracción restante en paso } i = (\text{área bajo el paso } i) / (\text{área bajo el 100\% de flujo}) \quad (6.7)$$

La tabla que se encuentra en la figura muestra que después de pasar las perforaciones en A, el trazador decae del 100% del flujo corriente abajo a estar entre el .86 y el .89 del área inicial. De esta manera, entre B y C sólo resta cerca del 79%, indicando una pérdida del 8.5% inyectado en la perforación B; de esta manera se continua en el perfil de inyección. Cuando el área es adyacente a las perforaciones, ésta no es representativa del flujo encima o debajo de la perforación. Esta técnica se ha usado satisfactoriamente para detectar y cuantificar fluidos fuera de la T.P. También es usada para los perfiles de inyección en agujero descubierto cuando las condiciones del agujero son pobres.

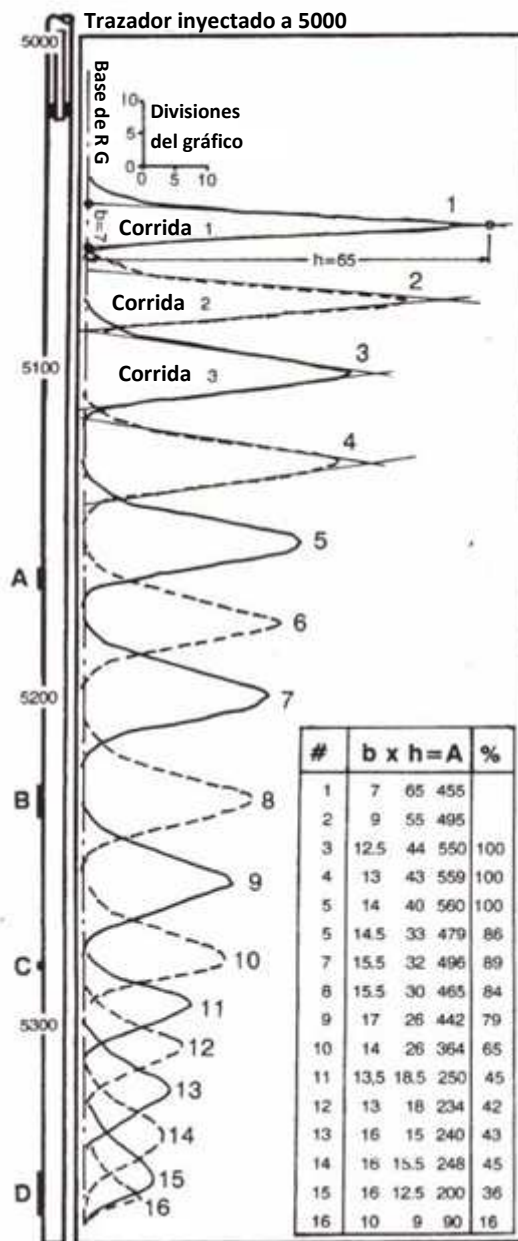


Fig. 6.8 Estudios de rayos gamma: análisis de las corridas en cada tiempo

6.2.4 Técnica de distribución de Trazadores

En esta técnica, se expulsa una gran bache de trazador radioactivo en la corriente de inyección, típicamente en la superficie, y el trazador es monitoreado por un número de pasadas de registro de rayos gamma mientras se bombea el trazador a la formación, así, se asume que el trazador se coloca a lo largo en la cara de la formación y que los puntos más calientes han tomado la mayor parte del fluido. En la Fig. 6.9 se ilustra esta técnica.

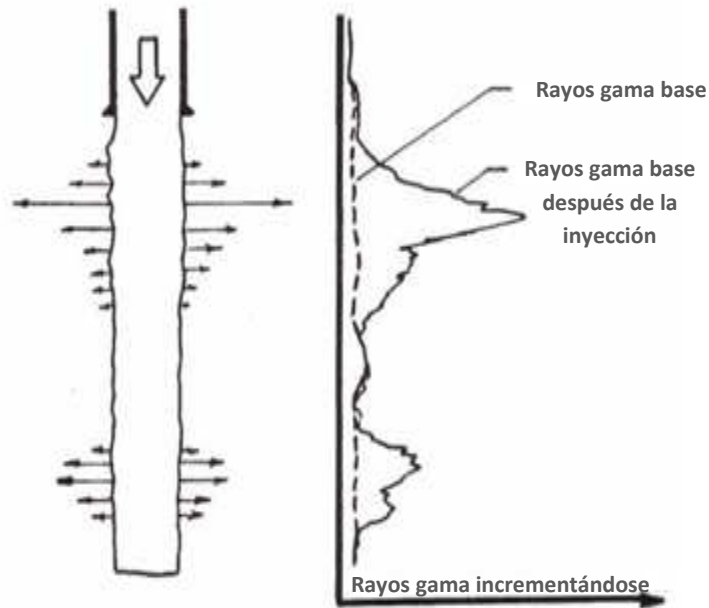


Fig. 6.9 Técnica de distribución de trazador

6.2.5 Evaluación de la Altura de la Fractura

Técnica con un trazador

Marcar el apuntalante con iridio para detectar la altura de la fractura ha sido una práctica común por muchos años. Los registros de trazadores radioactivos y temperatura se corren juntos para detectar tales fracturas. Típicamente un registro de rayos gama base se corre antes del fracturamiento hidráulico. Durante la operación, el apuntalante marcado con trazador radioactivo se bombea para mantener la fractura abierta para que los fluidos producidos pasen fácilmente.

En la **Fig. 6.10** se muestra un registro de rayos gama base y un registro de rayos gama después del fracturamiento con un registro de temperatura base y uno después del fracturamiento. La región sombreada muestra un conteo excesivo de rayos gama debido al apuntalante en la cercanía de la fractura y se interpreta como fractura apuntalada. Notar que el apuntalante marcado con trazador radioactivo se acumula en el fondo del pozo y esto no es parte de la fractura.

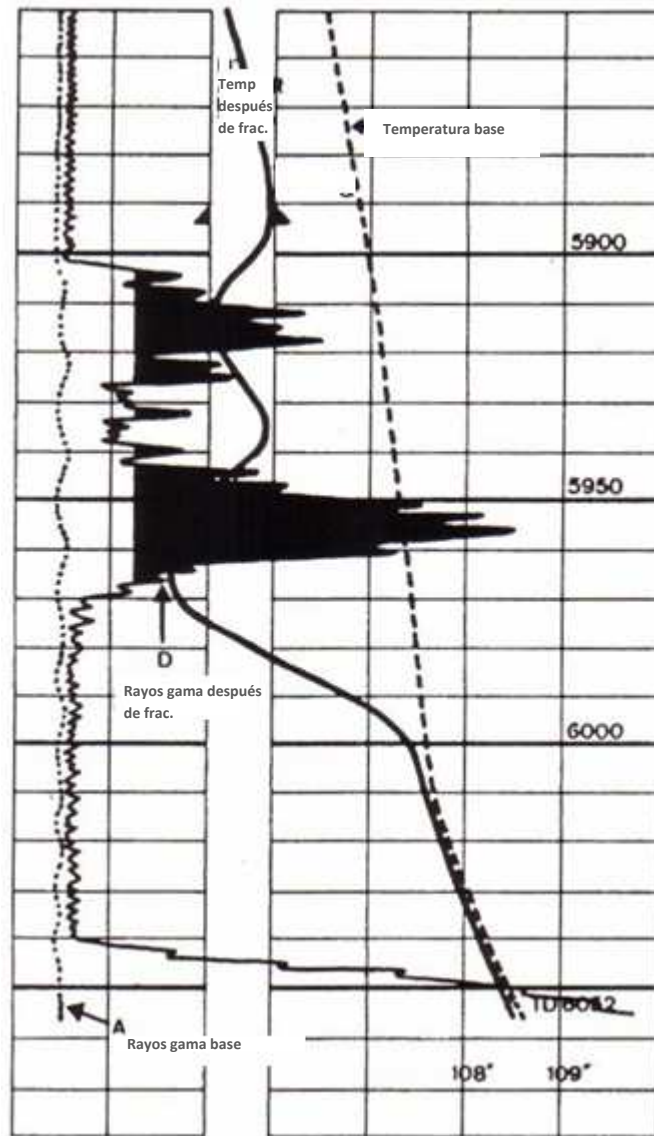


Fig. 6.10 Evaluación de la altura de la fractura con un trazador

Técnica con trazadores múltiples

En la **Fig. 6.11** se muestra una fractura hidráulica que fue inducida usando fluido marcado con escadio-46 y apuntalante marcado con iridio-192. Después de la operación de fracturamiento, se hicieron los registros con la herramienta de Halliburton "Compensated Spectral Natural Gamma". La información del espectro fue procesada usando las técnicas de "Tracer Scan" de Halliburton. En la pista de en medio se encuentran las grabaciones de rayos gama del Sc y el Ir calibrados en unidad API. Los registros muestran que la fractura corre desde x880 a x956 y que la fractura está apuntalada a lo largo de toda su altura. Por la medición del grado de esparcimiento de los rayos gama debido al paso a través de la formación y el pozo, la técnica "Tracer Scan" es también capaz de determinar una distancia relativa de las fuentes de rayos

gama. Las curvas de Sc e Ir en la derecha del registro son mediciones de la distancia relativa de las fuentes de rayos gama.

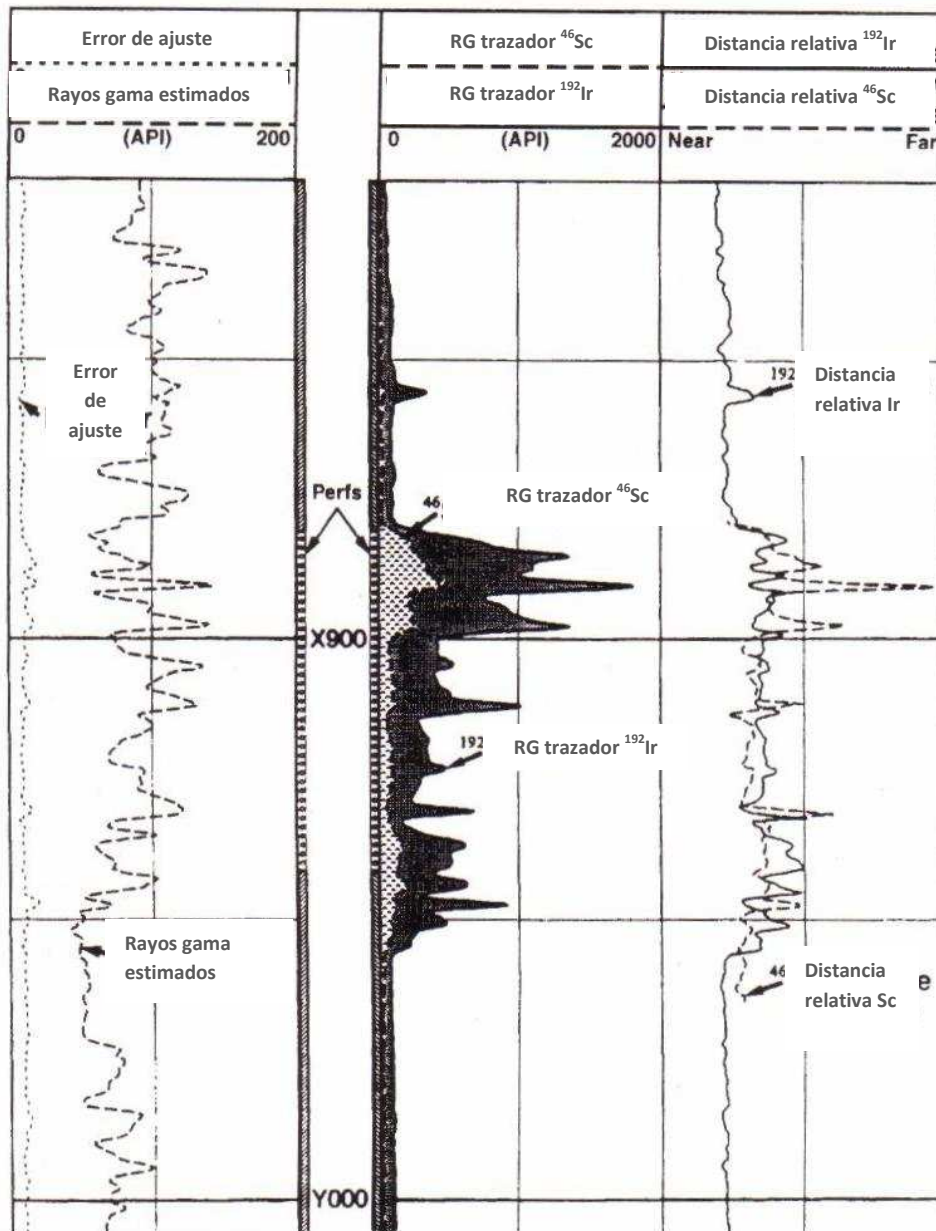


Fig. 6.11 Evaluación de la altura de la fractura con múltiples trazadores

RotaScan

En ocasiones es deseable determinar la orientación del trazador alrededor del pozo en las fracturas inducidas en la formación. Halliburton ofrece un dispositivo direccional de rayos gama llamado "RotaScan" Consiste en un dispositivo con un detector de cristal del tipo yoduro de centelleo el cual está protegido y colimado como se muestra en la **Fig. 6.12.**

El detector gira a 20 rev/min, la velocidad del registro es de 1.5 m/min.

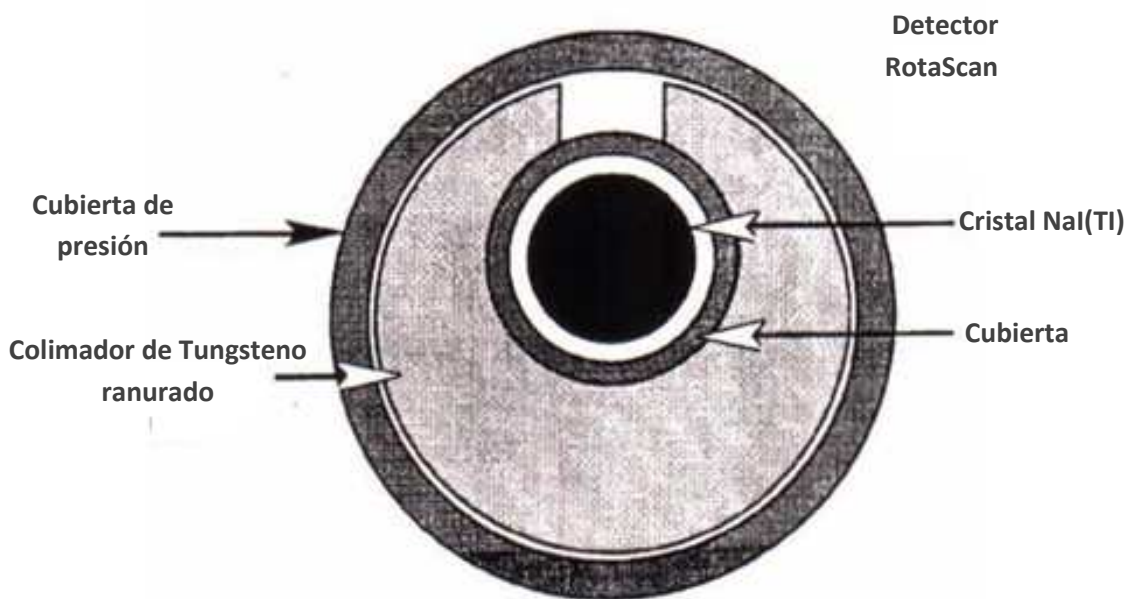


Fig. 6.12 Herramienta RotaScan

6.3 Ejemplos de Registros de Trazadores Radioactivos

6.3.1 Ejemplo Método de Tiempo Controlado

En la **Fig. 6.13** se muestra un pozo de inyección de agua en el cual la zona de inyección se supone que se encuentra en el agujero descubierto debajo de la zapata. El trazador se expulsó en la corriente de inyección y se hicieron varias pasadas hacia arriba para monitorear el movimiento del bache de trazador. La corrida #1 empieza en el tiempo 0:00, la corrida #2 empieza al tiempo 1:17, la corrida #3 a los 2:25, etcétera. Las corridas #1-4 muestran el movimiento hacia abajo con una reducción de la altura e incremento de la base de sus dimensiones y área constante aproximadamente. Las corridas #5 y #6 muestran un decremento de amplitud y área, como una segunda protuberancia arriba de la zapata.

Se ha remarcado la corrida #6 para que se observe que esta segunda protuberancia avanza hasta 4110 pies detrás de la T.R. Hay que notar que la corrida #6 comienza a los 7 minutos 40 segundos en el programa. El bache fue monitoreado por más de una hora y mostró el movimiento a un lugar al menos 150 pies encima de la zapata.

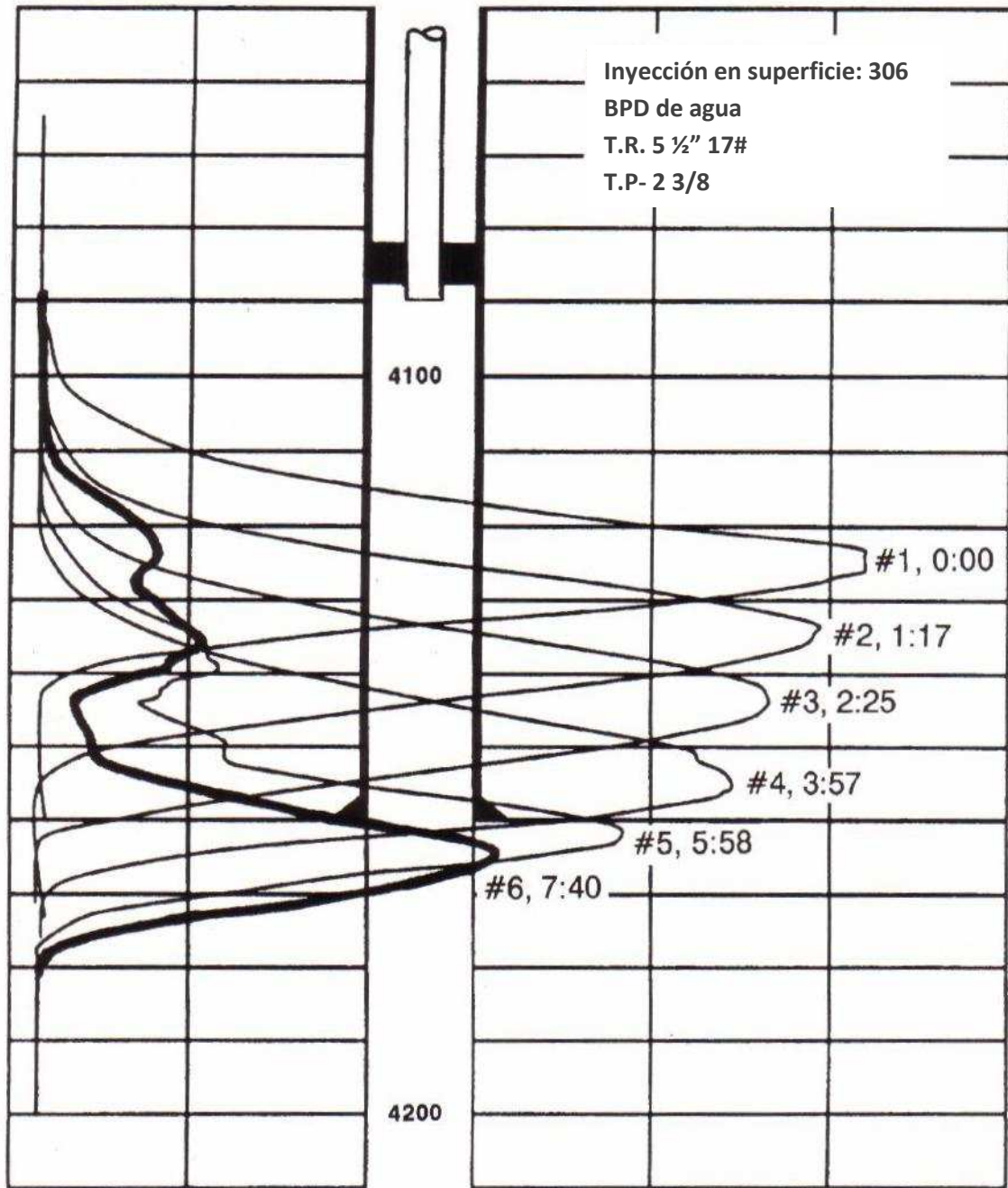


Fig. 6.13 Trazador mostrando canalización alrededor de la zapata en un pozo de inyección

6.3.2 Marcando la Cima de Cemento con Trazador Radioactivo

La **Fig. 6.14** muestra un registro de rayos gama base antes de la cementación y otro que se corrió después. Dos zonas de calor radioactivas están indicadas bajo el trazador radioactivo asociado a la cima de cemento, las cuales están adyacentes a las lutitas y probablemente están debido a una acumulación en un intervalo derrumbado. Notar

que la zona superior de lutitas esta derrumbada un tanto antes de circular el cemento como se indica por el calibrador.

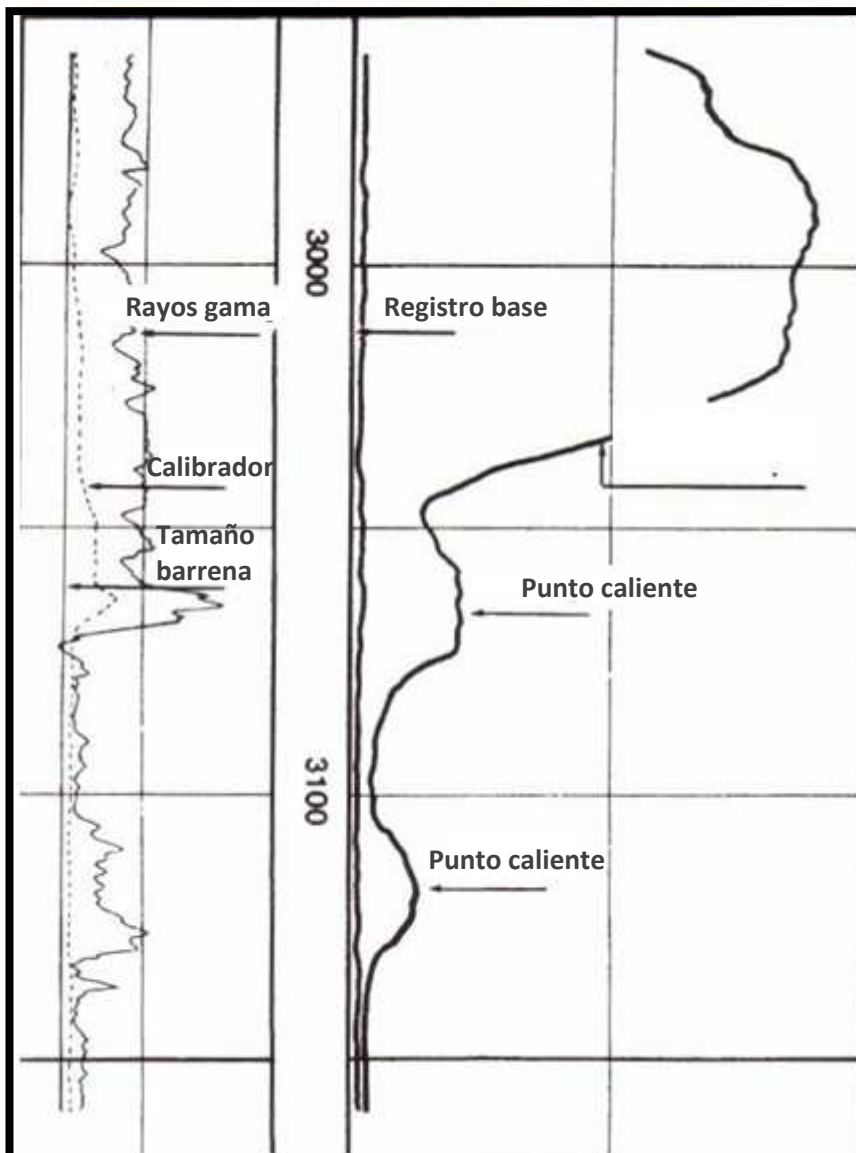


Fig. 6.14 Detección de la cima de cemento marcada con cemento radioactivo

6.3.3 Múltiples Trazadores con Diferentes Tiempos de Vida

Los trazadores se utilizan frecuentemente para monitorear la colocación de los apuntalantes en las operaciones de fracturamiento. Este ejemplo se muestra en la Fig. 6.15 y el frente del apuntalante se marca con iridio-192, el cual tiene una vida media de 74 días, y el apuntalante posterior se marca con Yodo-131 con una vida media de 8 días. El registro base se marca con línea discontinua y la línea sólida es el registro que se corrió justo después del fracturamiento. El conteo de rayos gamma sobre el fondo (el registro base) es debido al yodo y al iridio y muestran la altura total del

fracturamiento. Un mes después el Yodo-131 desaparece y sólo queda el iridio. El exceso de conteo de rayos gama sobre el registro base ahora sólo representa el frente del apuntalante. La diferencia entre los dos en términos de altura es el apuntalante posterior.

6.3.4 Trazadores en corriente de inyección de entrada limitada

Esta técnica se usa para controlar el perfil de inyección por la colocación de un conjunto de perforaciones en un pozo y bombeando una corriente con una presión diferencial suficiente para mantener el flujo sónico a través de cada una de estas perforaciones. Los trazadores se usan para confirmar que las perforaciones están tomando la corriente. En la **Fig. 6.16** podemos observar que las siete perforaciones tienen picos de trazadores y de esta manera se confirma la inyección. En este ejemplo se utilizó agua marcada con trazador radioactivo. Un registro de temperatura en un pozo de observación cercano confirmó el perfil de inyección.

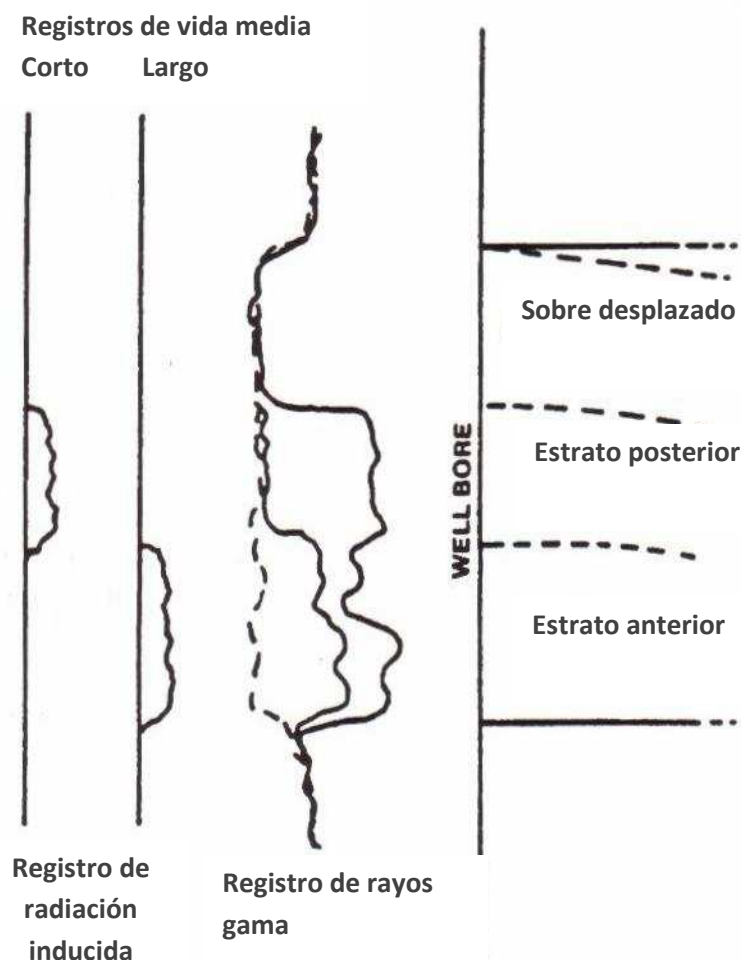


Fig. 6.15 Prueba usando trazadores de diferentes vidas medias para discriminar el estrato anterior y el posterior del apuntalante en las operaciones de fracturamiento

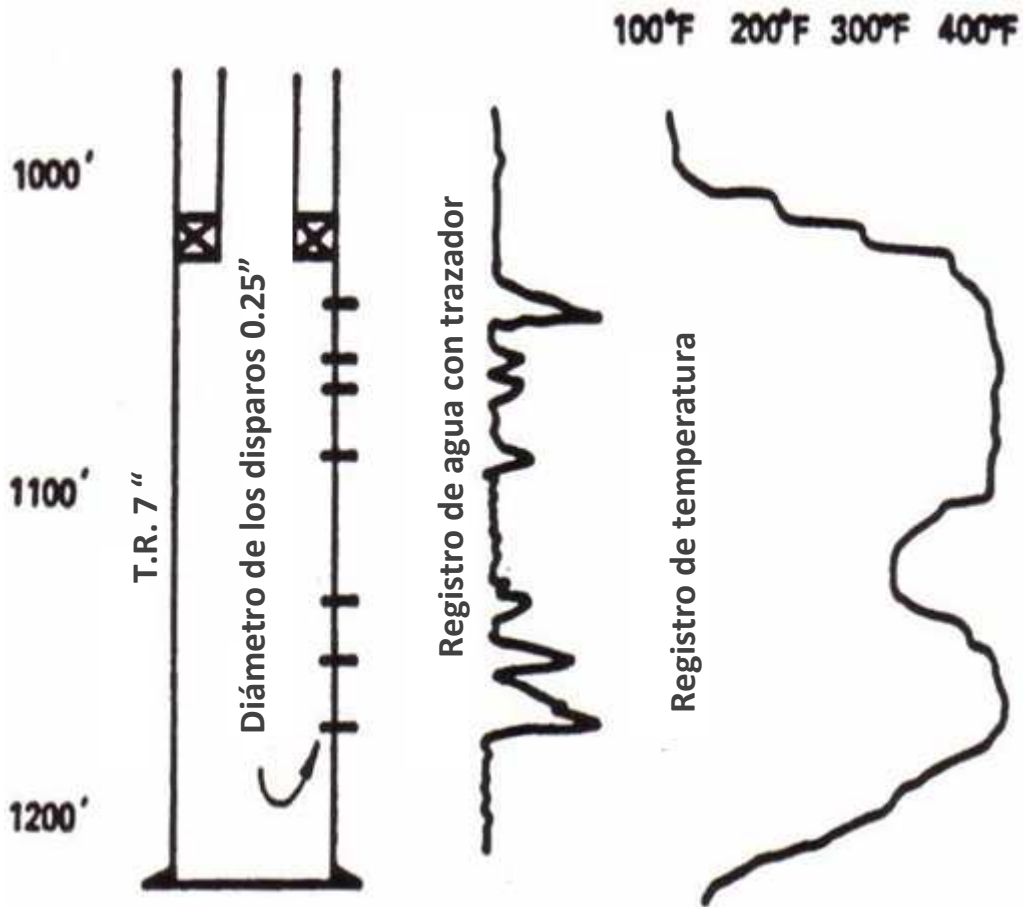


Fig. 6.16 Detección de las perforaciones activas en la corriente de inyección de entrada limitada en un pozo

6.3.5 Ejemplo del registro RotaScan

Se presenta a continuación un registro de RotaScan en la **Fig. 6.17**. En este pozo se tienen dos perforaciones, la superior se hizo con una orientación Este –Oeste igual que la orientación de la fractura conocida para esta área; la inferior se fracturó en orientación Norte-Sur. Se realizó una minifractura para limpiar el pozo y minimizar la contaminación con trazador. En el carril izquierdo, la intensidad de rayos gama máxima a lo largo.

El carril de la derecha muestra la intensidad de rayos gama detectada como función de la dirección en cada rotación. La intensidad está sombreada de negro. La dirección de la señal máxima de rayos gama es el sur en la perforación inferior mientras que en la perforación superior se tiene un pico más pequeño hacia el este y quizás hacia el oeste. La gran diferencia entre las dos intensidades es debida probablemente a la facilidad con la cual el fluido fracturante se mueve del pozo cuando las perforaciones

están alineadas a la fractura, mientras en el otro caso una cantidad significativa de fluido trazador se encuentra en la vecindad del pozo.

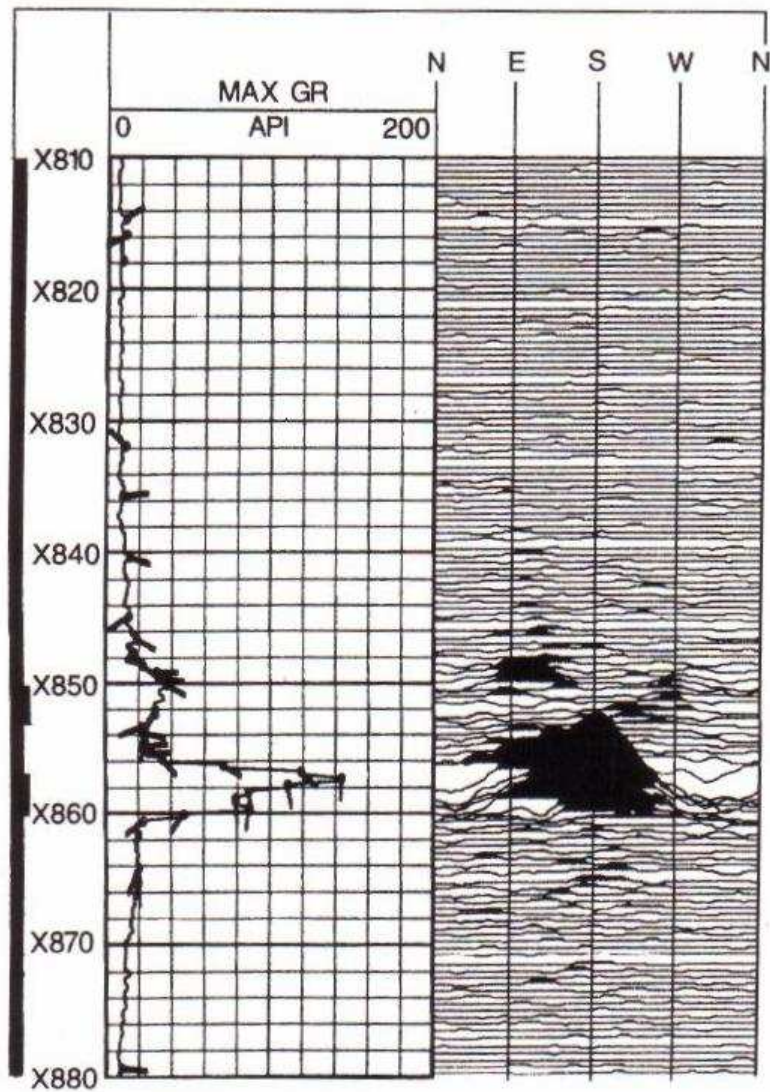


Fig. 6.17 Registro de RotaScan mostrando intensidad y dirección de rayos gama

CAPÍTULO 7

REGISTROS DE CEMENTACIÓN

7.1 Principios Básicos

7.1.1 Propósito de la Cementación

El objetivo principal de la cementación en el intervalo productor es el de proveer un aislamiento entre zonas vecinas. El aislamiento hidráulico permite al operador terminar algunos intervalos de manera selectiva y asegura que los fluidos no se moverán en o a las zonas vecinas a través del pozo detrás de la T.R. Una falla en el aislamiento puede ocasionar un sin número de problemas tales como la producción de agua, agotamiento del gas como mecanismo de empuje, pérdida de producción hacia zonas vecinas, etc. El remedio a tales problemas es una costosa cementación forzada la cual tendrá una posibilidad marginal de éxito.

7.1.2 Principio de Medición de los Registros Acústicos de Adhesión

El propósito de un registro de adhesión de cemento (CBL) es el de evaluar el sello hidráulico, existen otras razones para correr estos registros tales como, determinar la cobertura del cemento, esfuerzo de compresión y localizar cimbras de cemento. Los registros de adhesión de cemento no miden el sello hidráulico, en lugar de eso miden la pérdida de energía acústica mientras ésta se propaga a través de la T.R., ésta pérdida de energía acústica se puede relacionar a la fracción de perímetro de la T.R cubierta con cemento. Si el esfuerzo compresivo del cemento es constante en el intervalo registrado, esta fracción de cemento que llena el espacio anular se conoce como índice de adherencia.

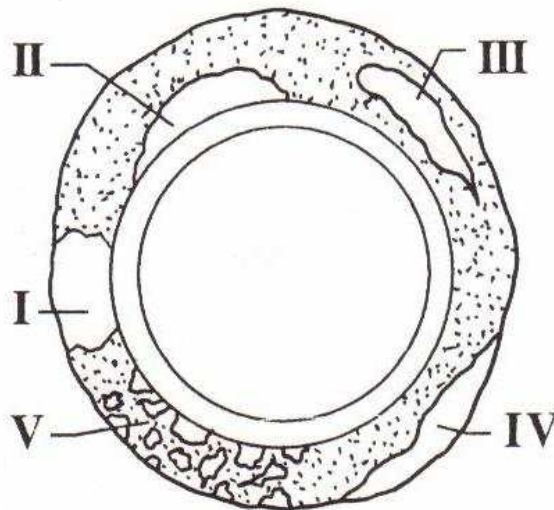


Fig. 7.1 Tipos de canales en el cemento

Los registros de adherencia son apropiados para detectar el llenado del espacio anular con cemento y así pueden detectar canales en el cemento de los tipos I y II de la **Fig. 7.1**. Estos canales afectan directamente la fracción de contacto de cemento en el espacio anular. Los tipos III y IV son virtualmente invisibles al registro acústico de adhesión a menos que sean grandes y el grosor del cemento que contacta la tubería sea pequeño. El tipo V se conoce como “cemento de corte de gas” y éste será detectado pero no reconocido como tal.

7.1.3 Tipos de Registros Acústicos de Adhesión

Existen al menos cuatro tipos de registros acústicos de adhesión. El más común es el registro de adherencia de cemento (Cement Bond Log). Una mejoría a esta herramienta es el registro de adhesión de agujero compensado, y aunque las dos herramientas tienen la capacidad de discriminación acimutal de cemento. Sin embargo, en años recientes los registros de adhesión han incorporado receptores direccionales múltiples para alguna resolución acimutal.

7.2 Configuración y Operación del Registro de Adhesión de Cemento (CBL)

7.2.1 Configuración de la Herramienta

Se muestra en la **Fig. 7.2** un esquema de la herramienta CBL. La herramienta tiene típicamente un transmisor acústico omnidireccional y dos receptores. Lo más común es un receptor a tres pies y otro a cinco pies del transmisor. Otras variaciones pueden existir incluyendo herramientas que tienen un receptor a cinco pies de transmisor. Esta herramienta no tiene capacidad acimutal. En lugar de eso la señal recibida es un promedio de todo lo que rodea a la tubería.

7.2.2 Trayectoria de la Señal Acústica

Esta herramienta debe ser centralizada con precisión y no se puede correr si hay gas o burbujas de gas en el agujero. Los transmisores del CBL operan típicamente en un rango de 15000 a 30000 hertz y pulsaciones que van de 15 a 60 pulsaciones por segundo, dependiendo de la herramienta y la compañía de servicio.

En la **Fig. 7.2** se muestra una herramienta CBL en el pozo. La señal acústica del transmisor puede alcanzar al receptor a través de distintas trayectorias. Una, claro está, es a través de la herramienta. Las otras cuatro trayectorias se muestran en la **Fig. 7.2**, para éstas cuatro trayectorias la señal acústica se propaga a través del fluido del

pozo, de la T.R., del cemento y de la formación. La señal observada en el receptor está compuesta de estas señales y es la base de la interpretación de este registro.

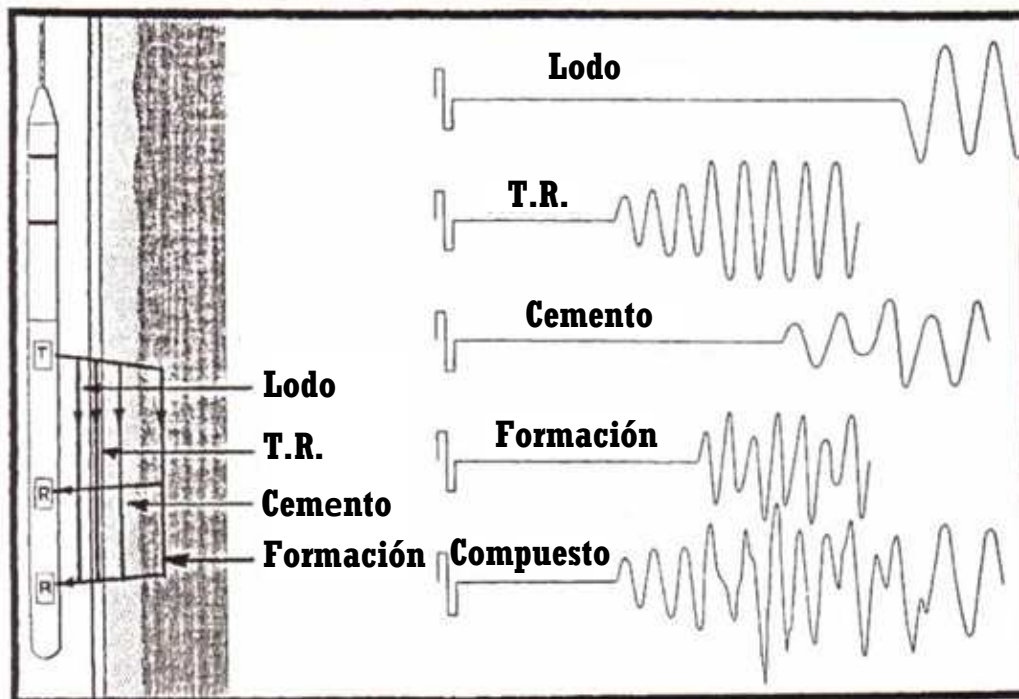


Fig. 7.2 Tipos de canales en el cemento

7.3 Aplicaciones e Interpretación

7.3.1 Presentación del Registro

Cada trayectoria es de un material diferente y tiene una velocidad acústica única. En la **tabla 7.1** se muestran las velocidades acústicas de varios materiales que se encuentran en un pozo. Se muestra un arreglo típico de ondas en la **Fig. 7.3** donde la señal transmitida es indicada. Después de un cierto tiempo, la llegada más temprana es la señal de la T.R. o de la T.P.

La velocidad a través de la T.R. es de 57 microsegundos/pie, después sigue la señal de la formación. La velocidad acústica de los materiales de la formación, con excepción de las calizas y las dolomías, es usualmente más lenta que la velocidad a través del acero y la trayectoria acústica es más larga. La última señal de llegada es la del lodo o el fluido del pozo. El efecto que ocasiona el cemento es que la energía acústica en la T.R. se disipe en la formación. El buen contacto del cemento es conocido como, buena adherencia, provee un soporte transversal y provoca que las ondas decaigan o sean atenuadas en gran manera en el tiempo en el que llegan al receptor.

Tabla 7.1 Tiempo de tránsito a través de varios materiales

Material	Tiempo de tránsito, microsegundos/pie
Arenisca	55.5
Caliza	47.6
Dolomita	43.5
Sal	67.0
Anhidrita	50.0
Polihálito	57.5
Agua dulce	200
Agua (100,000 ppm NaCl)	189.0
Agua (200,000 ppm NaCl)	182
Aceite	222.0
Aire	919.0
T.R.	57.0
Lodo	167.0
Cemento	90.0-160.0

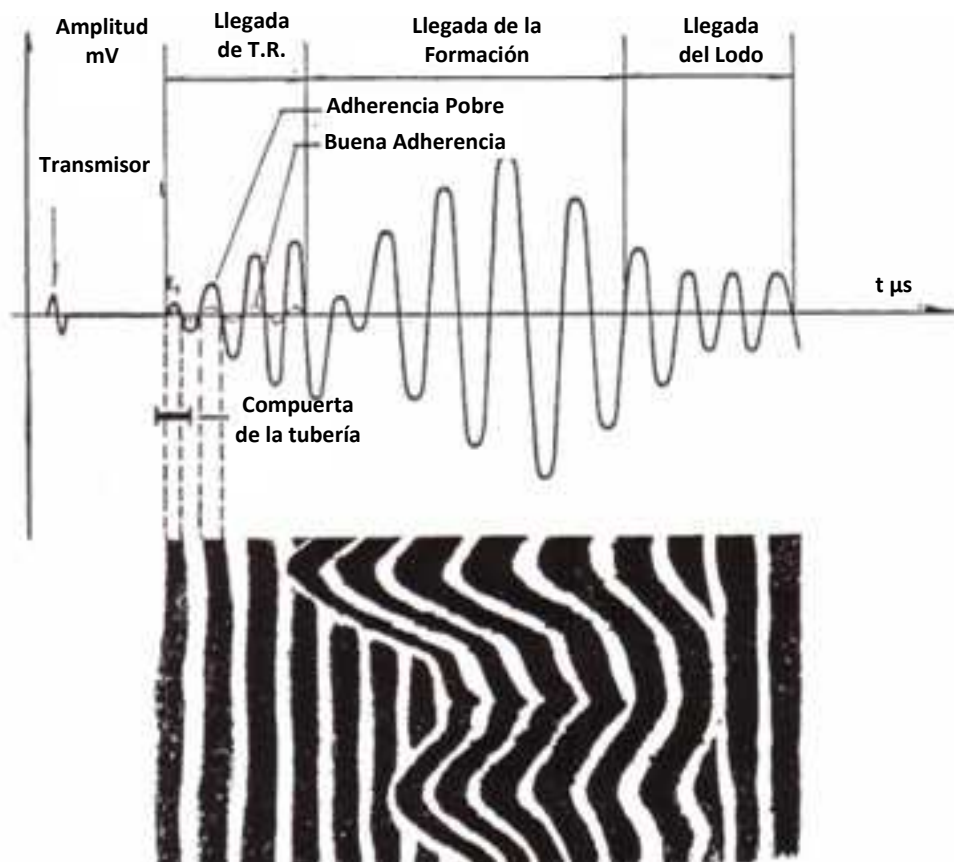


Fig. 7.3 Forma de la onda sónica en el receptor y Registro de Densidad variable (Variable Density Log, VDL)

Si el contacto es pobre o no existe, como en tubería libre, no hay soporte transversal en la T.R. y la señal se atenúa muy poco y esto se le conoce como adherencia pobre. El contraste entre estas dos condiciones se muestra en el periodo de llegada a la T.R. de trayectoria de la onda en la **Fig. 7.3**.

En la **Fig. 7.4** se muestran los efectos sobre el tren de ondas para una variedad de condiciones en el agujero en el carril de signatura. En la condición de tubería libre en la parte superior se puede observar que la señal acústica es muy alta. Hay que notar que ésta señal domina totalmente y las llegadas de la formación no existen. Esto es debido a que la gran impedancia acústica no concuerda entre la tubería y el fluido afuera. En contraste en el fondo se muestra la mejor adhesión posible, aquí la señal de la tubería es baja y la señal de la formación llega clara y alta. Si la tubería está adherida al cemento en algunas partes y en otras no, se pueden observar las señales de la tubería y de la formación.

En la condición en la que el cemento esta adherido a la tubería pero a la formación no, la amplitud de llegada de la T.R. decrece hasta que el grosor del cemento alcanza 1cm (3/4 pg). Notar que la señal de la formación es debil o no existe.

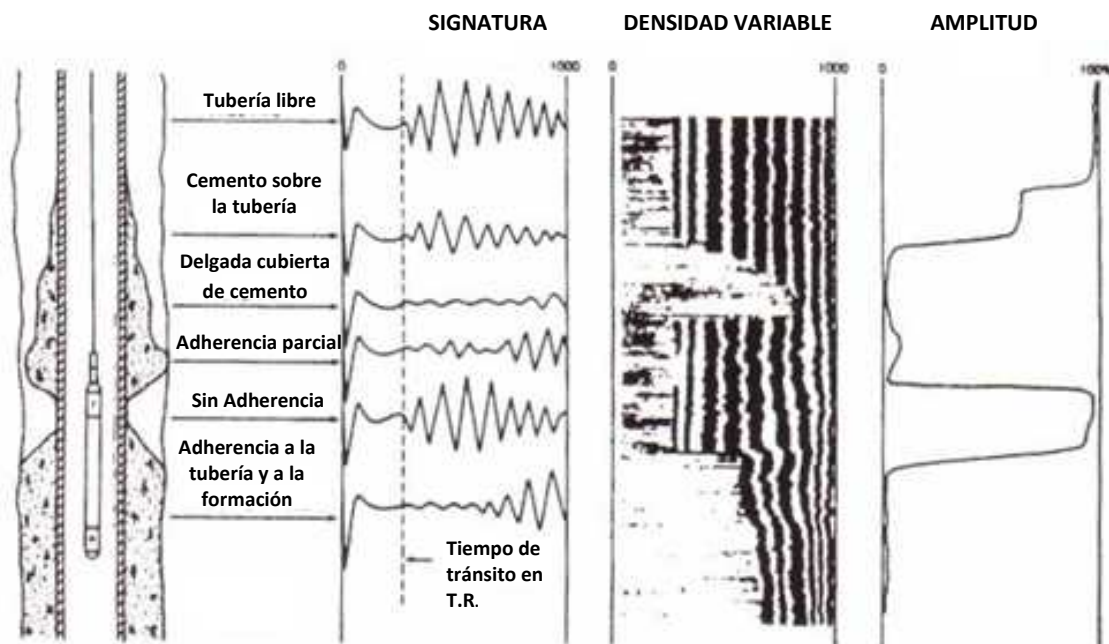


Fig. 7.4 Comparación de la forma de las ondas, el VDL, y la amplitud para una variedad de condiciones del cemento.

7.3.2 Curva de Amplitud del Registro CBL

La curva de amplitud del CBL es una medición de la señal de la T.R. o la T.P. a 0.9 m del receptor. Notar que cuando se corre el registro, la trayectoria acústica del transmisor

al receptor no debe cambiar. Si el fluido en el pozo, el material, el tamaño y el peso de la T.R. no cambian, si la herramienta permanece centralizada como debe de ser, entonces la señal acústica a través de la tubería llegará siempre al mismo tiempo y la amplitud será afectada únicamente por la presencia de cemento.

7.3.3 Registro de Densidad Variable (VDL)

Este registro se deriva directamente de la forma de las ondas. Para explicar cómo se forma el registro VDL tenemos que imaginar que cada onda por separado corresponde a un destello que provoca que se exponga un filme. Las ondas de amplitud positiva exponen el filme mientras que las amplitudes negativas no. Con 15 a 60 pulsos por segundo, la secuencia de tales exposiciones mientras se hace el registro es para crear un mapa continuo de los picos positivos de la onda como se muestra en la parte inferior de la **Fig. 7.3**. Este es un mapa de contorno con valores positivos (negro) y valores negativos (blanco). Podemos observar que la señal de la tubería, la cual debería llegar al mismo tiempo, forma líneas rectas.

La señal de la formación, sin embargo, pasa a través de espesores de cemento y formación variables cuyas propiedades acústicas varían con la profundidad. Como resultado, la señal de la formación se manifiesta no como una línea recta sino como un conjunto de líneas onduladas en la pantalla del VDL. Las llegadas del lodo se manifiestan como líneas rectas.

El carril central de la **Fig. 7.4** muestra el VDL sobre una variedad de intervalos, las líneas más rectas caracterizan la tubería libre como se muestra en la parte superior. El caso de la buena adherencia se muestra en la parte inferior. Debido a que la señal de la tubería es débil, no se expone el filme adecuadamente para oscurecerlo. Como resultado de esto las llegadas de la tubería desaparecen pero la señal ondulada y desordenada de la formación llega clara y alta. En donde exista una adherencia parcial, las señales de la tubería y de la formación se podrán observar. Para el caso en el que se tiene una delgada cubierta de cemento, no se verá ni la señal de la tubería ni la de la formación en el VDL.

7.3.4 Curva de Tiempo de Tránsito

El tiempo de tránsito es el tiempo que toma la señal en viajar del transmisor al receptor y se mide usando un nivel de detección de amplitud predefinido. Este nivel se coloca lo suficientemente alto para que no se active con el ruido del paso de la herramienta pero para que sí se active con la primera onda, E1 en la **Fig. 7.5** parte a.

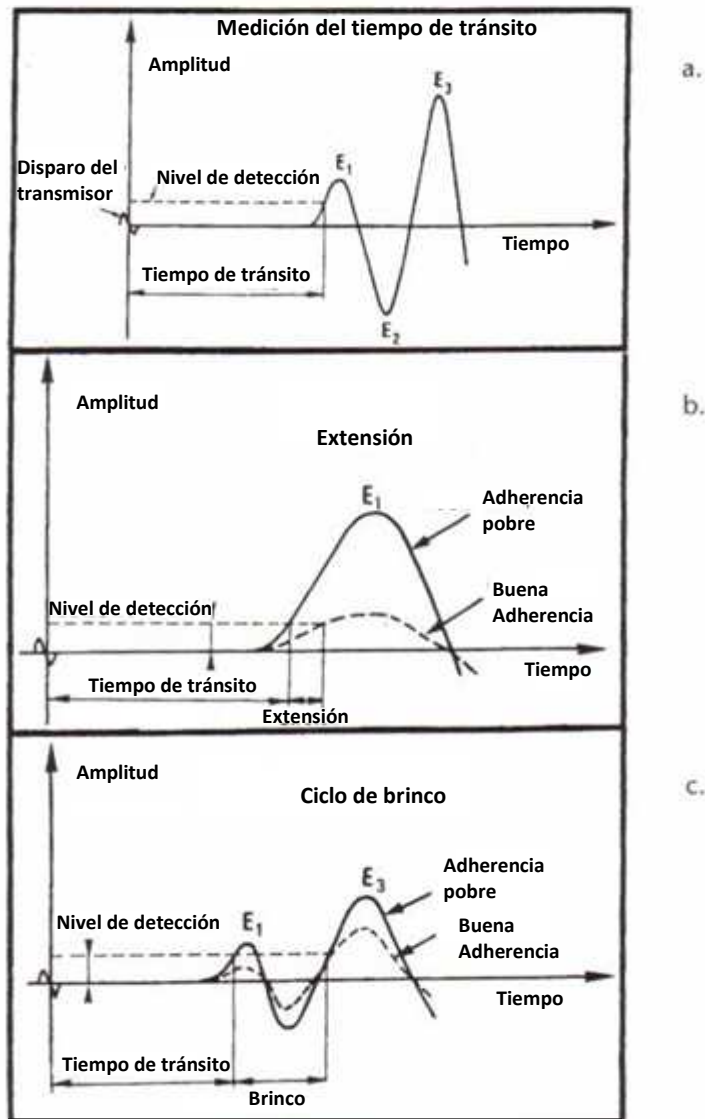


Fig. 7.5 Medición del tiempo de tránsito-a. Normal, b. Extensión, y c. Ciclo de brinco

Cuando el transmisor es pulsado, se inicia un cronómetro y cuando la amplitud mayor que la detección es detectada, el cronómetro se detiene. El tiempo de tránsito es medido en segundos.

Cuando la amplitud es baja, el nivel de detección es alcanzado un tanto después. Esto es únicamente el resultado del decremento de la amplitud desde la frecuencia de la onda y por esta razón el cruce con cero no cambia. Este fenómeno es conocido como "extensión cíclica" y se muestra en la Fig. 7.5 parte b.

Cuando la amplitud es muy baja, es posible que el nivel de detección pueda ser mayor que la primera llegada, en este caso, la detección se hace en la segunda o aún en la tercera llegada positiva. Cuando esto ocurre se dice que el tiempo de tránsito se conoce como "ciclo de brinco" como se muestra en la Fig. 7.5 parte c, este alargamiento en el tiempo de tránsito, por cualquiera de los dos, extensión o brinco, es

el resultado de una buena adherencia, y por lo tanto los incrementos de tiempo de tránsito son considerados buenos indicadores del relleno del cemento.

7.3.5 Factores que Afectan el Rendimiento de la Herramienta

Centralización

Este factor es crítico para la calidad de las mediciones de la herramienta CBL. La **Fig. 7.6** pone en perspectiva la centralización de la herramienta y ésta indica que la excentricidad de la herramienta de sólo $\frac{1}{4}$ de pulgada es suficiente que para provocar que la amplitud de la herramienta sea reducida en un 50% de lo que debería ser su base en la condición cementada. Si la herramienta no está centrada hay una probabilidad muy alta de que digamos que hay una buena adherencia cuando el hecho en realidad es que no la hay.

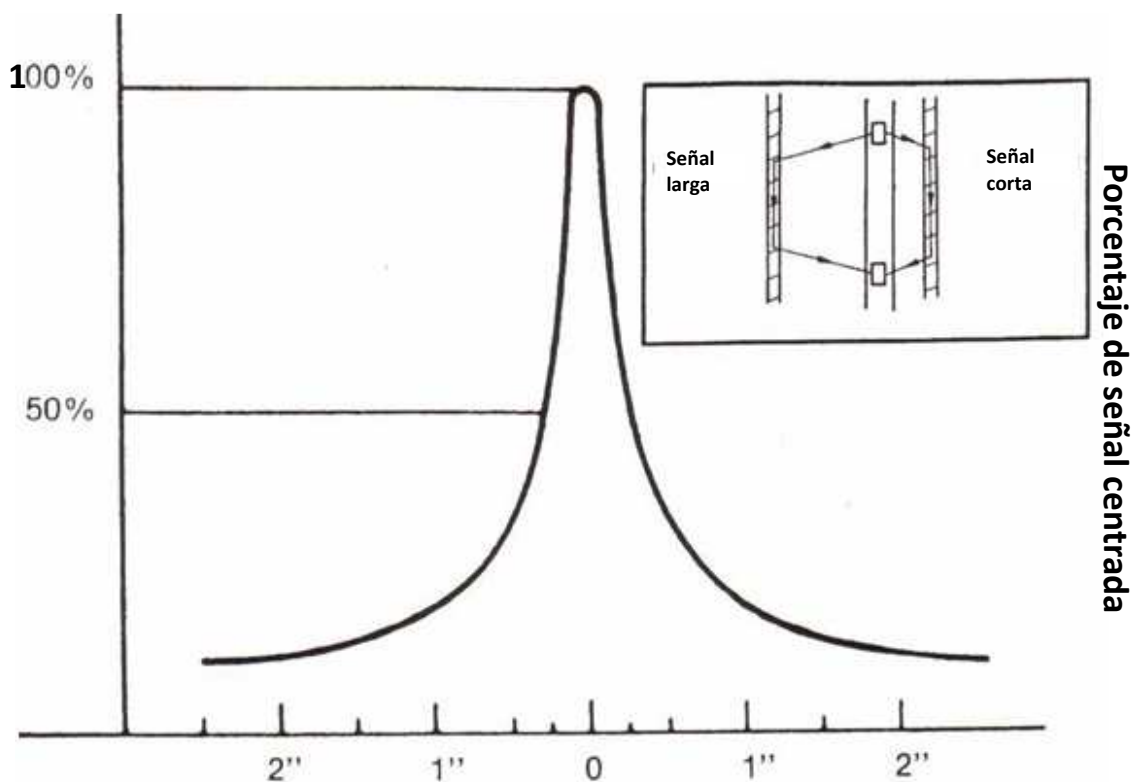


Fig. 7.6 Efecto de la centralización de la herramienta o amplitud recibida

La manera principal para monitorear la centralización de la herramienta es a través de la medición del tiempo de tránsito. El esquema en la parte superior derecha de la **Fig. 7.6** muestra una herramienta descentralizada. Del lado más cercano hay una señal acústica corta. El tiempo de tránsito detectado por esta señal será menor al que se tendría si la herramienta estuviera propiamente centrada. El criterio que se maneja para un buen registro es que el tiempo de tránsito nunca debe ser más corto que una rango de 4 a 5 microsegundos menores que la señal de tubería libre centralizada.

La **Fig. 7.7** muestra los efectos de la excentralización en la señal de tubería libre. En la curva C es la señal de la tubería centralizada con un tiempo de tránsito de 312 microsegundos. La amplitud que se grabó es aproximadamente de 78mv. Una excentrelización de 4 microsegundos (1/8 de pg.) a 308 microsegundos reduce la amplitud alrededor de 50-60 mv, esto representa una pérdida de señal aproximadamente del 23% al 25%. Una excentralización cercana a los 12 microsegundos (3/8 de pg) provocará una reducción en la amplitud menor a 20 mv representando una pérdida de la señal cercana al 75%. Hay que tener en cuenta que, por excentralización ocurrirá un acortamiento simultáneo del tiempo de tránsito y una reducción de la amplitud

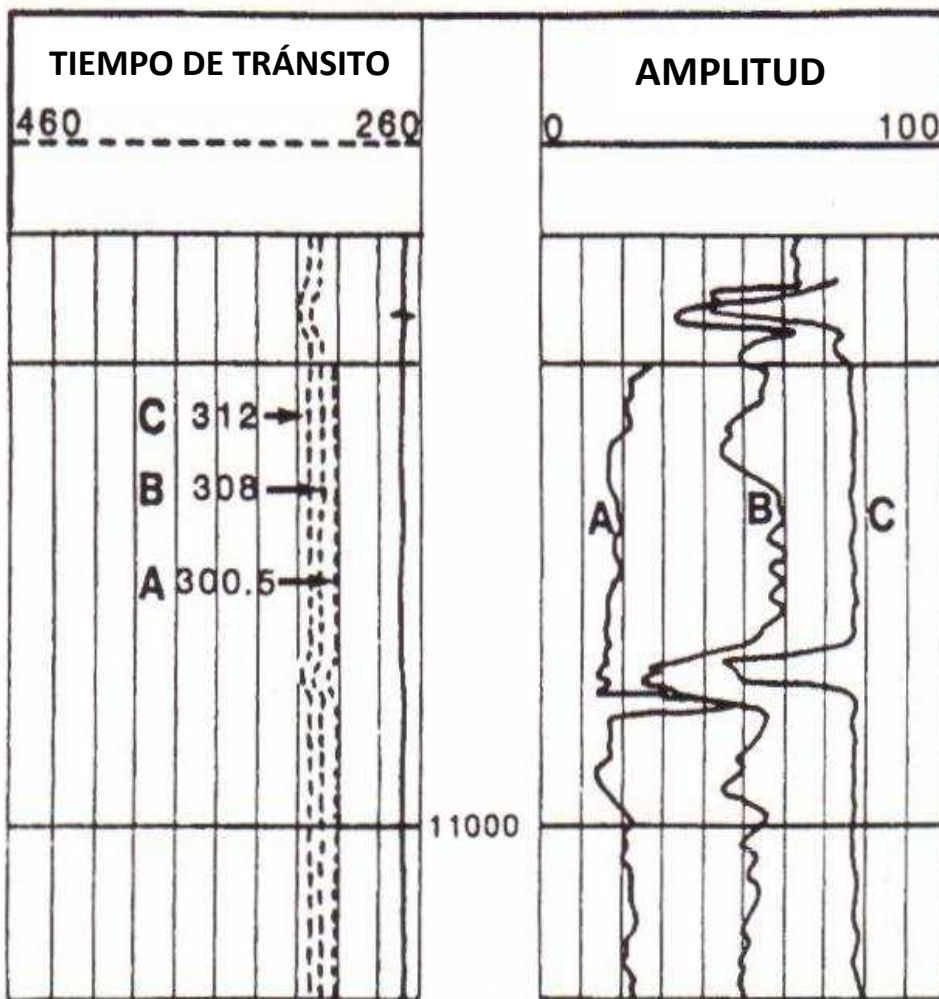


Fig. 7.7 Registro mostrando efectos de la descentralización de la herramienta

Formaciones rápidas

Una señal de formación rápida se presenta cuando la señal acústica que se propaga a través de la formación llega en realidad al receptor antes que la señal de la tubería. A partir de las velocidades acústicas enlistadas en la tabla 7.1, se puede notar que esto

sólo puede ocurrir cuando la formación es una caliza o una dolomía. Cuando la señal de la formación llega antes que la señal de la tubería, el detector de tiempo de tránsito será activado previamente y un tiempo de tránsito acortado será detectado. Aún si la adherencia es bastante buena y la señal de la tubería es baja, la señal de la formación aparecerá y la amplitud será alta.

Microanillos

Esto ocurre cuando la tubería se contrae ligeramente cuando el cemento ha fraguado. Debido a esto, se provocan pequeñas microseparaciones entre el cemento y la tubería. Estas separaciones pueden ser parciales o completas alrededor de la tubería. La presencia de estas separaciones reduce o elimina la capacidad del cemento de soportar en corte y la señal acústica es libre para viajar a través de la tubería con pequeñas pérdidas de energía acústica a los alrededores. El principal problema con los microanillos es que el registro de adherencia indicará poco o nada de cemento cuando el espacio anular este lleno de cemento. El registro de cementación nos indicará que se tiene que realizar una operación de cementación forzada pero en realidad no es necesaria y no es posible siquiera. Para rectificar este problema, el CBL debe de correrse bajo presión. La presión elimina los microanillos debido a que la tubería se expande y de esta manera regresa a la posición original que tenía cuando el cemento fraguó. Debido a esto el cemento se pone en contacto con la tubería y el registro de cementación puede ser representativo del llenado en el espacio anular.

Tiempo de fraguado de cemento

El cemento que no ha fraguado es esencialmente una lechada líquida que no ofrece soporte a la T.R. Así, su presencia alrededor de la tubería se observa como una adherencia pobre para al CBL antes del fraguado. La llave para la atenuación de la amplitud es el desarrollo del esfuerzo compresivo. Mientras éste puede variar con la mezcla de cemento usada, una regla es esperar 72 horas antes de correr cualquier registro de adherencia. En la **Fig. 7.8** se tiene un ejemplo de cómo la amplitud es afectada en un pozo con registros corridos 4, 18, 28 y 33 horas después de la cementación. Los cementos que no han fraguado no atenúan la señal acústica de una manera apreciable.

7.3.6 Evaluación Cuantitativa del Registro CBL

Definición de índice de adherencia

El índice de adherencia BI (bond index), es un valor que se puede calcular y el la llave de la interpretación cuantitativa de los registros de adherencia del cemento. Se define de la siguiente manera:

$$BI = \frac{\text{ritmo de atenuación en la zona de interés (db/ft)}}{\text{ritmo de atenuación en la zona cementada del pozo (db/ft)}} \quad (7.1)$$

Tiempo después de la cementación

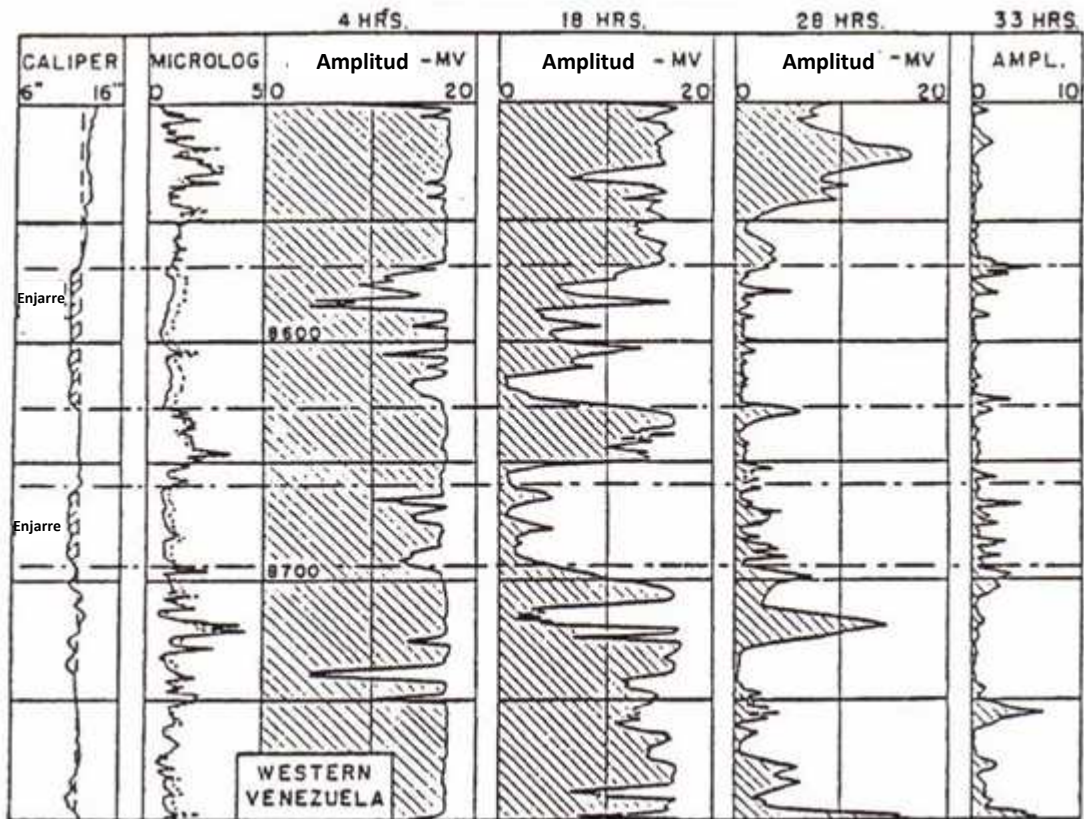


Fig. 7.8 Efectos del tiempo de fraguado del cemento sobre la respuesta de amplitud del CBL

Si el BI=1.0, la adherencia es considerada perfecta con un 100% de cobertura sobre la tubería. Si BI es menor a 1, la adherencia no es perfecta, pero el sello hidráulico puede existir todavía. En la Fig. 7.9 se tiene una “garantía razonable” de que el aislamiento se puede conseguir con un intervalo lo suficientemente largo de menor valor que la adherencia perfecta.

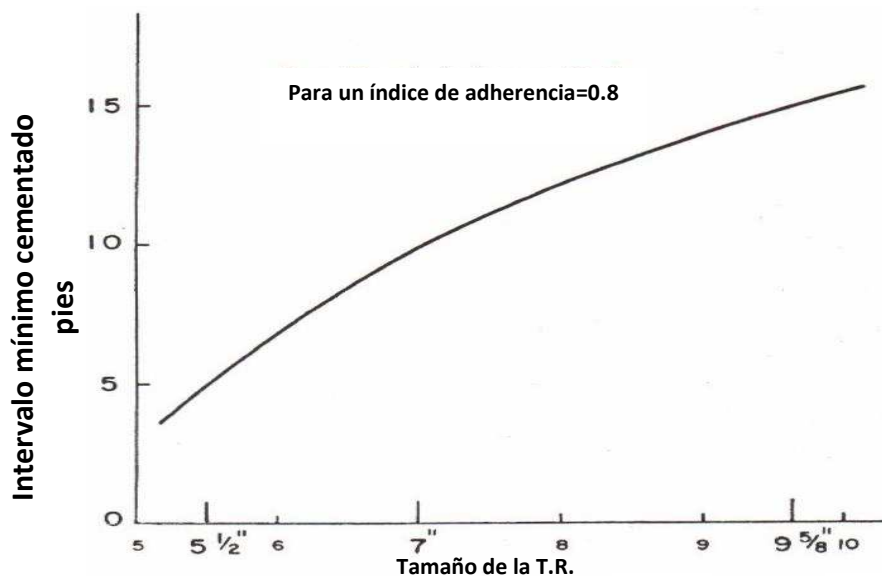


Fig. 7.9 Intervalo requerido para el aislamiento con un índice de adherencia = 0.8

Este gráfico muestra la longitud de intervalos continuos requeridos con un índice de adherencia mayor o igual que 0.8 para conseguir el criterio de “garantía razonable”. Por ejemplo, para la T.R. de 7 pg. se requieren aproximadamente 10 pies (3.3 m.) de intervalo cementado con un BI=0.8 o mayor para el asilamiento predicho.

Cálculo del BI utilizando gráficos de interpretación

Considerando el ejemplo del registro de la **Fig. 7.10** el cual muestra una operación de cementación con una sección de tubería libre en la parte superior. Se muestra el tiempo de tránsito en la tubería libre y el tiempo de tránsito en el intervalo cementado. El tiempo de tránsito en la sección cementada presenta los efectos de extensión y brinco. En el carril central se tiene la amplitud y la amplitud a 5x. Primero, escanear el intervalo registrado para una sección de buena adherencia. Esto corresponde usualmente a la mínima amplitud sostenible, en este caso cerca de 0.8 mv en el intervalo marcado con “cemento ‘A’ 100%”.

Para calcular el BI, se debe convertir las lecturas de amplitud en mv a su equivalencia en db/pies. La atenuación en db/pies puede ser relacionada a la medida de la amplitud un mv a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Atenuación} = \frac{20}{d} \log_{10} \left(\frac{A}{A_0} \right) \quad (7.2)$$

donde:

Atenuación= Ritmo de atenuación, db/pies

A₀=Señal de amplitud en el transmisor, mv

A= Señal de amplitud en el receptor, mv

d= espaciamento entre el receptor y el transmisor, pies

En la práctica es más común usar los gráficos de las compañías de servicio que la ecuación para hacer la equivalencia. En la **Fig. 7.11** se tiene un ejemplo de este tipo de gráficos. Para poder comprender tomamos como ejemplo una amplitud detectada a 3 pies de espaciamento del receptor que fue de 3.5 mv y la T.R. de 7 pg., entonces entrar en 3.5 mv, moverse diagonalmente a la tubería de 7 pg., después moverse horizontalmente para encontrar el valor ed db/pies de 8.9 db/pies. Por ejemplo para el registro de la **Fig. 7.10** con una T.R. de 5.5 pg., los 8 mv de amplitud que se leen corresponden a una atenuación de 13.5 db/pies. La atenuación correspondiente a un BI=0.8 se determina multiplicando (13.5 db/pies) x 0.8 =10.8 db/pies. Yendo hacia atrás en el gráfico para calcular la lectura de amplitud en mv correspondiente a un BI =0.8 se tiene una amplitud de 2.0 mv. Dibujando una línea correspondiente a 2.0 mv en la **Fig. 7.10** se tiene que corresponde a un 80% del cemento BI=0.8. De la **Fig. 7.9**, se tiene que debe de haber un intervalo de 5 pies o más para BI=0.8 y de esta manera

tener una garantía razonable de aislamiento. A partir de esta base, los únicos intervalos aislados en el registro son 11398-11418, 11428-11438, 11447-11453, 11,480-11492 y 11538-fondo.

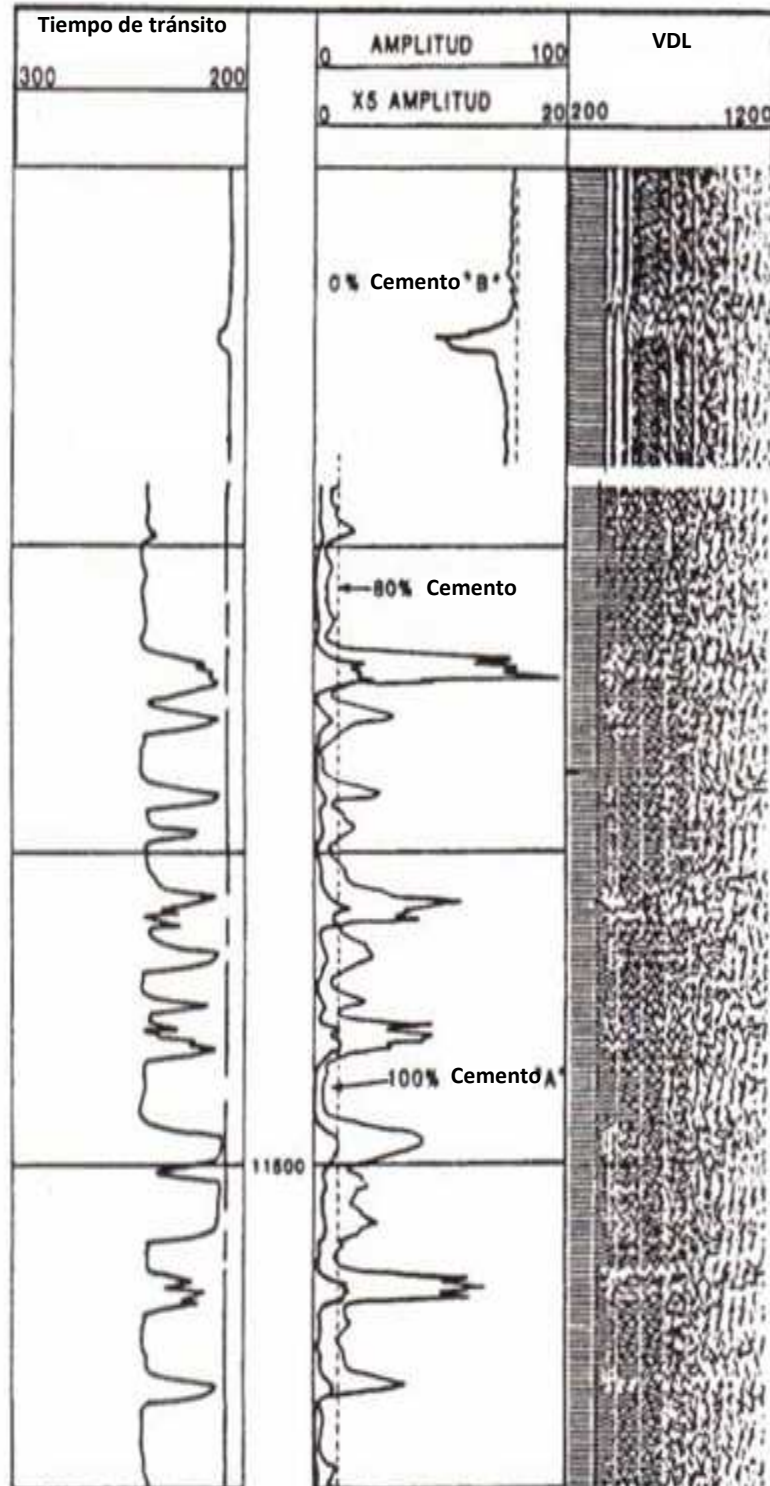


Fig. 7.10 Registro CBL mostrando índice de adherencia = 0.8

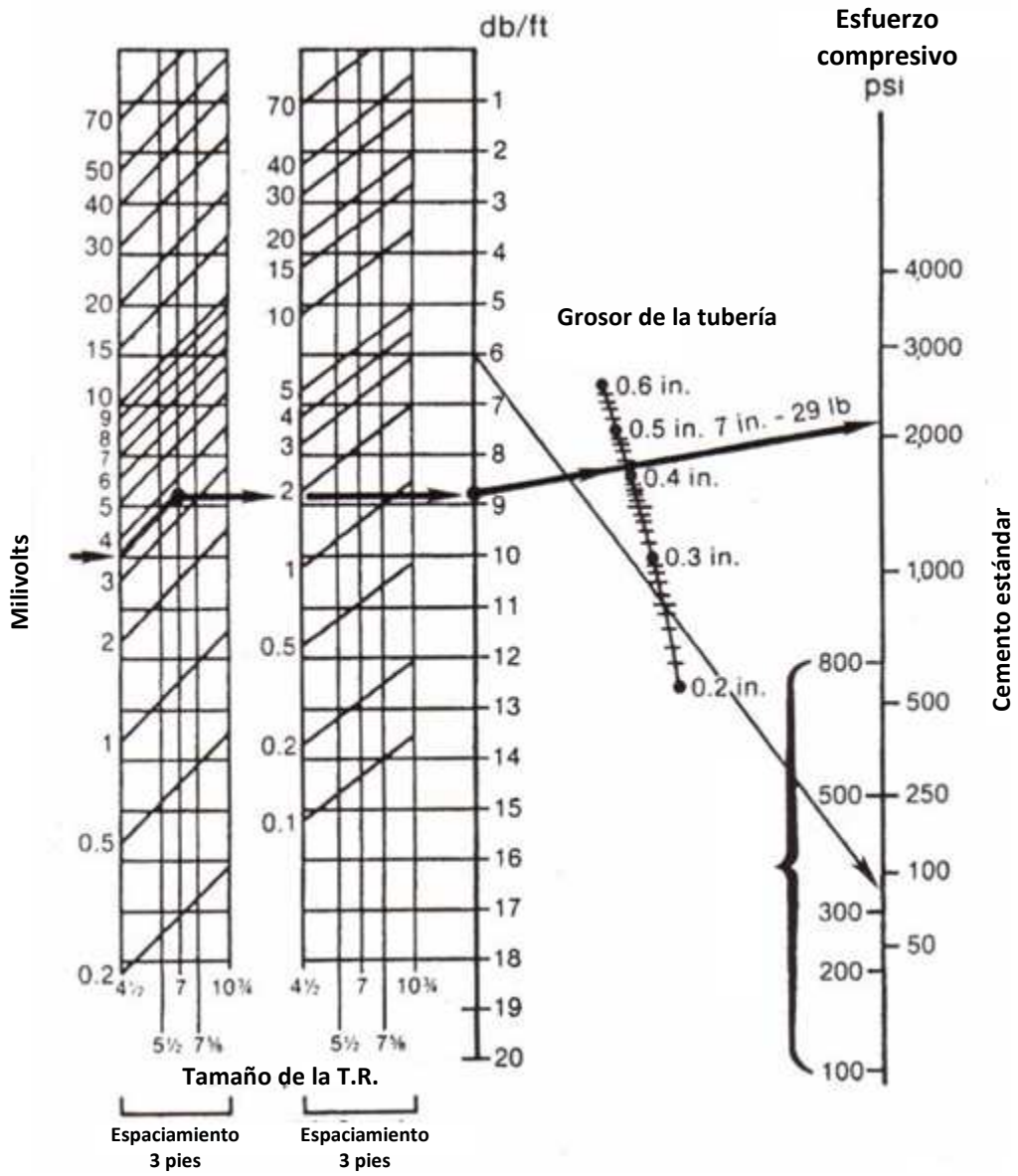


Fig. 7.11 Registro CBL mostrando índice de adherencia = 0.8

7.4 Ejemplos CBL

7.4.1 Ejemplo de Formaciones con Señales Rápidas

En la **Fig. 7.12** se muestra un registro que muestra una formación con señales rápidas a una profundidad aproximada de 6940 pies. Encima de esa profundidad hay esencialmente una sección de tubería libre con una amplitud en exceso de 50 mv. El VDL muestra líneas rectas muy marcadas y el tiempo de tránsito tiene un valor aproximado de 240 microsegundos. Debajo de la cima del cemento, se ha acortado considerablemente. Este acortamiento en el tiempo de tránsito también se hace evidente en el VDL ya que las señales de la formación llegan obviamente antes que las señales de la tubería a lo largo de este intervalo. La amplitud muestra valores altos en muchas partes del intervalo, en especial sobre los intervalos donde el tiempo de tránsito se ha acortado.

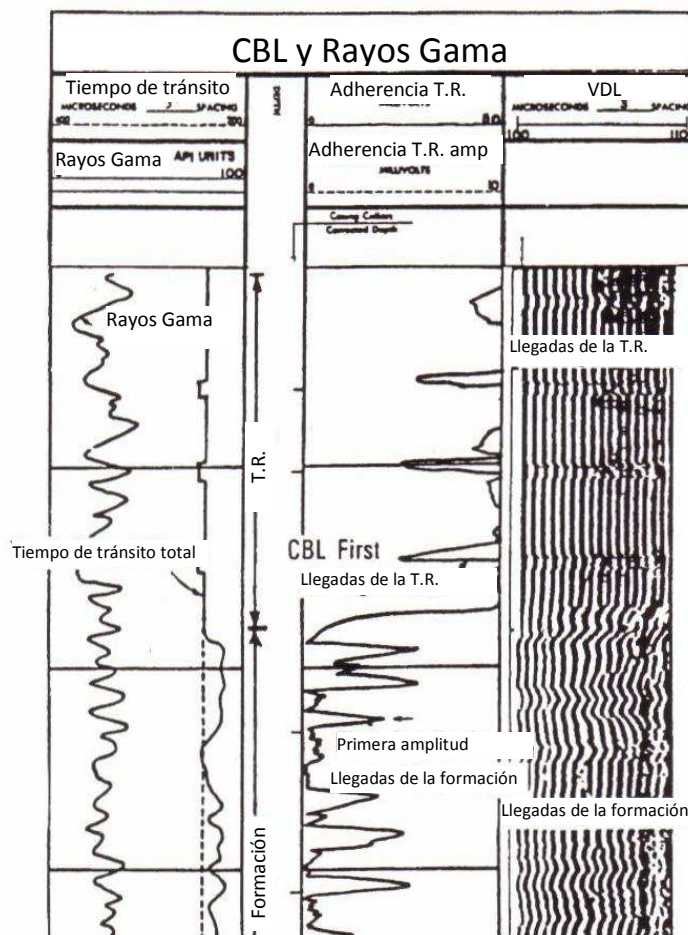


Fig. 7.12 CBL mostrando formaciones rápidas

7.4.2 Otros Ejemplos

Ejemplo de cementación con presencia de microanillos

En la **Fig. 7.13** se presentan dos registros de cementación para ejemplificar el caso de la presencia de microanillos, el registro de la izquierda se corrió con una presión en la cabeza igual a 0, en éste podemos observar que la curva de amplitud indica una adherencia pobre. La figura, en el lado derecho muestra el registro que se tomó con una presión de 3300 psi, en este registro, la curva de amplitud muestra una buena adherencia debido a que la amplitud es baja, además el tiempo de tránsito presenta brinco en casi todo el intervalo. En los registros el tercer carril es el de tren de ondas en lugar del VDL, en este carril se puede observar que la señal de la tubería es muy baja.

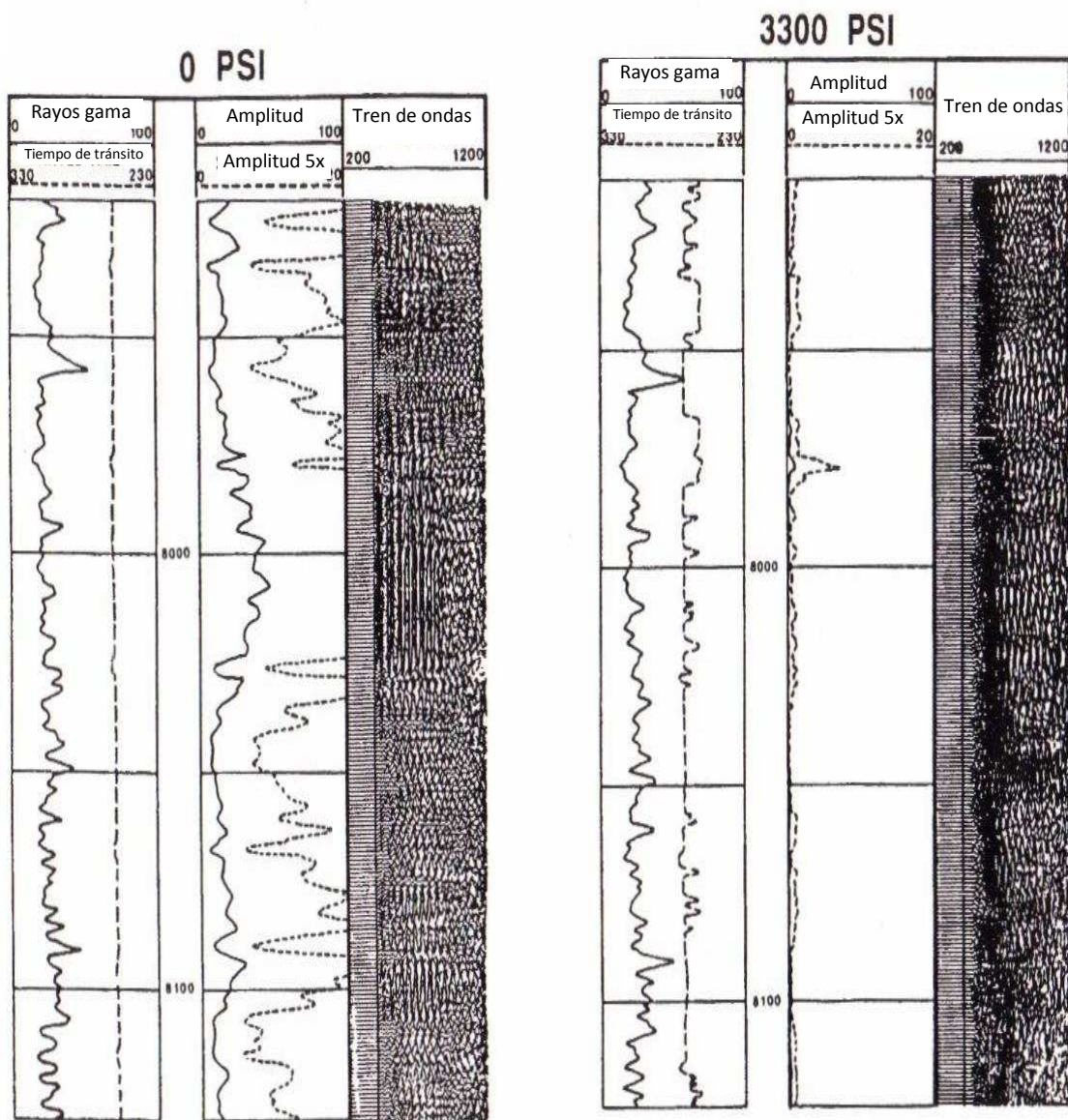


Fig. 7.12 Efectos de los microanillos sobre el CBL

CAPÍTULO 8

CASOS DE CAMPO

Caso de campo 1

Información del pozo

Compañía: SouthTexas

Pozo: Ejemplo

Campo: Pozo de gas

Área: Condado de Kleberg

Estado: Texas

T.R.: 2 7/8" 6.5# @ TD

T.P.: Ninguno

Empacador: Ninguno

Condiciones reportadas y gastos

Estudio prioritario, 3800 mscf/d, 280 bwpd, 550 psi.

Intervalos disparados:

8858-8868

8875-8889

8912-8928

8948-8954

8988-8992

Objetivo del estudio

Hacer un perfil de producción. Verificar si existe flujo detrás de la tubería.

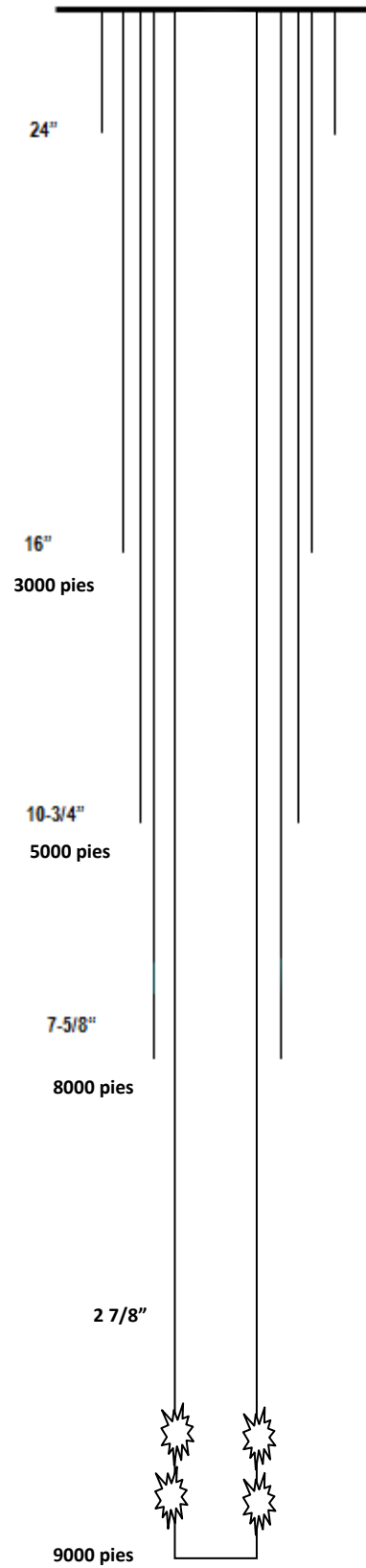


Fig. 8.1 Estado Mecánico del pozo

Secuencia de los eventos

Tabla 8.1 Secuencia de los eventos en pozo fluyente

Paso	Prof.	Inicio	Hora	Corrección de la prof.	WHP	Prof.	Término	Hora	Promedio de velocidad	Tiempo de cierre
	(pies)	(hr)		(pies)	(psig)	(pies)	(hr)		(pies/min)	(min)
Pasos fluyendo										
T _i		0:00:00	8:30:46							
d1	8501	1:16:48	9:47:34	23.9	550.0	9098	1:36:50	10:07:36	-29.8	
u1	9098	1:37:23	10:08:09	25.0		8501	1:57:12	10:27:58	30.1	
d2	8503	1:58:00	10:28:46	23.2		9099	2:08:14	10:39:00	-58.2	
u2	9098	2:08:49	10:39:35	25.3		8501	2:18:42	10:49:28	60.5	
d3	8506	2:19:37	10:50:23	22.4		9099	2:26:33	10:57:19	-85.5	
u3	9098	2:27:16	10:58:02	25.6		8499	2:33:57	11:04:43	89.5	

Tabla 8.2 Secuencia de los eventos a pozo cerrado

Paso	Prof.	Inicio	Hora	Corrección de la prof.	WHP	Prof.	Término	Hora	Promedio de velocidad	Tiempo de cierre
	(pies)	(hr)		(pies)	(psig)	(pies)	(hr)		(pies/min)	(min)
Pozo cerrado										
		2:38:15	11:09:01							
d4	8500	2:53:19	11:24:05	26.3	1200.0	9099	3:11:33	11:42:19	-32.8	0:15:04
u4	9099	3:12:10	11:42:56	29.0		8501	3:18:15	11:49:01	98.2	0:33:55
d5	8502	3:38:22	12:09:08	26.6	1250.0	9099	3:57:25	12:28:11	-31.4	1:00:07
u5	9099	3:58:09	12:28:55	29.1		8501	4:04:10	12:34:56	99.4	1:19:54
d6	8501	4:38:34	13:09:20	25.9	1250.0	9099	4:56:58	13:27:44	-32.5	2:00:19
u6	9098	4:57:29	13:28:15	28.8		8502	5:03:32	13:34:18	98.5	2:19:14

Configuración de la herramienta

Molinete 2"

Centralizada

D.E de la herramienta 1 3/8"

Convención de los signos

Molinete

(+) flujo corriente arriba (-) flujo corriente abajo

Velocidad del cable

(-) hacia abajo (+) hacia arriba

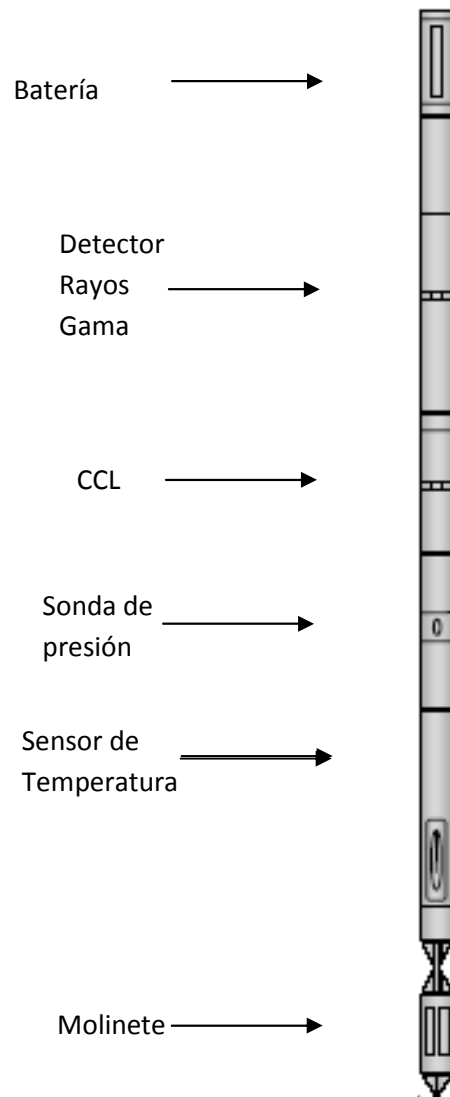


Fig. 8.2 Esquema de configuración de la herramienta

Calibración del Molinete

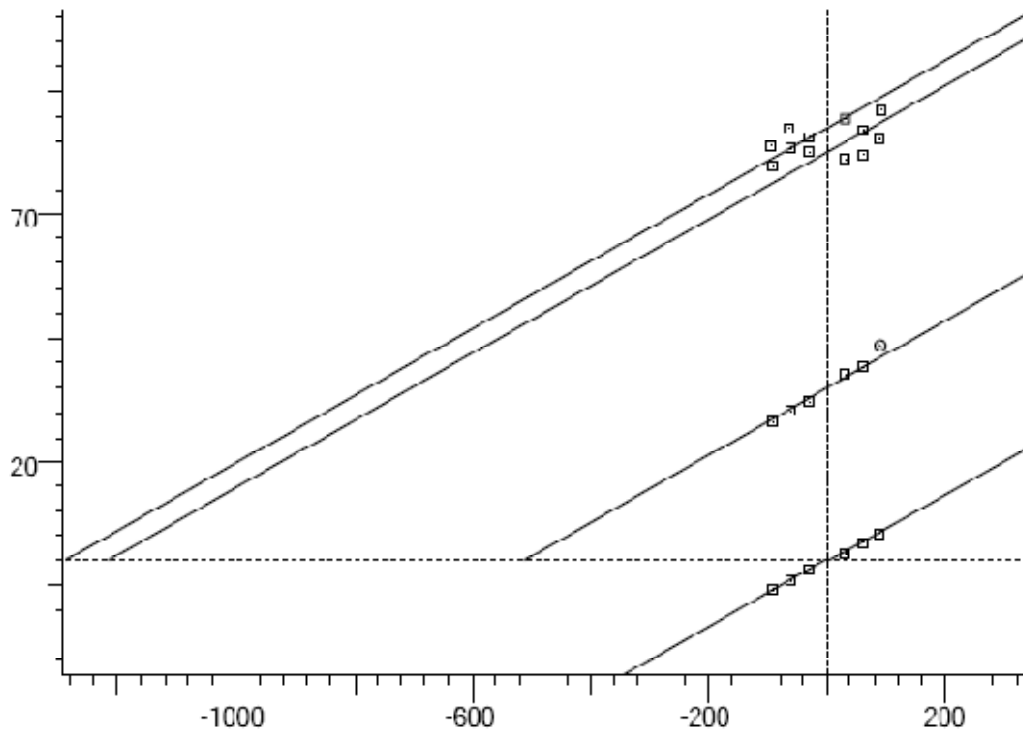


Fig. 8.3 Gráfica de rps versus pies/min

Interpretación: agua gas
 Tool string O.D. : 1.375 in
 O.D. Hélice del molinete: 2 in
 Umbral (+): 5.0313 pies/min
 Umbral (-): -2.645 pies/min

Tabla 8.3 Calibración del molinete

Zona Calib. (pies)	Pendiente	Pendiente	Int (+) pies/min	Int (-) pies/min	Int. Dif. pies/min
	(+)()	(-) ()			
8552.7 - 8600.6	0.068	N/A	1287.677	N/A	0.000
8756.4 - 8807.8	0.068	N/A	-1213.844	N/A	0.000
8956.5 - 8975.3	0.068	N/A	-510.121	N/A	0.000
9027.5 - 9077.3	0.068	0.068	5.031	-2.645	7.676

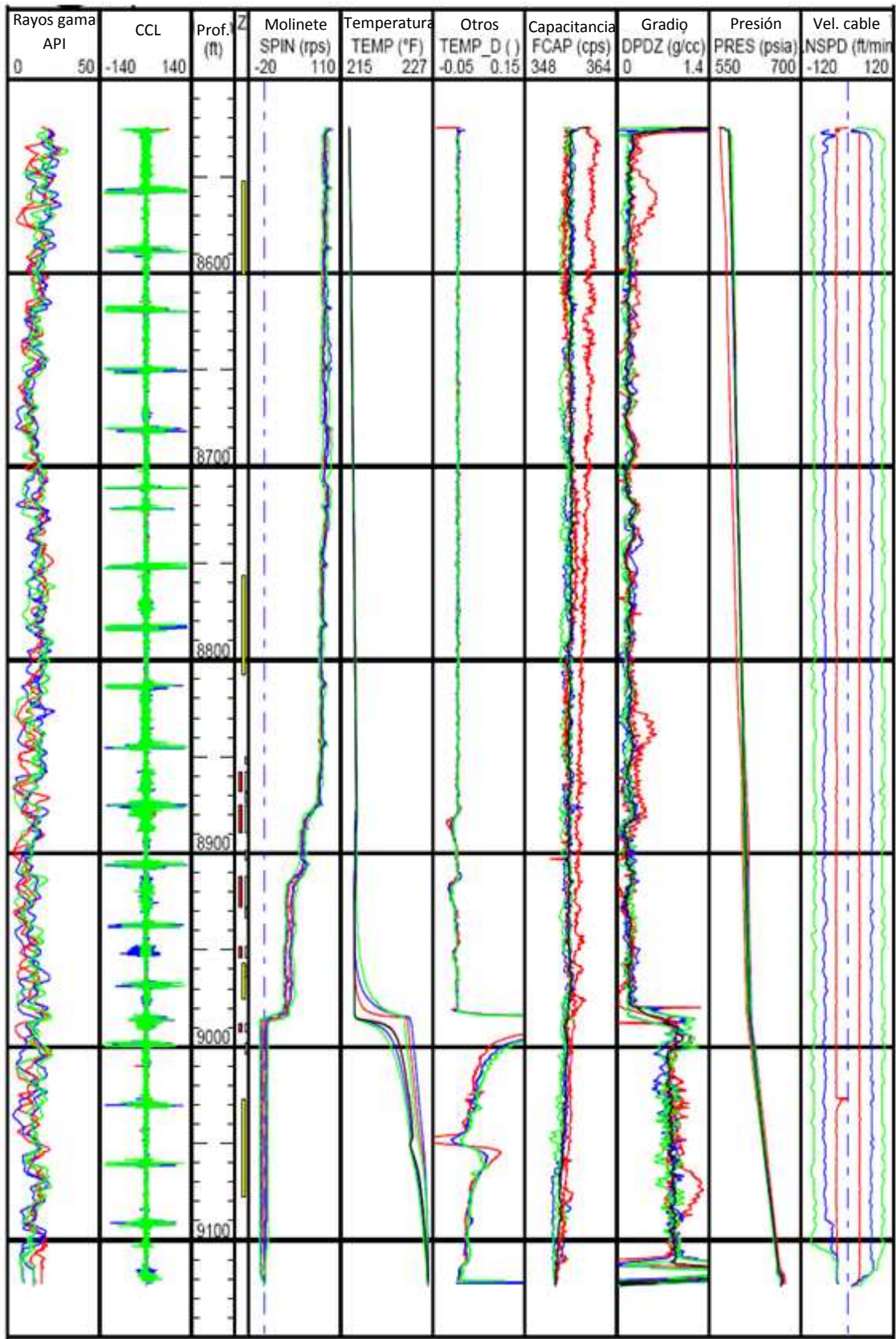


Fig. 8.4 Registro a pozo fluyente

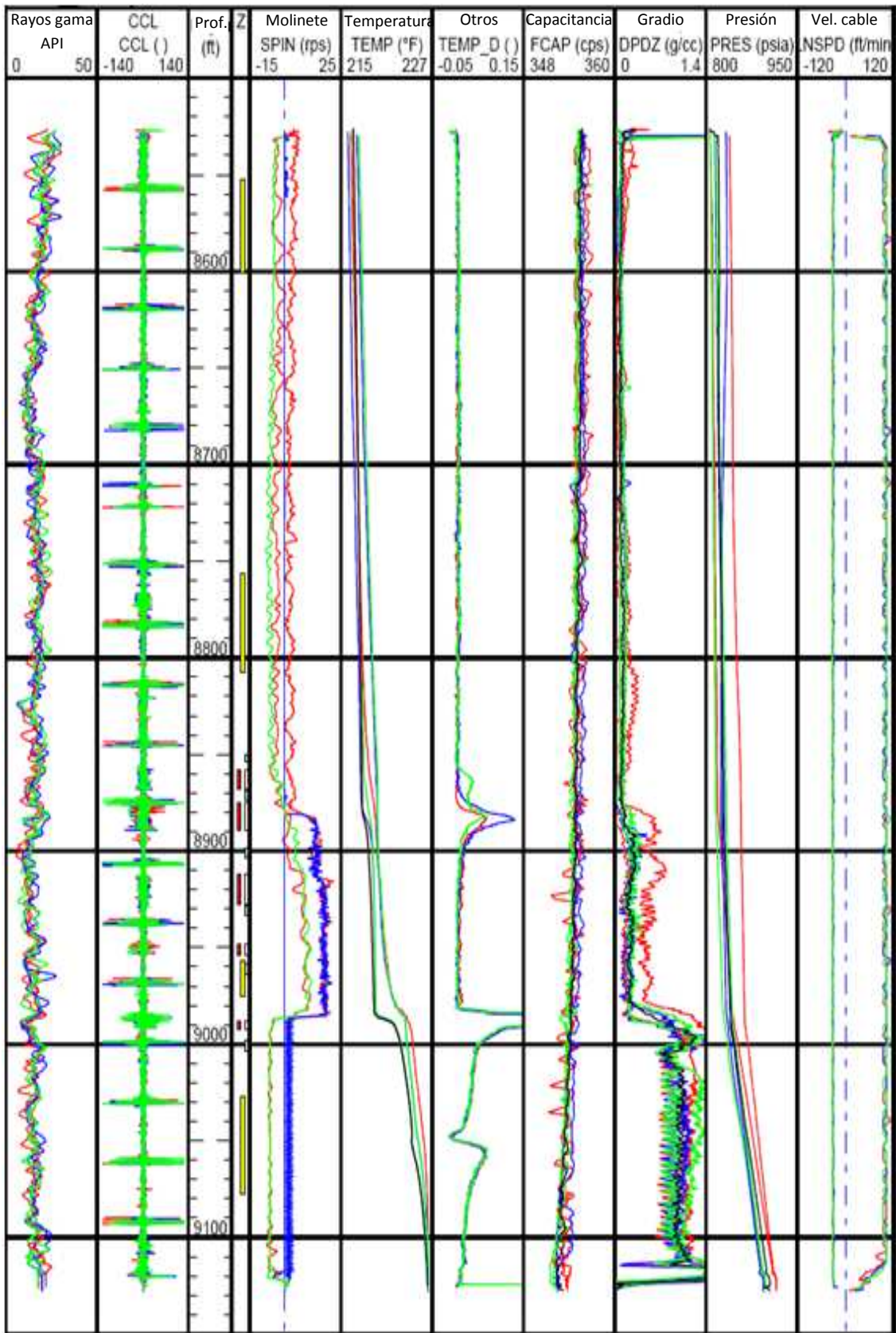


Fig. 8.5 Registro a pozo cerrado

Perfil de producción:

Tabla 8.4 Tabla del perfil de producción

Intervalo	Agua(stb/d)	Aceite (stb/d)	Gas (mscf/d)	Gas %	Comentario
8858-8868	0		88	5.7	
8875-8889	240		416	26.8	Probable producción de agua
8912-8928	336		347	22.7	Probable producción de agua
8948-8954	0		34	2.2	
8988-8992	384		666	42.9	Zona de mayor entrada de gas, posible entrada de agua
Total	960		1551	100	

Interpretación

Del registro de gradiomanómetro podemos observar que hasta los 9003 pies tenemos un fluido con una densidad aproximada a los 0.83 gr/cc. A los 9050 pies se presenta una pequeña anomalía enfriante lo que representa una pequeña entrada de gas la cual no es registrada por el molinete y es muy probable que exista una canalización o se presenta un gasto menor.

8988-8992. Se puede observar que de los 9003 a 8990 en el registro de gradiomanómetro que hay un ligero incremento en la densidad hasta los 0.96 gr/cc, esto significa la presencia de una posible entrada de agua. Existe una entrada de gas mayor en los disparos de 8988 a 8990 lo cual conduce a la mezcla a una densidad de 0.16 gr/cc.

8912-8928. Entrada menor de gas.

8912-8928. Entrada de gas con probable producción de agua debido a un incremento en la densidad visible en el registro de gradiomanómetro hasta unos 0.22 gr/cc y una anomalía de calentamiento lo cual representa la entrada de líquido.

8875-8889. Entrada de gas y probable producción de agua debido a un ligero incremento en la densidad y la temperatura.

8858-8868. Entrada menor de gas.

Pozo cerrado. En el intervalo 8988-8992 existe flujo después del cierre. Todas las zonas restantes toman el flujo durante el cierre del pozo pero la mayor cantidad se en las zonas 8875-8889 y 8912-8928. La densidad de la mezcla muestra acumulación de agua de 8890 a 8980 pies.

Propuesta de solución

Para disminuir la producción de agua podemos verificar con un registro de cementación si efectivamente existe una canalización y después hacer una cementación forzada si el canal existe, además se puede utilizar la técnica de exclusión de agua.

Caso de campo 2

Se cuenta con los registros de molinete y gradiomanómetro del pozo # 88. Se requiere la interpretación de los registros y las aportaciones de los intervalos productores.

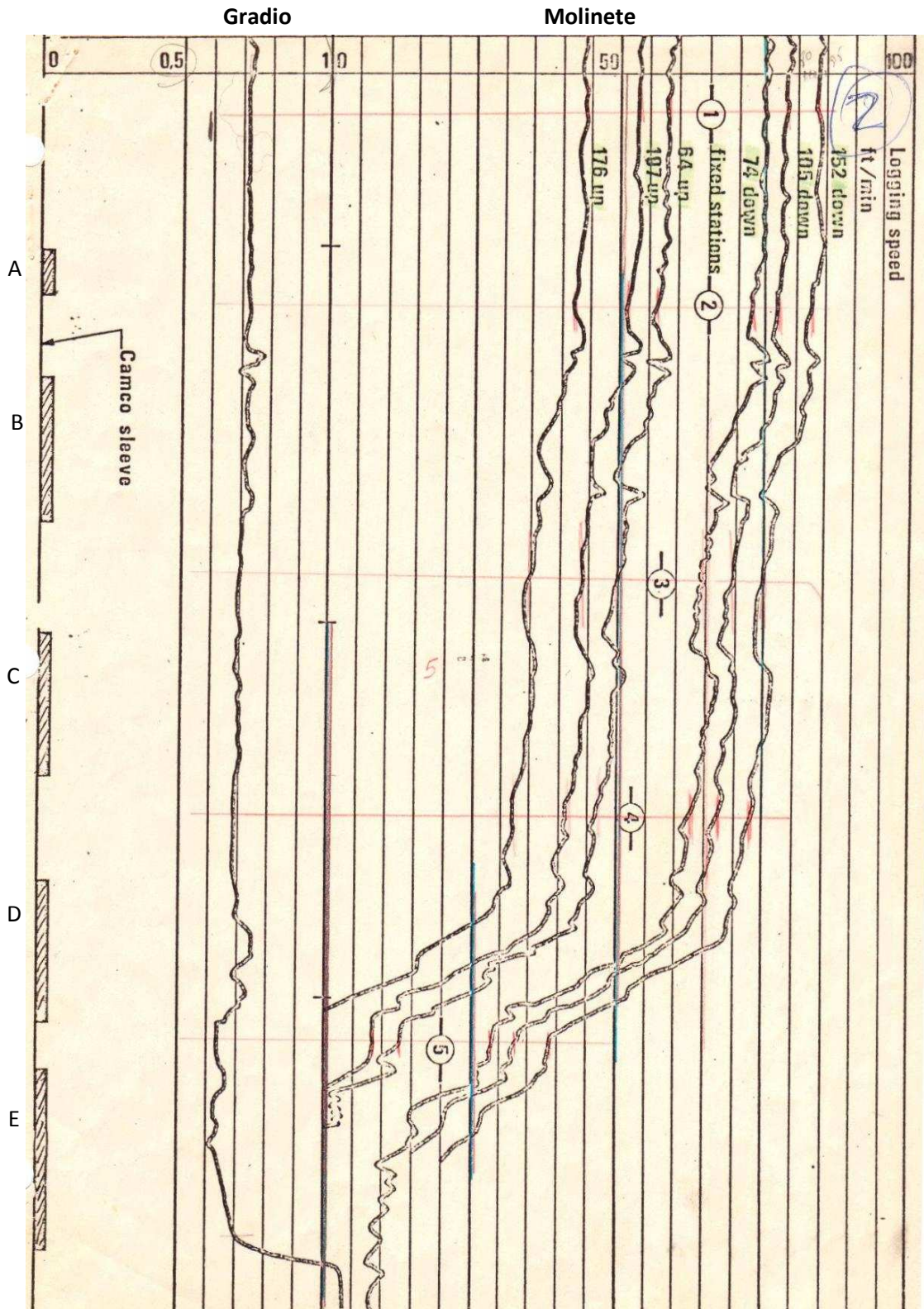


Fig. 8.6 Registro de molinete y gradiomanómetro de pozo # 88 fluyendo.

Interpretación

Del registro de gradiomanómetro podemos observar que debajo de los intervalos disparados tenemos agua y al entrar en la zona de los intervalos disparados la densidad de la mezcla disminuye hasta un valor aproximado de 0.5 gr/cc, con lo cual, tomando en cuenta que sólo tenemos estos dos registros podemos decir que se trata probablemente de una mezcla de agua, aceite y gas.

Los intervalos de mayor producción son el B, D, y E; que es donde se incrementa el flujo, los de menor producción son el D y el E.

Resultados de los registros

Del registro de molinete en cada punto de interés se toma la velocidad en RPS del flujo para cada velocidad de bajada y de subida. Se sabe que la T.P. 4"

Tabla 8.5 Resultados de las corridas del molinete con pozo fluyente

Dirección	Vel. pies/min	Velocidad del molinete RPS				
		1	2	3	4	5
bajando	152	84	83	75	73	39
	105	78	77	69	67	33
	74	75	73	64	63	29
Estática	0	65	65	58	53	20
subiendo	-64	58	56	50	57	13
	-107	53	51	44	41	9
	-176	44	42	35	32	0

Tabla 8.6 Resultados de las corridas del molinete a pozo cerrado

	Vel. pies/min	RPS
Pozo cerrado	568	66
	554	64
	496	54
	469	52
	186	20

Se grafican los valores de RPS vs velocidad en pies/min de las dos condiciones del pozo y se obtiene la gráfica de la **Fig. 8.6**.

Conversión de la velocidad de fluido en gastos de flujo usando $C=0.83$ con la ecuación 5.2 se tiene

Tabla 8.7 Velocidad de fluido en gastos de flujo usando $C=0.83$

Punto	Vel. Graf. Pies/min	Factor de corrección	Pies/min corregido	Gasto de flujo @ c. y.
1	568	0.83	471	10107
2	554	0.83	460	9871
3	496	0.83	412	8841
4	469	0.83	389	8341
5	186	0.83	154	3304

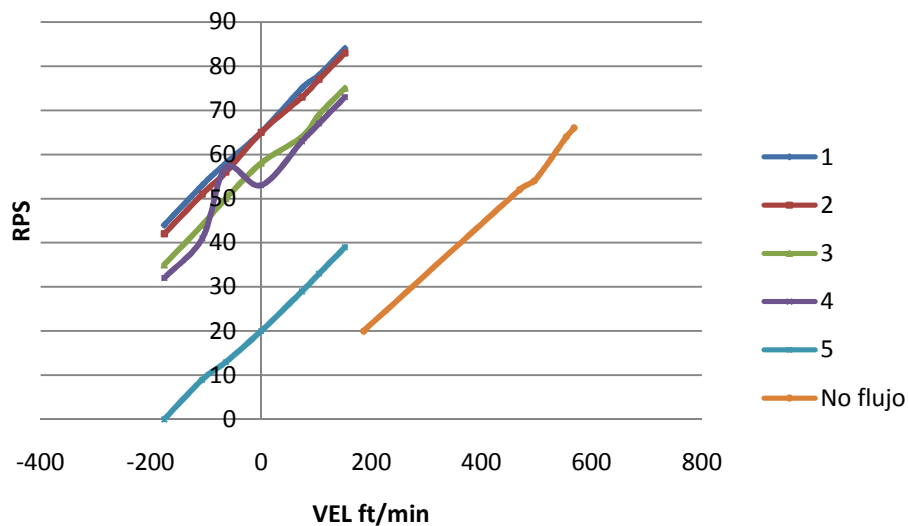


Fig. 8.7 Gráfica de las velocidades del molinete a pozo cerrado y pozo fluyente

Tabla 8.8 Aportaciones de los intervalos

Flujo intervalo A	236 BPD @ c.y.
Flujo intervalo B	1030 BPD @ c.y.
Flujo intervalo C	500 BPD @ c.y.
Flujo intervalo D	5037 BPD @ c.y.
Flujo intervalo E	3304 BPD @ c.y.
Flujo total	10107 BPD @ c.y.

Caso de campo 3

Detección de cima de cemento mediante CBL

En la **Fig. 8.4** se presenta un registro CBL típico. En el carril izquierdo se presentan el registro rayos gama y el tiempo de tránsito, éste último con una escala de 240 a 340 ms. El localizador de coples se muestra en el carril angosto. El carril central contiene la amplitud del CBL y la amplitud a 5x. Es más común presentar la amplitud en milivolts con una escala de 0 a 100mV. El VDL se muestra en el tercer carril. Las otras curvas en el registro, (TEN) tensión en el cable y (PPT) el tiempo de tránsito predicho en la tubería, no son usualmente mostradas.

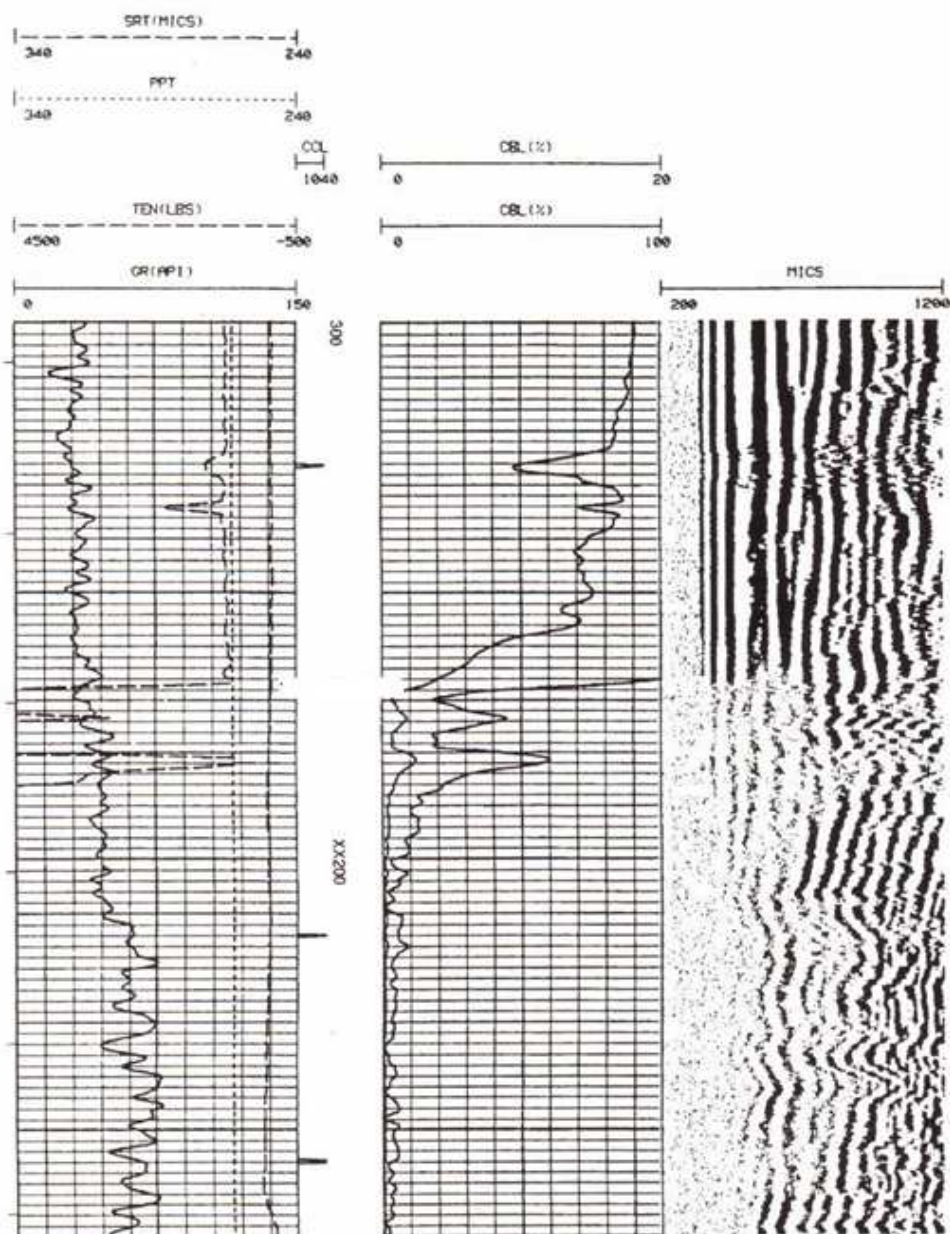


Fig. 8.8 CBL mostrando la cima del cemento

En este registro se tiene una condición de tubería libre, la amplitud tiene una intensidad en la señal de 90%, el tiempo de tránsito es aproximadamente de 263 microsegundos, y el VDL muestra líneas rectas bien marcadas indicando la señal de la tubería. La rápida declinación en la amplitud muestra una transición de tubería libre a una buena adherencia y es referida como la cima del cemento. Debajo de la cima del cemento, el tiempo de tránsito brinca a bajas amplitudes a un valor mayor a 340 microsegundos fuera de la escala. La llegada de la tubería en el VDL desaparece mientras que la señal de la formación se recibe muy bien.

CONCLUSIONES

El petróleo y el gas natural son recursos del subsuelo muy importantes; gracias a ellos se obtienen una variedad de productos como plásticos, pesticidas, herbicidas, fertilizantes, fibras sintéticas y combustibles, los cuales se ocupan en la vida cotidiana; además los hidrocarburos también se emplean en la generación de energía eléctrica y son la principal fuente de energía en el mundo. El ser humano necesita energéticos para poder vivir ya que se han convertido en parte de su vida cotidiana. Por tal motivo la industria del petróleo es sumamente importante y de gran impacto en la sociedad.

Para poder obtener el mayor beneficio de estos recursos del subsuelo debemos contar con la tecnología y los recursos humanos necesarios para poder llevar a cabo este objetivo, minimizando los daños al medio ambiente, reduciendo los costos en las operaciones de extracción de aceite y gas, y maximizando la productividad de los yacimientos petroleros; éstos, son retos que están vigentes y que tenemos que realizar con el mayor éxito posible.

La realización de estos retos implica que todas las personas que estén involucradas en la industria del petróleo ofrezcan su mayor rendimiento para poder lograr tener los mayores beneficios. Debido a esto, el área de producción en la industria petrolera debe de contar con ingenieros que tengan un buen conocimiento para llevar a cabo una óptima explotación de los campos petroleros. Por esta razón el tema de este documento es importante ya que se pretende obtener los mayores beneficios.

Los registros de producción son una herramienta muy útil, gracias a toda la información que se puede obtener; con la ayuda de ellos podemos monitorear el yacimiento y diagnosticar problemas en el pozo y entonces decidir cuál será el camino que nos conduzca a tener la mejor productividad en cada pozo, de esta manera se puede garantizar una óptima producción en los campos petroleros. El profesional de la industria del petróleo debe tener conocimiento de cuáles son estos registros, sus principios de medición y las aplicaciones que tienen en la industria.

Son una fuente de información muy confiable pero la interpretación que les demos será lo que marque la pauta para tomar decisiones, por lo tanto es necesario hacer buenas interpretaciones de los resultados de los registros de producción y así determinar qué acción será lo mejor para cada pozo.

Las aplicaciones que tienen estos registros son muchas por ejemplo detectar canales detrás de la tubería, obtener las aportaciones de cada intervalo productor, detectar zonas ladronas, ver entradas de gas y líquido, conocer la densidad de los fluidos producidos, entre otras las cuales se describen en la tesis. Debido a estas aplicaciones

reitero la importancia que tienen en el ámbito petrolero los registros de producción y la gran información que nos proporcionan para disponer de lo que más convenga en la producción de hidrocarburos.

Recomendaciones

Los registros de producción se deben usar para obtener información acerca de los pozos con el objetivo de tomar decisiones para el buen desarrollo de los campos petroleros.

Cuando hay incertidumbre de la información que se tiene con anterioridad se recomienda la toma de registros de producción para analizar la situación actual.

Dependiendo de la economía, es mejor tomar los registros de producción con una sonda que proporcione información en tiempo real mediante el cable de registros debido a que, las sondas de memoria no proporcionan la información en el momento e inclusive si no se planea bien la toma de los registros la sonda puede estar en el agujero sin tomar información.

Los registros de producción tienen algunas limitaciones y se debe planificar la toma de registros. Algunas de estas limitaciones son:

- Se presentan problemas en la toma de los registros cuando se tienen altos gastos de flujo, aproximadamente 6000 BPD.
- Cuando existen problemas mecánicos en los pozos.
- Cuando se tienen altas temperaturas la batería de las sondas puede fallar, aproximadamente mayores a 200°C.

El costo de la toma de registros depende de factores como la profundidad del intervalo a estudiar, el conjunto de registros que se requieran tomar y el tiempo de obtención de información (a tiempo real o con sonda de memoria). Correr un PLT a una profundidad media cuesta aproximadamente \$ 400,000.

En la vida práctica, cuando se requiera tomar registros de producción, se debe justificar la toma éstos basándose en argumentos que manifiesten la mejora en la producción de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Tarek A. "Reservoir Engineering Handbook" Editorial Gulf 2000.
2. Garaicochea P. F., Bernal H. C. "Transporte de hidrocarburos por ductos" Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. División Editorial Instituto Mexicano del Petróleo.
3. Ramírez S. J., Lozana V. G., Pérez T. R. "Productividad de pozos petroleros" Facultad de Ingeniería 2007.
4. Serra O. "Fundamentals of well log interpretation 1. The acquisition of logging data" Elsevier Science Publishers, 1984.
5. Desbrandes R. "Encyclopedia of well logging" Technip, 1985.
6. Johnson D. E. y Kathryn E. P. "Well Logging in nontechnical language" Penn Well 2002.
7. Schlumberger "Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications" Penn Well, Marzo 1997.
8. Smolen J. J. y, "Cased hole and production log evaluation" Penn Well 1996.
9. By R.M MCKinley "Production logging" SPE 10035, Exxon production research.
10. Chillingar G. V., Robertson J. O., Kumar S. "Surface Operations in petroleum production" ElsevierScience 1987.
11. Madden Systems, Inc Odessa, "South Texas Gas Well Example" 1801 East Pearl St Odessa, TX 79761
12. BPB, Dresser Atlas, Gearhart, Schlumberger, Micro Log "Wireline logging tool catalog" Technip, 1996.
13. Subsecretaria de "Glosario de Términos Petroleros" hidrocarburos Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, 2006.
14. Baker Hughes "Principios Básicos de Completación" f.pkr-111.cb. Combas1-E.ppt

Símbolos y abreviaturas

Símbolo ó Abreviatura	Descripción	Unidades
A=	Área transversal al flujo	[pg ²],[cm ²]
a=	Constante dependiente de la inclinación de la hélice	
b=	Coeficiente dependiente de los fluidos y la conductividad térmica de la formación	
b=	Constante dependiente del radio de acción de la fricción al momento de inercia de la hélice	
B _d =	Pendiente de la línea de calibración hacia abajo en	[pies/min]
B _g =	Factor de volumen del gas	[m ³ g@c.y./m ³ g@c.s.]
BI=	Índice de adherencia	
B _o =	Factor de volumen del aceite	[blo @c.y./blo @c.s.]
BPD=	Barriles por día	
B _t =	Factor de volumen de la fase mixta	
B _u =	Es la pendiente de la línea de calibración hacia arriba	[pies/min]
B _w =	Factor de volumen del agua	[blw @c.y./blw @c.s.]
c.y.=	Condiciones de yacimiento	
cc=	Centímetros cúbicos	
c=	Constante dependiente de la fricción superficial debido al movimiento de los fluidos moviéndose a lo largo de la superficie de la hélice del molinete	
C=	Compresibilidad	[lb/pg ²]
C=	Factor de corrección de la velocidad del molinete (aproximado a 0.83)	
C _b =	Compresibilidad del volumen de roca	[lb/pg ²]
C _f =	Compresibilidad de la formación	[lb/pg ²]
C _g =	Compresibilidad del gas	[lb/pg ²]
C _o =	Compresibilidad del aceite	[lb/pg ²]
C _{oe} =	Compresibilidad efectiva del aceite	[lb/pg ²]
C _p =	compresibilidad de los poros	[lb/pg ²]
C _r =	Compresibilidad de la matriz de la roca	[lb/pg ²]
CBL=	Registro de adherencia de cemento (Cement Bond Log)	
CCL=	Localizador de coples	
C _w	Compresibilidad del agua	[lb/pg ²]
D=	Diámetro exterior de la T.R.	[pg]
d=	Diámetro interno de la T.R.	[pg]
E ₁ =	Energía por unidad de masa	
E ₂ =	Energía por unidad de masa	
E _e =	Energía de expansión	[lb _f -pie/lb _m]
E _c =	Energía cinética	[lb _f -pie/lb _m]
E _p =	Energía potencial	[lb _f -pie/lb _m]
f=	Factor de fricción	
f=	La frecuencia del molinete e	[RPS]
fr=	Factor de recuperación	
G=	Gradiente geotérmico,	[1 °F/100 pies] ó [1 °C/100 m]
g _c =	Aceleración gravitacional	[pie/seg ²]
h=	Altura	[pie], [m]

HP=	Fase pesada	
Hz=	Hertz	[Hz]
k=	Permeabilidad	[Darcy], [mD]
K _s =K(skin)=	Permeabilidad de la zona dañada	[Darcy], [mD]
lb=	Libras	
LP=	Fase ligera	
M=	Gasto másico	
MM	Millones	
M	Miles	
mv=	Milivoltios	[mv]
∅ =d=	Diámetro	[pg], [cm]
p=	Presión	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P ₀ =	Presión inicial	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _b =	Presión de saturación	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _c =	Presión capilar	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
p _c =	Presión crítica	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
p _{cb} =	Presión de cricondebara	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
p _{ct} =	Presión cricondeterma	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _{nw} =	Presión de la fase no mojante	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
ppm=	Partes por millón	
P _{th} =	Presión en la cabeza del pozo	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _w =	Presión de la fase mojante	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _{wf}	Presión de fondo fluyendo	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _{wh} =	Presión corriente arriba del estrangulador	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
P _y =	Presión de yacimiento	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
q=	Gasto volumétrico	[bl/día]
q=	Gasto que fluye a través del medio poroso,	[cm ³ /seg]
RDT=	Temperatura Diferencial Radial	
rev=	Revolución	[rev]
RG=	Rayos gama	
RGA=	Relación gas aceite	[pie ³ g @c.s./blo @c.s]
R _n =	Radio hidráulico	[cm ²]
rps=	Revoluciones por minuto	[RPS]
Rs=	Relación gas disuelto aceite	[pie ³ g @c.s./blo @c.s]
S _g =	Saturación de gas	
S _o =	Saturación de aceite	
S _w =	Saturación de agua	
STB=	Barriles almacenados en tanque (stock tank barrel)	[STB]
T.P.=	Tubería de producción	
T.R.=	Tubería de revestimiento	
T=	Temperatura del agujero a una profundidad Z	[°F], [°C]
t=	Tiempo	[hr], [min], [seg]
T _c =	Temperatura crítica	[°F], [°C]
T _{cb} =	Temperatura de cricondebara	[°F], [°C]
T _{ct} =	Cricondeterma	[°F], [°C]
\bar{V} =	Promedio de la velocidad del fluido	[pie/seg], [cm/seg]
v=	Velocidad de fluido aparente	
v=	Velocidad del fluido sobre la aleta del molinete a lo largo del eje de rotación de la hélice	[pie/seg], [cm/seg]
V=	Volumen específico	[pie ³ /lb _m]

VDL=	Registro de densidad variable (Variable Density Log)	
v_f =	Velocidad del fluido	[pie/seg], [cm/seg]
V_f =	Velocidad del flujo medida por el molinete	[pie/seg], [cm/seg]
v_t =	Velocidad de la herramienta	[pie/seg], [cm/seg]
W=	Trabajo	[J]
Y=	Colgamiento	
Z=	Profundidad	[pie], [m]
Δp_s =	Cambio de presión debido al daño	[lb/pg ²]
ΔW_f =	Pérdidas de energía por fricción	
ΔW_s =	Pérdidas de energía por trabajo externo	
μ =	Viscosidad del fluido	[cp]
ρ_f =	Densidad del fluido	[gr/cc], [lb/pie ³]
ρ_{Gr} =	Densidad medida por gradiomanómetro	[gr/cc]
$\Phi(\text{skin})$ =	Porosidad de la zona dañada	[fracción]
Φ =	Porosidad	[fracción]
Q=	Calor	[BTU], [joules]
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$ =	Gradiente de presión debido a la aceleración	
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$ =	Gradiente de presión debido a la elevación	
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$ =	Gradiente de presión debido a la fricción	
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$ =	Gradiente de presión total	
$\Delta p/\Delta L$ =	Caída de presión por unidad de longitud	[atm/cm]
°C=	Grados Celsius	[°C]
°F=	Grados Fahrenheit	[°F]

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Ilustración de la mojabilidad	11
Fig. 1.2 Tensión superficial	12
Fig. 1.3 Tipos de yacimientos	14
Fig. 1.4 Diagrama típico p-T para un sistema multicomponente	19
Fig. 1.5 Diagrama típico p-T para un aceite negro	20
Fig. 1.6 Diagrama típico p-T para un aceite volátil	21
Fig. 1.7 Diagrama típico p-T de un yacimiento de gas y condensado	21
Fig. 1.8 Diagrama típico p-T de un yacimiento de gas húmedo	22
Fig. 1.9 Diagrama típico p-T de un yacimiento de gas seco	23
Fig. 1.10 Esquema de de flujo en un conducto aislado	24
Fig. 1.11 Patrones de flujo	28
Fig. 1.12 Esquema de Herramientas para la terminación	29
Fig. 1.13 Configuración típica de las T.R's	30
Fig. 1.14 Terminación en agujero descubierto	31
Fig. 1.15 Terminación Sencilla	32
Fig. 1.16 Terminaciones dobles	32
Fig. 1.17 Terminación triple	33
Fig. 1.18 Efecto de daño en la vecindad del pozo	34
Fig. 1.19 Representación de los efectos de daño positivo y negativo	34
Fig. 1.20 Sistema Integral de Producción	35
Fig. 1.21 Esquema del Sistema Integral de Producción y sus nodos	37
Fig. 1.22 Esquema del comportamiento de la presión en el SIP	38
Fig. 1.23 Esquema del Sistema Integral de Producción y sus nodos	39
Fig. 1.24 Esquema de flujo estable y flujo inestable	39
Fig. 1.25 Efecto del cambio del diámetro sobre el comportamiento del flujo en la T.P.	39
Fig. 2.1 Instalación del equipo de registros de producción.	41
Fig. 2.2 Diagrama de la herramienta PLT	43
Fig. 2.3 Problemas comunes en los pozos	45
Fig. 3.1 Combinación de las herramientas de ruido y temperatura	46
Fig. 3.2 La amplitud del ruido se incrementa adyacente a localizaciones que tienen caída de presión y flujo	48
Fig. 3.3 Espectro de ruido para flujo monofásico	49
Fig. 3.4 Espectro de ruido para flujo burbuja bifásico	50
Fig. 3.5 Registro basado en el espectro de ruido: a Entrada en flujo monofásico, b Flujo bifásico	51
Fig. 3.6 Registro de ruido (silbido continuo) y registro de temperatura	52
Fig. 3.7 Registro ruido mostrando la entrada de gas Ejemplo 1	54

Fig. 3.8 Registro ruido mostrando la entrada de gas Ejemplo 2	55
Fig. 3.9 Registro ruido mostrando flujo burbuja encima de la interfase gas-líquido	56
Fig. 3.10 Registro ruido mostrando flujo burbuja encima de la interfase gas-líquido	57
Fig. 3.11 Registro de ruido indicando flujo a través de un canal detrás de la T.R.	58
Fig. 4.1 Esquema de la herramienta de temperatura	56
Fig. 4.2 Registro de temperatura para una entrada de líquido pequeña, mediana y grande	63
Fig. 4.3 Registro de temperatura para una entrada de gas pequeña, mediana y grande	64
Fig. 4.4 Anomalías enfriantes asociadas a la entrada de líquido	65
Fig. 4.5 Registro de temperatura para un canal inferior	66
Fig. 4.6 Técnica de estudios de temperatura a pozo cerrado para localizar zonas de inyección	67
Fig. 4.7 Registro de temperatura mostrando una zona fracturada	69
Fig. 4.8 Registro de temperatura para detectar zonas de colocación de ácido	70
Fig. 4.9 Respuesta del registro de temperatura en cemento seco	71
Fig. 4.10 Entradas de gas en pozo perforado con aire, agujero descubierto	71
Fig. 4.11 Esquema del RDT	72
Fig. 4.12 Registro de temperatura y RDT mostrando una canalización	73
Fig. 4.13 Respuesta del registro de temperatura mostrando entradas de gas y líquido	74
Fig. 4.14 Registro de temperatura mostrando una canalización detrás de T.R.	75
Fig. 4.15 Registro de temperatura en pozo de inyección cerrado para localizar la zona de inyección	76
Fig. 5.1 Molinete de flujo continuo	78
Fig. 5.2 Herramienta medidora de flujo de apertura	78
Fig. 5.3 Desviador inflable	79
Fig. 5.4 Determinando los gastos en flujo monofásico	80
Fig. 5.5 Respuesta teórica del molinete en flujo monofásico	82
Fig. 5.6 Conjunto de corridas de registros en pozo de inyección	83
Figura 5.7 Gráficas de las calibraciones del molinete	84
Fig. 5.8 Registro de interpretación CSU	85
Fig. 5.9 Registro de interpretación CSU	86
Fig. 5.10 Corrección de la velocidad de flujo del molinete	87
Fig. 5.11 Perfiles de flujo total y entrada del estudio de molinete	87
Fig. 5.12 Técnica de las dos corridas	88
Fig. 5.13 Respuesta de la prueba de flujo cíclica del desviador inflable	90
Fig. 5.14 Gradiomanómetro	92
Fig. 5.15 Gráfico del efecto de la fricción en el gradiomanómetro	93
Fig. 5.16 Registros de producción corridos después de la estimulación de un pozo	93
Fig. 5.17 Herramienta nuclear de densidad	94
Fig. 5.18 Ejemplo de Gradiomanómetro mostrando agua y aceite	95

Fig. 5.19 Gradiomanómetro mostrando un flujo de tres fases	96
Fig. 6.1 Herramienta de trazadores radioactivos con detectores de rayos gama posicionados para un pozo inyector	99
Fig. 6.2 Prueba mostrando la eficiencia del conteo de rayos gama de varios detectores de rayos gama	99
Fig. 6.3 Número de Reynolds VS. Gasto para un fluido de un 1.0 gm/cc	103
Fig. 6.4 Factor de corrección del perfil del flujo del trazador como función del número de Reynolds	103
Fig. 6.5 Registro de disparo de velocidad de dos detectores	104
Fig. 6.6 Técnica de disparo de velocidad para la evaluación del perfil de inyección	106
Fig. 6.7 Estudios de rayos gamma: análisis de las corridas en cada tiempo	107
Fig. 6.8 Estudios de rayos gamma: análisis de las corridas en cada tiempo	109
Fig. 6.9 Técnica de distribución de trazador	110
Fig. 6.10 Evaluación de la altura de la fractura con un trazador	111
Fig. 6.11 Evaluación de la altura de la fractura con múltiples trazadores	112
Fig. 6.12 Herramienta RotaScan	113
Fig. 6.13 Trazador mostrando canalización alrededor de la zapata en un pozo de inyección	114
Fig. 6.14 Detección de la cima de cemento marcada con cemento radioactivo	115
Fig. 6.15 Prueba usando trazadores de diferentes vidas medias para discriminar el estrato anterior y el posterior del apuntalante en las operaciones de fracturamiento	116
Fig. 6.16 Detección de las perforaciones activas en la corriente de inyección de entrada limitada en un pozo	117
Fig. 6.17 Registro de RotaScan mostrando intensidad y dirección de rayos gama	118
Fig. 7.1 Tipos de canales en el cemento	119
Fig. 7.2 Tipos de canales en el cemento	121
Fig. 7.3 Forma de la onda sónica en el receptor y Registro de Densidad variable (Variable Density Log, VDL)	122
Fig. 7.4 Comparación de la forma de las ondas, el VDL, y la amplitud para una variedad de condiciones del cemento.	123
Fig. 7.5 Medición del tiempo de tránsito-a. Normal, b. Extensión, y c. Ciclo de brinco	125
Fig. 7.6 Efecto de la centralización de la herramienta o amplitud recibida	126
Fig. 7.7 Registro mostrando efectos de la descentralización de la herramienta	127
Fig. 7.8 Efectos del tiempo de fraguado del cemento sobre la respuesta de amplitud del CBL	129
Fig. 7.9 Intervalo requerido para el aislamiento con un índice de adherencia = 0.8	129
Fig. 7.10 Registro CBL mostrando índice de adherencia = 0.8	131
Fig. 7.11 Registro CBL mostrando índice de adherencia = 0.8	132
Fig. 7.12 CBL mostrando formaciones rápidas	133

Fig. 7.12 Efectos de los microanillos sobre el CBL	134
Fig. 8.1 Estado Mecánico del pozo	136
Fig. 8.2 Esquema de configuración de la herramienta	138
Fig. 8.3 Gráfica de rps versus pies/min	139
Fig. 8.4 Registro a pozo fluyente	140
Fig. 8.5 Registro a pozo cerrado	141
Fig. 8.6 Registro de molinete y gradiomanómetro de pozo # 88	143
Fig. 8.7 Gráfica de las velocidades del molinete a pozo cerrado y pozo fluyente	145
Fig. 8.8 CBL mostrando la cima del cemento	146

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1. Isotopos utilizados en la Industria petrolera	100
Tabla 7.1 Tiempo de tránsito a través de varios materiales	122
Tabla 8.1 Secuencia de los eventos en pozo fluyente	137
Tabla 8.2 Secuencia de los eventos a pozo cerrado	137
Tabla 8.3 Calibración del molinete	139
Tabla 8.4 Tabla del perfil de producción	142
Tabla 8.5 Resultados de las corridas del molinete con pozo fluyente	144
Tabla 8.6 Resultados de las corridas del molinete a pozo cerrado	144
Tabla 8.7 Velocidad de fluido en gastos de flujo usando $C=0.83$	145
Tabla 8.8 Aportaciones de los intervalos	145