



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**REGISTROS DE PRODUCCIÓN:
TEORÍA E INTERPRETACIÓN**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

I N G E N I E R O G E O F Í S I C O

P R E S E N T A :

MEDINA GUTIÉRREZ JACOBO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F. 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

GRACIAS...

...a mis padres, Marilú y Salvador; quienes todo me dieron y por quienes todo daré, incluyendo la vida misma. Los amo.

...a mis hermanos Zulei, Chava, Micha, Iván, Ray y Chito; por su apoyo incondicional, su cariño y su ejemplo.

...a Chole, Doris y Chuya, abuela, tía y madrina de iure, segundas mamás de facto.

...a mi familia entera, que siempre ha creído en mí y me ha brindado su amor.

...a mis amigos, los que están cerca, los que están lejos, a todos; siempre les recordaré.

...a los profesores universitarios que han puesto todo su empeño para forjarme como profesionista. Al Ing. Ricardo Castrejón, a mis sinodales. A la maestra Flor T. de V.

...a la Comunidad Geofísica, por los excelentes momentos dentro y fuera de las aulas.

...a la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma máter, mi segunda casa.

...a Octano-9, las circunstancias nos pusieron en el camino, pero su calidad humana es la que nos mantiene y mantendrá juntos.

...al Búnker: Dano, Jhonny, Peter, Yaniak, Yeyo, porque siempre han estado allí y siempre lo estarán.

...a mi princesa, a ti Jacqueline, porque no se entiende mi felicidad sin tu cariño. Je t'aime encore.

Dedico este y futuros esfuerzos a los mexicanos,
porque son ellos quienes me han dado el título Universitario,
título que ejerceré para su beneficio, y porque desde mi trinchera,
espero contribuir al despertar de este pueblo,
que merece un México mejor.

RESUMEN

Registros de producción: teoría e interpretación

Históricamente, los registros geofísicos de pozo han provisto de información valiosa para llevar a cabo con éxito los trabajos de exploración y producción de hidrocarburos. Dicha información resulta ser muy variada, pues hoy día, los registros pueden realizarse no sólo en agujero descubierto, sino en pozos con tubería de revestimiento y aún en la etapa de producción (o inyección); a estos últimos se aboca el presente trabajo.

Para que un pozo petrolero sea explotado de manera óptima pero racional, sin tener que sacrificar una larga vida productiva del pozo por un corto período de producción, los ingenieros deben dictar ciertos lineamientos a seguir sobre cómo debe producir un pozo; para ello, se requiere tener un claro entendimiento del comportamiento de los fluidos dentro de la formación, a lo largo de la tubería y en superficie.

Los registros sub-superficiales de producción son los que se pueden tomar después de que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el o los intervalos productores, es decir, después de la terminación del pozo.

El presente trabajo explica los fundamentos físicos bajo los cuales operan los registros de producción y cómo deben interpretarse para que auxilien en la evaluación de la producción.

Son 8 los capítulos que conforman la presente recopilación bibliográfica. El Capítulo 1, Introducción, sitúa el trabajo histórica y conceptualmente. En el Capítulo 2, Evaluación de la Producción, se define esta actividad y se fundamenta su importancia, además de que se hace una exhaustiva enumeración y explicación de las causas que llevan a un pozo a no operar de manera óptima, además se da una introducción a los instrumentos existentes para la evaluación de la producción, insertándose aquí el concepto de registro de producción.

Los dos siguientes Capítulos llevan por nombre Registros de Producción en Flujo Monofásico y Registros de Producción en Flujo Multifásico, siendo esta clasificación la que permite definir de manera adecuada cada uno de los registros existentes.

El Capítulo 5, Otros Registros de Producción, incluye algunas otras herramientas que por sus características no entran en ninguna de las dos categorías mencionadas en el párrafo anterior, además se menciona la herramienta PLT, que muchas en la industria se cree es la única dentro de los registros de producción. Junto a estos capítulos se tiene un apartado de conclusiones, bibliografía fundamental y anexos que complementan el trabajo.

Dentro de los alcances y objetivos de esta recopilación, se encuentran el convertirlo en un texto que profesores y alumnos empleen de manera sistemática, si no como referencia única, sí auxiliar en asignaturas como Registros Geofísicos de Pozo y Productividad de Pozos. La relevancia del trabajo radica en que al ser los registros de producción de suma importancia en el apropiado desarrollo de un yacimiento petrolero, es necesario contar con un documento que reúna los aspectos relevantes de los mismos, otro de los objetivos de este documento.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Desarrollo histórico.....	1
1.3. Acerca de este trabajo.....	2
1.4. Referencias.....	2
2. EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	4
2.1. Generalidades.....	4
2.2. Causas de la baja productividad de un pozo.....	5
2.2.1. Problemas asociados al yacimiento.....	5
2.2.1.1. Baja conductividad de formación.....	6
2.2.1.2. Bajas permeabilidades relativas.....	6
2.2.1.3. Disminución de la permeabilidad específica.....	6
2.2.1.4. Baja porosidad.....	6
2.2.1.5. Baja presión del yacimiento.....	6
2.2.1.6. Altas relaciones gas-aceite o agua-aceite.....	6
2.2.1.7. Alta viscosidad.....	6
2.2.1.8. Turbulencia.....	7
2.2.1.9. Precipitados orgánicos.....	7
2.2.1.10. Baja permeabilidad del aceite.....	7
2.2.1.11. Daño por materiales de estimulación.....	7
2.2.1.12. Emulsiones.....	8
2.2.1.13. Agua contaminada.....	8
2.2.1.14. Lodo de perforación.....	8
2.2.1.15. Migración e hinchamiento de arenas.....	8
2.2.1.16. Producción de arena.....	8
2.2.2. Problemas asociados a la terminación del pozo.....	8
2.2.2.1. Calidad de los disparos.....	8
2.2.2.2. Taponamiento.....	8
2.2.2.3. Terminaciones parciales.....	8
2.2.3. Problemas asociados al equipo de producción.....	9
2.2.3.1. Depósitos orgánicos.....	9
2.2.3.2. Tubería de revestimiento y cementación.....	9
2.2.3.3. Tubería de producción.....	9
2.2.3.4. Zonas ladronas.....	10
2.3. Efecto Superficial.....	10
2.4. Instrumentos para evaluar la producción.....	10
2.4.1. Curvas de gradiente.....	10
2.4.2. Análisis nodal.....	10
2.4.3. Índice de productividad.....	11
2.4.4. Pruebas de presión-producción.....	12
2.4.5. Sísmica de lapso (4D).....	12
2.4.6. Registros de producción e Integridad de la tubería.....	13
2.5. Referencias.....	13

3. REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN FLUJO MONOFÁSICO.....	15
3.1 Temperatura.....	15
3.1.1 Introducción.....	15
3.1.2 Fundamentos operativos.....	15
3.1.2.1 Efecto Joule-Thompson.....	15
3.1.2.2 Gradiente geotérmico.....	15
3.1.2.3 Comportamiento de la temperatura en los registros.....	16
3.1.3 Características y funcionamiento de las herramientas.....	16
3.1.3.1 Herramienta convencional.....	16
3.1.3.2 Herramienta diferencial radial.....	17
3.1.4 Interpretación del registro de temperatura.....	19
3.1.4.1 Análisis cualitativo.....	19
3.1.4.2 Análisis cuantitativo.....	21
3.1.5 Aplicaciones del registro de temperatura.....	23
3.1.5.1 Localización de canales.....	23
3.1.5.2 Diagnóstico en pozos inyectoros.....	25
3.1.5.3 Identificación de zonas fracturadas.....	27
3.1.5.4 Otras aplicaciones.....	30
3.2 Molinete.....	32
3.2.1 Introducción.....	32
3.2.2 Fundamentos operativos.....	32
3.2.2.1 Respuesta del molinete en condiciones ideales.....	32
3.2.2.2 Respuesta del molinete en condiciones reales.....	33
3.2.2.3 Efecto del flujo en la respuesta del molinete.....	34
3.2.3 Características y funcionamiento de las herramientas.....	35
3.2.3.1 Medidor continuo.....	35
3.2.3.2 Medidor con empacador (obturador).....	36
3.2.3.3 Operación del molinete.....	37
3.2.4 Interpretación del registro de molinete.....	39
3.2.4.1 Velocidad efectiva.....	39
3.2.4.2 Método multipass.....	42
3.2.4.3 Método bi-pass.....	51
3.2.4.4 Método mono-pass.....	55
3.2.5 Otros medidores de flujo.....	58
3.2.5.1 Horizontal spinner.....	58
3.2.5.2 Spinner acoustic.....	58
3.3 Trazadores.....	60
3.3.1 Introducción.....	60
3.3.2 Herramientas y fundamentos operativos.....	60
3.3.2.1 Configuración básica.....	60
3.3.2.2 Herramientas especiales.....	60
3.3.2.3 Detectores.....	61
3.3.2.4 Isótopos empleados.....	62
3.3.2.5 Factores que afectan la señal.....	62
3.3.3 Registro tracer-loss.....	63
3.3.3.1 Adquisición.....	63
3.3.3.2 Interpretación.....	64
3.3.3.3 Identificación de canales.....	67

3.3.3.4 Limitaciones.....	70
3.3.4 Registro velocidad de disparo.....	70
3.3.4.1 Adquisición.....	70
3.3.4.2 Interpretación.....	71
3.3.4.3 Métodos del intervalo.....	73
3.3.5 Registro de dos puntos.....	76
3.3.6 Otras herramientas y aplicaciones.....	77
3.3.6.1 Trazadores químicos.....	77
3.3.6.2 Prueba trazadora (SWTT).....	77
3.3.6.3 Evaluación de fracturas.....	78
3.4 Referencias.....	79
4 REGISTROS EN FLUJO MULTIFÁSICO.....	80
4.1 Introducción.....	80
4.2 Fundamentos operativos e interpretativos.....	80
4.3 Mediciones de velocidad.....	82
4.3.1 Molinete.....	82
4.3.2 Molinetes múltiples.....	83
4.3.3 Trazadores.....	85
4.4 Identificación de fluidos.....	86
4.4.1 Instrumentos de diferencial de presión (Gradiomanómetro).....	86
4.4.2 Instrumentos nucleares.....	91
4.4.2.1 Densímetro.....	91
4.4.2.2 Medidor de fracción de gas.....	92
4.4.3 Instrumentos capacitores.....	93
4.4.4 Instrumentos ópticos.....	94
4.5 Neutrón pulsado.....	96
4.5.1 Principios operativos.....	96
4.5.1.1 Descripción de la herramienta.....	96
4.5.1.2 Comportamiento de los neutrones.....	97
4.5.1.3 Sección transversal de captura (Sigma).....	97
4.5.1.4 Detección de agua con oxígeno activado.....	97
4.5.2 Desarrollo histórico de las herramientas.....	99
4.5.3 Identificación de fluidos.....	100
4.5.3.1 Detección del movimiento de agua.....	100
4.5.3.2 Colgamiento a partir de sigma.....	101
4.5.4 Otras aplicaciones.....	102
4.5.4.1 Identificación de zonas acidificadas.....	102
4.5.4.2 Detección de canales.....	103
4.6 Interpretación cuantitativa.....	103
4.6.1 Cálculo de la velocidad de resbamiento.....	103
4.6.1.1 Datos de laboratorio.....	103
4.6.1.2 Asumiéndola como constante.....	104
4.6.1.3 A partir de correlaciones de caídas de presión.....	105
4.6.2 Cálculo de gastos.....	105
4.6.3 Ejemplo de interpretación en un sistema bifásico.....	106
4.6.4 Interpretación basada en balances de materia y energía.....	108
4.6.5 Análisis en tres fases.....	110

4.6.6	Interpretación cualitativa.....	111
4.7	Referencias.....	111
5	OTROS REGISTROS DE PRODUCCIÓN.....	123
5.1	Registro de ruido.....	113
5.1.1	Introducción.....	113
5.1.2	Descripción de la herramienta.....	113
5.1.3	Principios operativos.....	114
5.1.4	Entradas de fluidos desde los disparos.....	114
5.2	Instrumentos para medir la presión.....	116
5.3	Registros de correlación.....	116
5.4	Herramienta PLT.....	118
5.5	Referencias.....	119
6	CONCLUSIONES.....	120
7	BIBLIOGRAFÍA FUNDAMENTAL.....	122
8	ANEXOS.....	123
8.1	Flujo monofásico en tuberías.....	123
8.1.1	Introducción.....	123
8.1.2	Conservación de la masa.....	123
8.1.3	Conservación del momento.....	123
8.1.4	Rugosidad y Número de Reynolds.....	123
8.1.5	Análisis de pérdidas de presión.....	124
8.1.5.1	Introducción.....	124
8.1.5.2	Ecuaciones de Fanning y Darcy-Weisbach.....	124
8.1.5.3	Flujo laminar y turbulento.....	124
8.1.5.4	Flujo monofásico de gas.....	124
8.1.6	Análisis en fluidos no-Newtonianos.....	127
8.1.6.1	Definiciones.....	127
8.1.6.2	Número de Reynolds generalizado.....	127
8.1.6.3	Factor de fricción.....	127
8.1.7	Perfil de velocidad.....	127
8.1.8	Flujo en espacios anulares.....	129
8.2	Flujo multifásico en tuberías.....	130
8.2.1	Colgamiento y resbalamiento.....	130
8.2.2	Patrones de flujo.....	131
8.2.2.1	Tubería vertical.....	131
8.2.2.2	Tubería horizontal.....	131
8.2.2.3	Implicaciones para los registros de producción.....	133
8.2.3	Pérdidas de presión.....	133
8.3	Terminación de pozos.....	133
8.4	Equipos superficiales y sub-superficiales.....	136
8.5	Referencias.....	137

1. INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

Se puede definir un Registro Geofísico de Pozo como la *representación digital o analógica de una propiedad física o química que se mide in situ contra la profundidad en un pozo* (Arroyo, 1985), que se puede encontrar terminado o no.

Los *registros sub-superficiales de producción pueden considerarse como una rama de los registros geofísicos* (Allen, 1978) y son los registros que se pueden tomar después de que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el o los intervalos productores, es decir, después de la terminación inicial del pozo (Nieto, 1982). Responden a tres preguntas básicas: ¿qué?, ¿cuánto? y ¿de dónde? proviene cierto fluido.

La importancia de los registros de producción radica en que ofrecen información valiosa para los ingenieros de producción, quienes tienen que efectuar una serie de procedimientos encaminados a evaluar todas las características del sistema integral de producción, de manera tal que se mantenga a un mínimo costo; dichos procedimientos reciben el nombre de Evaluación de la Producción, y tiene por principal objetivo responder a dos interrogantes: 1. *¿Se encuentra el pozo produciendo a su potencial óptimo?* y, de ser negativa la respuesta, 2. *¿Por qué no lo está?* (Strubhar et al., 1972). En todo caso, se requiere tener un claro entendimiento del comportamiento de los fluidos dentro de la formación, a lo largo de la tubería y en superficie.

1.2 DESARROLLO HISTÓRICO

El primer registro de pozo se remonta al 5 de septiembre del año de 1927, cuando H. G. Doll aplicó un método desarrollado por los hermanos Marcel y Conrad Schlumberger y levantó un registro eléctrico dentro de un pozo vertical en Pechelbronn, Francia. Sin embargo, tuvieron que pasar nueve años para que se corriera una medición que estuviera asociada con la evaluación de la producción, así en 1936 fueron empleados por vez primera los registros de temperatura. Por aquellos tiempos, los ingenieros y operadores entendieron que el enfriamiento del gas cuando se expandía, generaba una anomalía que localizaba las fuentes de entrada de gas.

A principio de la década iniciada en 1940, a las mediciones de temperatura se le unieron los registros de presión, así como el uso de los primeros molinetes para caracterizar el flujo de fluidos dentro del pozo. Aparece también la herramienta de gradiente de presión, indispensable para la identificación del tipo de fluido presente en el medio. Hacia el año 1950, a la industria petrolera llegaron los instrumentos de producción que grababan en superficie, y no en el fondo del pozo. Esto representó una enorme ventaja para los operadores, al darles mayor flexibilidad y control durante las corridas.

Al llegar a la década que inició en 1960, las operaciones de registro de producción aún no se realizaban con la frecuencia que hoy conocemos, el hecho de enviar un cable con corriente eléctrica dentro de un pozo en contra de la presión, suponía muchas dificultades. Sin embargo, se introduce la inyección de grasa a través de los cabezales, como medio lubricante, resolviéndose así muchos de los problemas que la presión representaba. A mediados de los años sesenta, se habían desarrollado otros instrumentos de producción, que permitían obtener mayor información acerca de las condiciones del pozo, particularmente en flujo multifásico. Los medidores de densidad y capacitancia surgen por este tiempo; a la par, el registro de evaluación de cementación se vuelve un método ampliamente generalizado en las operaciones petroleras. En la misma década iniciada en 1960 comienza el desarrollo de las herramientas de neutrones, las cuales preceden a las modernas herramientas de neutrón pulsado. Así, en 1963

aparece el registro de vida media de neutrón. En 1968 la familia de herramientas de Tiempo de Decaimiento Termal, en sus diferentes versiones a lo largo de las últimas cuatro décadas; se constituye como el primer dispositivo que puede evaluar la saturación detrás de la tubería.

El registro de ruido, que para 1955 ya se sabía de su existencia pero no se encontraba disponible comercialmente, hizo su aparición en la escena petrolera hasta 1973, luego de un estudio en *Journal Petroleum Technology* que validaba su utilidad. En 1978 nace la herramienta de temperatura radial. En 1992 surge la nueva generación de herramientas de neutrón pulsado, la Herramienta de Saturación de Yacimiento, de las cuales existen diversas versiones, la más reciente la Herramienta de Saturación de Yacimiento PRO, que data de 2005.

Los avances no se han dado sólo en la innovación de las herramientas, también en las formas de emplearlas y de interpretar los datos. Como ejemplo, tenemos el desarrollo matemático sugerido en 1999 por investigadores de la Universidad de Texas en Austin, quienes plantean un método basado en balances de energía y materia para el análisis de registros en flujo bifásico (Li et al, 1999). En el nuevo milenio se han desarrollado varias mejoras a las herramientas clásicas, pero a su vez, dispositivos innovadores han aparecido en el mercado. Hoy día la herramienta de molinete que sólo empleaba una hélice centralizada y que no tenía validez en pozos altamente desviados empieza a ser reemplazada para tales condiciones, por una herramienta que no utiliza una sino cinco hélices. Los instrumentos basados en la impedancia eléctrica de los fluidos ganan terreno y los sensores ópticos que responden al índice de refracción de los hidrocarburos, son ya una realidad.

1.3 ACERCA DE ESTE TRABAJO

La presente recopilación tiene por objeto primordial más no único, convertirse en un auxiliar de algunas asignaturas de las carreras de Ingeniería Geofísica e Ingeniería Petrolera, dentro de la Universidad Nacional Autónoma de México, como son Registros Geofísicos de Pozo y Productividad de Pozos. Pretende convertirse en un material que los estudiantes de dichas materias consulten continuamente para iniciar, acrecentar, o reforzar sus conocimientos sobre los Registros de Producción. A su vez, intenta ir más allá y no sólo ocupar un lugar en los estantes de las bibliotecas universitarias, sino que en algún momento, con las correcciones e inclusiones pertinentes, ser auxiliar no sólo de alumnos, sino de académicos, investigadores, operadores y profesionales.

Al ser los registros de producción una importante herramienta petrolera usada en el acontecer diario de la industria, es fundamental tener un documento que reúna los aspectos esenciales de los mismos, aspectos tanto operativos como interpretativos, por lo que el que aquí se presenta, es un trabajo completamente justificado que aporta una visión complementaria a los documentos que existen actualmente, pero sobre todo, que agrupa en un solo escrito algunas de las ideas relevantes sobre los registros de producción.

1.4 REFERENCIAS

- | | |
|--|---|
| AL ARAIMI, N. M.: PETROLEUM DEVELOPMENT OMAN; JHA, N. K.: SCHLUMBERGER & ZAKWANI, S. AL: PETROLEUM DEVELOPMENT OMAN
<i>Exploration Well Testing With a Ventury/Dual Energy Gamma Ray Multiphase Flow Meter – A Case Study From Oman</i>
Society of Petroleum Engineers 93288, 2005 | <i>Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation Vol. II</i>
1978 |
| ALLEN, THOMAS O. & ROBERTS, ALAN | ARANGO SOLANO, GLORIA
<i>Tecnologías de monitoreo en tiempo real en pozo</i>
Facultad de Ingeniería, UNAM
2009 |
| | ARCHER, J. S. & WALL, C.G.
<i>Petroleum Engineering: Principles and Practice</i> |

Graham & Trotman
USA, 1986

ARROYO CARRASCO, FRANCISCO A.
Apuntes de Registros Geofísicos de Pozo
Dpto. de Geofísica, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1985

ECONOMIDES, MICHAEL J.; HILL, DANIEL A.
& EHLIG-ECONOMIDES, CHRISTINE
Petroleum Production Systems
Prentice Hall PTR
USA, 1994

MANZANO DOMÍNGUEZ, DAVID GERARDO

Registros Geofísicos en Pozo Entubado
Facultad de Ingeniería, UNAM
2009

RODRÍGUEZ NIETO, RAFAEL
Apuntes de Evaluación de la Producción
Facultad de Ingeniería, UNAM
Ciudad Universitaria, México 1982

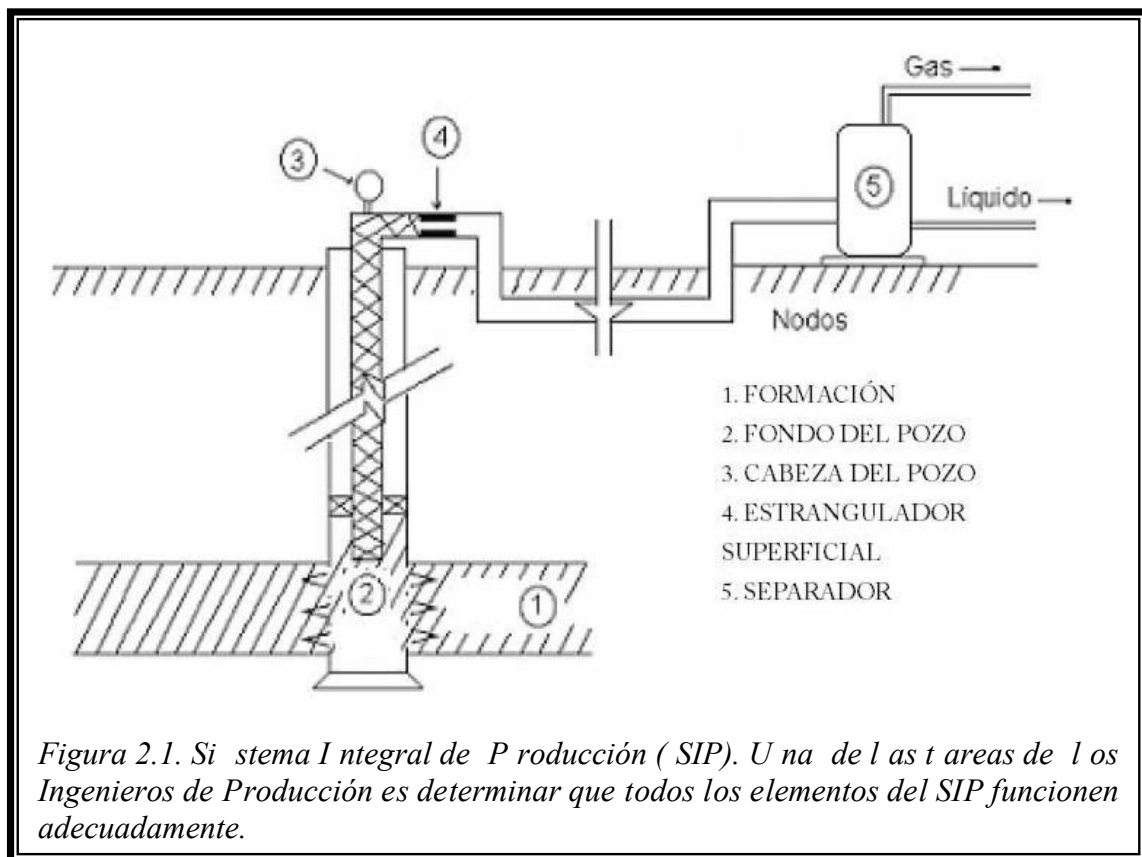
STRUBHAR, MALCOLM K.; BLACKBURN,
JAMES S. & LEE, JOHN W.
Production Operations Course II: Well Diagnosis
Society of Petroleum Engineers
USA, 1972

2. EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

2.1 GENERALIDADES

Para que un pozo petrolero sea explotado de manera óptima pero racional, *sin tener que sacrificar una larga vida productiva del pozo por un corto período de producción* (Rodríguez Nieto, 1982), los Ingenieros de Producción deben dictar ciertos lineamientos a seguir sobre cómo un pozo debe producir; para ello, se requiere tener un claro entendimiento del comportamiento de los fluidos dentro de la formación, a lo largo de la tubería y en superficie. Las tasas de producción deben revisarse desde el punto de vista técnico y económico: conociendo las características del yacimiento y del pozo por un lado; así como inversiones, contratos y comercialización global por el otro.

El sistema total (o integral) de producción (SIP) es un conjunto complejo que incluye uno o más pozos productores en un yacimiento (que pudiera ser múltiple), se compone de los elementos necesarios para transportar los fluidos del yacimiento hacia la superficie y separarlos en aceite, gas y agua, enviándoles posteriormente a instalaciones para su almacenamiento y comercialización.



Los componentes básicos del SIP son (Figura 2.1):

- i. **Yacimiento.** Porción de una trampa geológica almacenadora de hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.
- ii. **Pozo.** Agujero realizado a través de la roca hasta llegar al yacimiento, en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el objeto de establecer un flujo de fluidos controlado desde el yacimiento hasta la superficie.
- iii. **Tubería de descarga.** Conducto de acero a través del cual se transporta la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

- iv. **Estrangulador.** Dispositivo instalado en pozos productores para establecer una restricción al flujo de fluidos y poder obtener el gasto deseado, además, ayuda en el control de la presión de fondo y a evitar la conificación por agua y desestabilización y derrumbe del agujero.
- v. **Separadores y equipo de procesamiento.** Equipos empleados para separar la mezcla de aceite, gas y agua que proveniente del yacimiento; pueden ser verticales, horizontales o esféricos.
- vi. **Tanque de almacenamiento.** Recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos; pueden instalarse en tierra o pueden ser buque-tanques, ambos con capacidades de 100 mil a 500 mil barriles.

Uno de los objetivos primarios de los encargados del área de producción es llevar a cabo una serie de procedimientos encaminados a evaluar todas las características del SIP y sus interacciones, de manera tal que se mantengan a un mínimo costo; estos procedimientos reciben el nombre de Evaluación de la Producción, y tiene por principal objetivo responder a dos interrogantes: 1. *¿Se encuentra el pozo produciendo a su potencial óptimo? y, en caso de respuesta negativa, 2. ¿Por qué no lo está?* (Strubhar et al., 1972).

Para comenzar, se debe saber cuál es el potencial de un pozo; *mismo que debe ser pensado en primera instancia, en términos de cuánto es capaz de producir un pozo imponiéndole el mejor conjunto de condiciones* (Strubhar et al., 1972). Entonces se obtiene un gasto máximo posible; posteriormente, se establecen una serie de restricciones basadas en economía de mercado y leyes gubernamentales, definiéndose un gasto máximo permisible, el cual se compara con el gasto real. Si éste último es considerablemente menor del máximo permisible, el pozo presenta una baja productividad, por lo cual es necesario determinar qué lo provoca.

2.2 CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

Entender las causas que provocan el que un pozo no esté produciendo a su nivel óptimo, puede favorecer a obtener la solución del problema. Resulta conveniente, para tener una idea clara de todas las dificultades que se pueden tener, realizar una clasificación de las mismas. La primera aproximación categoriza en dos los problemas:

- i. **No tratables.** Generalmente se encuentran asociados con la naturaleza misma del yacimiento y sus fluidos, sobre los cuales no existe un control total. Entre ellos podemos mencionar la presencia de altas viscosidades, bajas presiones de yacimiento, porosidades bajas, baja conductividad de la formación (producto de la potencia de la capa por su permeabilidad: kh), etcétera. (su nombre no es el más adecuado, pues muchos de estos problemas pueden ser tratados o corregidos al menos parcialmente).
- ii. **Tratables.** Se suscitan dentro de o en las cercanías del pozo y pueden subdividirse en tres tipos: 1) *ocurridos en los espacios porosos de la formación*, 2) *asociados a problemas en la perforación o a los disparos* y 3) *problemas en el equipo de producción* (Strubhar et al., 1972).

Una manera más acertada de clasificar los problemas, sería dividiéndolos como se muestra a continuación:

- i. Problemas asociados al yacimiento.
- ii. Problemas asociados a la terminación del pozo.
- iii. Problemas asociados al equipo de producción.

Ahora, se analizarán estos tres tipos de afectaciones que se pueden tener en la producción.

2.2.1 Problemas asociados al yacimiento

Se encuentran relacionados al yacimiento mismo, a los fluidos que contiene y a sus propiedades físicas y químicas. Los más comunes son los siguientes:

2.2.1.1 Baja conductividad de formación

Al producto entre la potencia (espesor) de una formación y su permeabilidad específica se le conoce como la conductividad de dicha formación. Se tendrán valores bajos de conductividad cuando: a) se tengan valores bajos de permeabilidad, b) los espesores no sean grandes o c) cuando ambas características muestren valores bajos. Cuando se presente uno de estos tres casos, se tendrán también, tasas de bajas de producción.

2.2.1.2 Bajas permeabilidades relativas

La geometría del grano, el grado de selección, el tamaño y la distribución de los poros, son factores de los que depende la permeabilidad relativa, y un valor baja de ella se verá reflejado en la capacidad de la formación para producir aceite o gas, la cual disminuirá.

2.2.1.3 Disminución de la permeabilidad específica

Conforme la presión de confinamiento en una roca aumenta, la permeabilidad específica disminuye. En las vecindades del pozo, los esfuerzos sobre la roca aumentan conforme ocurren caídas de presión durante la producción. Esta reducción de la presión se ve reflejada en la acentuación de la presión de confinamiento de todo el yacimiento y, consecuentemente, en la disminución de la permeabilidad.

2.2.1.4 Baja porosidad

Problema íntimamente con las características litológicas del yacimiento; diferentes porosidades estarán presentes en yacimientos siliciclásticos que en yacimientos carbonatados; en los segundos, la posibilidad de tener porosidades secundarias asociadas a vórgulos y fracturas puede ser mayor. Respecto a este punto, se debe mencionar que el presente escrito no discrimina entre los distintos yacimientos posibles: los registros comenzaron a desarrollarse en yacimientos siliciclásticos, pero su uso se generaliza, teniendo los cuidados pertinentes durante la interpretación.

2.2.1.5 Baja presión de yacimiento

El movimiento de fluidos a través del yacimiento depende de la presión del mismo, cuando ésta es grande, el desplazamiento será mayor y viceversa. Así, cuando la presión baja, el flujo de fluidos hacia los pozos disminuye también.

2.2.1.6 Altas relaciones gas-aceite o agua aceite (“GOR” o “WOR”, por sus siglas en inglés)

Conforme aumenta la saturación de gas, muchas veces debido a una disminución de la presión, el gas es mayormente producido por encima del aceite.

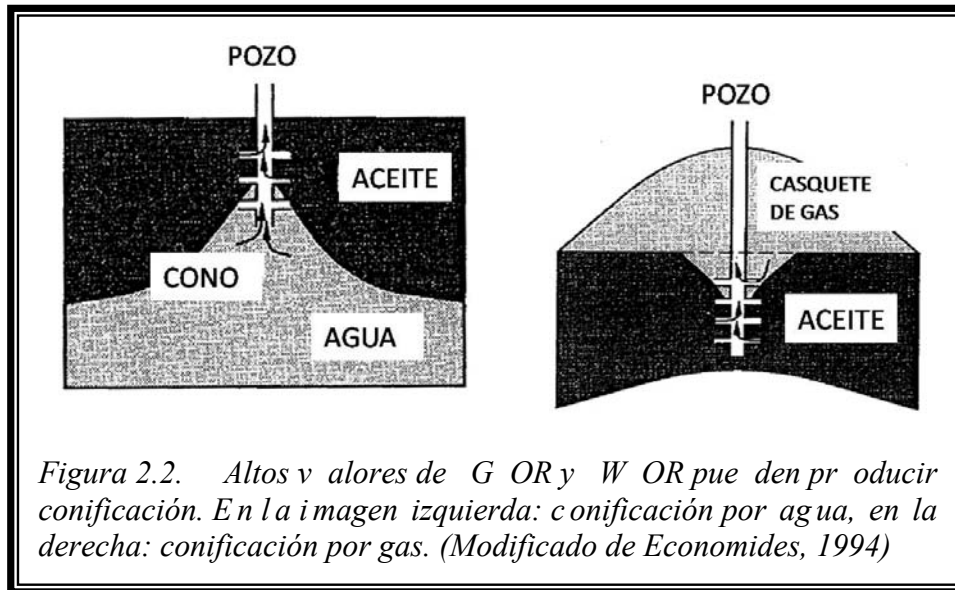
Cuando se tiene una considerable producción de agua en pozo de aceite o gas, se pueden generar los siguientes inconvenientes: a) se reduce la saturación y consecuentemente la permeabilidad relativa del hidrocarburo, b) se tiene que realizar una separación y manejo del agua producida, lo cual aumenta los costos operativos y c) el gradiente de presión en las tuberías aumenta, incrementando también la presión de fondo y disminuyendo la producción.

Dos problemas más se hallan relacionados con el agua: la intrusión de aguas marginales y el agua accidentada. La intrusión es el flujo natural del agua hacia la zona de hidrocarburos en un yacimiento, conforme la producción se lleva a cabo, el agua reemplaza poco a poco el hidrocarburo hasta que se comienza a producir agua. El agua accidentada (“fingering”) ocurre principalmente en sistemas de inyección de H₂O, y se da cuando el agua proveniente de los pozos inyectoros se infiltra antes de tiempo en los pozos productores; provocando que gran parte del aceite se mantenga en zonas de baja permeabilidad, requiriéndose mayores cantidades de agua para mantener la producción.

La conificación es otro problema asociado a los altos valores de “GOR” o “WOR”: una conificación por gas sucede cuando se realiza un disparo cerca de un contacto gas-aceite y existe la suficiente permeabilidad para que el gas migre hacia la parte baja del pozo, conforme la presión alrededor de él, disminuye, algo similar puede ocurrir con el agua, cuando se dispara cerca de un contacto aceite-agua (Figura 2.2).

2.2.1.7 Alta viscosidad

Al aumentar la viscosidad, la tasa de producción disminuye.



2.2.1.8 Turbulencia

La ley de Darcy asume un flujo laminar dentro de las formaciones, sin embargo en pozos de gas se alcanzan velocidades suficientemente altas como para producir efectos de turbulencia y seguir un flujo no Darcyano que provocará la disminución de la tasa de producción.

Puesto que algunas de las características mencionadas anteriormente, como la potencia y las permeabilidades son propiedades inherentes a la formación, los mencionados, son problemas que caen dentro de los que se denominan como no tratables: están asociados a la naturaleza misma del yacimiento y sobre ellos, se tiene poco o ningún control. Los siguientes, constituyen parte de los denominados problemas tratables.

2.2.1.9 Precipitados inorgánicos

El agua de formación comúnmente contiene sólidos en solución que, cuando ocurren caídas de presión al haber producción, dichos sólidos pueden precipitarse (los precipitados que se han encontrado son: sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, hidróxido de magnesio, hidróxidos de hierro y carbonato ferroso), los cuales se van a alojar en los poros de la formación impidiendo el adecuado flujo de fluidos. Puesto que la máxima caída de presión ocurre en las cercanías del agujero, es allí donde se tiene la mayor depositación, lo cual agrava la situación, puesto que con tal depositación, se produce un daño que ocasionará una nueva caída de presión. A los sólidos formados, se les suele llamar incrustaciones (“scales”).

2.2.1.10 Baja permeabilidad del aceite

Una baja permeabilidad ocasiona una baja tasa de producción. La permeabilidad presente en la formación puede inferirse de los análisis de núcleos o de los registros. En ocasiones, la permeabilidad real es menor de la inferida, esto puede deberse a 1) el incremento de la saturación del agua o gas del yacimiento o 2) a la disminución de la permeabilidad del aceite al pasar éste de un estado de no mojabilidad a uno de mojabilidad.

2.2.1.11 Daño por materiales de estimulación

En ocasiones, el empleo de ciertos productos para aliviar un problema puede resultar contraproducente:

- i. Ácidos. Son empleados para estimular pozos y aumentar la producción, sin embargo, algunos de estos ácidos pueden ocasionar la precipitación de materiales asfálticos.
- ii. Aditivos. Ciertos tratamientos son diseñados para resolver problemas específicos (reductores de fricción, inhibidores de corrosión, desemulsificadores, etcétera) y funcionan correctamente; desafortunadamente, y considerando la naturaleza química

de los hidrocarburos, los cuáles varían su comportamiento dependiendo el lugar donde se encuentren, pueden generarse diversos problemas, como la precipitación de partículas sólidas cuando los aditivos se logran mezclar con los fluidos de la formación.

- iii. Agua incompatible. El agua de formación contiene sales disueltas, mientras que el agua proveniente de otras fuentes (como la inyectada en un sistema de recuperación) debiera tener una composición diferente. Iones de una y otra agua pueden interactuar y precipitar.

2.2.1.12 Emulsiones

Este problema se genera cuando dos o más fluidos inmiscibles logran combinarse sin que se puedan separar después en sus componentes individuales. Las emulsiones se forman, por ejemplo, al mezclarse los fluidos de un yacimiento con fluidos inyectados. Se pueden encontrar en los disparos o dentro de la formación, por tal razón se incluye en este apartado.

2.2.1.13 Agua contaminada

Se trata de agua que ingresa al sistema de producción o al yacimiento (por ejemplo, mediante un proceso de recuperación mejorada) pero en suspensión lleva microorganismos que taponan la formación o los equipos, provocando una baja producción considerable. No se debe confundir con el agua incompatible, en este caso el agua no necesita mezclarse con alguna otra sustancia, de manera pura como ingresa al yacimiento, lo afectará.

2.2.1.14 Lodo de perforación

Dos son los problemas que pueden ocasionar los lodos empleados en la perforación de pozos: a) que el filtrado de lodo (“mud cake”) llegue al medio poroso de la formación y b) la intrusión de partículas sólidas al espacio poroso. Imaginemos el siguiente ejemplo: si el lodo se encuentra hecho a base de agua salada, el filtrado aumentará la saturación de agua y reducirá la permeabilidad relativa del aceite dentro de la formación. El ingreso de partículas sólidas puede verse negativamente reflejado en un valor menor de porosidad al que se tenía antes del filtrado.

2.2.1.15 Migración e hinchamiento de arenas

La filtración de lodo a base de agua salada, puede generar otros problemas: a) hinchamiento de las partículas arcillosas, por lo que los canales de flujo se ven reducidos y b) dispersión de aquellas partículas que son transportadas (esto hasta que ocurre un taponamiento en los canales de flujo).

2.2.1.16 Producción de arena

Se trata de un costoso problema que se suele dar en casos donde el agua es también producida. Erosiona los equipos de producción y puede suceder que los tanques de almacenamiento sean llenados de arena; todo esto reduce la producción y la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

2.2.2 Problemas asociados a la terminación del pozo

Estos son inconvenientes que se relacionan con la condición y/o arreglo de las perforaciones.

2.2.2.1 Calidad de los disparos

Diversos estudios de producción llegan a la conclusión de que son pocos los disparos que contribuyen al flujo de hidrocarburos, y esto es porque en muchas de las veces, los disparos se encuentran mal hechos. Hay que considerar los diámetros, el arreglo geométrico y el número de disparos que se harán en un área determinada así como la profundidad de penetración.

2.2.2.2 Taponamiento

En otras ocasiones, la depositación de un compuesto orgánico o inorgánico puede ser la causa por la que un pozo no produzca a su nivel óptimo.

2.2.2.3 Terminaciones parciales

Algunas veces, la terminación parcial del pozo se hace con toda la intención, para evitar una producción excesiva que pueda derivar en una sobreexplotación del yacimiento; de ser ese el

caso, se debe actuar con sumo cuidado para no confundir este efecto con algún problema del pozo.

2.2.3 Problemas asociados al equipo de producción

Averías en cualquier elemento del equipo de producción, pueden llevar a que el pozo presente una baja productividad; algunos de los desperfectos más comunes se detallan a continuación.

2.2.3.1 Depósitos orgánicos

Se clasifica este problema dentro de los asociados al equipo de producción y no en los relativos al yacimiento ya que, si bien la pregunta de si estos depósitos se desarrollan o no en los poros de la formación no está aún dilucidada por completo, esta dificultad se ve reflejada directamente en los equipos de producción. La clasificación más amplia de los depósitos orgánicos es la que los divide en: a) parafinas y b) asfaltenos. Por un lado, la precipitación de las parafinas suele darse con el descenso en la temperatura del aceite: cuando éste es producido y el gas disuelto se separa en el yacimiento, ocurre una caída de presión que genera primero un enfriamiento y cambios en la composición del hidrocarburo y posteriormente, el depósito de material orgánico. La depositación de asfaltenos en cambio, es un asunto de floculación (aglutinación de sustancias coloidales presentes en el agua facilitando su decantación) y grandes caídas de presión en los alrededores del pozo.

2.2.3.2 Tubería de revestimiento (T.R.) y cementación

El problema más común que pueden presentar está relacionado con una mala adherencia de la T.R., provocando que se formen canales de comunicación entre zonas (Figura 2.3).

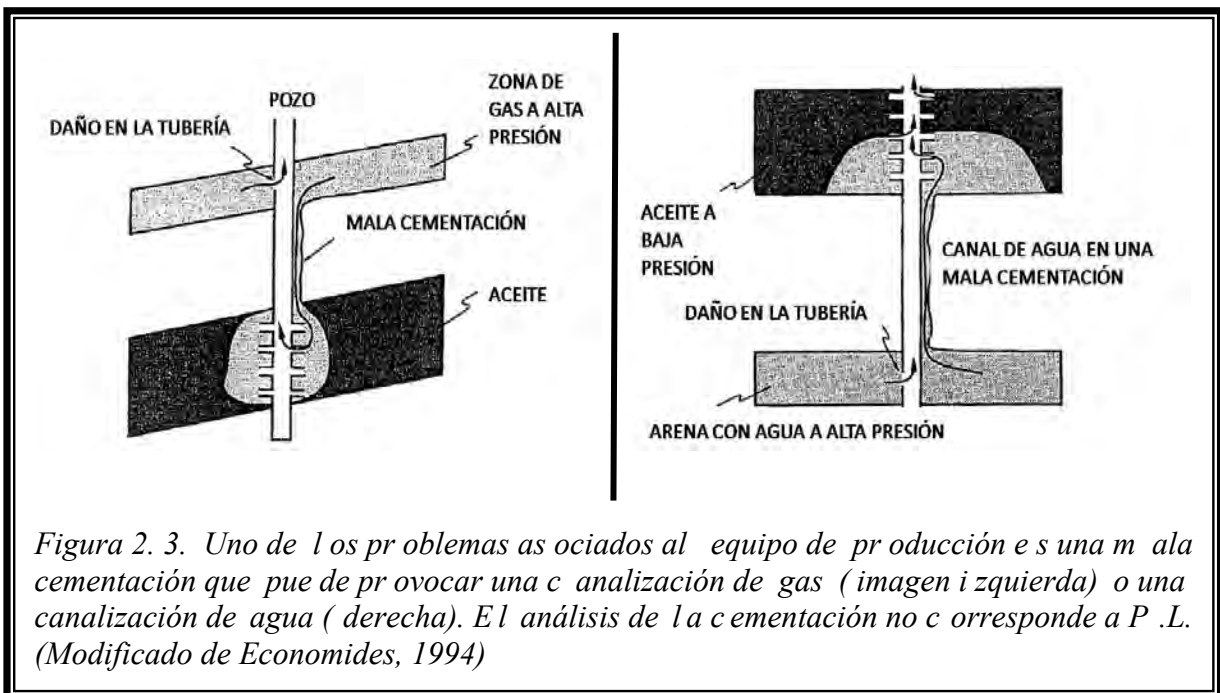


Figura 2. 3. Uno de los problemas asociados al equipo de producción es una mala cementación que puede provocar una canalización de gas (imagen izquierda) o una canalización de agua (derecha). El análisis de la cementación no corresponde a P.L. (Modificado de Economides, 1994)

2.2.3.3 Tubería de producción

La T.P. puede presentar errores debido a: a) perforaciones o fugas (ocasionadas por la acción corrosiva de algunos fluidos entre otros motivos) y b) mal diseño (debe tomarse en cuenta que el flujo multifásico en tuberías verticales puede ocasionar caídas de presión excesivamente grandes).

Otras dificultades que se pueden presentar son la corrosión y desgaste en las válvulas de inyección de gas, la abrasión del metal de los sistemas de bombeo por producción de arena, el desgaste debido al tiempo de los empacadores (lo cual provoca la migración de fluidos en el

espacio anular entre la T.P. y la T.R.). También hay que tomar en cuenta que el equipo tiene un período de vida estimado, el cuál dependerá no sólo de las aplicaciones que tenga, sino de la forma en que se utilice.

2.2.3.4 Zonas ladronas

Una zona ladrona es una formación en la cual se manifiesta una pérdida de circulación ya que existe un flujo preferencial al ser una zona de alta permeabilidad. Para disminuir la permeabilidad de las zonas ladronas, se utiliza un colchón obturante basado en fluidos reactivos.

Por último, un punto aquí no resaltado, por no tratarse de una cuestión técnica, pero que sin duda es una parte esencial, es la adecuada administración de los yacimientos (“reservoir management”), si se logra manejarlo adecuadamente, desde puntos de vista políticos y administrativos, aunado a un amplio conocimiento de la Ingeniería de la Producción, se puede augurar un buen futuro para el yacimiento.

2.3 EFECTO SUPERFICIAL

En ocasiones, las caídas de presión pronosticadas con la Ley de Darcy, no concuerdan con las determinadas en las pruebas de presión, estas mediciones de caídas de presión *son usualmente más grandes (rara vez más pequeñas) que las teóricas* (Archer, 1986). Esta diferencia se conoce como efecto superficial (“skin”), y será positivo si hay un incremento en la caída de presión y negativo cuando la caída de presión medida es menor comparada con la predicha.

Para obtener un mejor valor, se debe asumir que en la vecindad del agujero, existe cierta resistencia al flujo (en tal caso el “skin” será positivo, el que fuese negativo implicaría que el flujo está siendo favorecido en las cercanías del pozo, lo cual rara vez ocurre). Dicha resistencia se puede deber a diversos factores, como pueden ser disparos incompletos, obstruidos o realizados en lugares incorrectos, o en general por daño a la formación, que puede ser definido como la alteración natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

Considerar el efecto superficial resulta ser un punto importante a tomar en cuenta puesto que, al evaluar la producción y comparar la tasa de producción máxima permisible y la real, se puede caer en un error si en ésta última no se ha tomado en cuenta el efecto superficial, lo que llevaría a trabajar de hecho, con un gasto aparente y no real.

2.4 INSTRUMENTOS PARA EVALUAR LA PRODUCCIÓN

En esta sección se definirán algunos conceptos útiles en la evaluación de la producción, además, se mostrarán las herramientas y métodos más comunes que emplean los Ingenieros de Producción para llevar a cabo su trabajo.

2.4.1 Curvas de Gradiente

Se tratan de gráficos de profundidad contra presión que permiten calcular la distribución de presiones en la tubería de producción; se generan a partir de correlaciones de flujo multifásico (o bien por medio de experimentos de flujo). Se emplean para determinar la presión en la cabeza del pozo partiendo de la presión de fondo fluyendo y viceversa.

2.4.2 Análisis Nodal

El estudio del flujo de fluidos que divide al SIP en partes, y que tiene la finalidad de predecir el gasto y la presión en las uniones de las partes (uniones a las que se les denomina nodos) o en los extremos del sistema, se conoce como Análisis nodal. Otros de los objetivos de este estudio es predecir el comportamiento del flujo en las actuales condiciones del SIP, predecir

el comportamiento al variar ciertos parámetros en algún nodo, tomar las decisiones adecuadas para optimizar las condiciones de flujo, entre otros.

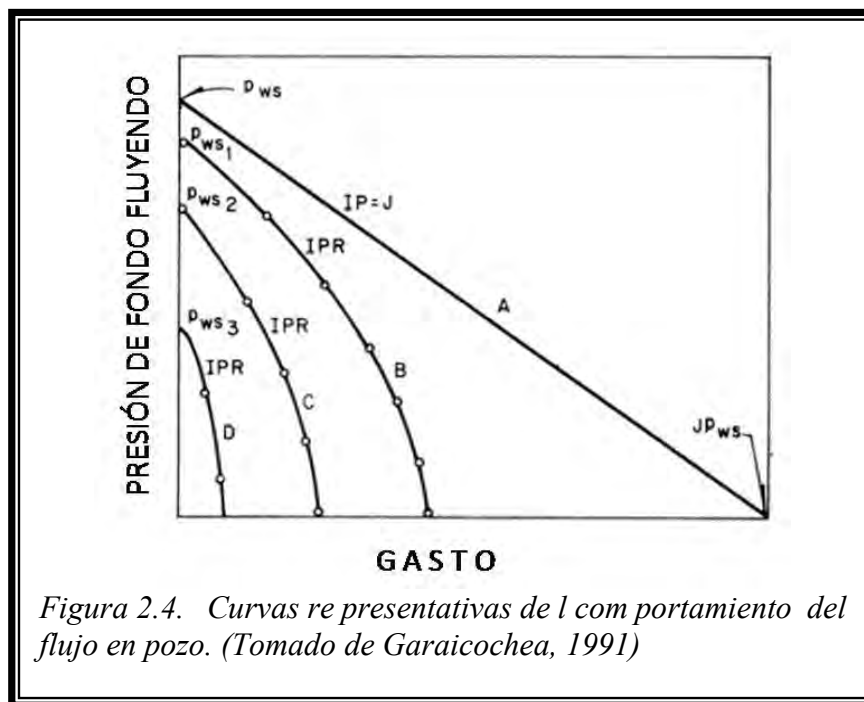
2.4.3 Índice de Productividad

Se define a J , como la relación existente entre el gasto q y el valor de la caída de presión Δp . Las unidades de J se establecen en [barriles/(día*psi)] o en [m³/(día*KPa)].

En la Figura 2.4 se muestran las curvas características que representan el comportamiento del flujo en un pozo. En la línea A, la tendencia mostrada es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) es mayor que la presión de saturación (p_b). Para el caso de presiones de fondo fluyendo menores a p_b el comportamiento del flujo muestra la tendencia de la línea B.

Al caer la presión en el yacimiento se podría esperar que el comportamiento fuese como el representado por las líneas C y D. Continuando con la figura, *si se da que la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación, se tendría una pendiente constante (línea A), entonces J será igual al índice de productividad IP* (Garaicochea, 1991). Por otro lado, cuando la presión de saturación es la mayor, respecto de la presión de fondo fluyendo, se considera un comportamiento no lineal (líneas B, C y D), al cual se le conoce como IPR (“inflow performance relationship”).

El gasto teórico que se tendría de un pozo si la presión de saturación (p_{ws}) fuera igual a cero, se conoce como gasto máximo ($q_{m\acute{a}x}$).



Suponiendo un índice de productividad constante, independiente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua, la siguiente ecuación es válida:

$$J = q / (p_{ws} - p_{wf}) \quad (E-2.1)$$

donde,

J: índice de productividad

q: gasto

p_{ws} : presión estática (a la que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento)

p_{wf} : presión de fondo fluyendo.

En rigor, debería usarse una ecuación más compleja que considere, entre otras cosas, el factor total de daño a la formación, el término por flujo turbulento y las permeabilidades relativas, pero dado que en la práctica el cálculo de las permeabilidades resulta complejo, se opta por la relación mostrada. Cuando en un yacimiento (o aún en yacimientos distintos), diferentes pozos productores presentan las mismas características de la formación y sus fluidos, se tienen diferentes valores de J , deberá inferirse un daño en la formación.

2.4.4 Pruebas de presión-producción

Las mediciones momentáneas de presión (“pressure transient analysis”), comúnmente conocidas como pruebas de pozo o pruebas de presión, son prácticas estándares que juegan un rol importante en la exploración y desarrollo de yacimientos potenciales. *Una prueba de pozo correctamente diseñada, puede proporcionar a los Ingenieros de Producción información relativa a las presiones, reservas y capacidad de flujo de un yacimiento, elementos importantes en los procesos de evaluación* (Guo, 2007).

Entre otros, los resultados que podemos obtener con las pruebas de presión son los siguientes:

- ◆ Presión inicial del yacimiento
- ◆ Presión promedio
- ◆ Permeabilidad direccional
- ◆ Cambios en la permeabilidad efectiva en los alrededores del pozo
- ◆ El daño en las cercanías del pozo y efecto “skin”
- ◆ Número de pozos para obtener el máximo drenaje de una formación
- ◆ Gasto
- ◆ Valores de GOR y WOR

Existen diversas técnicas modernas para la realización de las pruebas de presión, pero las principales son:

- i. **Prueba de decremento (“drawdown test”).** Medición y análisis de datos de presión obtenidos después de que un pozo es puesto en producción.
- ii. **Prueba de incremento.** Medición y análisis de datos de presión obtenidos después de que un pozo productor ha sido cerrado.
- iii. **Prueba de inyektividad.** Medición y análisis de datos de presión obtenidos después de que un pozo inyector ha comenzado a introducir fluido al yacimiento.
- iv. **Prueba de decremento en pozos inyectores (“falloff test”).** Medición y análisis de datos de presión obtenidos después de que un pozo inyector ha sido cerrado.

2.4.5 Sísmica de Lapso (4D)

Los estudios sísmicos actualmente son pieza clave en el trabajo de las compañías petroleras en su afán por mantener la producción de un campo: nuevas formas de emplear los datos han sido descubiertas, lo que ha permitido traspasar los límites de la exploración, *empleándose los avances tecnológicos logrados en adquisición y procesamiento de datos sísmicos para mejorar el rendimiento de los activos de aceite y gas* (Alsos et al., 1992).

El entender cómo se comporta un yacimiento necesita mediciones y observaciones del mismo en distintos momentos de tiempo; una importante herramienta Geofísica utilizada para este propósito es la que se conoce como sísmica de lapso de tiempo, la cual *revela cambios sísmicos en las propiedades del yacimiento, mediante la comparación entre dos diferentes estudios realizados en diferentes instantes* (Aronsen, 2004). Con la sísmica de lapso se pueden explicar los cambios en algunas propiedades del yacimiento y sus componentes, como parámetros elásticos de las rocas, pero principalmente, el movimiento de los fluidos a lo largo del tiempo.

Visualizar como los fluidos se desplazan en el yacimiento a través de la producción, se puede lograr puesto que las propiedades sísmicas de reflexión varían de forma proporcional a la saturación de fluidos y presiones en el yacimiento. *Se debe considerar que la geología*

(estructura y estratigrafía) *del yacimiento es asumida como constante* (Lumley, 2001), lo cual, aunque no es del todo cierto ya que durante la producción se tienen procesos de subsidencia, compactación y disminuciones de porosidad, para casos prácticos de sísmica 4D, las únicas variables son, principalmente, la presión, la temperatura y la saturación.

La sísmica de lapso es todavía un tópico en desarrollo, sin embargo, como afirma Lumley (2001), *el sentido común nos indica que los beneficios de esta tecnología, son claros, beneficios que pueden emplearse en el análisis de la producción.*

2.4.6 Registros de Producción e Integridad de la tubería

Se puede definir un Registro Geofísico de Pozo como la *representación digital o analógica de una propiedad física o química que se mide in situ contra la profundidad* (Arroyo, 1985) en un pozo, que se puede encontrar terminado o no.

Los registros sub-superficiales de producción pueden considerarse como una rama de los registros geofísicos (Allen, 1978) y son los registros que se pueden tomar después de que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el o los intervalos productores, es decir, después de la terminación inicial del pozo (Nieto, 1982).

Los registros de producción (algunas veces abreviados como PL por las siglas en inglés de “production logs”) ayudan a determinar cuatro características básicas del Sistema Integral de Producción, de acuerdo con Strubhar (1972), estas cuatro condiciones son:

- i. **Estado mecánico del pozo.** Tuberías, empacadores, tapones, válvulas y todos los componentes que integran el pozo deben funcionar correctamente, los PL ayudan a detectar fugas, daños de corrosión y diversos daños en otros dispositivos.
- ii. **Integridad de la cementación.** Si no hay una buena cementación, es posible que se produzca migración de fluidos; por lo que la determinación de si existe o no un correcto sello hermético entre la TR y las paredes del pozo, se puede lograr con los registros de producción.
- iii. **Comportamiento del pozo.** Aspecto muy amplio y en donde los PL encuentran mayor aplicación, ayudan a establecer que disparos están contribuyendo, de dónde vienen los fluidos que se están produciendo o cuál es el perfil de inyección.
- iv. **Evaluación de las formaciones.** Localización de contactos agua-aceite-gas y determinación de saturaciones y otros parámetros petrofísicos a través de la TR pueden ser logrados con PL.

Algunos autores consideran que las dos primeras condiciones mencionadas, no son atacadas de hecho por los registros de producción, sino por los conocidos como registros de integridad de la tubería, ya que en realidad no están enfocados a medir la producción (aunque si colaboran en el diagnóstico de problemas del SIP) sino el estado físico de los componentes del pozo. Así, los registros de producción se encuentran reducidos a los que se orientan a medir en realidad, *¿cuánto de qué fluido proviene de dónde?* (Wade, 1965). Luego entonces, este documento se abocará principalmente al análisis de los registros de producción que responden esas tres preguntas (¿qué?, ¿cuánto? y ¿dónde?), y se considerará a los registros de integridad como materia de otro trabajo.

2.5 REFERENCIAS

- | | |
|---|---|
| AL ARAIMI, N. M.: PETROLEUM DEVELOPMENT OMAN; JHA, N. K.: SCHLUMBERGER & ZAKWANI, S. AL: PETROLEUM DEVELOPMENT OMAN <i>Exploration Well Testing With a Ventury/Dual Energy Gamma Ray Multiphase Flow Meter – A Case Study From Oman</i> | Society of Petroleum Engineers 93288, 2005 |
| | ALLEN, THOMAS O. & ROBERTS, ALAN <i>Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation Vol. II</i> 1978 |

- ALSOS, T.; EIDE, A.; ASTRATTI, D.; PICKERING, S.; BENABENTOS, M.; DUTTA, N.; MALLICK, S.; SCHULTZ, G.; DEN BOER, L.; LIVINGSTONE, M.; NICKEL, M.; SENNELAND, L.; SCHLAF, J.; SCHOEPFER, P.; SIGISMONDI, M.; SOLDI, J. & STRENNEN, L.
Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento
Oilfield Review 2002
Schlumberger
- ARCHER, J. S. & WALL, C.G.
Petroleum Engineering: Principles and Practice
Graham & Trotman
USA, 1986
- ARONSEN, HANS ANDREAS; OSDAL, BÁRD; DAHL, TERJE; EIKEN, OLA; GOTO, RICHARD, KHAZANEHDARI, JALAL; PICKERING, STEPHEN & SMITH, PATRICK
Time well: New insights from Time-Lapse Seismic Data
Oilfield Review 2004
Schlumberger
- ARROYO CARRASCO, FRANCISCO A.
Apuntes de Registros Geofísicos de Pozo
Dpto. de Geofísica, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1985
- ECONOMIDES, MICHAEL J.; HILL, DANIEL A. & EHLIG-ECONOMIDES, CHRISTINE
Petroleum Production Systems
Prentice Hall PTR
USA, 1994
- GARAICOHEA PETRIRENA, FRANCISCO; BERNAL HUICOHEA, CÉSAR & LÓPEZ ORTIZ OSCAR
Transporte de hidrocarburos por ductos
Colegio de Ingenieros Petroleros de México
México, 1991
- GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM C. & GHALAMBOR, ALI
Petroleum Production Engineering: A computer assisted approach
Elsevier Science & Technology
USA, 2007
- JOSHI, SADA D.
Horizontal Well Technology
PennWell
USA, 1991
- LEÓN-VENTURA, R.; GONZÁLEZ-G., G. & LEYVA-G., H.; PEMEX-E&P
Evaluation of Horizontal Well Production
Society of Petroleum Engineers 59062, 2000
- LUMLEY, DAVID E.
Time lapse seismic reservoir monitoring
Geophysics, Vol. 66 No. 1
(January-February 2001); pp. 50-53
- PRAT, G. DA; PACHECHO, E. & SIERRA, L.: HALLIBURTON RESERVOIR SERVICES
New System for Advanced Well Test Analysis
Society of Petroleum Engineers 23613, 1992
- PROETT, MARK A. & WAID, MARGARET C.: HALLIBURTON ENERGY SERVICES
Time Pressure Transient Analysis Methods
Society of Petroleum Engineers 28449, 1994
- RODRÍGUEZ NIETO, RAFAEL
Apuntes de Evaluación de la Producción
Facultad de Ingeniería, UNAM
Ciudad Universitaria, México 1982
- SAHNI, A. & HATZIGNATIOU, D. G.: UNIVERSITY OF ALASKA FAIRBANKS, USA
Pressure Transient Analysis in Multilayered Faulted Reservoirs
Society of Petroleum Engineers 29674, 1995
- STRUBHAR, MALCOLM K.; BLACKBURN, JAMES S. & LEE, JOHN W.
Production Operations Course II: Well Diagnosis
Society of Petroleum Engineers
USA, 1972
- WADE, R. T.; CANTRELL, R. C.; POUPON, A. & MOULIN, J.
Production Logging – The key to optimum well performance
Journal of Petroleum Technology, pp. 137-144
February 1965
- ZHENG, S. Y. & CORBETT, P.: INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING, HERIOT-WATT UNIVERSITY
Well Testing Best Practice
Society of Petroleum Engineers 93984, 2005

3. REGISTROS EN FLUJO MONOFÁSICO

3.1 TEMPERATURA

3.1.1 Introducción

La de temperatura, fue probablemente la primer herramienta empleada para evaluar la producción; originariamente *utilizada para localizar entradas de aceite y de gas, a mediados de la década iniciada en 1930* (Strubhar, 1972). Se trata de la medición del gradiente de temperatura dentro de un pozo, que se interpreta mediante la localización de anomalías o desviaciones respecto de un gradiente de referencia, que por lo general es el gradiente geotérmico. La herramienta utiliza un termómetro especial el cual arroja lecturas continuas de temperatura.

Una característica importante de este registro es su confiabilidad: *no importa cuáles sean las condiciones de l pozo o, l a t emperatura siempre podrá ser m edida con precisión* (Smolen, 1996).

Su interpretación es cualitativa la mayoría de las veces, aunque también existen técnicas cuantitativas, es de suma importancia ya que el conocimiento de las temperaturas del pozo se requiere para detectar correctamente el movimiento de fluidos, diferenciación entre entradas de gas o líquido, localización de canales y fracturas y evaluación de pozos inyectores entre otras aplicaciones, las cuales se explicarán a detalle en este capítulo.

3.1.2 Fundamentos operativos

3.1.2.1 Efecto Joule-Thompson

El registro de temperatura muestra anomalías causadas por el efecto Joule-Thompson, proceso que se refiere a cambios en la temperatura presentados cuando un gas se expande mientras fluye a través de una restricción (como una válvula, un estrangulador o disparos), manteniendo una entalpía constante (no existe transferencia de calor).

La ecuación E-3.1 define el cambio en la temperatura conforme la presión cambia, dicha ecuación es válida cuando los cambios de presión son pequeños y adiabáticos, es decir, no existen entradas ni salidas de calor.

$$\Delta T = [T(\partial V/\partial T) - V] \Delta P / C_p \quad \dots(E-3.1)$$

ΔT : Cambios en la temperatura

ΔP : Cambios en la presión

T: Temperatura

V: Volumen

C_p : Capacidad calorífica

El cambio puede ser positivo o negativo. Para cada gas, existe un punto de inversión que depende de la temperatura y la presión, sobre el cual al expandirse el gas causa un aumento de temperatura (“heating”), y por debajo, la expansión del gas causa un enfriamiento (“cooling”).

3.1.2.2 Gradiente geotérmico.

Se trata del incremento de la temperatura con la profundidad generado por el flujo continuo de calor proveniente del interior de la Tierra, generalmente aplicable para profundidades mayores a los 200 metros. El flujo de calor es un proceso en equilibrio entre las fuentes de calor, la temperatura media de la superficie y la conductividad térmica de las formaciones. En los continentes, el gradiente es generalmente de 20 a 40 [°C/Km], aunque puede ser mucho

mayor en zonas ígneas; en los océanos, ha resultado más complicado determinarlo y varía de forma considerable. Se considera que el gradiente geotérmico promedio en la superficie de la Tierra es de 24 [°C/Km], pero se supone que disminuye con la profundidad debido a un fenómeno conocido como fusión del manto. Dentro del manto, el incremento de la temperatura con la profundidad se considera de 0.1 [°C/Km].

El gradiente variará significativamente de una región a otra, y la pendiente del perfil de temperatura (gradiente geotérmico) será distinta de formación a formación, ya que como se mencionó, depende de la conductividad térmica de las rocas: cuanto más grande sea la conductividad, más fácilmente el calor será transportado a través de las rocas. Esta relación se puede expresar cuantitativamente con la ley de Fourier:

$$u = \lambda (dT / dD) \quad \dots(E-3.2)$$

donde

u : flujo de calor

λ : conductividad térmica

dT/dD : es el gradiente geotérmico (g_G).

Es importante tener presente que el perfil de temperatura varía con la estratigrafía, ya que las técnicas de interpretación se basan en la suposición de que el gradiente es constante con la profundidad, suposición que estará más cerca de la realidad cuanto más uniformes sean los elementos penetrados por un pozo.

El perfil geotérmico puede ser obtenido corriendo un registro antes de iniciar la producción o cuando el pozo está cerrado (“shut in log”).

3.1.2.3 Comportamiento de la temperatura en los registros

Las temperaturas medidas dentro del pozo, en ausencia de algún disturbio térmico corresponden al perfil geotérmico; sin embargo, es prácticamente imposible tener un pozo en tales condiciones. *Existen al menos tres grandes causas por las que la temperatura de un pozo difiere del perfil de temperatura* (Smolen, 1996):

- i. Movimiento de fluidos en el pozo
- ii. Cambio de condiciones del pozo a lo largo del tiempo y
- iii. Producción/inyección en pozos vecinos.

3.1.3 Características y funcionamiento de la herramienta

3.1.3.1 Herramienta convencional

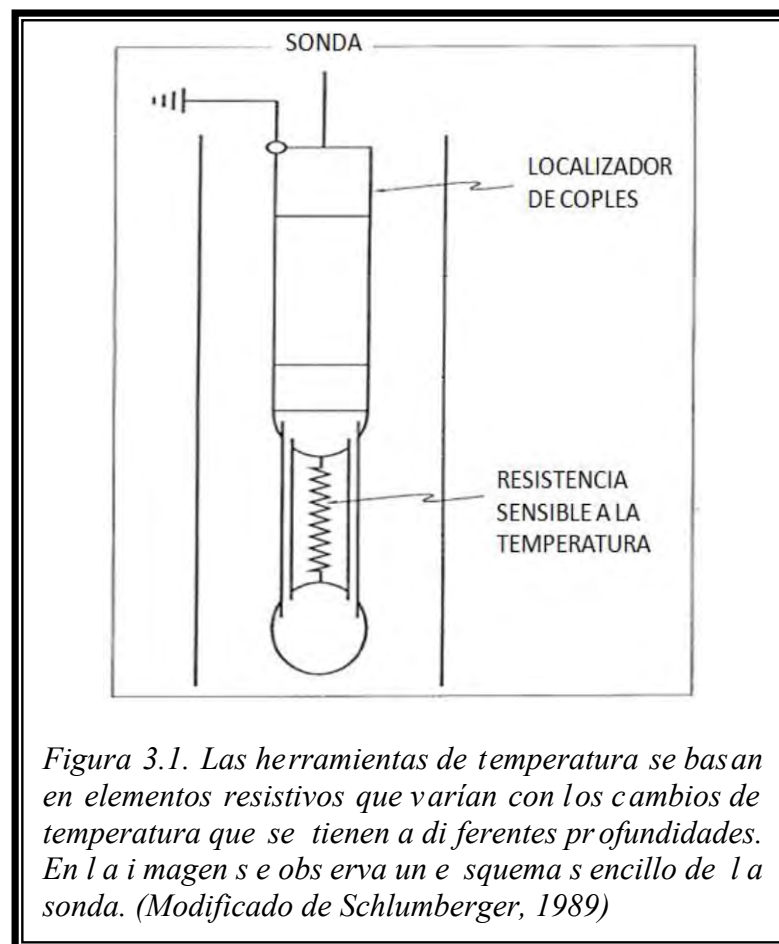
Las herramientas de temperatura usadas actualmente, están basadas en elementos (por lo general filamentos metálicos) con resistencias que varían con los cambios de temperatura que se tienen a diferentes profundidades. Este elemento de resistencia variable está conectado con un circuito de corriente constante de manera tal que un valor de voltaje proporcional a la temperatura pueda obtenerse. Dicho voltaje controla un oscilador eléctrico, cuya frecuencia se transmite a la superficie, donde nuevamente se convierte a voltaje y se registra.

La precisión absoluta de estos instrumentos no es tan alta, del orden de ± 2.5 [°C] (± 5 [°F]), la resolución en cambio si es buena, generalmente de 0.025[°C] (± 0.05 [°F]) o incluso más pequeña.

Las herramientas de temperatura son normalmente incluidas en una corrida junto con otras herramientas, como de trazadores o molinetes. Los registros de temperatura pueden correrse mientras el pozo está fluyendo o mientras está cerrado, algunas veces el registro se obtiene para diferentes tiempos mientras el pozo está cerrado. El registro se obtiene de forma continua a velocidades de cable de 6 a 9 [m/min] (20 a 30 [ft/min]) y si se hace junto con otras herramientas, el de temperatura deberá ser el primer registro grabado de manera que la

temperatura del pozo no se vea afectada por el movimiento de las herramientas. *Si el registro se corre de forma ascendente, las anomalías serán mayores y se reducirá la resolución vertical* (Hill, 1990).

Generalmente, se tienen dos presentaciones de la temperatura medida, por un lado la curva de “gradiente”, la cual corresponde con la temperatura del pozo medida como función de la profundidad y la curva “diferencial”. La curva diferencial es un gráfico continuo que muestra la diferencia en temperatura entre dos distintos puntos verticales en un pozo. La mayoría de estos registros se obtienen derivando la temperatura de la curva gradiente respecto de la profundidad, algunos otros son obtenidos grabando la diferencia en temperatura entre dos sensores verticalmente espaciados. La Figura 3.1 muestra un ejemplo sencillo de una herramienta de temperatura y la Figura 3.2 un ejemplo de cómo es desplegado el registro de temperatura.



3.1.3.2 Herramienta diferencial radial

La herramienta de temperatura diferencial radial (“Radial Differential Temperature”) mide variaciones laterales de la temperatura alrededor del pozo, tras la tubería de revestimiento. Normalmente se compone de dos sensores, distanciados 180° y situados en dos brazos retráctiles que podrán colocar los sensores pegados a la pared de la T.R., de manera que el movimiento de los fluidos afecte lo menos posible las mediciones.

La Figura 3.3 muestra la geometría del agujero y los puntos en los cuales se mide la temperatura tanto por la herramienta RDT (por sus siglas en inglés) como por la convencional de temperatura. La temperatura diferencial radial es la diferencia entre T_{w2} y T_{w1} , medida a una misma profundidad, en ella, los brazos girarán a una velocidad aproximada de 0.25

revoluciones por minuto. Por otra parte, la herramienta convencional mide T_f , la temperatura de los fluidos dentro del pozo.

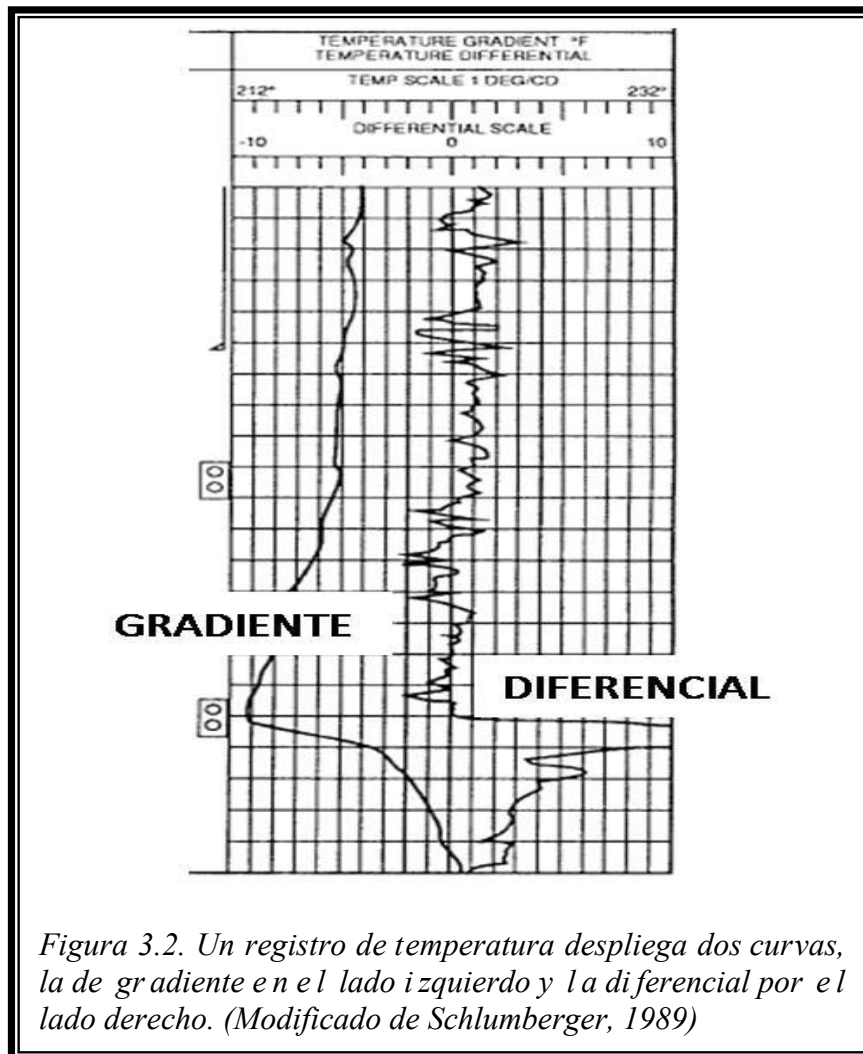


Figura 3.2. Un registro de temperatura despliega dos curvas, la de gradiente en el lado izquierdo y la diferencial por el lado derecho. (Modificado de Schlumberger, 1989)

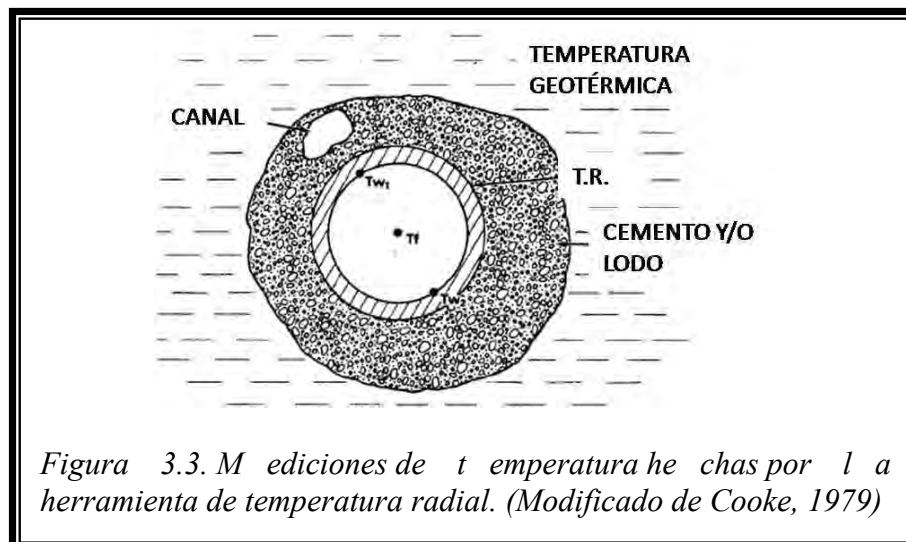


Figura 3.3. Mediciones de temperatura hechas por la herramienta de temperatura radial. (Modificado de Cooke, 1979)

Es importante notar que un registro RDT no arroja los mismos resultados que una curva diferencial, discutida previamente. El término diferencial se aplica para diferencias en la

temperatura del pozo, T_f , para diferentes profundidades, mientras que la herramienta RDT mostrará diferencias a una misma profundidad.

Si el fluido viaja a través de un canal en el cemento (Figura F-3.3), puede calentar (o enfriar) la tubería de ademe (revestimiento) en el lado donde se presente la canalización; si esto ocurre, T_{w1} puede ser apreciablemente mayor (o menor) que T_{w2} , si no existen canales, la diferencia entre los sensores será constante. Las diferencias de temperatura suelen ser pequeñas, típicamente de 0.003 a 0.03 [°C] (0.005 a 0.05 [°F]), pero pueden tenerse mejores resultados enfriando el canal y haciendo más clara la anomalía mediante la inyección de algún fluido.

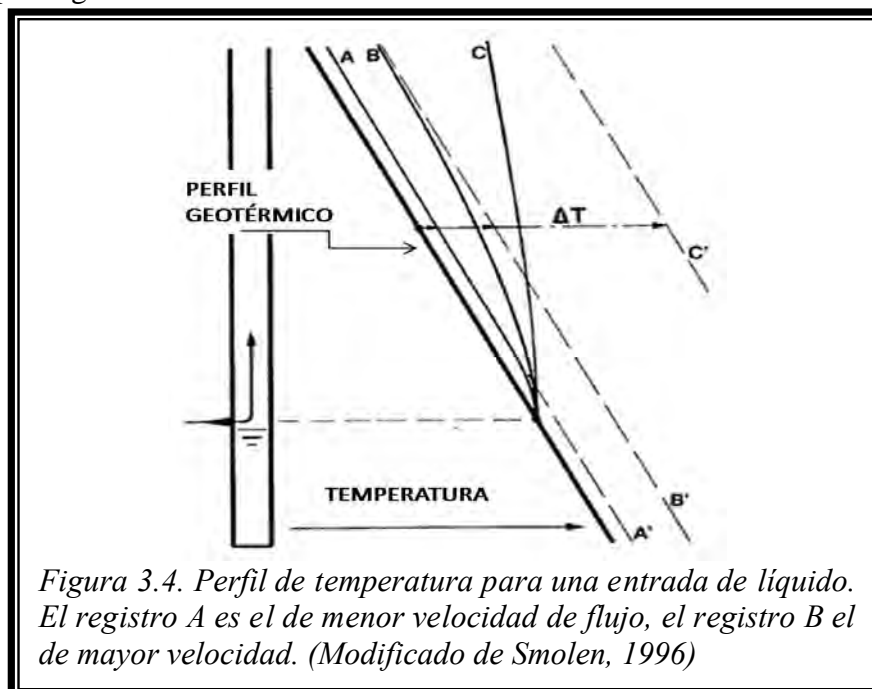
Si se cree existe un canal en un pozo productor, al correr la herramienta RDT deberá asegurarse que existan fluidos atravesando el posible canal, esto se logra corriendo la sonda luego de que el pozo lleva un tiempo considerable produciendo. Deberá integrarse un sensor convencional de temperatura y un localizador de coples (ver sección 5.3) y las mediciones se harán, evidentemente, en las profundidades a las cuales se sospecha existe canalización. Los brazos son extendidos para cada medición y replegados al descender la herramienta.

3.1.4 Interpretación

3.1.4.1 Análisis cualitativo

Aunque el registro de temperatura, como se ilustrará más adelante, se puede emplear para un análisis cuantitativo, normalmente su uso general es sólo cualitativo, tanto para caracterizar un pozo productor como uno inyector. A continuación analizaremos el tipo de respuesta que se tienen para dos situaciones particulares en un pozo, las entradas de líquido y gas en un punto.

La Figura 3.4 (Smolen, 1996) muestra el perfil de temperatura esperado para una entrada de líquido. Se asume que la formación tiene alta permeabilidad, que la temperatura del líquido entrante es la temperatura del yacimiento y que el líquido se haya a una presión muy por encima de su punto burbuja, y por ende, que no existe gas en solución. Cuando se corre la herramienta por debajo del punto de entrada, el fluido está estático y en equilibrio térmico con la formación circundante, por lo que las mediciones hechas en tal zona, corresponden a la *temperatura geotérmica*, y dicha sección del registro será la base para la colocación de la línea del perfil geotérmico.



Se muestran en la figura tres posibles registros por encima del punto de entrada. El registro corresponde a un flujo de baja velocidad. Cuando el fluido entra, comienza a moverse de forma ascendente sin cambios en su temperatura. Luego de recorrer una breve distancia, el líquido comienza a enfriarse, dado que la temperatura geotérmica del rededor ha disminuido. Posteriormente se alcanza una situación de equilibrio y el registro se aproxima de forma asintótica a la línea A', la cual es paralela (aunque alejada a cierta distancia) de la línea del perfil geotérmico. El registro B corresponde a uno con mayor velocidad (respecto del registro A) y, similarmente, se aproxima asintóticamente a la línea B', que es también paralela al perfil, pero se encuentra más alejada de ella que A', esto se debe a la mayor velocidad que se tiene para B. Finalmente, el registro C es el que presenta la mayor velocidad de los tres y, se aproxima asintóticamente a C'.

La distancia horizontal, ΔT , entre el perfil geotérmico y las líneas A', B' y C' es un indicador de velocidad; dicha distancia puede ser expresada de la siguiente forma:

$$\Delta T = bM / G \quad \dots(E-3.3)$$

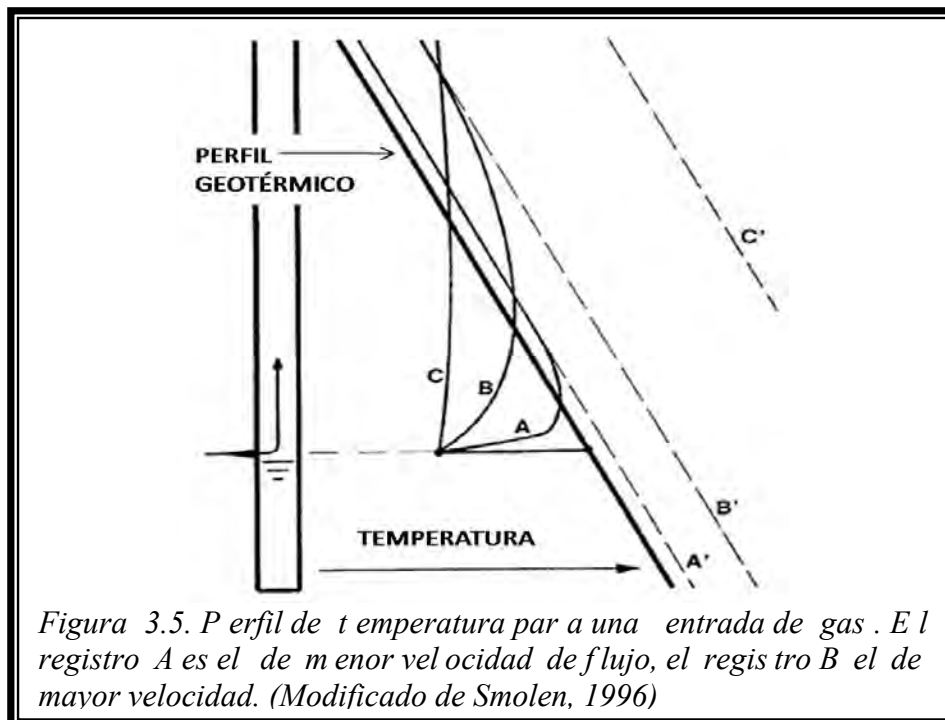
donde

b: Coeficiente que depende de la conductividad térmica de la formación y sus fluidos,

G: Gradiente geotérmico y,

M: Gasto másico.

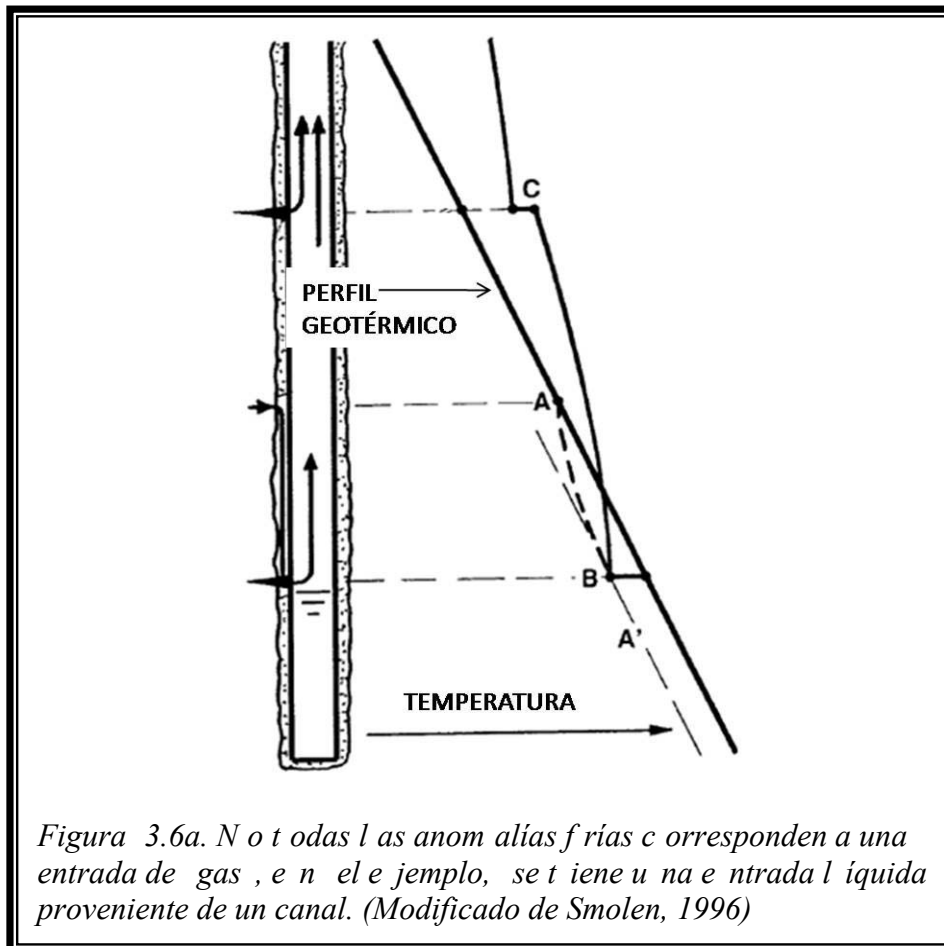
Cuando se trata de gas ingresando al pozo, existe una reducción simultánea de la presión y la temperatura, dando como resultado una anomalía fría que caracteriza la entrada de gas. La Figura 3.5 muestra la respuesta del registro de temperatura ante tres diferentes velocidades de flujo (gastos) y distintas permeabilidades, pero para un mismo cambio de temperatura. En el punto de entrada, cada registro muestra la misma caída de temperatura; si la velocidad es muy baja, el gas se mueve hacia arriba lentamente y tiene suficiente tiempo para calentarse y alcanzar el equilibrio con las formaciones superiores. Este registro de baja velocidad es el denotado con la letra A y tiende a acercarse asintóticamente a A'. El registro B muestra una velocidad de flujo y permeabilidad de formación intermedias, se aproxima de forma asintótica a B'. Por último, el registro C muestra una velocidad alta, en formación de alta permeabilidad acercándose a la línea C' de manera asintótica. En todos los casos, el gas se calienta mientras asciende hasta llegar a la temperatura geotérmica; por encima de ese punto, el gas comienza a enfriarse.



Mientras una entrada de gas se muestra como una anomalía fría, no necesariamente todas las anomalías frías corresponden a entradas de gas. Si un líquido más frío por encima del punto de entrada fluye hacia la entrada a través de un canal tras la tubería, el fluido ingresando al pozo estará a una temperatura más baja que la del perfil geotérmico (Figura 3.6).

Registrando la temperatura del líquido a lo largo de su trayectoria notaremos que el líquido entra al canal en el punto A (Figura 3.6a) y con una temperatura igual a la de la formación de donde proviene. Conforme el líquido desciende a través del canal, el registro se aproximará a la línea A' la cual es paralela pero de valor menor al perfil geotérmico. Asumiendo que no existen grandes caídas de presión en el punto de entrada, el líquido ingresa al pozo en B, sin cambios de temperatura. Después de eso, el fluido ascenderá, siendo el registro paralelo al perfil geotérmico. El resultado es lo que parecería una anomalía fría en el punto B del registro de temperatura, aunque se tratase de una entrada de líquido y no de gas.

Continuemos considerando la Figura 3.6a para ejemplificar otra ocasión en la que una anomalía fría no corresponde con una entrada de gas. En C, un nuevo líquido entra con la temperatura del perfil geotérmico y se mezcla con el flujo de mayor temperatura proveniente del inferior. En primera instancia, parecería tenerse una anomalía fría en el registro, cuando en la realidad sólo se trata de un equilibrio térmico entre las dos temperaturas mencionadas.



3.1.4.2 Análisis cuantitativo

Haciendo referencia a la Figura 3.4, la distancia entre la línea del perfil geotérmico y la asíntota se encuentra relacionada directamente con el flujo. Tal flujo indicado por el registro B está relacionado con el flujo del registro C:

$$Q_B / Q_C = \Delta T_B / \Delta T_C \quad \dots(E-3.4)$$

Mientras la ecuación 3.4 es conceptualmente muy útil, la técnica no suele ser muy práctica, dado que la tubería de producción y el empacador intervienen antes de que la asíntota pueda establecerse. Otro método ha sido propuesto por Romero-Juárez. Asumiendo que el flujo tiene propiedades térmicas uniformes, se considera un punto i en el registro, donde la temperatura esté alejada de la del punto de entrada y esté suavemente desplazada hacia su asíntota. Después se define el parámetro Z :

$$Z_i = (T_G - T_W) / (dT_W / dD) \quad \dots(E-3.5)$$

donde:

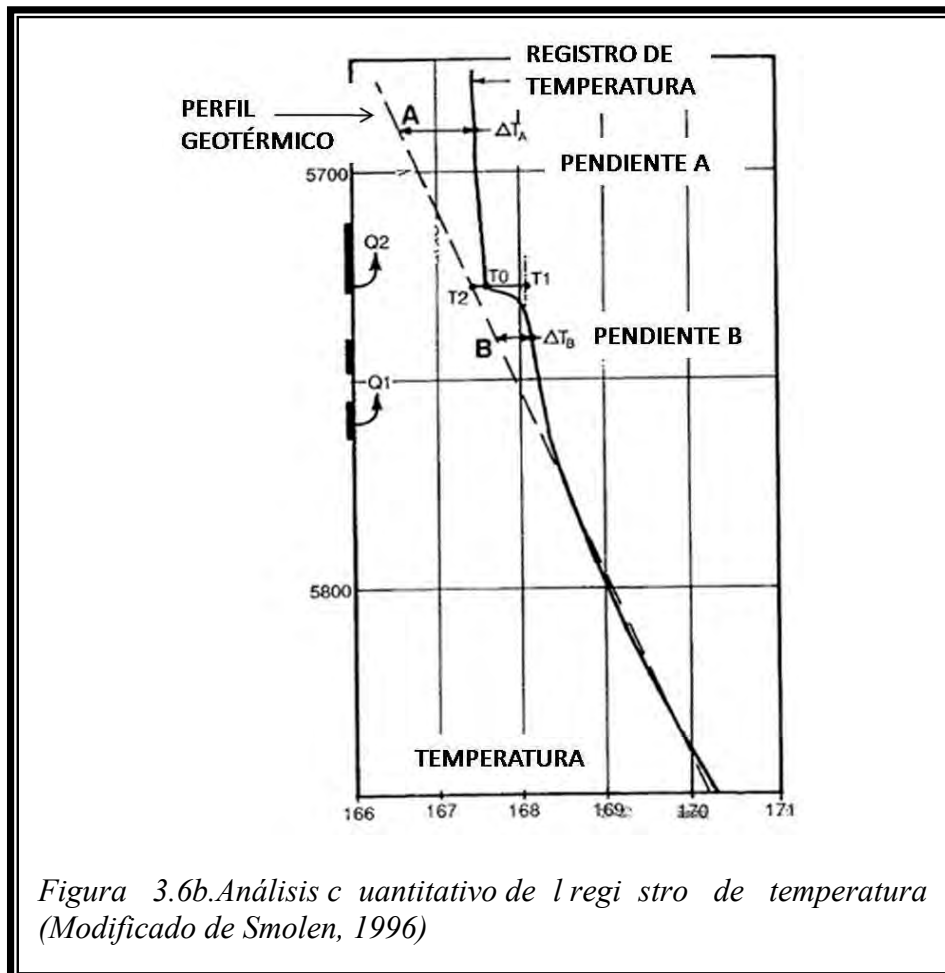
T_G : Temperatura geotérmica a la profundidad i

T_W : Temperatura del fluido medida en el registro a la profundidad i

dT_W/dD : Pendiente del registro de temperatura

El parámetro Z puede entonces ser tratado justo como ΔT asociado con las asíntotas previamente analizadas. A continuación estudiemos un ejemplo.

La figura F-3.6b muestra un registro de temperatura para dos entradas de líquidos, Q_1 y Q_2 . Para aplicar el método Romero-Juárez, primero consideramos el flujo total en el punto a (Q_1+Q_2). Para calcular Z_A , el numerador es $T_G - T_W = \Delta T_A = 1.1$ [°F] y la pendiente es igual a 0.0033 [°F/ft].



Entonces Z_A será igual a 333, y corresponderá con el 100% del flujo. Para determinar el valor de Q_1 , consideremos el punto B, el cual es afectado únicamente por la producción Q_1 . El parámetro Z_B es calculado al igual que para 50 (Tabla 3.1). Como resultado, las contribuciones relativas son:

$$Q_1/(Q_1+Q_2) = ZB/ZA = 50/333 = 0.15$$

y

$$Q_2 = 1-0.15 = 0.85$$

Estación	Profundidad [ft]	dT/dD [°F/ft]	T _w – T _G [°F]	Z [ft]	Flujo total [%]
A	5 690	0.0033	1.1	333	100
B	5 740	0.008	0.4	50	15

Tabla 3.1. Interpretación empleando el método Romero-Juárez. (Datos de Smolen, 1996)

El método mixto de McKinley puede también aplicarse para este ejemplo. En Q_2 , el fluido entra al pozo a la temperatura geotérmica T_2 . El flujo proveniente debajo de este punto, aquí atribuido totalmente a la entrada Q_1 , tiene una temperatura T_1 cuando se encuentra con la segunda entrada Q_2 . Después de mezclarse, la temperatura resultante T_0 puede ser relacionada a los dos flujos y sus capacidades caloríficas C_P , por la ecuación 3.6a.

$$Q_1\rho_1C_{P1}(T_1-T_0) = Q_2\rho_2C_{P2}(T_0-T_2) \quad \dots(E-3.6a)$$

$$Q_1/Q_2 = \rho_1C_{P1}(T_1-T_0)/[\rho_2C_{P2}(T_0-T_2)] \quad \dots(E-3.6b)$$

donde el término ρ es la densidad y $Q_1\rho_1$ y $Q_2\rho_2$ son los gastos máxicos asociados con Q_1 y Q_2 , respectivamente. La relación entre Q_1 y Q_2 está por lo tanto dada por la ecuación 3.6b.

Juntos Q_1 y Q_2 suman 100% del flujo ($Q_1 + Q_2 = 1$). Aplicando el método McKinley para el registro de Figura 3.6b y asumiendo que las fases Q_1 y Q_2 son las mismas, entonces $\rho_1C_{P1} = \rho_2C_{P2}$, y el cociente $(T_1-T_0)/(T_0-T_2)$ es aproximadamente igual a cuatro. Además, las contribuciones de flujo serán de 0.20 para Q_1 y, evidentemente, 0.80 para Q_2 , valores razonablemente cercanos a los obtenidos con la técnica Romero-Juárez (0.15 y 0.85).

3.1.5 Aplicaciones del registro de temperatura

El registro de temperatura representa una herramienta fundamental en el análisis y diagnóstico de pozos, asimismo, de los problemas más comunes presentados en ellos, por lo que puede utilizarse para desarrollar diversas actividades que serán explicadas a continuación.

3.1.5.1 Localización de canales

Supongamos que un pozo presenta canalización y que se ubica por debajo de un punto de entrada, tal y como se ilustra en la Figura 3.7.

El fluido que se canaliza se origina en la zona A e ingresa al pozo en B; el fluido del pozo por debajo de B se encuentra estático, por lo tanto, estará en equilibrio térmico con lo que le rodea. Como resultado, el registro mostrará una aparente entrada en A, aunque el fluido entre de hecho en B; un molinete confirmaría la entrada en B. la discrepancia entre los dos sensores se da porque bajo las condiciones estáticas en el pozo, el registro de temperatura es afectado no sólo por el pozo, sino por el ambiente alrededor del mismo. La región de investigación del molinete en cambio, está únicamente dentro del pozo. La única manera entonces de entender este fenómeno es mediante la existencia de un canal.

Consideremos nuevamente la Figura 3.6a para estudiar un caso en donde el canal se encuentra arriba del punto de entrada, con el flujo generándose en A e ingresando al pozo en B. el registro de temperatura mostrará una anomalía fría en B y el molinete mostrará un punto

de entrada en B. La entrada pudiera indicarnos gas o un canal. Se requiere de un tercer sensor para caracterizar la entrada como líquido o gas. Si la entrada es de líquido, se tiene un canal por encima de la entrada. Por otro lado, si la entrada es de gas, no se puede determinar con exactitud si existe o no un canal.

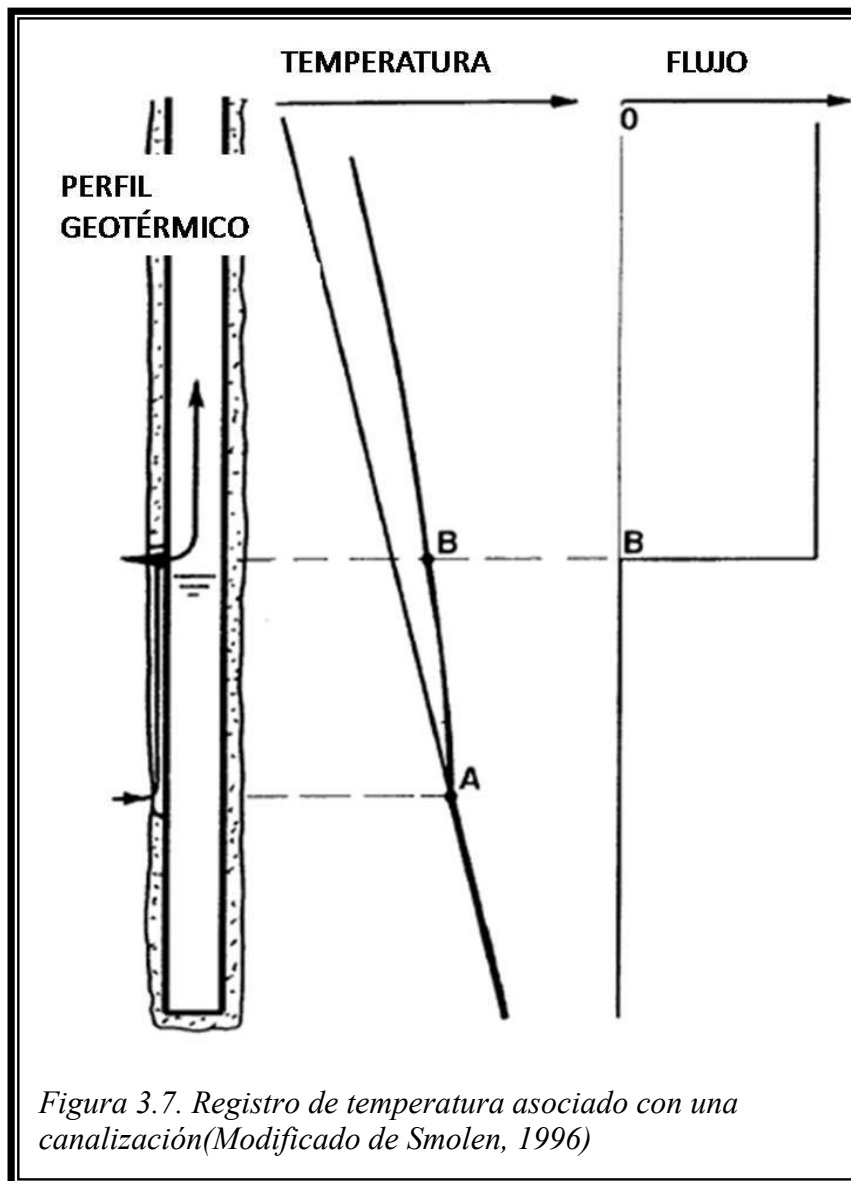
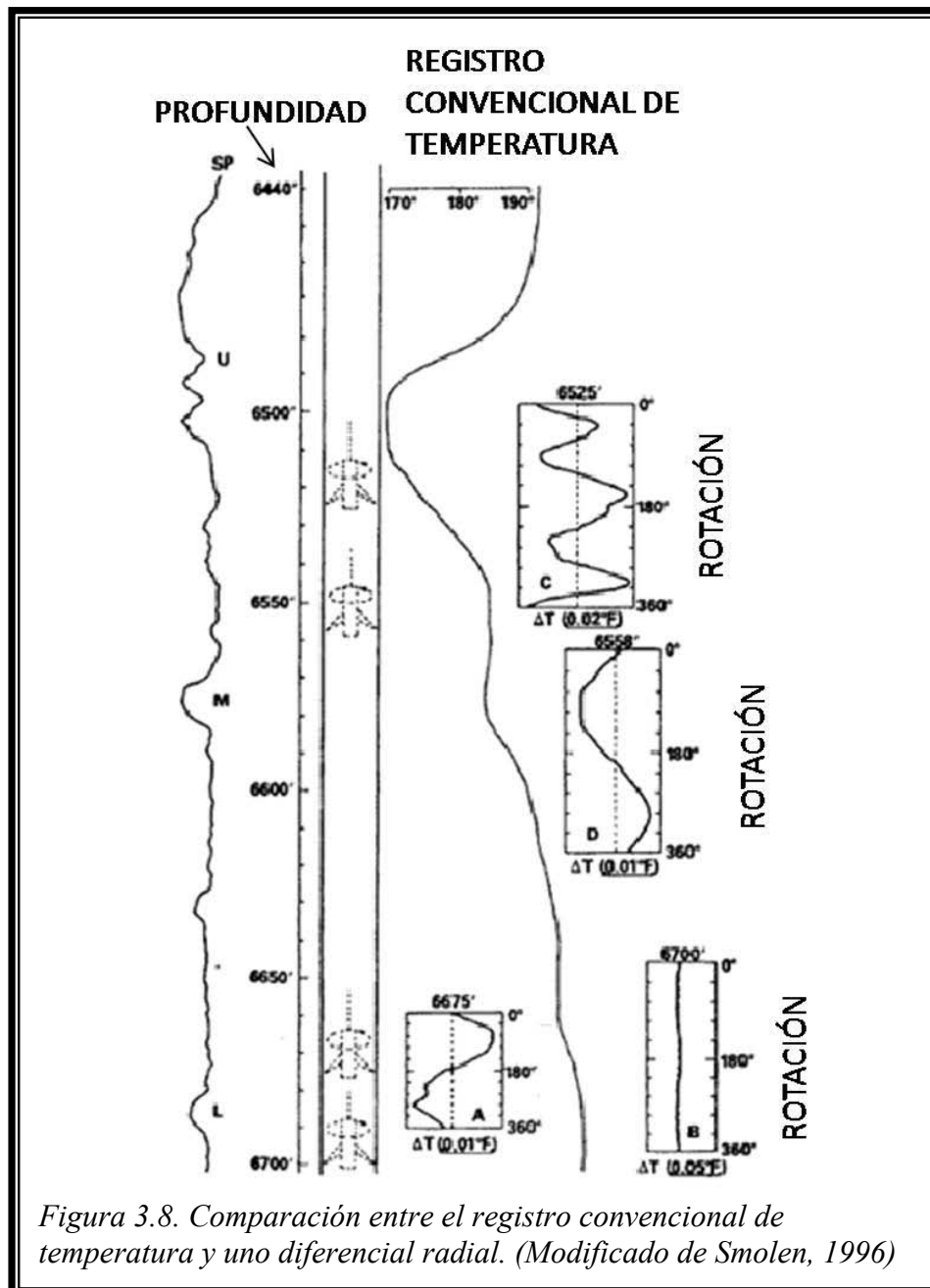


Figura 3.7. Registro de temperatura asociado con una canalización (Modificado de Smolen, 1996)

La clave para la detección de canales en pozos productores consiste en emplear diversas herramientas: la de temperatura, el molinete y el identificador de fluidos son los tres dispositivos tradicionalmente empleados en la evaluación de la producción

La herramienta RDT nos ayuda también en la detección de canales. La Figura 3.8 muestra un registro de temperatura convencional junto a uno obtenido con la RDT. Se observa un enfriamiento originado en la zona U, la cual se interpreta como un canal tras la tubería, llevando gas de las areniscas U a las areniscas M y L. La herramienta fue colocada a 6 525, 6 558, 6 675 y 6 700 [ft].

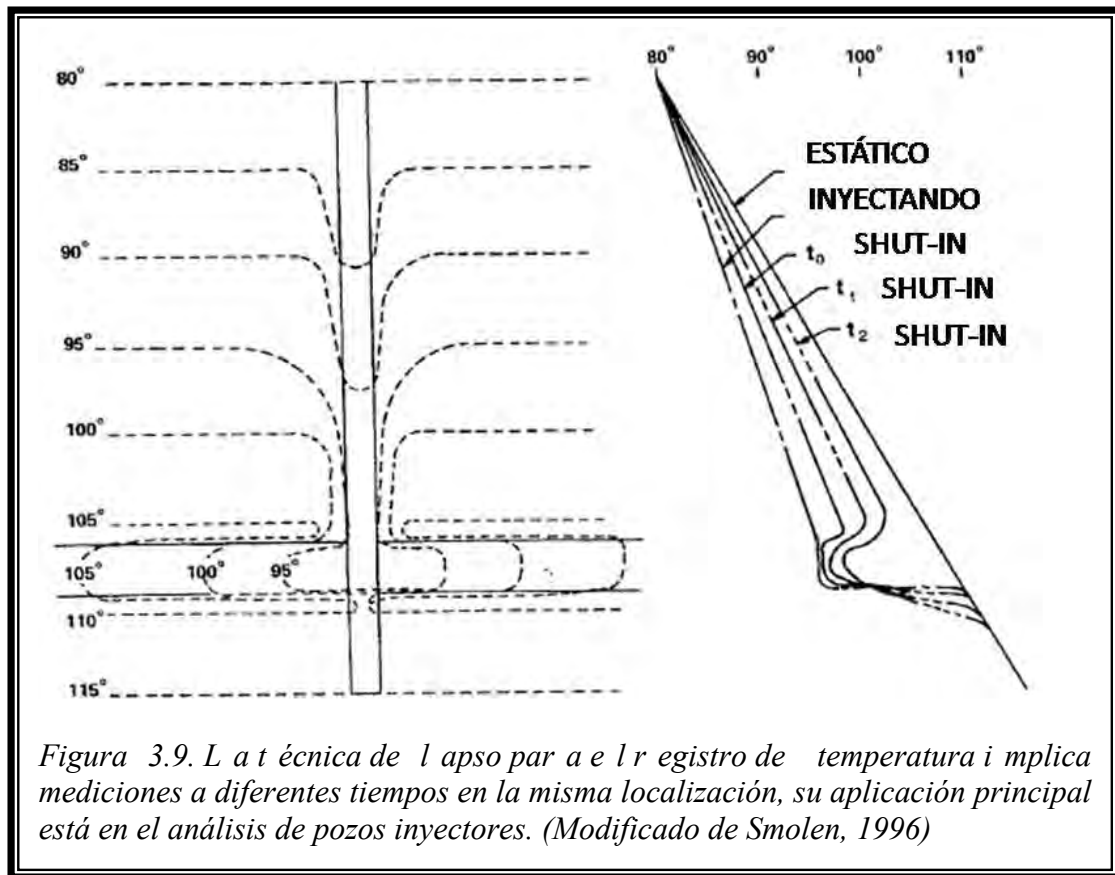
La prueba a 6 525 [ft] mostró grandes variaciones de temperatura las cuales no se repitieron en cada ciclo de medición. Esto se interpreta como una zona de poca cementación y un gran canal presente. Las pruebas a 6 558 y 6 675 [ft] despliegan la típica respuesta de la herramienta RDT repitiéndose cada ciclo e indicando la presencia de un canal. La medición a 6 700 indica una condición de no flujo.



3.1.5.2 Diagnóstico de pozos inyectoros

El objetivo es obtener el perfil de flujo del pozo y la cantidad de fluido inyectada en cada intervalo, ya que los fluidos inyectados se pueden canalizar ó perder en otros intervalos. La utilidad del registro de temperatura radica en que nos indica los intervalos en los que se está inyectando. La técnica de lapso para el registro de temperatura, puede ilustrarse con la Figura 3.9.

En el lado izquierdo de la figura se observa un pozo inyector con una temperatura superficial media de 80[°F], las isotermas muestran incrementos con la profundidad cada 5[°F]. Al pozo se le inyecta fluido desde la superficie a una temperatura de 80[°F]. Asumiendo que lo que se inyecta es agua, ésta se calentará conforme descienda dentro del pozo y consecuentemente, afectará las isotermas alrededor del pozo. La zona de inyección se localiza entre las isotermas de 105 y 110 [°F]. Debajo del intervalo de inyección, las isotermas regresan a su forma original, que equivale a la temperatura geotérmica. El agua ingresa a la zona de inyección a una temperatura considerablemente más baja que la geotérmica.



Si el registro de temperatura se corre durante el proceso de inyección, el registro se verá como el mostrado en la parte derecha de la Figura 3.9; la temperatura aumentará con la profundidad y de forma abrupta regresará hacia la línea del perfil geotérmico, por debajo precisamente, de la zona de inyección. Cuando el pozo se cierra, el fluido dentro del él se calentará debido a las formaciones adyacentes y tratará de regresar a la temperatura geotérmica, lo cual sucede relativamente rápido, al ser pequeño el volumen del pozo. Por otro lado, sobre la zona de inyección, el volumen de agua inyectado es muy grande, por lo que ésta región regresará a la temperatura geotérmica de forma más lenta. Los registros de temperatura que se corren después de cerrar un pozo detectan un “bache” en el registro (“bum on the log”) encima de las zonas de inyección debido a este efecto. Este método funciona para cualquier tipo de fluido inyectado.

Una pregunta evidente surge entonces, ¿cuánto tiempo deberá esperarse para correr el registro luego de que el pozo es cerrado? *Se considera adecuado hacerlo luego de 24 horas de cerrar el pozo, siempre que la cantidad de fluido inyectado acumulado sea menor a 100 mil barriles; si la cantidad es mayor a 100 mil pero menor a 1 millón, entonces 48 horas serán suficientes* (Smolen, 1996). La razón para tener un mayor período de espera a mayor fluido inyectado, es debido al enfriamiento de la roca alrededor del pozo. Cuanto mayor sea la cantidad de fluido, mayor será el tiempo que se podrá enfriar la formación y mayor la masa de la roca que regresará a la temperatura geotérmica.

Es importante recordar que es preferible exista una diferencia entre la temperatura geotérmica y la temperatura del fluido inyectado conforme desciende, cuanto más grande sea esa diferencia, menor será el tiempo necesario para que se desarrolle el bache en el registro.

Resulta conveniente tener para el mismo pozo, un registro que nos brinde las características litológicas de las formaciones, para confirmar que la zona de inyección está dándose en un

intervalo poroso y permeable. *La inyección no se dará en arcillas, y aunque resulte obvio, este hecho frecuentemente se pasa por alto* (Smolen, 1996).

3.1.5.3 Identificación de zonas fracturadas

Un tratamiento de estimulación rutinariamente llevado a cabo en pozos de baja permeabilidad es el fracturamiento hidráulico. Durante el mismo, fluidos especiales son bombeados a alta velocidad y presión dentro del intervalo de yacimiento a ser tratado, provocando fracturas verticales.

A menudo, el registro de temperatura se emplea para determinar la posición de estas fracturas hidráulicas. La extensión suele indicarse por una anomalía fría o caliente en un registro a pozo cerrado corrido tras terminar un proceso de fracturación en el campo. El fluido fracturante inyectado generalmente será más frío que la formación a ser fracturada, por lo que la temperatura del fluido en la fractura tenderá a la de la superficie. Al cerrar el pozo, las partes no fracturadas volverán a la temperatura geotérmica más rápidamente que las partes fracturadas.

La Figura 3.10 muestra un ejemplo del uso del registro de temperatura para la detección de fracturas. El pozo fue fracturado con 416 [m³] (110 000 [gal]) de gel de salmuera a temperatura ambiente, en dos etapas, a través de 17 disparos. La anomalía fría de 10 650 a 11 450 [ft] (3246 a 3490 [m]) indica una extensión vertical de fractura de 245 [m] (800 [ft]), con la cima de la fractura cerca de 60 [m] (200[ft]) por encima del disparo más alto.

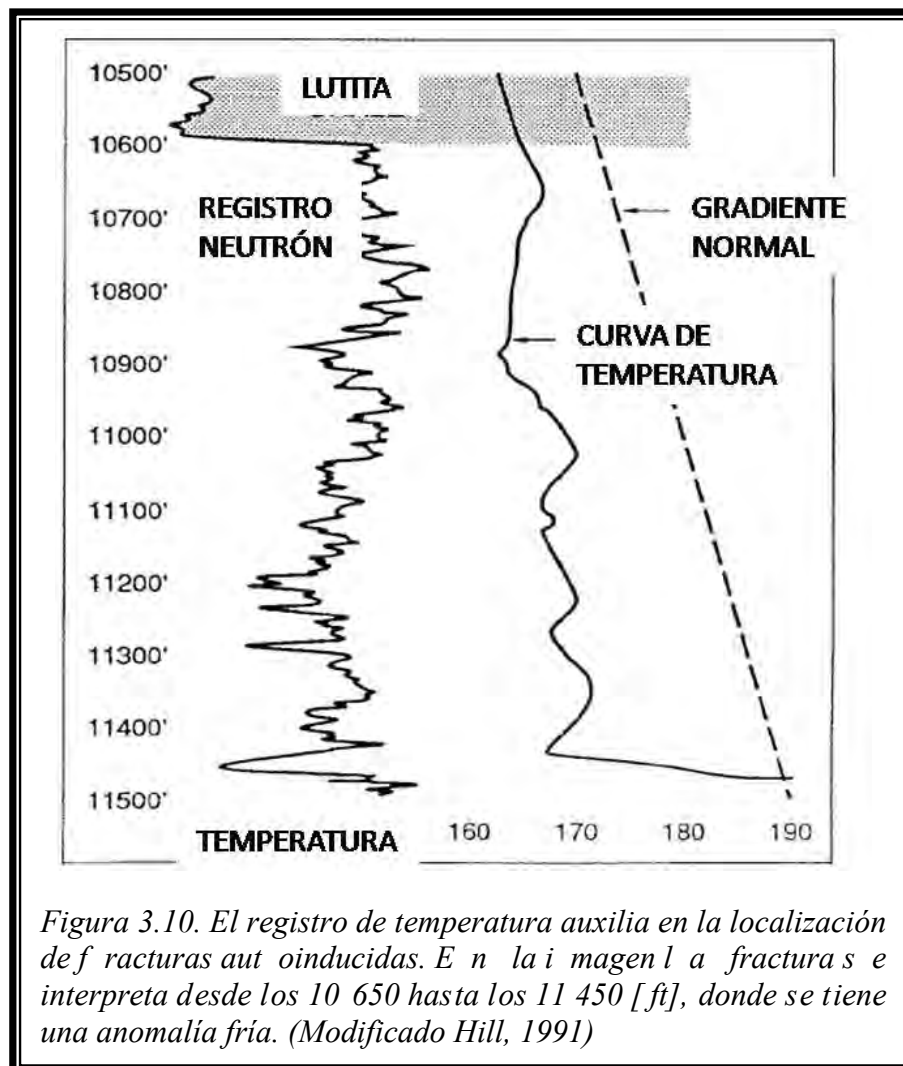
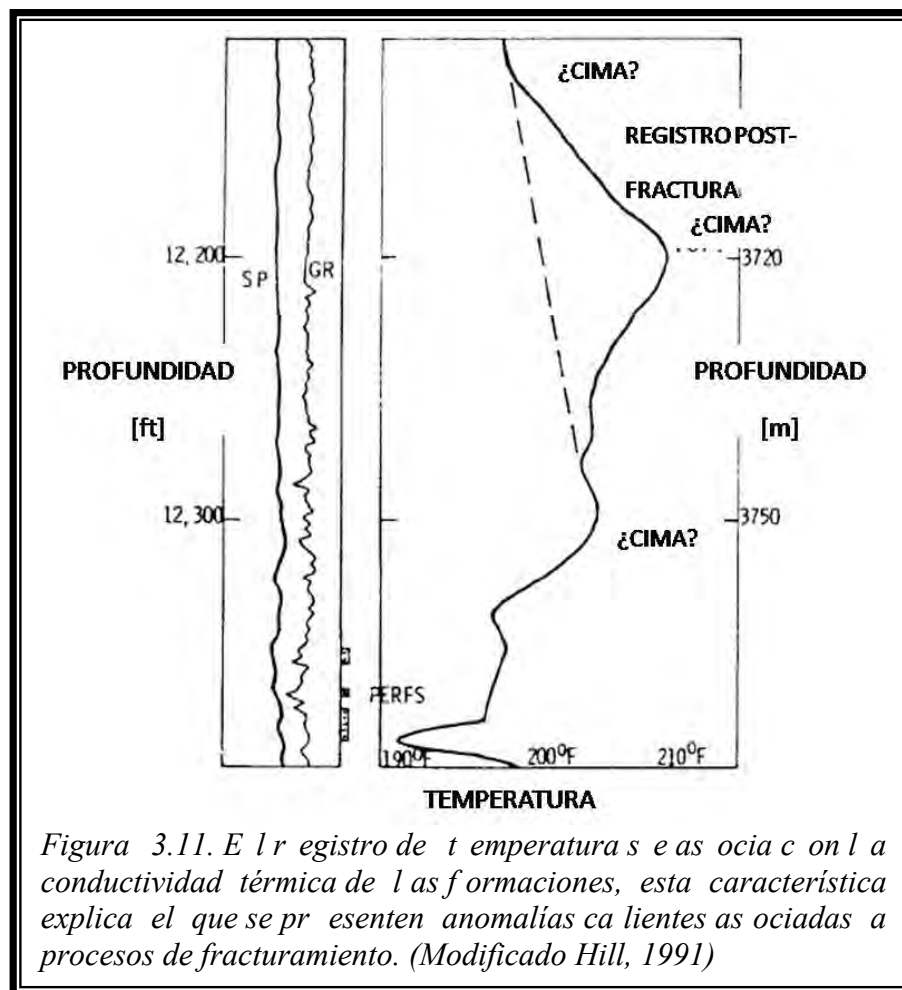


Figura 3.10. El registro de temperatura auxilia en la localización de fracturas autoinducidas. En la imagen la fractura se interpreta desde los 10 650 hasta los 11 450 [ft], donde se tiene una anomalía fría. (Modificado Hill, 1991)

La localización de fracturas a partir del registro de temperatura no siempre es tan clara como en el ejemplo anterior. En ocasiones, anomalías calientes son visualizadas en el registro, cuando se emplean líquidos fríos para fracturar. La Figura 3.11 ilustra dicha complicación. Este registro a pozo cerrado muestra una anomalía fría esperada tras el fracturamiento, pero también se observa una pronunciada anomalía caliente por encima de los disparos, ¿cuál anomalía corresponde a la cima de la fractura?

El efecto presentado se debe a las diferencias en los valores de conductividad térmica de las formaciones. Las temperaturas medidas luego de un proceso de fracturamiento son inversamente proporcionales a las conductividades térmicas de las rocas. Formaciones con alta conductividad térmica tenderán a cambiar la temperatura de manera más lenta que aquellas con bajos valores de conductividad. Por tanto, cuando un fluido frío es bombeado hacia abajo (en un pozo caliente), las zonas de alta conductividad térmica se enfriarán menos que las de baja conductividad. Al detener el envío de fluidos, las formaciones de alta conductividad presentarán una temperatura relativamente alta. Por esta razón, estos intervalos de alta conductividad térmica se muestran como anomalías calientes en los registros de temperatura. Pese a que es de hecho la difusividad térmica (cociente entre la conductividad térmica y el producto de la densidad y la capacidad calorífica específica) y no la conductividad térmica la que controla la variación de la temperatura, por lo general aquellas formaciones con altas conductividades presentan también altas difusividades, por lo que se corrobora la aseveración anterior..



Tras el fracturamiento, anomalías calientes también pueden tenerse como resultado de la fricción provocada por la alta velocidad a la que el fluido fracturante es inyectado. Es posible diferenciar de una anomalía caliente causada por fricción de la causada por las propiedades

térmicas de las formaciones mediante la corrida de un registro de temperatura antes de fracturar y después de haber circulado fluido frío en el pozo, como se puede ver en la Figura 3.12. Las anomalías calientes post-fractura que correspondan con anomalías calientes pre-fractura se deben a variaciones en las propiedades térmicas de la roca y no se incluyen en la interpretación de la extensión de fractura. Las anomalías calientes post-fractura que no correspondan con anomalías calientes pre-fractura se deben a movimiento de fluidos en la fractura o a fracturas parcialmente en contacto con el pozo y se incluyen en la interpretación de la extensión de fractura.

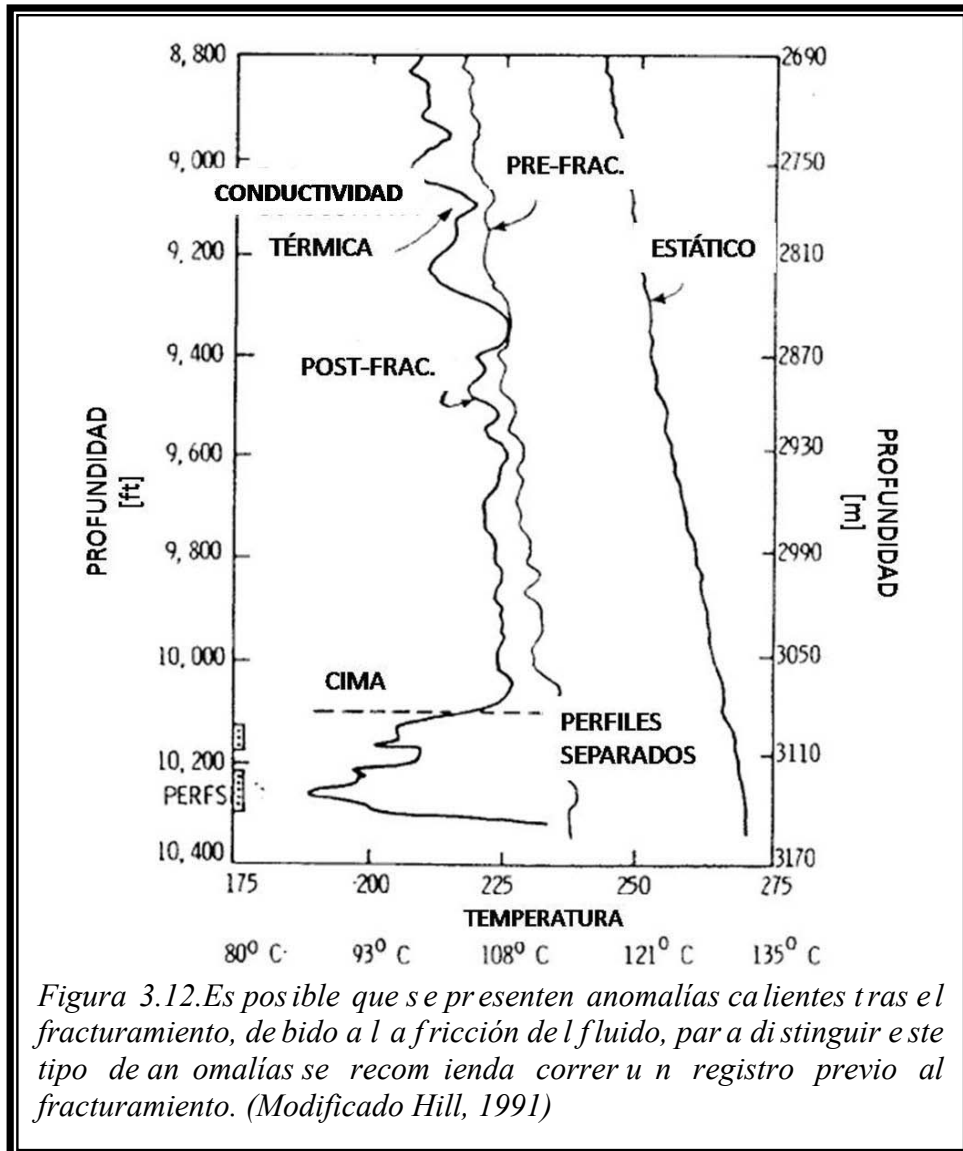


Figura 3.12. Es posible que se presenten anomalías calientes tras el fracturamiento, debido a la fricción del fluido, para distinguir este tipo de anomalías se recomienda correr un registro previo al fracturamiento. (Modificado Hill, 1991)

Otro tipo de estimulación que involucra fracturamiento es aquella que utiliza ácidos, los cuales son inyectados a la formación provocando canales que incrementarán la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

El registro de temperatura puede utilizarse para detectar las zonas acidificadas. Antes de la operación, se corre un registro para obtener el perfil geotérmico. La Figura 3.13 muestra un par de ejemplos que ayudan a identificar las zonas tratadas, en el caso de la izquierda, se trata de un pozo somero, en el de la derecha, de un pozo profundo, la diferencia radica en que en el segundo, la formación está tan caliente que aún con el calor liberado por la reacción que tiene lugar el ácido está aún más frío que la formación. Como resultado, el intervalo intervenido se muestra más caliente que el fluido bombeado hacia abajo pero más frío que la

temperatura geotérmica, tal y como se ve en la parte derecha de la Figura 3.13; mientras que en su parte izquierda, la zona acidificada corresponde al intervalo caliente a partir de donde el registro cruza el perfil geotérmico hasta el punto donde comienza el enfriamiento.

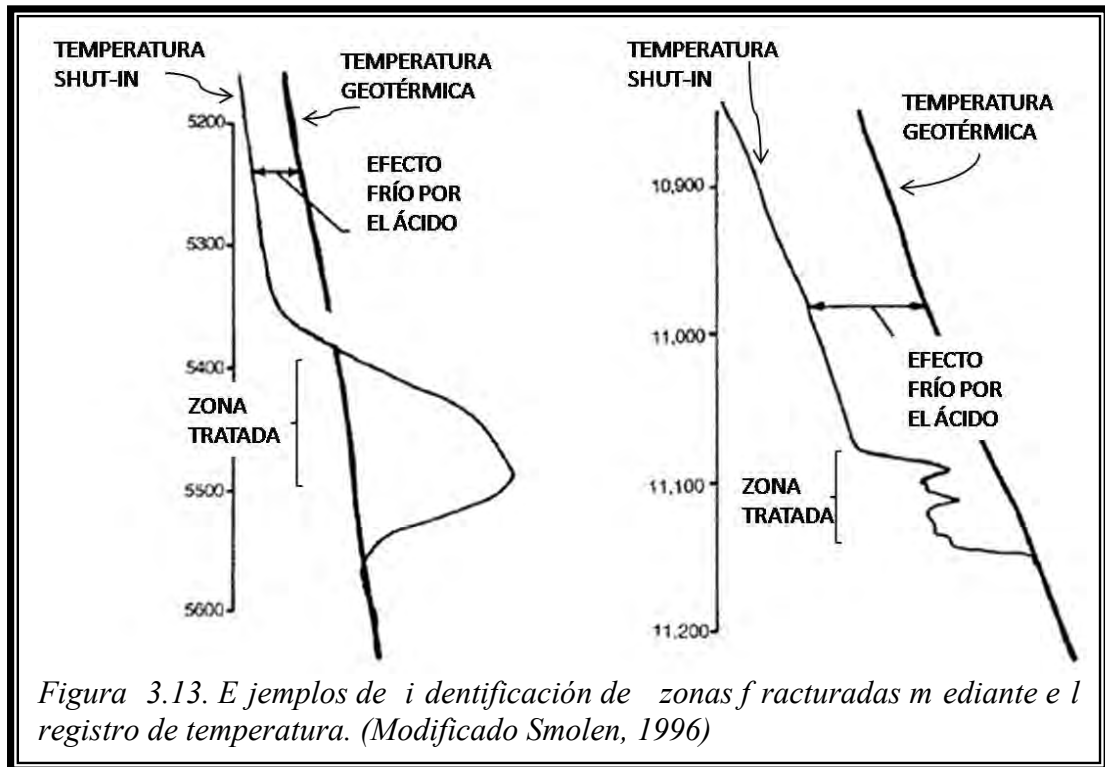
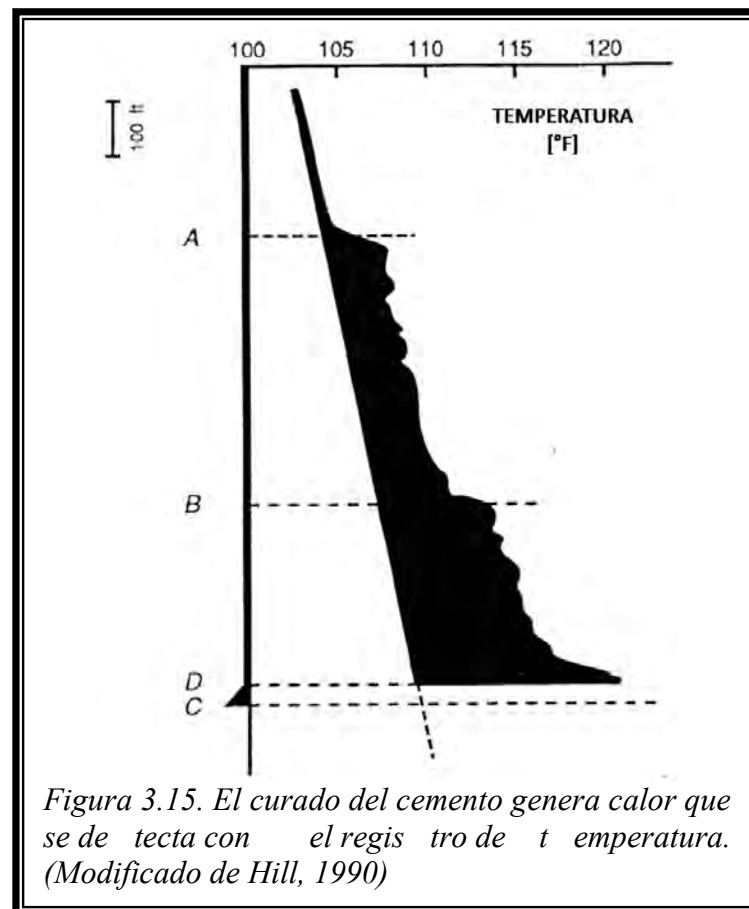
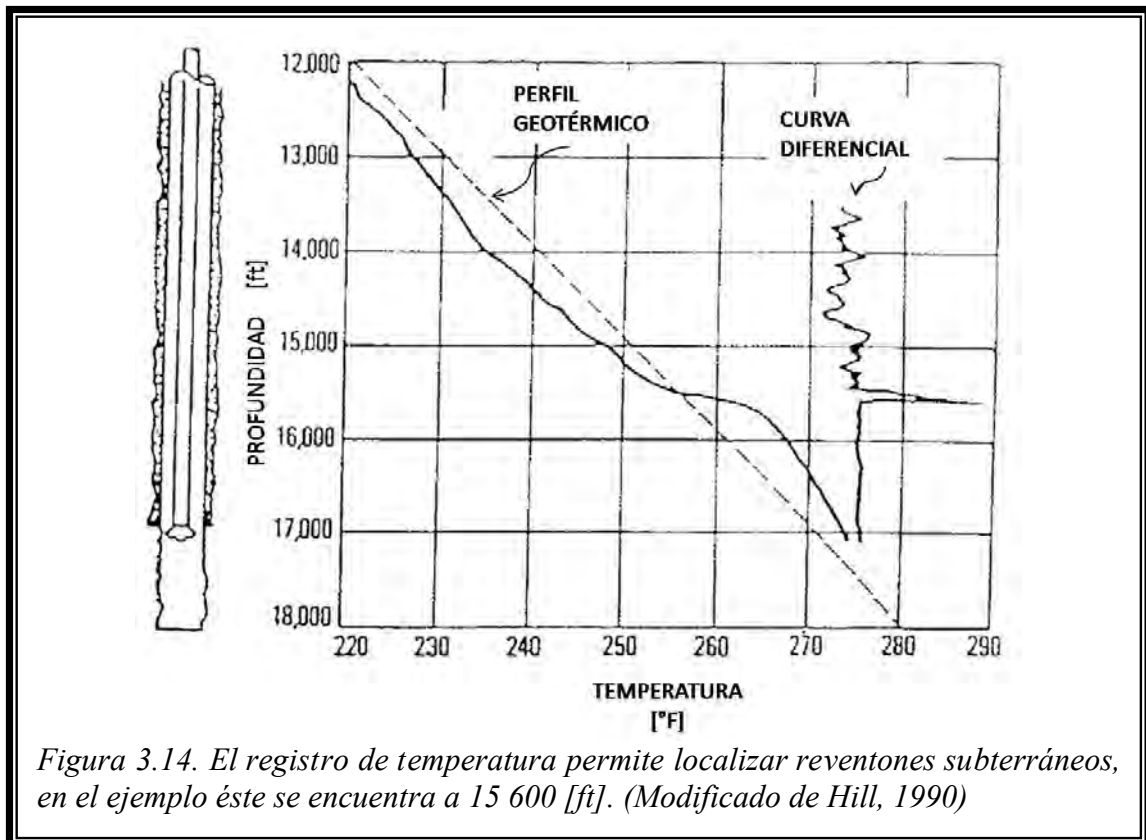


Figura 3.13. Ejemplos de identificación de zonas fracturadas mediante el registro de temperatura. (Modificado Smolen, 1996)

3.1.5.4 Otras aplicaciones

Se tienen muchos otros métodos y aplicaciones para el registro de temperatura, dos de los más comunes se explican a continuación:

- i. Identificación de reventones subterráneos (“underground blowout”). Un reventón es un flujo incontrolado de fluidos de yacimientos dentro del pozo, tanto en operaciones de perforación como de producción, cuando el flujo de fluidos no se da hacia superficie sino hacia otra formación, se tiene un reventón subterráneo. El registro de temperatura puede identificar la localización del reventón, la Figura 3.14 muestra un pozo en tales condiciones. La anomalía caliente presentada de 15 600 [ft] (4755 [m]) hasta la parte más baja registrada indica que el fluido está siendo producido de la parte más baja del pozo. Hacia arriba de este punto, la temperatura decrece, lo cual indica que el fluido producido no está yendo más allá de esta zona, por lo que se establece el reventón subterráneo en 15 600 [ft] (4755 [m]).
- ii. Localización de la cima del cemento. El curado (“curing”) del cemento es una reacción exotérmica que causa un aumento de la temperatura del pozo que puede ser detectado con un registro. La Figura 3.15 es un registro corrido 24 horas después de la cementación. La cima del cemento se identifica en el punto A, por el incremento de la temperatura presentado a esa profundidad. La anomalía B se debe al aumento de la velocidad de generación de calor ocasionado por un acelerador que fue añadido a los últimos sacos de cemento y la anomalía D a un exceso de cemento.



3.2 MOLINETE

3.2.1 Introducción

El molinete es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo. Su principio básico de operación consiste en dos partes principales, una rueda provista de un dispositivo mediante el cual el fluido en movimiento la hace girar, y un mecanismo que permite contar o medir el número de vueltas que da esta rueda.

La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, previamente a la operación de esta herramienta se deben realizar varias corridas de calibración, con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas.

Los molinetes pueden clasificarse en dos grandes grupos, los de flujo continuo, y los que emplean empacador, se diferencian en que en los primeros, sólo una fracción del flujo total pasa a través de la herramienta, en los segundos, se obliga a que todo el flujo sea medido.

Los registros arrojan gráficas llamadas perfiles de producción o inyección, según el pozo que se trate. Su correcta interpretación permite determinar el rango del flujo de fluido y las condiciones de cómo este fluye o es inyectado a través de las perforaciones.

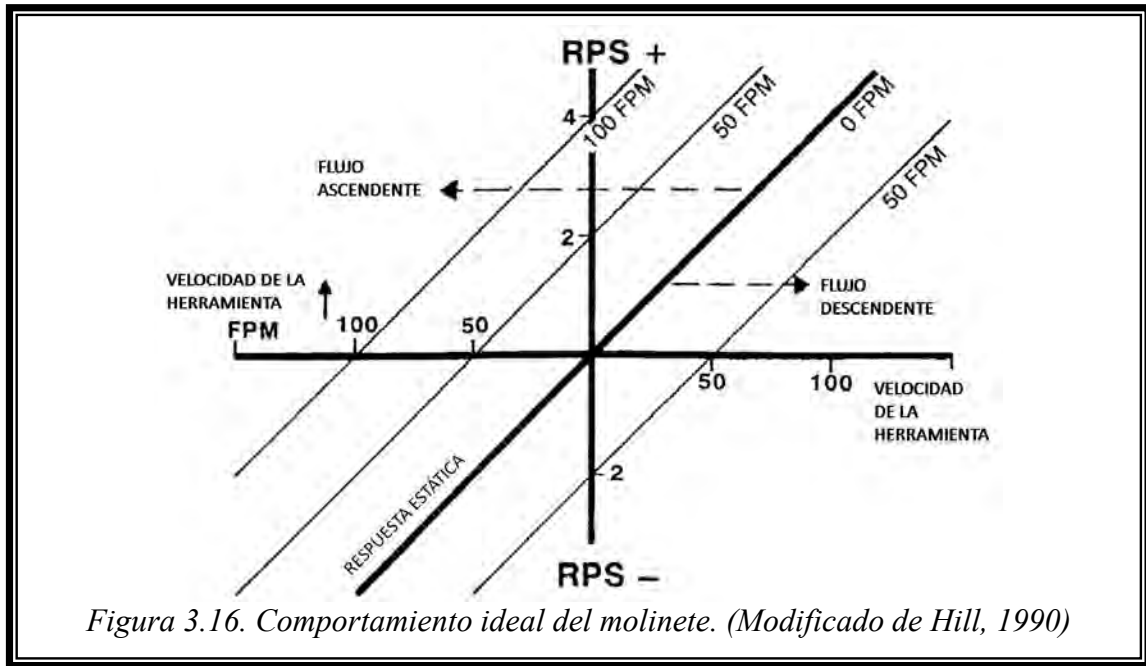
3.2.2 Fundamentos operativos

3.2.2.1 Respuesta del molinete en condiciones ideales

La respuesta del molinete a las condiciones reales del flujo en el pozo puede ser mejor entendida considerando en primera instancia, la respuesta bajo condiciones ideales de flujo. Se considera “ideal” como lo hace Smolen (1996), cuando el pozo está lleno de un fluido no viscoso por lo que no existe fricción mecánica provocada por el molinete y el flujo y la herramienta no tiene área transversal. La respuesta esperada es la que se muestra en la Figura 3.16, para el caso de cero flujo. El eje vertical se encuentra graduado en revoluciones por segundo [rps] o en Hertz [Hz], con los valores positivos correspondiendo a una rotación de la hélice del molinete en el sentido de las manecillas del reloj; y los valores negativos, corresponden con una rotación en el sentido contrario al horario. El eje horizontal se presenta en unidades de velocidad, pies por minuto ([ft/min]). Las velocidades de la herramienta cuando ésta va hacia abajo están graficadas a la derecha del origen, mientras que las que representan cuando la herramienta se corre hacia arriba están a la izquierda.

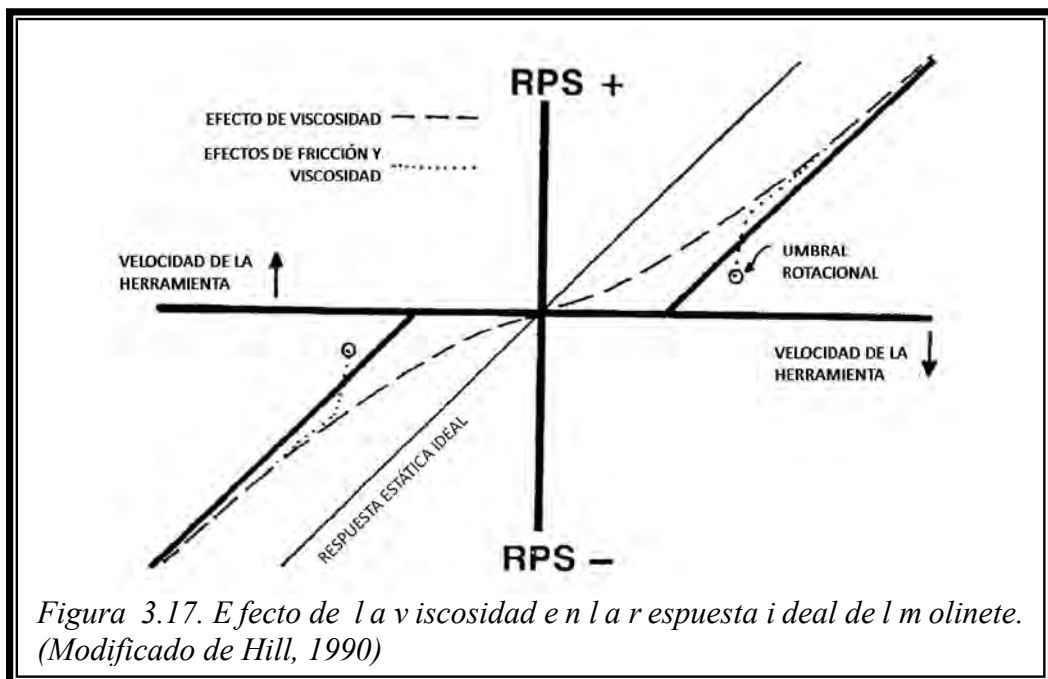
La respuesta que se tendría para tales circunstancias y considerando condiciones estáticas (de cero flujo) sería una línea recta que pase por el origen. La pendiente, generalmente de entre 0.03 y 0.06 [rps/(ft/min)] (0.1 y 0.2 [rps/(m/min)]), está determinada principalmente por el ángulo de las aspas del molinete respecto del flujo. En el ejemplo, la pendiente es de 0.040 [rps/(ft/min)] (0.131 [rps/(m/min)]). Cuando un flujo ascendente de 50 [ft/min] (15.24 [m/min]) se encuentra con la herramienta, la curva de respuesta se ve desplazada 50 [ft/min] hacia la izquierda. Si un flujo ascendente de 100 [ft/min] (30.48 [m/min]) se encuentra con la herramienta, la curva de respuesta se desplazará en ese caso, 100 [ft/min] hacia la izquierda. Similarmente, un flujo descendente causará un desplazamiento a la curva respuesta, pero desplazándola hacia la derecha.

Surge entonces una regla, *el efecto de un flujo ascendente en la curva de respuesta estática es desplazar dicha curva hacia la izquierda una cantidad igual a la velocidad del flujo; y el efecto de un flujo descendente es desplazar la curva de respuesta hacia la derecha una cantidad igual a la velocidad del flujo descendente* (Smolen, 1996). Se asume que ésta regla sigue siendo verdad para casos no idealizados.



3.2.2.2 Respuesta del molinete en condiciones reales

Para entender más fácilmente la curva de respuesta real del molinete, considérese lo que sucede cuando cada una de las idealizaciones de la sección previa es removida para crear un nuevo modelo de respuesta. Cuando el fluido presenta cierta viscosidad, ocurre un arrastre viscoso cuando las aspas rotan, lo que provoca una reducción de la velocidad de giro del molinete. Cuanto mayor sea la viscosidad, mayor será la reducción de velocidad. Conforme la velocidad de giro de las aspas se incrementa, la curva de respuesta se aproximará a una línea paralela a la respuesta en el caso estático ideal. Comparando la respuesta para el caso viscoso (línea discontinua) con la línea recta asintótica a altas velocidades, en la Figura 3.17; en la práctica se pueden observar algunos cambios en la pendiente, especialmente cuando se comparan flujos de líquidos y gas.



A causa de la fricción mecánica, las aspas no giran cuando se tiene un flujo muy ligero; pues se requiere una velocidad de flujo relativa al molinete de entre 5 y 10 [ft/min] (1.5 a 3 [m/min]) aproximadamente para proporcionar el suficiente torque para vencer la fricción mecánica. A esta se le conoce como umbral rotacional del molinete (“rotational threshold”). Cualquier dato adquirido cuando el molinete no está rotando tiene una incertidumbre en velocidad de más-menos el umbral y por tanto, es poco utilizable. La línea punteada de la figura F-3.17 muestra los efectos combinados de la fricción mecánica y el arrastre viscoso.

La respuesta arrojada por la herramienta que mide el flujo es ligeramente distinta si se corre el registro hacia arriba o hacia abajo del pozo; esto se debe a que de forma descendente, el flujo es afectado muy poco por todo el set de herramientas (“tool string”); mientras que al hacerlo ascendente, el flujo se aproxima al molinete en una forma más anular.

En resumen, si la respuesta del molinete se aproxima a ser una línea recta, el efecto de viscosidad produce un desplazamiento (“offset”) de la línea hacia arriba o hacia abajo del origen en el registro. Este offset es en ocasiones llamado umbral de velocidad (“threshold velocity”) y no es necesariamente el mismo para registros corridos de manera ascendente o descendente. En la Figura 3.18 se muestra la curva respuesta para condiciones reales mediante las líneas A-A, a cierto offset del origen.

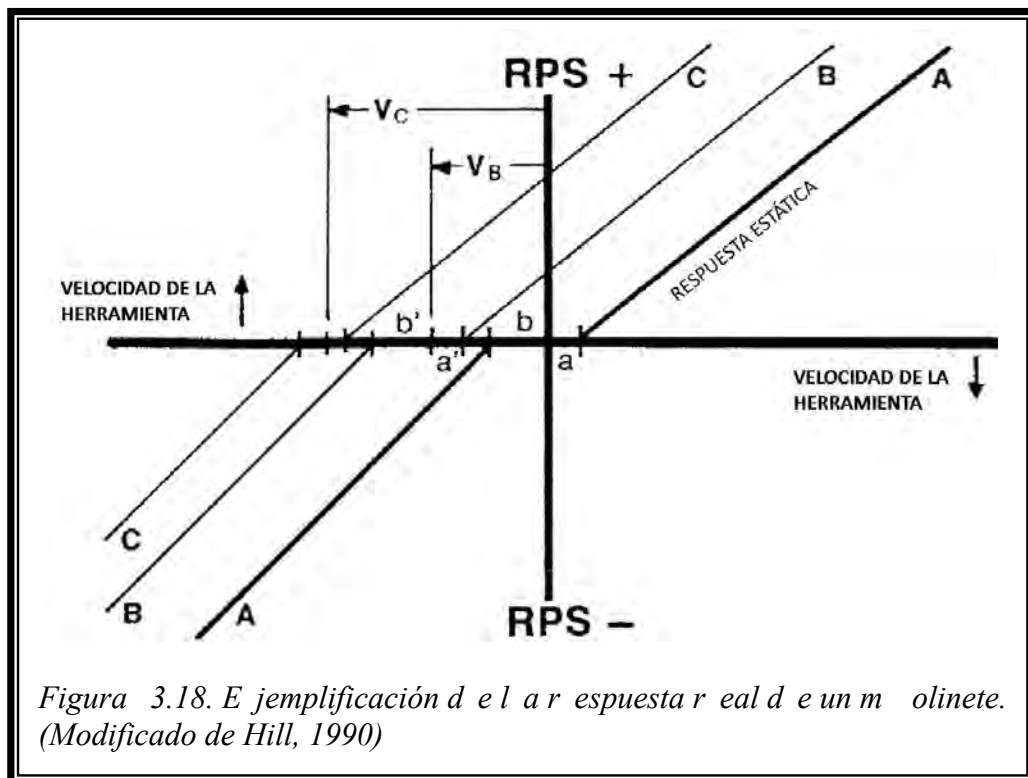


Figura 3.18. Ejemplificación de la respuesta real de un molinete. (Modificado de Hill, 1990)

3.2.2.3 Efecto del flujo en la respuesta del molinete

Aún con curvas respuesta reales, la regla de que la velocidad del fluido simplemente desplaza la respuesta estática a la izquierda o a la derecha, sigue siendo cierta. Si la respuesta en condiciones estáticas se nombra A-A (Figura 3.18), entonces la respuesta de un molinete dentro de un flujo de velocidad V_B la podemos ver como la línea B-B. La respuesta B-B está simplemente desplazada hacia la izquierda una cantidad igual a V_B . Cabe señalar que la separación y por tanto la viscosidad, permanecen sin cambios.

Cuando la velocidad y la viscosidad cambian simultáneamente, la respuesta estática es desplazada debido a la velocidad y la separación entre los interceptos (“intercepts”, puntos sobre los ejes coordenados donde una curva les intersecta) de las corridas ascendente y

descendente es modificada debido a la viscosidad, como muestra la respuesta C-C. Para medir la velocidad de los fluidos con una nueva viscosidad, el desplazamiento de la respuesta estática debe ser medido cuidadosamente.

Un método para evaluar la velocidad cuando ocurre un cambio en la viscosidad es localizar un punto de referencia entre los interceptos sobre el eje x de las respuestas estáticas, y asumir que el efecto de la viscosidad es proporcional hacia ambos lados. Un punto de referencia conveniente es el origen. En la Figura 3.18, los interceptos en la respuesta estática están desplazados distancias a y b del origen. Si $a'/b' = a/b$, entonces el punto de origen de referencia puede ser reubicado a distancias a' y b' de los interceptos de C-C, como se ve en la Figura 3.18. V_C es entonces igual al desplazamiento del punto de referencia C-C respecto del origen.

Una técnica alternativa consiste en medir los desplazamientos de V_{uC} y V_{dC} , corridas ascendente y descendente respectivamente, de una forma separada y usar la media como la velocidad del fluido, esto es:

$$V_C = (V_{uC} + V_{dC}) / 2 \quad \dots (E-3.7)$$

Otro método se basa en la realización de una regresión lineal con los puntos (datos) que comprendan A-A, B-B y C-C. El desplazamiento del intercepto x relativo a la respuesta estática es la velocidad. La regresión puede ser calculada con las siguientes ecuaciones:

$$V_i = (\Sigma X \Sigma Y^2 - \Sigma Y \Sigma XY) / [n \Sigma Y^2 - (\Sigma Y)^2] \quad \dots (E-3.8)$$

$$V_i = (n \Sigma XY - \Sigma Y \Sigma X) / [n \Sigma Y^2 - (\Sigma Y)^2] \quad \dots (E-3.9)$$

donde,

V_i : Velocidad intercepto

m : Pendiente de la curva de respuesta [unidades de velocidad/rps]

X : Velocidad de la herramienta

Y : rps

n : número de puntos usados en las corridas ascendentes y descendentes.

3.2.3 Características y funcionamiento de las herramientas

3.2.3.1 Medidor de flujo continuo

Este dispositivo mide la velocidad de los fluidos dentro del pozo, con la cual es posible determinar el gasto volumétrico del flujo. Se caracteriza porque sólo una parte del total de los fluidos producidos atraviesa la sección de medición en la herramienta, que se encuentra inmersa en el centro de la columna de fluido, lo cual se logra con el uso de centradores. En uno de los extremos de la flecha, se encuentra adaptado un imán que genera una señal de corriente alterna en una bobina a medida que gira la propela. La frecuencia medida es función de la velocidad de la hélice y ésta, a su vez es función lineal de la velocidad del fluido respecto a la sonda, dicha señal es grabada continuamente contra la profundidad por el equipo en superficie.

La flecha de la hélice es soportada por pivotes de baja fricción que generan una velocidad de propela debida únicamente a la velocidad con la que se baja la herramienta, misma que se conoce como velocidad crítica (2 [rps]). Es de suma utilidad para evaluar cualitativa y cuantitativamente el flujo de los fluidos dentro del pozo, se corre tanto en pozos inyectoros como productores, ya sea a través de la tubería de ademe o de producción. Se trata de los medidores de flujo más empleados y *podemos clasificarlos en dos tipos* (Smolen, 1996), los de diámetro pequeño y los de diámetro total (“full bore”).

Los molinetes de flujo continuo y diámetro pequeño están por lo general hechos de plástico o de algún metal ligero, y están montados en baleros que evitan la fricción. Son útiles para mediciones de flujo en T.R. y T.P., en ellos la hélice puede ubicarse dentro de la herramienta o al final de la misma. Se deben correr invariablemente, de forma centralizada.

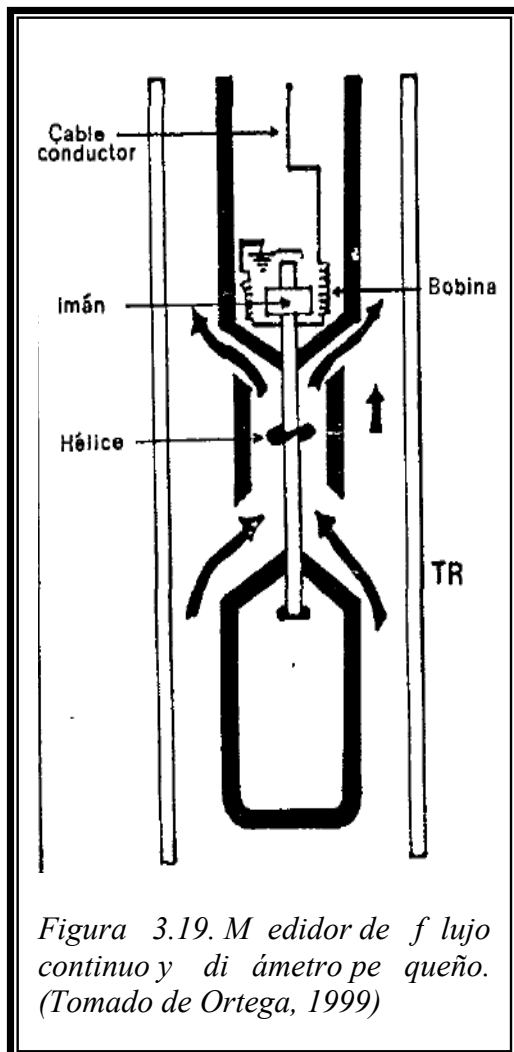


Figura 3.19. Medidor de flujo continuo y diámetro pequeño. (Tomado de Ortega, 1999)

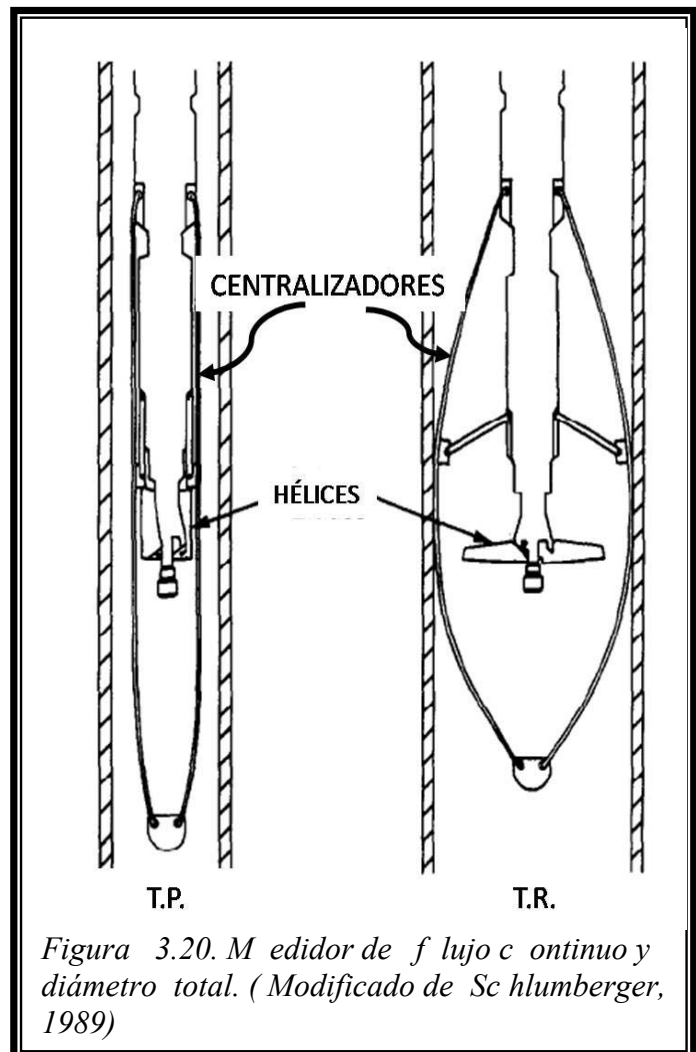


Figura 3.20. Medidor de flujo continuo y diámetro total. (Modificado de Schlumberger, 1989)

Introducido en los años setenta, el medidor de diámetro total ofrece una mejor velocidad de flujo media que los medidores de diámetro pequeño. Se trata de un molinete que posee aspas retráctiles las cuales se comprimen al ingresar al pozo y atravesar la tubería de producción (y otras restricciones), posteriormente la herramienta se abre para abarcar prácticamente todo el diámetro (75%) de la tubería de revestimiento (o zona de agujero abierto); de esta forma, una mucha mayor fracción de flujo se puede medir.

Las Figuras 3.19 y 3.20 ejemplifican las dos herramientas recién explicadas.

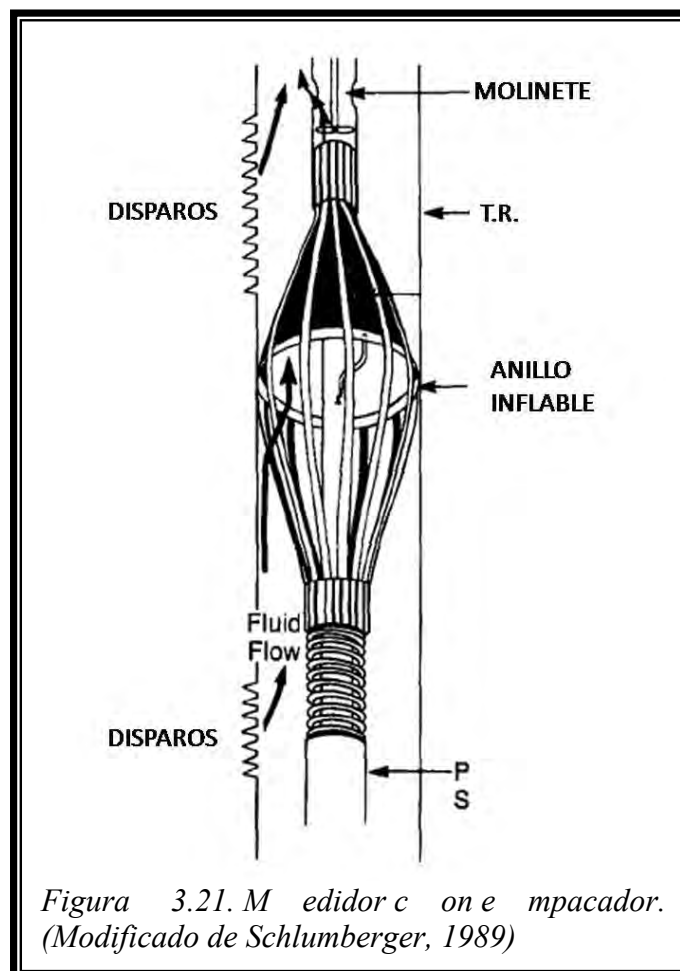
3.2.3.2 Medidor con obturador (empacador)

Los molinetes con empacador (“diverter flowmeters”) son dispositivos empleados para medir la velocidad de los fluidos en pozos productores o inyectores en los cuales, no es sólo una fracción de fluido la que circula por los medidores, como en el caso de los molinetes de flujo continuo, sino que el total es desviado y obligado a pasar a través de la hélice. Diversas técnicas para lograr esto han sido empleadas, una de las primeras se trató del molinete con empacador sencillo (“packer flowmeter”), que empleaba un empacador de hule que sellaba contra las paredes del pozo, al inflarse con los mismos fluidos dentro del pozo; sin embargo,

presentaban diversas dificultades operacionales, como el que los obturadores tendieran a dañarse durante su recorrido a través de la tubería.

Surgió entonces el molinete con empacador inflable, que básicamente ofrecía la misma respuesta deseable de su antecesor, pero sin las deficiencias operativas. Esta herramienta consta principalmente de una jaula retráctil que contiene un anillo empacador, la jaula cerrada es llevada a través de la T.P. (y otras restricciones) y, al llegar a la T.R. se abre, permitiendo que el anillo selle contra la pared del agujero conduciendo el gasto total hacia la sección de medición. En esta sección se tiene una hélice o propela cuyo eje gira sobre pivotes de baja fricción. En el extremo de este eje se encuentra acoplado un pequeño imán, el cual genera una corriente en una bobina al ser movida la propela por el flujo. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada.

Este tipo de medidores son corridos estáticamente a las diferentes profundidades de interés; la jaula que contiene el obturador es retraída y movida de una a otra posición para realizar la medición. En la Figura 3.21 vemos un ejemplo.



Los molinetes de medición continua tienen buen resultado en flujo monofásico y altos gastos, los de caudal total ofrecen buen resultado en flujo multifásico a altos y bajos gastos, al igual que los que emplean obturador anular, sólo que los primeros presentan buena respuesta para un mayor rango de viscosidades.

3.2.3.3 Operación del molinete

Al correr la herramienta de molinete, se deben tener en consideración ciertos lineamientos que permitan obtener información verdaderamente útil. Debe verificarse el correcto

funcionamiento de la herramienta antes de la corrida y que las condiciones de pozo para emplear el molinete, sean las adecuadas. Otras de las observaciones pertinentes son:

- i. Fricción. Hay que revisar que el molinete gire libremente ya que la fricción provoca una no-linealidad en la respuesta de la herramienta. Los molinetes de flujo continuo están suspendidos sobre baleros, los cuales deben estar ajustados de manera tal que las aspas del molinete giren con la menor fricción posible. Los baleros deben revisarse constantemente, para asegurar que no están sucios ni rotos.
- ii. Electrónica en superficie. Se hace girar la hélice en superficie y se observa la respuesta, la cual debe ser lógica. Algunos molinetes pueden girar en ambos sentidos de las manecillas del reloj, obteniéndose una respuesta positiva en un sentido y negativa en el otro, se debe tener cuidado en este punto y corroborar que se está teniendo la respuesta correcta para cada caso.

El Ingeniero de campo debe decidir antes de correr el registro si las condiciones del pozo son tales que es posible obtener una medición verdaderamente útil, entre las consideraciones que se toman en cuenta son:

- i. Gasto constante. Mientras el molinete es corrido, es necesario se mantenga tanto como sea posible un gasto constante. Es importante verificar la estabilidad de las condiciones del pozo durante la corrida, mediante unas cuantas repeticiones de la medición justo en la parte más alta del pozo, arriba de todos los disparos.
- ii. Gasto necesario. Es necesario que el gasto debe ser suficientemente alto, debido a que a bajos gastos la respuesta del molinete puede ser no lineal y por tanto, no fácilmente interpretado. Cuando se mueve la herramienta y al mismo tiempo se realizan mediciones, la velocidad del fluido debe ser considerablemente mayor comparada con la velocidad de la herramienta, para proveer una resolución razonable.
- iii. Diámetro del pozo. La interpretación del registro de molinete se basa en el supuesto de que el diámetro del pozo es constante, por lo que si se corre en pozos a agujero descubierto o con ciertas irregularidades propias de la terminación, es indispensable correr también, un “caliper” (calibrador, registro para conocer el diámetro del pozo a diferentes profundidades).
- iv. Producción de arena. Cuando el molinete se emplea en pozos de una sola fase, como pozos inyectoros o productores de gas, se debe tener una circulación libre de partículas que puedan atascar los baleros.

Cuando se emplea el molinete, siempre se deben incluir centralizadores en toda la corrida, para así obtener la mejor respuesta. Si se realiza la operación de manera dinámica, es decir, las mediciones se obtienen con la herramienta en movimiento, es importante que la velocidad del cable sea constante; aunque también se debe procurar realizar diferentes mediciones a diferentes velocidades, de forma ascendente y descendente

Como se mencionó, al emplear medidores con obturador, las mediciones son de tipo estático, sin embargo, estas mediciones también se pueden realizar con los aparatos para flujo continuo; con otros objetivos claro está. Pueden utilizarse tales valores para calcular el umbral de velocidad (“threshold”), el cual ya se ha explicado gráficamente y que podemos también definir como la velocidad mínima necesaria para que gire la hélice de la herramienta. Las mediciones estáticas son también auxiliares para analizar la precisión del propio molinete; si su respuesta varía significativamente con el tiempo, las mediciones dinámicas tendrán similar nivel de inexactitud. Es conveniente hacer unas cuantas mediciones justo encima de todos los disparos, para checar la estabilidad del gasto del pozo. Si estas mediciones realizadas con una misma velocidad de cable varían significativamente, o la herramienta no está funcionando adecuadamente o las condiciones del pozo son inestables. En ambos casos, el registro no proporcionará un adecuado perfil de flujo.

3.2.4 Interpretación del registro de molinete

3.2.4.1 Velocidad efectiva

Toda interpretación del registro de molinete se basa en la idea de que la respuesta de la herramienta es función lineal de la velocidad del fluido. En mediciones dinámicas, también se asume que las velocidades del fluido y de la herramienta se adicionan para que la respuesta del molinete sea una respuesta a una velocidad efectiva v_e , que es igual a:

$$v_e = (v_f + v_H) \quad \dots (E-3.10)$$

donde v_F es la velocidad del fluido y v_H la velocidad de la herramienta.

Por convención (Hill, 1990), consideraremos que v_F es positivo y v_H también es positivo cuando la herramienta y el flujo tienen direcciones opuestas, y viceversa. La Figura 3.22 ilustra esta convención; en el ejemplo, la velocidad del fluido es de 60 [ft/min] (18 [m/min]) y es descendente. En la parte (a) de la Figura 3.22, la herramienta se mueve hacia arriba a 40 [ft/min] (12 [m/min]); por tanto, la velocidad efectiva vista por el molinete es de:

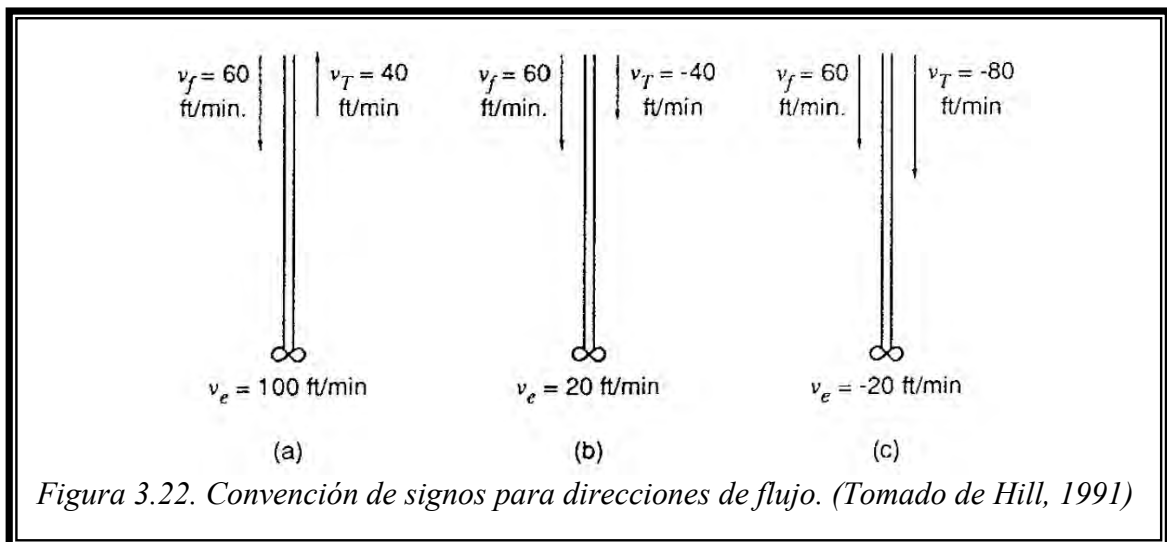
$$v_e = (+ 60) + (+40) = + 100 \text{ [ft/min]}$$

Cuando la herramienta se mueve en la misma dirección que el flujo, como en la Figura 3.22b, la velocidad efectiva es igual a:

$$v_e = (+ 60) + (-40) = + 20 \text{ [ft/min]}$$

Finalmente, si la herramienta se mueve hacia abajo a una velocidad mayor que la del flujo (Figura 3.22c), se tiene lo siguiente:

$$v_e = (+ 60) + (-80) = - 20 \text{ [ft/min]}$$



El cambio en el signo de v_e indica que la velocidad efectiva en el molinete está ahora en dirección ascendente; el molinete debería rotar en sentido contrario que en los dos primeros ejemplos. La respuesta de la herramienta a la velocidad efectiva será lineal para valores suficientemente altos de v_e . a velocidades más bajas, la respuesta caerá hasta alguna velocidad en la que el molinete deje de girar, como se muestra en la Figura 3.23a, con la línea continua. Durante la interpretación, la parte lineal de la curva respuesta es extrapolada a la línea de cero respuesta; el punto de intersección entre tal línea extrapolada con el eje de la velocidad efectiva es llamado umbral de velocidad, v_t . El umbral de velocidad en ocasiones se refiere a una velocidad “bypass” y es la velocidad mínima requerida para que gire la hélice, si la

respuesta es completamente lineal. Incorporando el umbral de velocidad, la respuesta del molinete puede ser escrita como:

$$f = m_p (v_e - v_t) \quad (v_e > v_t) \quad \dots (E-3.12)$$

$$f = m_n (v_e + v_t) \quad (v_e < -v_t) \quad \dots (E-3.13)$$

donde m_p y m_n son las pendientes de las curvas para valores positivos y negativos de respuesta, respectivamente; y v_t es igual a un número positivo.

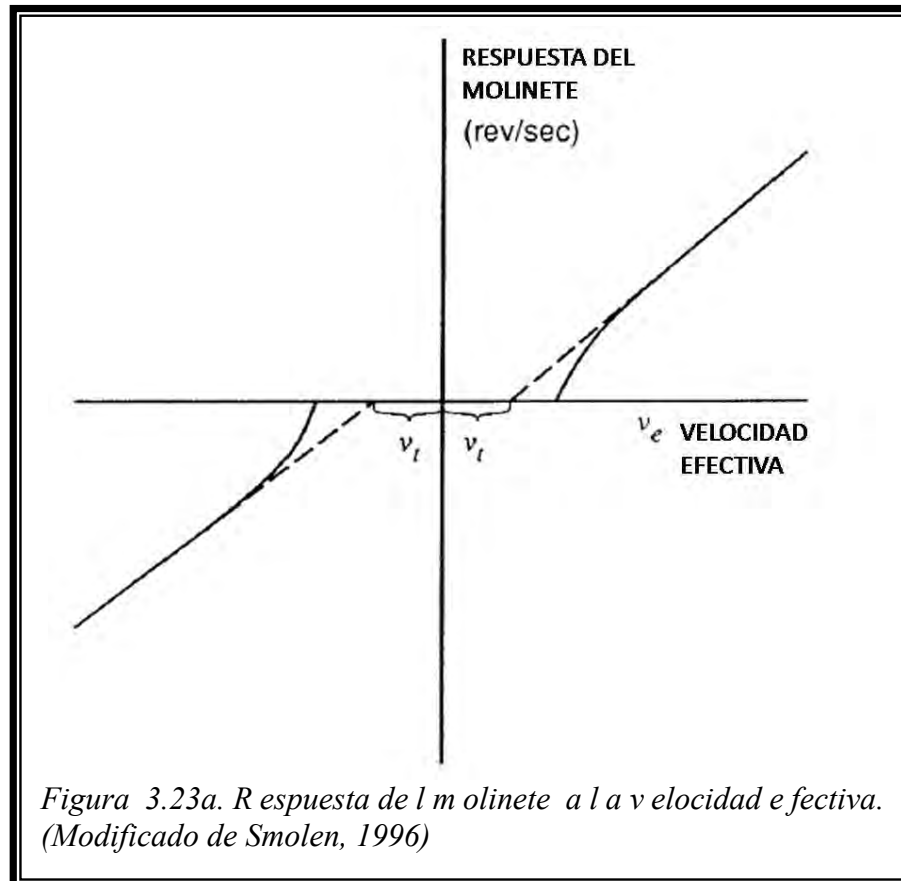


Figura 3.23a. Respuesta del molinete a la velocidad efectiva. (Modificado de Smolen, 1996)

Las dos pendientes m_p y m_n no suelen ser iguales porque el cuerpo de la herramienta protege el molinete cuando la dirección neta del flujo es descendente, por otro lado el molinete hace contacto con el flujo antes que la herramienta lo haga, cuando la dirección neta del flujo es ascendente. m_p y m_n no están de cualquier modo, relacionados con la dirección de rotación de las aspas. En algunas herramientas modernas, la señal del molinete es electrónicamente compensada para generar la misma respuesta para la rotación del molinete tanto en un sentido, como en otro. Una buena práctica es realizar algunas corridas cuando el pozo está cerrado para determinar sin ambigüedad m_p y m_n . Las pendientes de las curvas respuesta, m_p y m_n , serán menores que la ideal debido a la fricción y a la viscosidad.

Algunos valores típicos de pendiente son de 0.012 a 0.015 [rps/(m/min)] (0.04 a 0.05 [rps/(ft/min)]) para varios molinetes modernos, mientras que el umbral de velocidad usualmente oscila entre 0.9 y 1.8 [m/min] (3 a 6 [ft/min]) en líquidos y para gas, de 3.7 a 4.6 [m/min] (12 a 15 [ft/min]); una mayor velocidad requerida en gases se puede deber a la baja densidad y alta velocidad del medio que lleva a una alta resistencia por fricción, lo cual reduce la respuesta del molinete del valor ideal, esta reducción resulta en un alto valor de velocidad "threshold" (Hill, 1990).

La respuesta lineal a la velocidad efectiva, dada por las ecuaciones E-3.12 y E-3.13, constituye la base para todas las técnicas cuantitativas de interpretación del registro de molinete. A continuación, se analizarán tres de los métodos más importantes.

3.2.4.2 Método multipaso (“multipass”) o de Calibración in-situ

El método multipass o calibración in-situ es la técnica de evaluación del registro de molinete más exacta, debido a que las características de la respuesta del molinete están determinadas bajo condiciones in-situ. Se conoce como paso (“pass”) o corrida (“run”) en registros, a la operación en la que la herramienta es descendida al pozo y luego retirada de allí mientras se realizan mediciones. Regresando al método en cuestión, como su nombre lo indica, múltiples pasos en el pozo a diferentes velocidades de herramienta y direcciones son requeridos.

La interpretación multipaso está basada en la respuesta lineal del molinete:

$$f = m_p (v_f + v_H - v_t) \quad \dots (E-3.14)$$

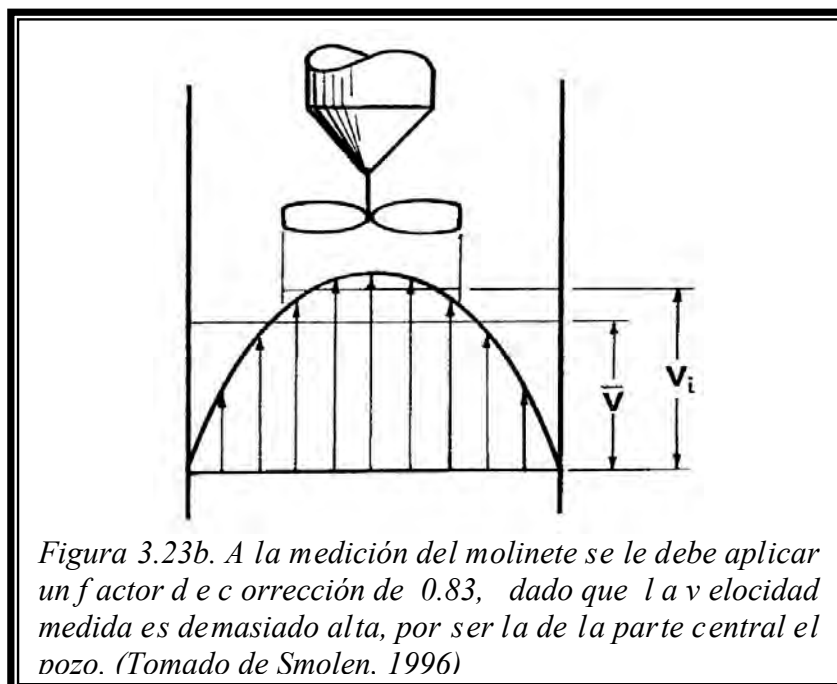
despejando la velocidad del fluido v_f , y resolviendo para cuando la velocidad de la herramienta es cero, se obtiene:

$$v_f = (f_0/m_p) + v_t \quad \dots (E-3.15)$$

donde f_0 es el intercepto de la curva respuesta con el eje $v_H=0$. Así, si la línea respuesta (v_t y m_p) está determinada a partir de varios pasos del molinete, la velocidad del fluido puede ser calculada del intercepto de la curva respuesta a $v_H=0$. Es decir, si f es igualado a cero en la ecuación E-3.14, la velocidad del fluido está dada por:

$$v_f = -v_{T0} + v_t \quad \dots (E-3.16)$$

La intersección de la curva respuesta con el eje de la velocidad del cable puede también emplearse para calcular la velocidad del fluido. El paso final en la interpretación es convertir la velocidad del fluido a gasto volumétrico. El molinete, si está centralizado, mide la velocidad en la parte central del pozo, como se muestra en la Figura 3.23b. Esta velocidad es demasiado alta y debe ser corregida para proveer una verdadera velocidad promedio. Dicha corrección depende del número de Reynolds, los diámetros del molinete y la tubería, la viscosidad del fluido y otros parámetros. El factor de corrección es el cociente $v/v_{\text{máx}}$, experimentalmente se ha comprobado que una excelente aproximación es de 0.83.



De esta manera, para cada estación,

$$q = B A_w v_f \quad \dots(E-3.17)$$

donde q es el gasto volumétrico, A_w el área transversal del pozo, B el factor de corrección del perfil de velocidad y v_f la velocidad del fluido obtenida de la interpretación multipaso.

Para ilustrar lo anterior, considérese la respuesta del molinete a la velocidad del cable mostrada en la Tabla 3.2, para una velocidad de fluido de 18 [m/min] (60 [ft/min]), tal y como se muestra en la Figura 3.24. Se aprecia en la imagen que la respuesta está definida por dos líneas, una negativa y otra positiva. Calculando las pendientes de estas líneas se tienen valores de 0.12 [rps/(m/min)] (0.04 [rps/(ft/min)]) tanto para m_p como m_n . Se observa que aunque las pendientes respuesta son iguales en este ejemplo, por lo general difieren. Los puntos de intersección de las dos curvas respuesta en el eje de velocidad de cable, proporciona un umbral de velocidad igual a:

$$(v_{Hp} - v_{Hn}) = 2 v_t \quad \dots(E-3.18)$$

donde v_{Hp} y v_{Hn} son los interceptos de las respuestas positiva y negativa, respectivamente, con el eje $f=0$. La ecuación E-3.18 se obtiene sustituyendo $f=0$ en las ecuaciones de respuesta positiva y negativa y sustrayendo una de otra. En el ejemplo, el umbral de velocidad es 3[m/min] (10[ft/min]). Dado que el umbral de velocidad se encuentra tomando la diferencia entre dos líneas determinadas experimentalmente, es muy sensible a errores. Si el gasto del pozo no es estable o efectos de flujo bifásico generan ruido en la respuesta del molinete, entonces la velocidad threshold no puede ser calculada con precisión en la forma descrita previamente. Para tales situaciones, el umbral puede calcularse mediante una corrida con el pozo cerrado. El umbral de velocidad obtenido, debe compararse con el pronosticado por el fabricante de la herramienta y, si es significativamente mayor que el esperado, es factible que el molinete esté dañado o los baleros no estén adecuadamente ajustados.

Velocidad de cable [ft/min]	Velocidad efectiva [ft/min]	Respuesta del molinete [rps]
+ 40	+ 100	3.6
+ 20	+ 80	2.8
0	+ 60	2.0
- 40	+ 20	0.4
- 80	- 20	- 0.4
- 120	- 60	- 2.0

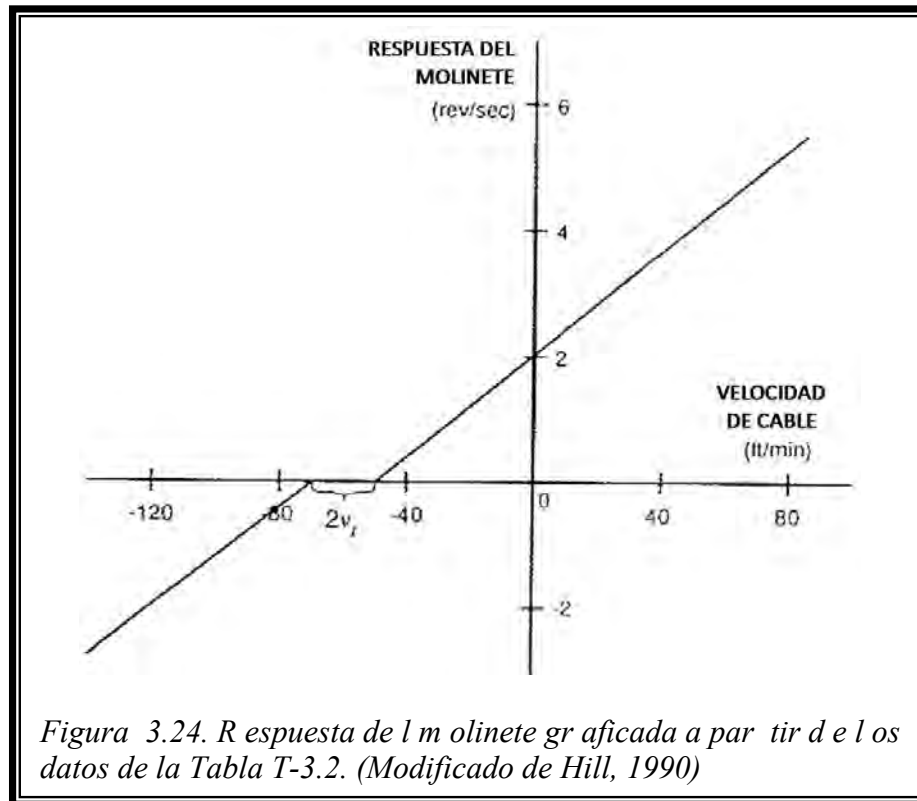
Tabla 3.2. Respuesta del molinete para un flujo descendente de velocidad 60 [ft/min].
(Datos de Hill, 1990)

Para aplicar el método multipaso, es necesario realizar un número suficiente de corridas a diferentes velocidades de cable, esto para definir las curvas respuesta tanto positiva como negativa (al menos dos respuestas negativas y dos positivas son requeridas). Las velocidades de cable empleadas deben ser significativamente distintas para tener datos variados; una diferencia de 9 [m/min] (30 [ft/min]) entre cada paso es un valor razonable.

Durante la operación de registro en un pozo, el método multipaso es aplicado en un cierto número de estaciones o profundidades; en cada estación, la pendiente de la línea respuesta m_p , y el umbral de velocidad v_t deben, de ser posible, calcularse; después se obtiene la

velocidad del fluido a partir del intercepto entre la línea respuesta y $v_H=0$ en la ecuación E-3.15 o, a partir del intercepto entre la línea respuesta y $f=0$ en la ecuación E-3.16.

A continuación, se presenta un breve resumen del método y un ejemplo tomado de Hill (1990).

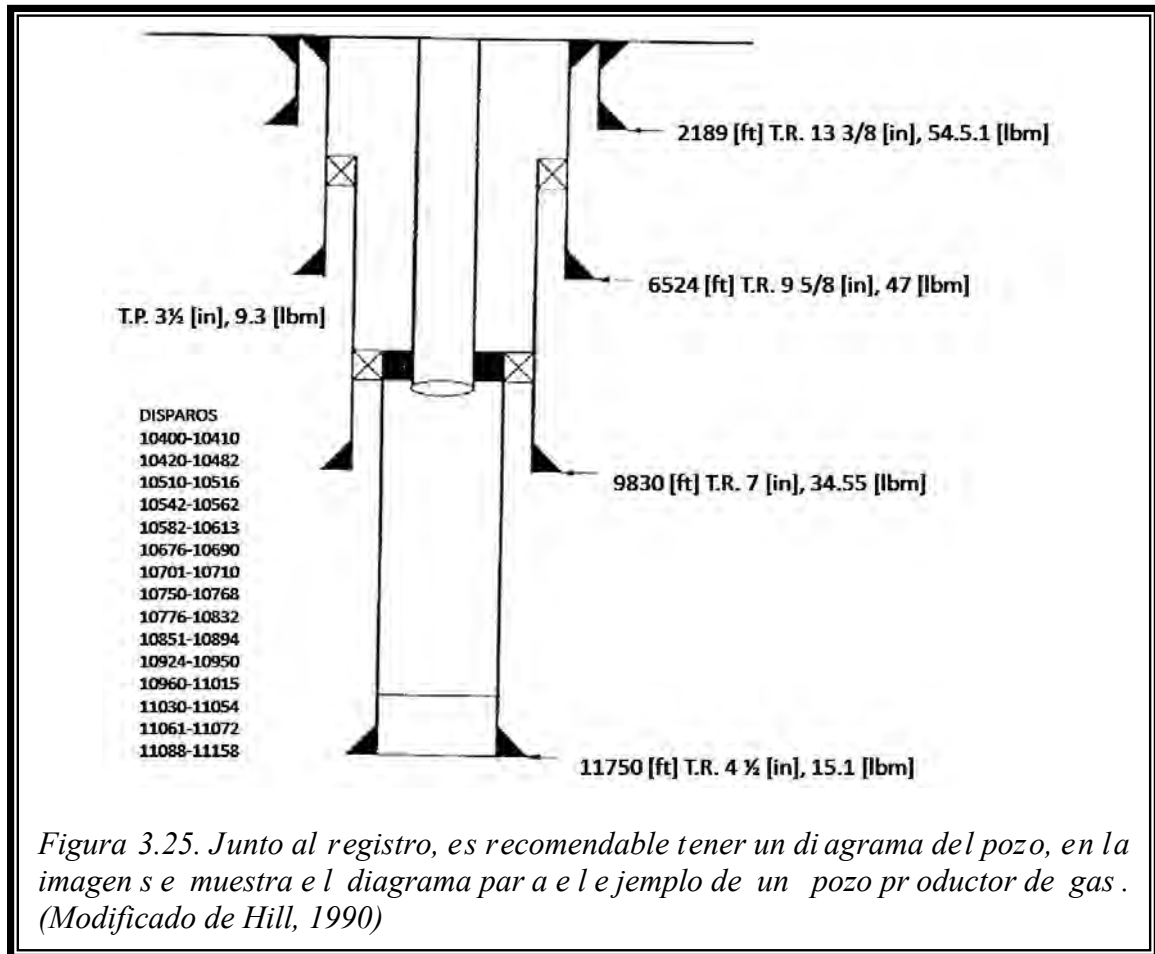


Método multipaso:

1. Seleccionar las profundidades (estaciones) a las cuales serán calculados los gastos (como mínimo, una estación entre cada intervalo perforado)
2. Leer las respuestas del molinete a diferentes velocidades de cable en cada estación
3. Para cada estación, graficar f vs v_t
4. Calcular la pendiente para cada línea respuesta, m_p y m_n
5. Para cada estación donde ocurran respuestas positivas y negativas, determinar la velocidad threshold v_t con la ecuación E-3.18
6. Calcular v_f para cada estación aplicando las ecuaciones E-3.15 y E-3.16
7. Convertir las velocidades de los fluidos a gasto volumétrico con la ecuación E-3.17

Ejemplo del Método multipaso: Pozo productor de gas.

El pozo mostrado en la Figura 3.25 se encontraba produciendo 0.34×10^6 [std m³/d] (12 [MMscf/D]) de gas y 79.5 [m³/d] (500[B/D]) de condensado de un intervalo con 15 zonas disparadas (perforadas). El diagrama del pozo que debería incluirse con cualquier registro de producción, muestra la localización de las perforaciones y contiene información sobre las dimensiones de la T.P. y la T.R., necesaria para comparar gastos en superficie con gastos dentro del pozo obtenidos a partir del registro. Aunque hay una importante producción de líquido, se analizará el registro de molinete como si sólo se tratara de flujo monofásico de gas. Con un valor GOR de 4323 [std m³/ m³] (24 000 [scf/bbl]), la suposición anterior parece ser razonable, si no los resultados serán anómalos en la interpretación del registro debido a los efectos de flujo bifásico.



El registro se obtuvo con un molinete de diámetro total, con cuatro pasos hacia arriba y cuatro pasos hacia abajo, como se observa en la Figura 3.26; con velocidades de cable de 9.8, 18.6, 28.3 y 38.1 [m/min] (32, 61, 93 y 125 [ft/min]). Con fines de visualización, las corridas ascendentes y descendentes se muestran en carriles ("tracks") separados en el registro, con cada carril mostrando una escala de 0 a 40 [rps].

El primer paso en la interpretación consiste en seleccionar las estaciones o profundidades a las cuales se calculará el gasto y leer las respuestas para cada velocidad de cable en dichas estaciones. Las estaciones seleccionadas son los intervalos perforados; lo cual es adecuado siempre que las perforaciones no sean muy grandes, en tal caso, se deben tener estaciones que coincidan con las zonas disparadas, para dar una mejor definición al perfil de flujo.

Las respuestas leídas del registro en cada estación, se muestran en la Tabla 3.3. Las velocidades de cable para las corridas ascendentes son negativas porque el flujo es ascendente (pozo productor). De acuerdo a la convención de signo para obtener la velocidad efectiva, la velocidad del cable será positiva cuando se mueva en sentido contrario al flujo, y negativa cuando lo haga a la par de él. De las estaciones 12 a la 16, se observa que las respuestas para corridas ascendentes son negativas; esto se debe a que el molinete presenta una rotación inversa comparada con las corridas ascendentes más arriba dentro del pozo. La inversión del molinete se indica por el descenso en la respuesta hasta casi cero, luego se incrementa de nuevo cuando la herramienta es movida hacia arriba. Si analizamos por ejemplo, la corrida ascendente en 18.9 [m/min] (62 [ft/min]), la respuesta disminuye a cero en 3665 [m] (11 040 [ft]), se mantiene así cerca de 30 [m] (100 [ft]), luego se incrementa en 3 335 [m] (10 940 [ft]); esta respuesta debe provenir de una inversión en el giro de la hélice. Otra indicación del cambio de giro es el cambio en las magnitudes relativas de las respuestas del molinete a

diferentes velocidades de cable. Arriba del punto de inversión, la corrida ascendente a 10.1 [m/min] (33 [ft/min]) presenta la respuesta más grande y, la corrida a 39.3 [m/min] (129 [ft/min]) la más pequeña, mientras que debajo del punto de inversión, la mayor velocidad de cable produce la respuesta más grande y, la menor velocidad de cable, la menor respuesta.

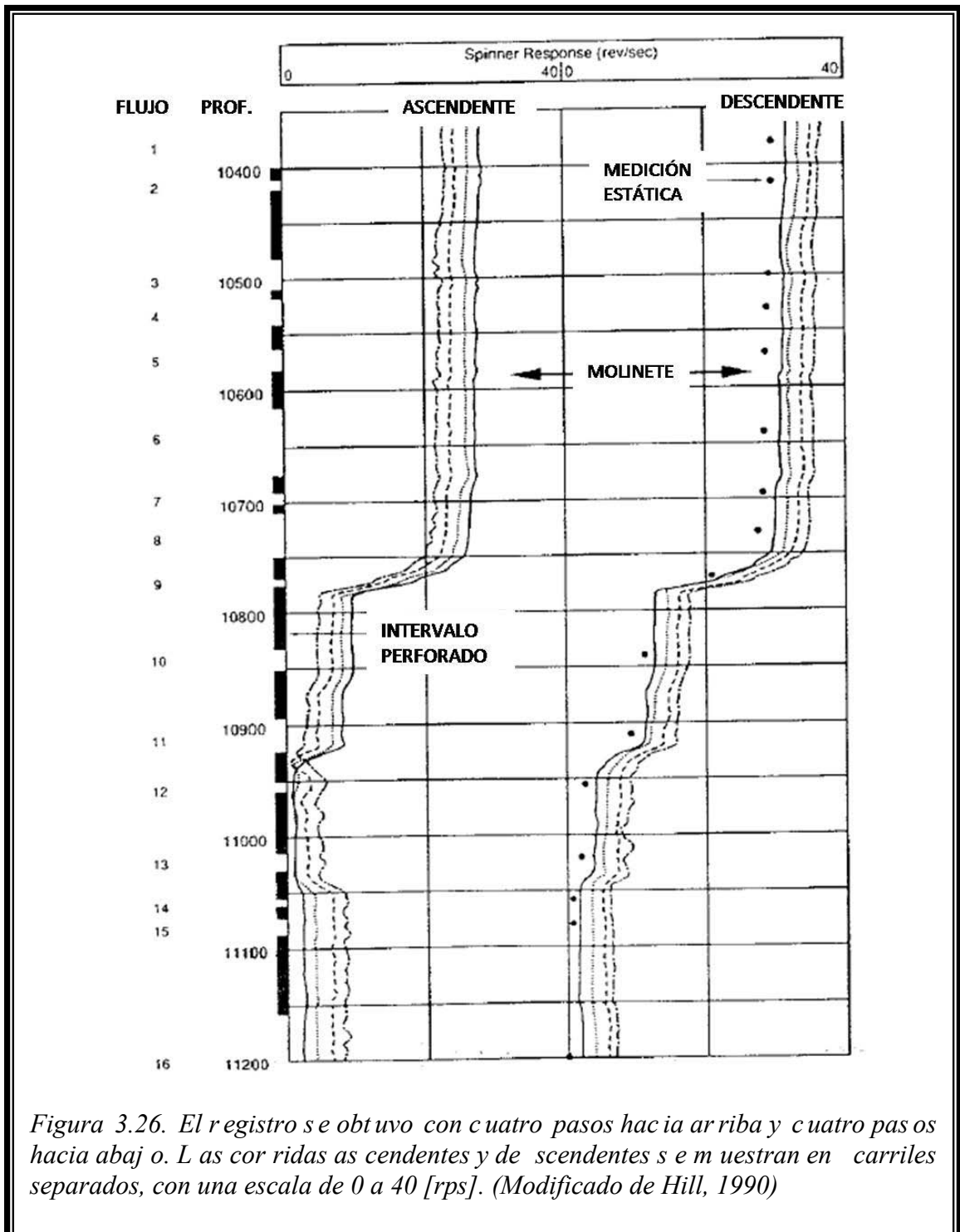


Figura 3.26. El registro se obtuvo con cuatro pasos hacia arriba y cuatro pasos hacia abajo. Las corridas ascendentes y descendentes se muestran en carriles separados, con una escala de 0 a 40 [rps]. (Modificado de Hill, 1990)

El siguiente paso consiste en graficar las respuestas del molinete como una función de la velocidad de la herramienta (Figura 3.27) para generar el gráfico de calibración in-situ. En la Figura 3.27, sólo seis estaciones se graficaron debido a que el resto de los datos generados coinciden (cercanamente) con alguna de esas seis estaciones.

Se debe realizar un gráfico para cada estación y en el que corresponde a la calibración in-situ, los datos para cada estación deberían formar una línea recta y el resto de las estaciones líneas prácticamente paralelas una respecto de otra. Esto se cumple en el registro que se analizó. Si las pendientes respuesta no concuerdan o si los puntos de cada estación no generan una línea recta, el molinete no está respondiendo de forma lineal a la velocidad efectiva y el registro no puede ser considerado como una representación precisa de las condiciones del pozo.

Est.	Prof. [ft]	Velocidad del cable [ft/min]							
		-129	-96	-62	-33	32	61	93	125
		Respuestas del molinete [rps]							
1	10 380	22.5	24.5	26.5	28	31.5	33.5	35	337
2	10 415	23	25	26.5	28.5	32	33.5	35	37
3	10 500	22	24	26	27.5	31	32.5	34.5	36
4	10 540	22	24	26	27.5	31	32	34	35.5
5	10 570	21.5	23.5	25.5	27	30.5	32	34	35.5
6	10 650	21.5	23	25	27	30.5	31.5	34	35.5
7	10 700	21	23	25	26.5	30	31.5	33.5	35
8	10 730	20.5	23	24.5	26.5	30	23	33	35
9	10 772	13	15	17	18.5	21.5	14	25	27
10	10 840	4.5	6	8	9.5	12.5	12	16	28
11	10 910	2.5	4.5	6.5	8	10.5	5.5	13.5	15.5
12	10 965	-6	-3.5	-1.5	-1	4	5	7.5	9
13	11 020	-5.5	-3	-1	-1	3.5	3	7	8
14	11 060	-8.5	-6.5	-4	-2	1.5	3	5	6.5
15	11 080	-8	-6.5	-4	-2	1	3	5	7
16	11 170	-8	-8	-4	-2	2	3.5	5.5	7

Tabla 3.3. Respuestas del molinete asociadas al registro de la Figura 3.26.
(Datos de Hill, 1990)

Posteriormente se ajustan líneas recta a las respuestas del molinete para cada estación. Si existen suficientes datos, un ajuste por mínimos cuadrados debería emplearse. La Figura 3.28 muestra el ajuste por cuadrados mínimos de los datos de la estación 6; de aquí, la pendiente de la línea respuesta es de 0.184 [rps/(m/min)] (0.056 [rps/(ft/min)]). Las pendientes respuesta para las demás estaciones se calculan de forma similar y se muestran en la Tabla 3.4. Las respuestas concuerdan razonablemente bien y están dentro de un rango esperado para este

molinete. Estas pendientes son únicamente para respuestas positivas de la herramienta. Debido a la no linealidad de la herramienta a bajas velocidades, las respuestas negativas y positivas no coincidirán con la misma línea.

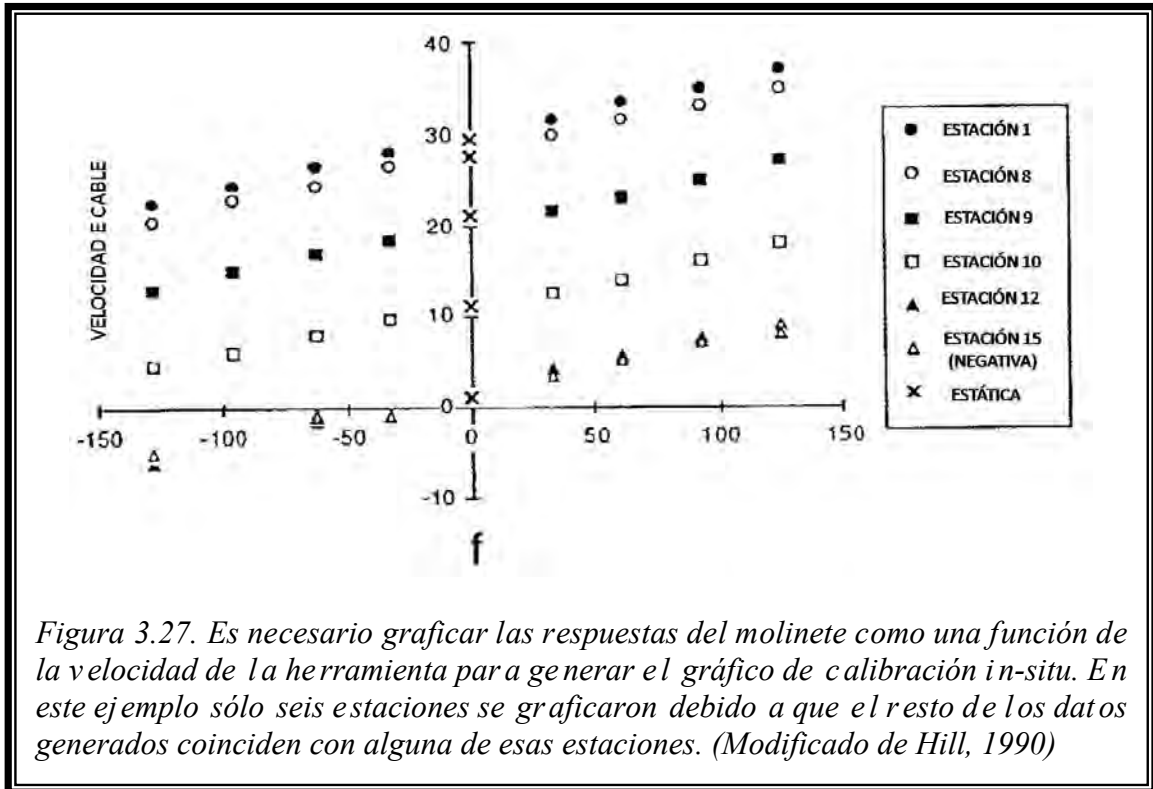


Figura 3.27. Es necesario graficar las respuestas del molinete como una función de la velocidad de la herramienta para generar el gráfico de calibración in-situ. En este ejemplo sólo seis estaciones se graficaron debido a que el resto de los datos generados coinciden con alguna de esas estaciones. (Modificado de Hill, 1990)

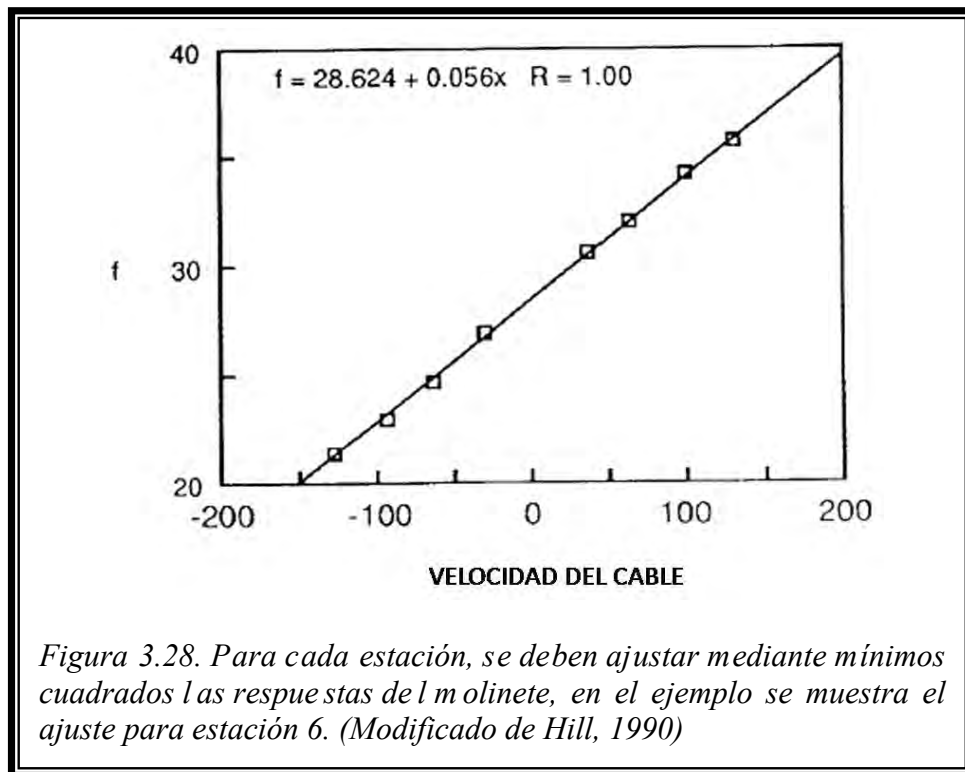


Figura 3.28. Para cada estación, se deben ajustar mediante mínimos cuadrados las respuestas del molinete, en el ejemplo se muestra el ajuste para estación 6. (Modificado de Hill, 1990)

El umbral de velocidad puede ser calculado a partir de cualquier estación, donde se tengan respuestas positivas y negativas. En el ejemplo, respuestas negativas se tienen de las estaciones 12 a la 16. Las líneas de respuesta positiva y negativa para la estación 13 se

muestran en la Figura 3.29. Cabe señalar que la respuesta a -10.1 [m/min] (-33 [ft/min]) no fue incluida en la línea de respuesta negativa porque el molinete aparentemente se detuvo a esta velocidad de cable; además la curva respuesta negativa tiene una pendiente mayor que la curva positiva, lo cual resulta contrario al comportamiento esperado, que pudiera deberse a efectos de flujo bifásico en esta parte baja del pozo.

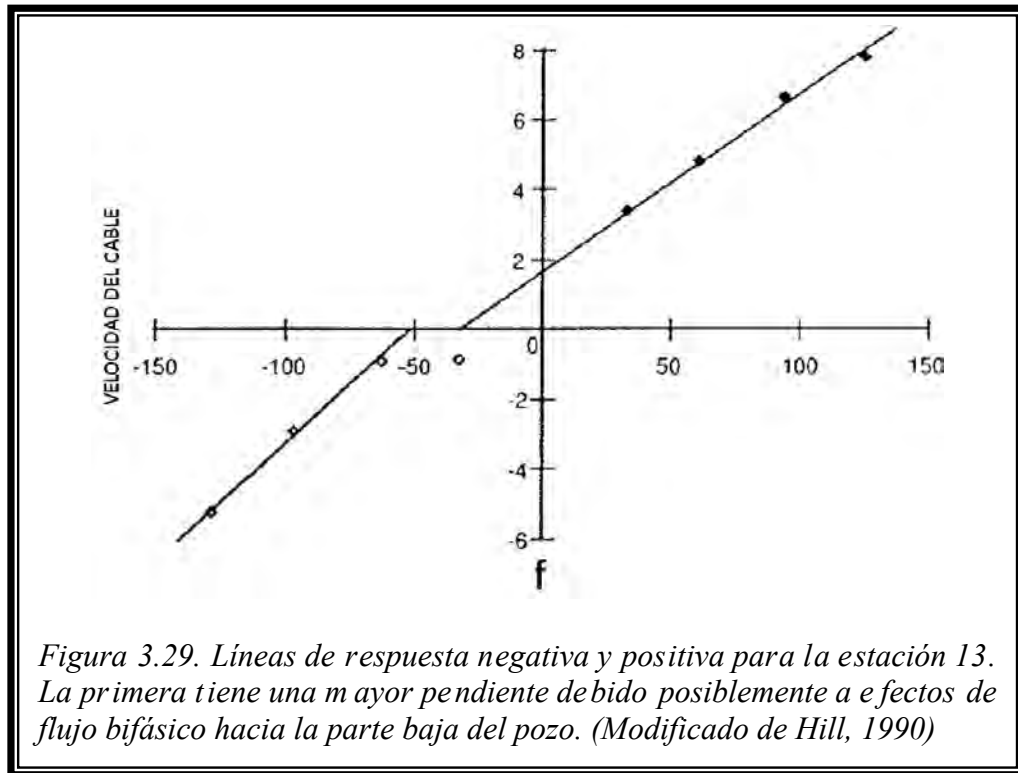


Figura 3.29. Líneas de respuesta negativa y positiva para la estación 13. La primera tiene una mayor pendiente debido posiblemente a efectos de flujo bifásico hacia la parte baja del pozo. (Modificado de Hill, 1990)

Se obtiene entonces la velocidad threshold de acuerdo a la ecuación E-3.18; para la estación 13 por ejemplo, se tendría:

$$f = 1.99 + 0.05 v_H$$

y la respuesta negativa es:

$$f = 3.31 + 0.068 v_H$$

Por lo tanto,

$$(v_{Hu} - v_{Hd}) \text{ en } f=0 = [-(1.99/0.05) - (-3.31/0.068)]$$

$$2 v_t = 2.7 \text{ [m/min]} = 8.8 \text{ [ft/min]}$$

y,

$$v_t = 1.3 \text{ [m/min]} = 4.4 \text{ [ft/min]}$$

Este umbral de velocidad es típico de un líquido, no para gas. Cálculos similares en las estaciones 14 y 15 arrojarán valores de 1.2 y 2.4 [m/min] (4.1 a 7.8 [ft/min]) respectivamente. Promediando los resultados de las estaciones 13 a 15, el umbral de velocidad es de 1.6 [m/min] (5.4 [ft/min]). En la estación 12, el umbral resulta ser, lejos de toda lógica, muy pequeño y para la estación 16, es de hecho negativo, cosa imposible para el caso.

Estos resultados indican que es muy probable que se tenga líquido en la parte más baja del pozo, que es lo que causa estas anomalías en la respuesta de la herramienta. Dado que se ha interpretado el registro como si el flujo fuera monofásico, se introduce algo de error por las

condiciones de flujo de dos fases. Afortunadamente, las velocidades en este pozo son lo suficientemente altas que un error en el umbral de velocidad no afectará de sobremanera la interpretación del perfil de flujo.

Est.	m_p [rps/(ft/min)]	f_0 [rps]	v_f [ft/min]	\tilde{v} [ft/min]	q [Mft ³ /D]	Flujo total [%]	Flujo entrante [%]
1	0.057	29.9	530	440	50.6	100	-4
2	0.055	30.1	553	459	52.7	104	3
3	0.055	29.2	536	445	51.2	101	-3
4	0.053	29.1	554	460	52.9	105	5
5	0.055	28.7	527	438	50.3	99	2
6	0.056	28.6	516	428	49.3	97	0
7	0.055	28.2	518	430	49.4	98	2
8	0.056	28.1	507	421	48.4	96	23
9	0.053	20.1	385	319	36.7	73	31
10	0.052	11.1	219	182	20.9	41	5
11	0.049	9.2	193	160	18.4	36	35
12	0.055	0.2	9	8	0.9	2	-7
13	0.05	2	45	38	4.3	9	9
14	0.055	-0.3	0	0	0	0	2
15	0.064	-1	-10	-8	-1	-2	-4
16	0.055	0.2	9	8	0.9	2	2

Tabla 3.4. Interpretación del registro de molinete. (Datos tomados de Hill, 1990)

La velocidad del fluido en cada estación se calcula a partir del intercepto de la línea respuesta en $v_H=0$. Por ejemplo, para la estación 8, f en $v_H=0$ es igual a 28.1 [rps]. Luego, empleando la ecuación E-3.15 para la estación 8:

$$v_f = (28.1 \text{ [rps]}) / (0.056 \text{ [rps/(ft/min)]}) + 5.4 \text{ [ft/min]}$$

$$v_f = 507 \text{ [ft/min]} \text{ (155 [m/min])}$$

Este proceso se repite para todas las estaciones, los resultados se presentan en la Tabla 3.4. El perfil de flujo es determinado mediante el cálculo del gasto volumétrico en cada estación. Con E-3.17 para la estación 8:

$$q = B A_w v_f$$

y

$$A_w = 0.0074 \text{ [m}^2\text{]} = 0.0798 \text{ [ft}^2\text{]}$$

para una tubería de revestimiento con características de 11.4 [cm] y 6.8 [kg] (4 ½ [in] y 15.1 [lbm]); por tanto

$$q = 0.83 \text{ [l]} (0.0798 \text{ [ft}^2\text{)}) (507 \text{ [ft/min]})$$

$$q = 33.58 \text{ [ft}^3\text{/min]} = 48.4 \text{ [Mcf/D]} = 137 \times 10^3 \text{ [m}^3\text{/d]}$$

Los resultados para todas las estaciones se pueden ver en la Tabla-3.4. Convirtiendo el gasto de la estación 1 a condiciones estándar, ignorando para una simple aproximación el factor de compresibilidad del gas, así

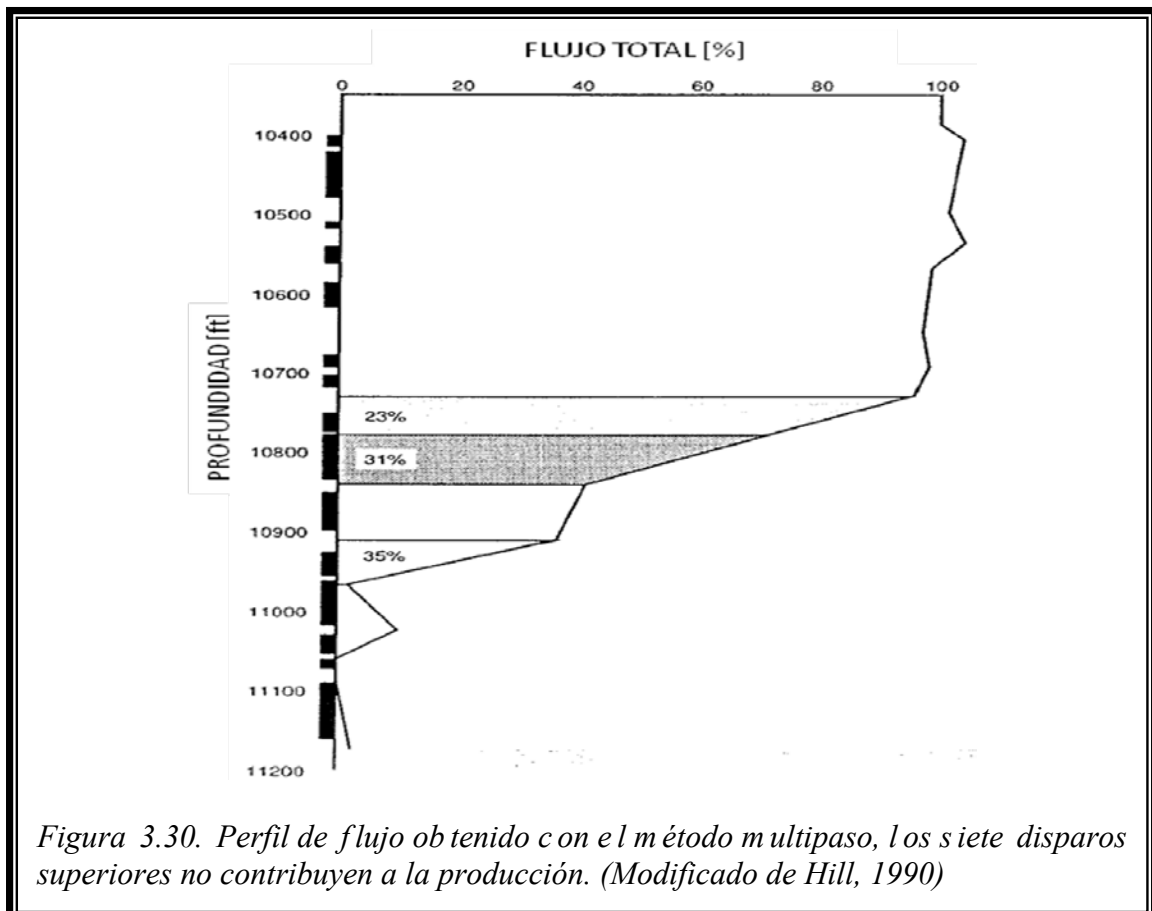
$$q_{sc} = q_{bh} (P_{bh}/P_{sc}) (T_{sc}/T_{bh})$$

donde el subíndice sc indica condiciones estándar (“standard conditions”) y bh condiciones de fondo (“bottomhole conditions”). En este pozo, las condiciones de fondo son de 28 [MPa] (4 050 [psi]) y 99 [°C] (211 [°F]). El gasto total a condiciones estándar será:

$$q_{sc} = (50.6 \times 10^3) \text{ [ft}^3\text{/D]} (4\ 050/14.7) \text{ [psia/psia]} (520/671) \text{ [}^\circ\text{R/}^\circ\text{R]}$$

$$q_{sc} = 10.8 \text{ [MMscf/D]} = 0.31 \times 10^6 \text{ [std m}^3\text{/d]}$$

Este gasto es muy similar al que se tiene en superficie de 0.34×10^6 [std m³/d] (12 [MMscf/D]), la discrepancia puede explicarse con la no consideración de la compresibilidad.



El perfil de flujo suele presentarse como un porcentaje del total del gasto y como función de la profundidad. La Figura 3.30 muestra el perfil de flujo obtenido para el ejemplo mencionado. Del registro, resulta claro que los siete disparos superiores no contribuyen significativamente a la producción y que 90% del flujo proviene de sólo tres zonas. El comportamiento anómalo debajo de 10 960 [ft] (3 341 [m]) puede darse por la presencia de cantidades importantes de líquido. Una serie de mediciones estáticas en esta zona ayudaría a determinar la validez del umbral de velocidad calculada de manera dinámica.

3.2.4.3 Método de dos pasos (“two-pass method”)

Esta técnica emplea dos corridas, una ascendente y otra descendente, para aplicarla, el molinete debe girar en direcciones contrarias durante los dos pasos. Las ecuaciones para la respuesta de la herramienta a las corridas hacia arriba (u) y hacia abajo (d):

$$f_u = m_p (v_f + v_{Hu}) + b_u \quad \dots(E-3.19)$$

$$f_d = m_n (v_f + v_{Hd}) + b_d \quad \dots(E-3.20)$$

con f_u y f_d igual a la frecuencia de las respuestas del molinete, para las corridas ascendente y descendente respectivamente; b_u y b_d son constantes que involucran el umbral de velocidad. Para un pozo inyector, se usa la convención normal de signo teniendo un valor positivo de v_{Hu} y negativo de v_{Hd} . Además, dado que el molinete debe girar en direcciones contrarias durante los dos pasos, f_d será negativo mientras que f_u será positivo, sin embargo si la herramienta no detecta el sentido del giro, la respuesta a la corrida descendente que se grabará será:

$$f_d = m_n |v_f + v_{Hd}| + b_d \quad \dots(E-3.21)$$

o, considerando los signos de v_f y v_{Hd} ,

$$f_d = m_n (|v_{Hd}| - v_f) + b_d \quad \dots(E-3.22)$$

Ahora, en una columna estática ($v_f = 0$), las dos respuestas son:

$$f_{us} = m_p v_{Hu} + b_u \quad \dots(E-3.23)$$

$$f_{ds} = m_n |v_{Hd}| + b_d \quad \dots(E-3.24)$$

Es necesario que en la columna estática coincidan los registros, para lo que la curva respuesta descendente debe ser desplazada por el factor $f_u - f_d$, dado por:

$$f_{us} - f_{ds} = (m_p v_{Hu}) + b_u - (m_n |v_{Hd}|) - b_d \quad \dots(E-3.25)$$

La respuesta desplazada, f_d' entonces:

$$f_d' = f_d + (f_{us} - f_{ds}) \quad \dots(E-3.26)$$

$$f_d' = m_n - m_n v_f + m_p v_{Hu} + b_u - m_n \quad \dots(E-3.27)$$

$$f_d' = m_p v_{Hu} - m_n v_f + b_u \quad \dots(E-3.28)$$

Finalmente, la diferencia entre la respuesta hacia arriba y la respuesta desplazada hacia abajo, Δf es:

$$\Delta f = f_u - f_d' = m_p + m_p v_f - m_p + m_n v_f \quad \dots(E-3.29)$$

$$v_f = \Delta f / (m_p + m_n) \quad \dots(E-3.30)$$

Posteriormente, en el método de dos pasos, la velocidad del fluido se obtiene calculando la diferencia entre las respuestas del molinete para corridas ascendente y descendente. Si las pendientes respuesta son constantes para diversas corridas a distintas profundidades (idea de hecho asumida en este método) y si el factor de corrección del perfil de velocidad es constante a lo largo del pozo, el cociente entre la velocidad en cualquier punto y la velocidad arriba de todos los disparos arroja que

$$q_i / q_{100} = \Delta f_i / \Delta f_{100} \quad \dots(E-3.31)$$

donde q_i y q_{100} son los valores de gasto volumétrico en la posición i y encima de todos los disparos. El perfil de flujo puede entonces ser construido aplicando la ecuación E-3.31.

Reconocer las suposiciones y limitaciones implicadas en el método de dos pasos es muy importante, como es el hecho de que el método asuma que las respuestas características del molinete m_p y m_n son constantes a lo largo del pozo. La principal ventaja del método mencionado radica en su rapidez y en el hecho de que se tiene una mejor visualización de la respuesta del molinete; además no se ve afectado por los cambios en la viscosidad de los fluidos del pozo. Se asume que un cambio en la viscosidad únicamente producirá un cambio en el umbral de velocidad pero no en la pendiente de la curva respuesta. Esto último no siempre es válido porque la viscosidad del fluido añade una dependencia no lineal en la velocidad del fluido, lo que afectará la curva respuesta por completo.

Ejemplo del Método de dos pasos: Pozo de gas condensado.

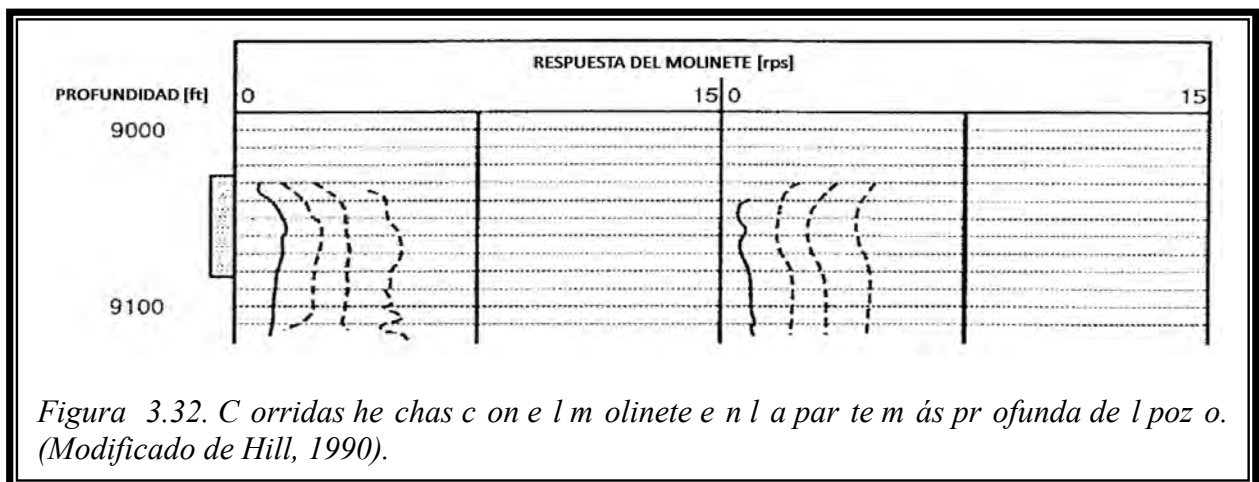
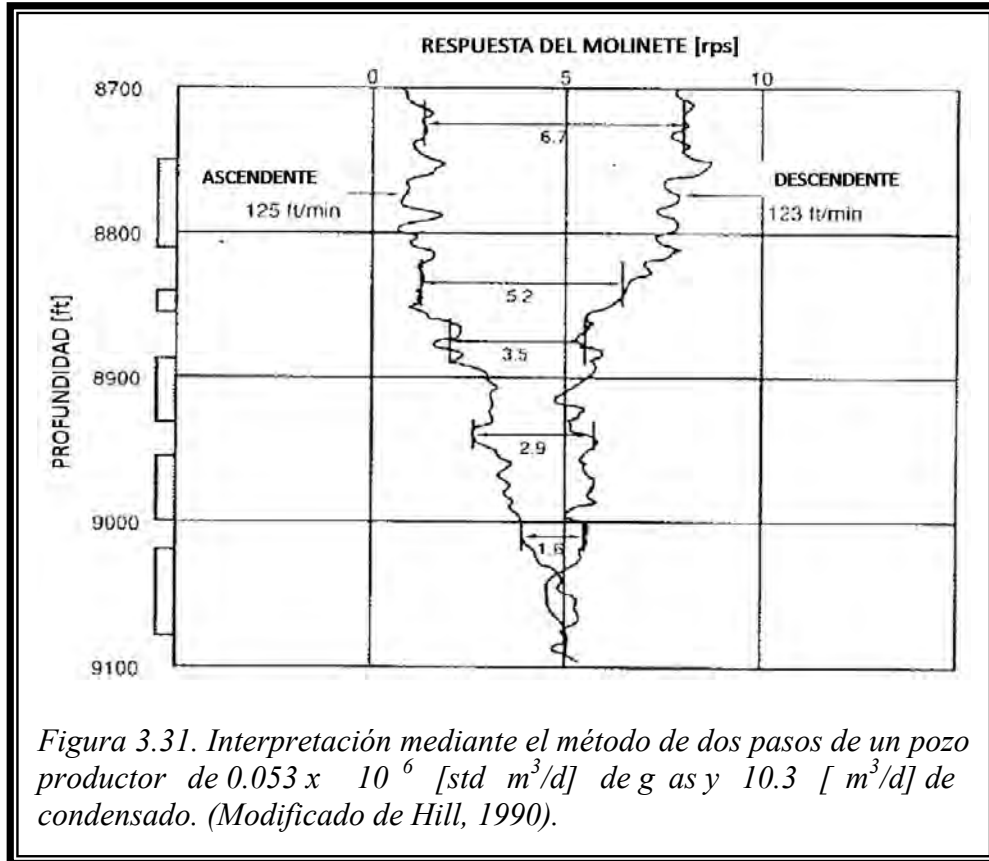
La Figura 3.31 muestra una interpretación de dos pasos para un pozo productor de 0.053×10^6 [std m³/d] (1.85 [MMscf/D]) de gas y 10.3 [m³/d] (65 [B/D]) de condensado. El pozo fue registrado empleando un molinete de caudal total, por lo que todas las respuestas fueron positivas. Considerando las estaciones entre los intervalos disparados, fueron medidas las diferencias entre los pasos ascendente y descendente, mismas que se muestran en la Figura 3.31 y en la Tabla 3.5.

Estación	Profundidad [ft]	Δf	Flujo Total [%]	
			Dos pasos	Multipaso
1	8 725	6.7	100	100
2	8 835	5.2	78	85
3	8 875	3.5	52	52
4	8 940	2.9	43	48
5	9 010	1.6	24	33
6	9 100	0	0	0

Tabla 3.5. Ejemplo de interpretación con el método de dos pasos, comparado con los resultados del método multipaso. (Datos de Hill, 1990)

El registro es un tanto ruidoso, por lo que una respuesta promedio sobre una distancia corta tuvo que emplearse. El ruido es provocado por la presencia de una cantidad significativa de líquido en el pozo, aunque el gasto del mismo es bajo.

El perfil de flujo se construye entonces aplicando la ecuación E-3.31 en cada estación; la misma Tabla 3.5 muestra los resultados. Para calcular las velocidades y los gastos a partir del análisis de dos pasos, se obtienen las pendientes de las respuestas m_p , y m_n ; a partir de múltiples corridas realizadas en alguna parte del pozo. La Figura 3.32 muestra corridas hechas en la parte más baja del pozo. Mientras que en la Figura 3.33 se observa el gráfico de la calibración in-situ para una estación a 2 774 [m] (9 100 [ft]), por debajo del disparo más profundo.



La simetría de la calibración respecto del origen, confirma que hay poco o nulo flujo a esta profundidad. El ajuste por mínimos cuadrados de las respuestas ascendente y descendente genera valores de 0.0117 [rps/(m/min)] (0.0384 [rps/(ft/min)]) para m_p y 0.0116 [rps/(m/min)] (0.0382 [rps/(ft/min)]) para m_n . La velocidad del fluido en la estación 1 puede ser calculada entonces con la ecuación E-3.30.

$$v_f = \Delta f / (m_p + m_n) \quad \dots (E-3.30)$$

$$v_f = 6.7 \text{ [rps]} / (0.0384 + 0.0382) \text{ [rps/(ft/min)]}$$

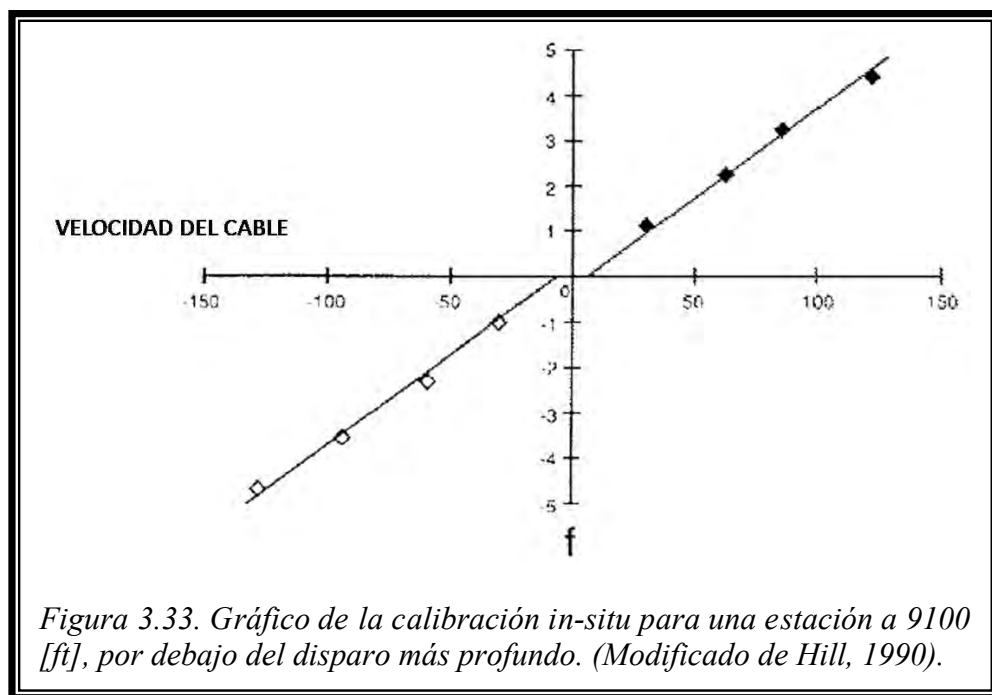
$$v_f = 87 \text{ [ft/min]} = 27 \text{ [m/min]}$$

Esta velocidad está cerca de la máxima porque el molinete estaba centralizado, por lo que el factor de corrección que deberá aplicarse para obtener la velocidad promedio es:

$$\tilde{v} = B v_f$$

$$\tilde{v} = 0.83[1] (0.87[\text{ft/min}])$$

$$\tilde{v} = 72.2 \text{ [ft/min]} = 22 \text{ [m/min]}$$



Este pozo fue terminado con una T.R. de 7 [in] (17.8 [cm]) de 6.094 [in] (15.48 [cm]) de diámetro interior, con una temperatura de fondo de 79 [°C] (175[°C]) y una presión de 1 850 [psi] (12.8 [MPa]). El gasto volumétrico a condiciones estándar en la estación 1, despreciando el factor de compresibilidad del gas es:

$$q = \tilde{v} A_w$$

$$q = (72.2[\text{ft/min}]) (0.202[\text{ft}^2]) (1850[\text{psia}]/14.7[\text{psia}]) (520[^\circ\text{R}]/635[^\circ\text{R}]) (1440[\text{min/d}])$$

$$q = 2.16 \text{ [MMscf/D]} = 0.06 \times 106 \text{ [std m}^3/\text{d]}$$

Este gasto concuerda con la tasa de producción que se tiene en superficie: 1.85 [MMscf/D] (0.05×10^6 [std m³/d]).

En la Tabla 3.6, se muestra el perfil de flujo obtenido a partir de una interpretación multipasos realizada en este mismo pozo, con la cual se puede visualizar que concuerda razonablemente bien con los resultados generados con la interpretación de dos pasos; las discrepancias se explican con los efectos de flujo multifásico.

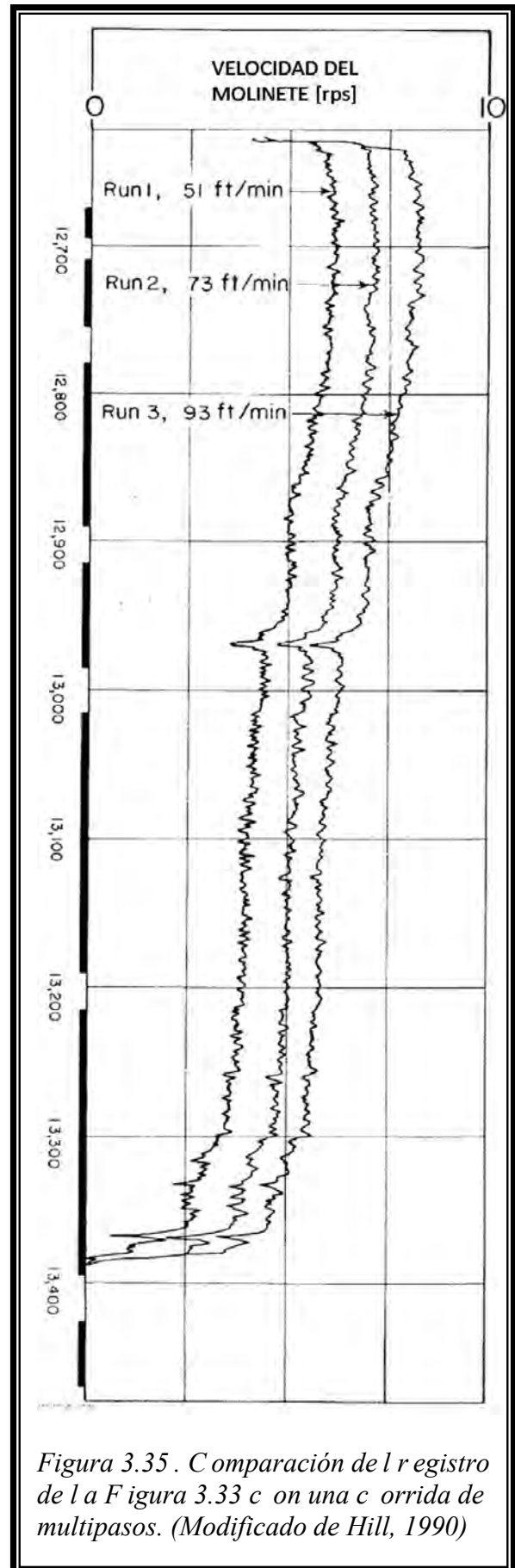
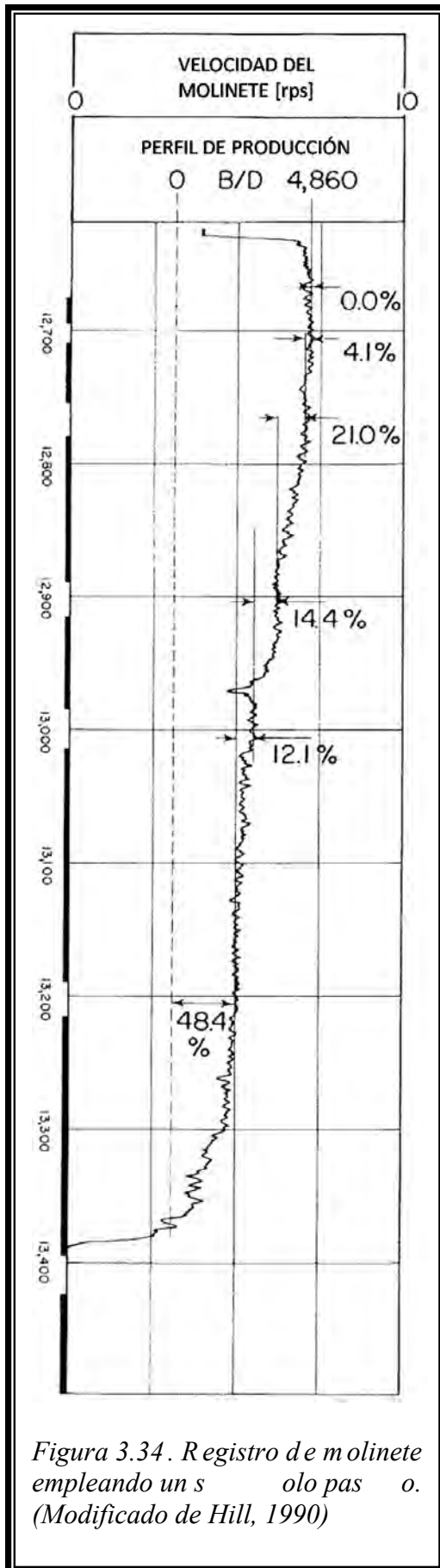
3.2.4.4 Método de un paso (“single-pass method”)

El método más sencillo pero menos confiable para la interpretación del registro de molinete, emplea una única corrida y está basado en la respuesta lineal del molinete al gasto total. Con este método, a la respuesta más grande (encima de todos los intervalos perforados) se le asigna un flujo de 100%, la respuesta más baja corresponde a un flujo de 0%. En cualquier punto entre ellos, el gasto se asume es proporcional a la respuesta del molinete,

$$v_f = v_{100} (f - f_s) / (f_{100} - f_s) \quad \dots (E-3.32)$$

De esta manera, la fracción del flujo total puede ser rápidamente calculada a lo largo del pozo. La Figura 3.34 muestra un ejemplo de este método interpretativo. Es importante tener en mente algunas consideraciones del método; el mismo será válido si las características de la respuesta permanecen constantes a lo largo del pozo; dado que no se realiza ninguna calibración in-situ, el ingeniero no tiene forma de evaluar el comportamiento de la herramienta, además, al no encontrarse calibrado el registro, no existen los medios para determinar si existe flujo encima de la zona registrada.

El registro presentado por Leach (1974) es un ejemplo que muestra las complicaciones de una interpretación con un solo paso. Al igual que en el ejemplo más reciente, en este pozo también se llevó a cabo una interpretación multipasos para realizar una comparación. La Figura 3.35 muestra que tres pasos descendentes fueron realizados a 15.5, 22.3 y 28.3 [m/min] (51, 73 y 93 [ft/min]), y ningún paso ascendente, por lo que el umbral de velocidad no puede ser obtenido en la forma usual.

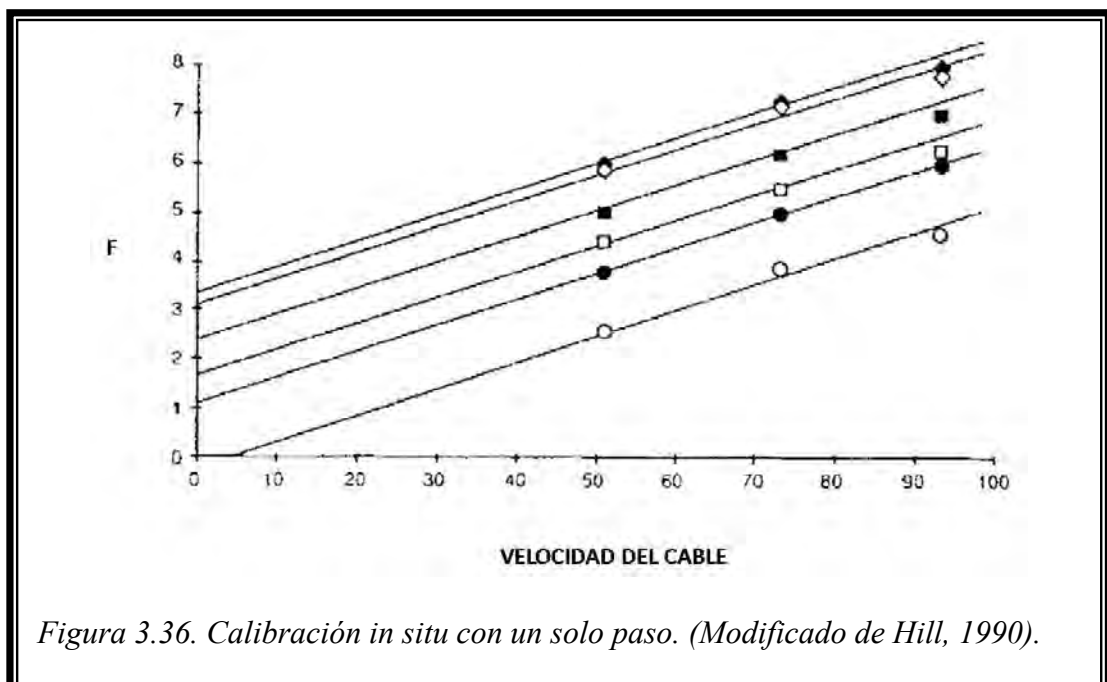


Si se seleccionan las estaciones entre los intervalos disparados, exceptuando la estación más profunda, puede usarse un gráfico de calibración in-situ para cada estación (Figura 3.36) y calcular los gastos. Para la estación 7, donde la respuesta se aplatina a una profundidad de alrededor 4 069 [m] (13 350 [ft]), la línea de calibración corta el eje de la velocidad de cable a un valor negativo de f , indicando poco o nulo flujo a esa profundidad. Asumiendo cero flujo, el umbral de velocidad puede estimarse igual al intercepto del eje velocidad de cable, en este caso alrededor de 0.9 [m/min] (3 [ft/min]).

El perfil de flujo obtenido a través de los múltiples pasos se compara entonces con la interpretación de un sólo paso, como se ve en la Tabla 3.7. Las diferencias son significativas, particularmente la contribución interpretada para la capa más baja. Esta diferencia se debe a la localización seleccionada como el punto de cero flujo; el cual fue elegido alrededor de 4 075 [m] (13 370 [ft]) para la interpretación de un paso, mientras que para el múltiple se ubicó a 4 069 [m] (13 350 [ft]).

Intervalo Productor [ft]	Flujo con un solo paso [%]	Flujo con multipasos [%]
12 675 – 12 695	0	0
12 710 – 12 756	4.1	6
12 780 – 12 890	21	26
12 915 – 12 985	14.4	15
13 015 – 13 190	12.1	19
13 215 – 13 395	48.4	34
13 425 – 13 500	0	0

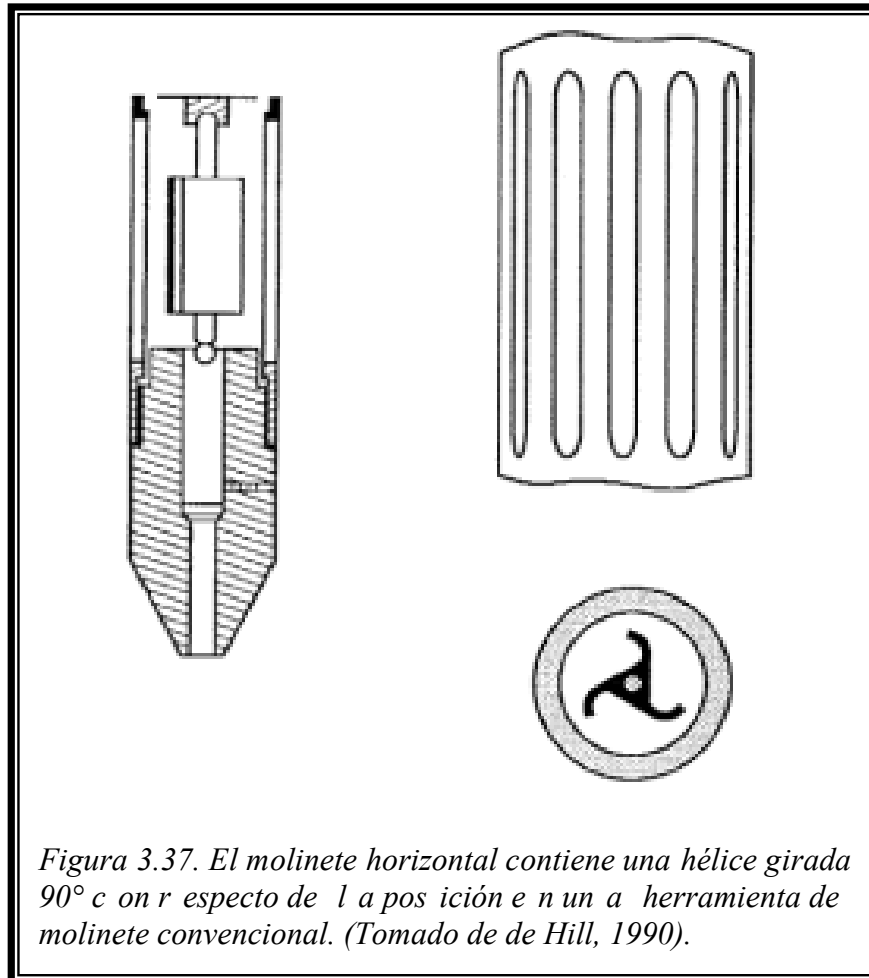
Tabla 3.6. Comparación entre los resultados de interpretación mediante los métodos multipasos y de un solo paso. (Datos de Hill, 1990)



3.2.5 Otros medidores de flujo

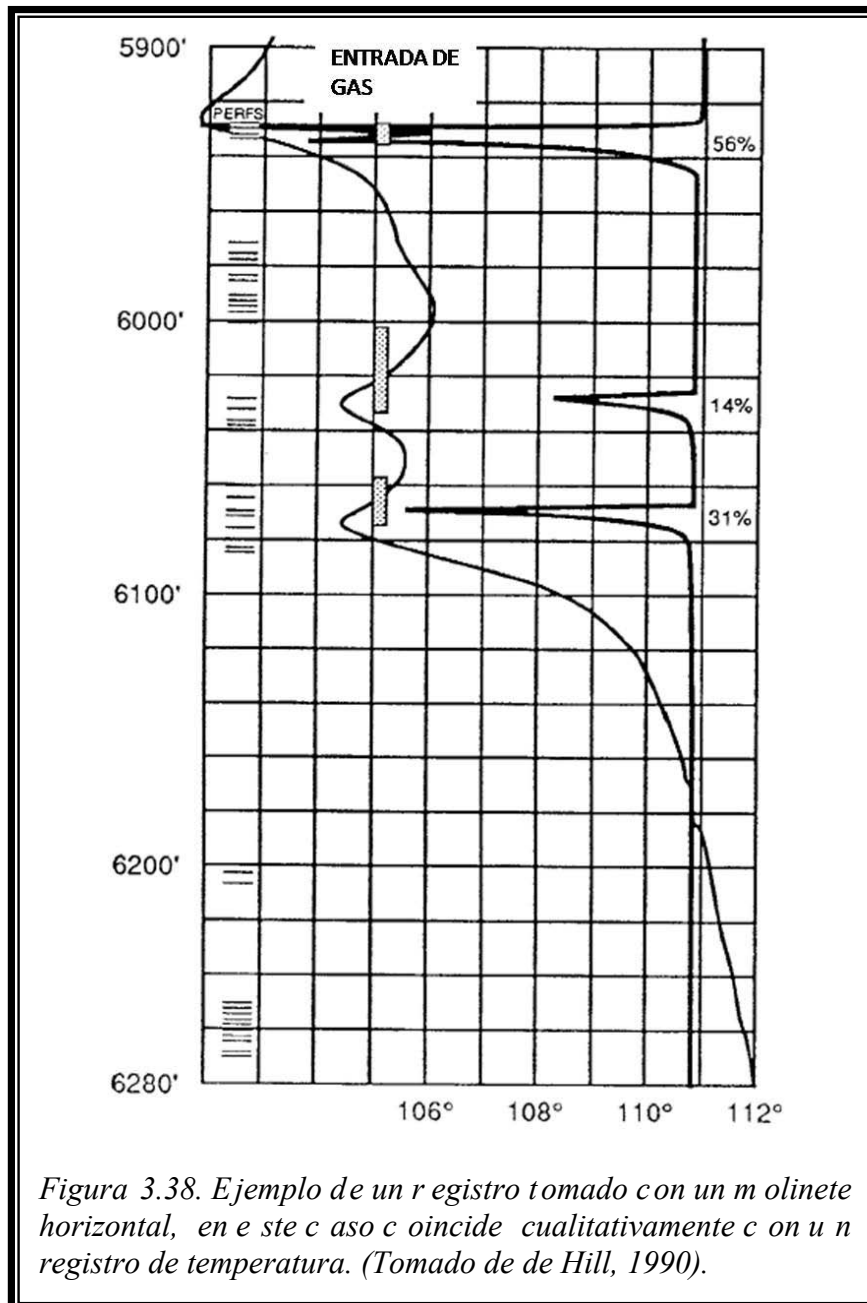
3.2.5.1 Molinete horizontal

Este dispositivo, como se ilustra en la Figura 3.37 contiene una hélice girada 90° respecto de su orientación en un molinete normal; de manera que responda al flujo horizontal proveniente de un disparo más que del flujo dentro del pozo. La Figura 3.38 muestra un registro con esta herramienta en un pozo de gas, para el cual la respuesta del molinete coincide cualitativamente con un registro de temperatura. La aplicación de un molinete horizontal estaría restringida a pozos de gas (porque la velocidad de líquidos provenientes de perforaciones es demasiado baja) y a pozos horizontales.



3.2.5.2 Molinete acústico

Esta herramienta fue desarrollada por el Instituto de Investigación de Gas (“Gas Reserach Insitute”) y es útil para determinar la velocidad del gas en pozos con gastos y presiones bajas. Mide la velocidad acústica del gas y el tiempo de trayectoria de una señal acústica paralela al eje del pozo, a partir de lo cual puede construirse un perfil de velocidad. Sólo funciona en flujo monofásico (Smolen, 1996).



3.3 TRAZADORES RADIOACTIVOS

3.3.1 Introducción

Las técnicas con trazadores radioactivos son usualmente empleadas para monitorear el flujo dentro del pozo, mediante la detección de materiales radioactivos (trazadores) que son liberados por la herramienta dentro del flujo del pozo. Son técnicas cuantitativas y efectivas, principalmente para flujos monofásicos.

Se emplean dentro de los registros de producción para la medición del perfil de inyección (o producción) de manera cuantitativa, para localización de canales tras la tubería o para localizar ciertos materiales o equipo dentro del pozo.

Las herramientas se componen de un inyector del material radioactivo y detectores del mismo; el material inyectado pasa a través de los detectores y a partir de la velocidad que le tome ir de un punto a otro puede obtenerse el gasto, siempre que se conozcan otros parámetros como el diámetro del pozo.

Existen dos métodos comúnmente empleados que implican trazadores radioactivos, el de pérdida (“tracer-loss log”) y el de velocidad de disparo (“velocity shot log”). En los métodos de pérdida, un bache con un solo trazador es inyectado al pozo por encima de todas las zonas de pérdida de fluido. La concentración del trazador es entonces medida como función de la profundidad, utilizando un detector de rayos gamma de manera repetida mientras el bache radioactivo se mueve hacia el fondo del pozo. Los de pérdida, fueran técnicas desarrolladas para terminaciones en agujero descubierto, con diámetros de pozo irregulares. El método de velocidad de disparo consiste en medir el tiempo de tránsito que le toma a un bache pasar de un punto a otro; estas mediciones son repetidas a diferentes puntos dentro del pozo.

3.3.2 Las herramientas y sus principios operativos

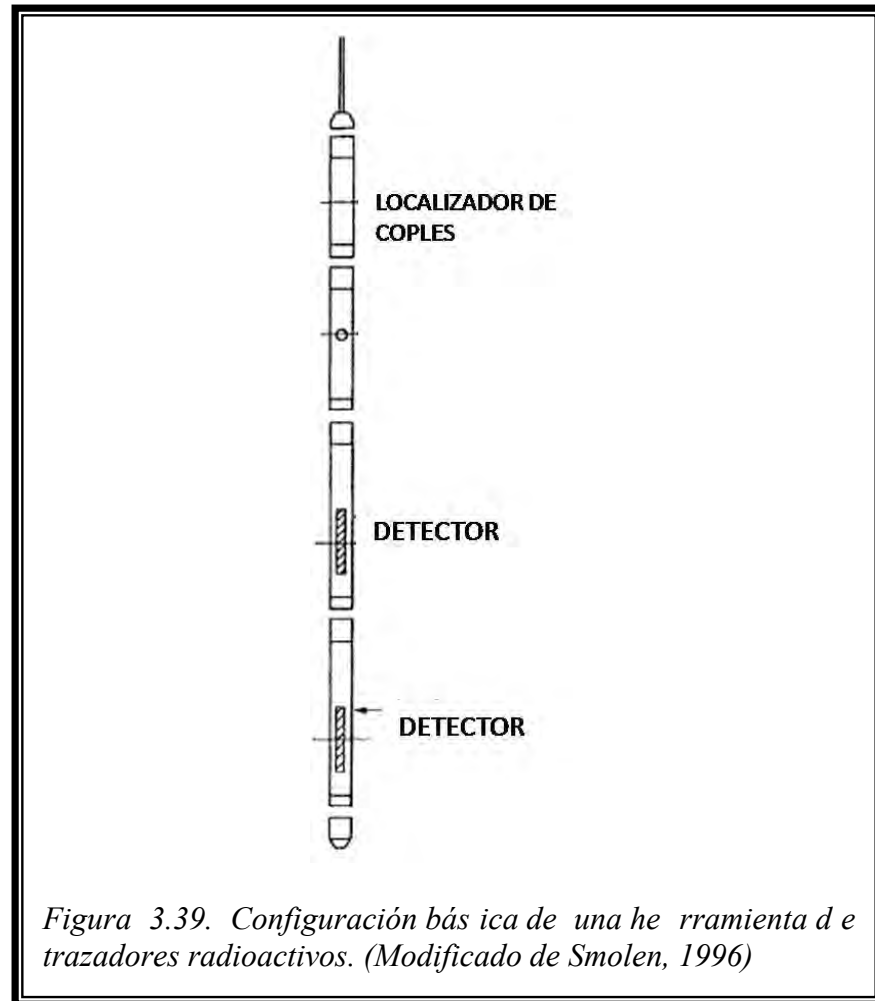
3.3.2.1 Configuración básica

La Figura 3.39 muestra la configuración de una herramienta de trazadores radioactivos. La parte inyectora de la herramienta consta de una cámara que contiene un fluido radioactivo compatible con el fluido que circula en el pozo. Abajo en el pozo, la herramienta inyecta una pequeña nube o bache (“slug”) radioactivo dentro del flujo. Este bache atravesará los detectores de rayos gamma donde será detectado en términos de posición y tiempo.

Existen diversas variaciones de esta configuración, sin embargo el tamaño común es el de 11/16 [in] (4.29 [cm]) y de 1 [in] (2.5 [cm]). Algunas sondas poseen dos inyectores, uno que arroja un fluido radioactivo a base agua, el otro a base aceite; además pueden tenerse tantos detectores como se considere conveniente, desde 1 (por debajo del inyector para un pozo inyector, por encima para uno productor) hasta 4 o más (colocados en diversas posiciones arriba y abajo del inyector).

3.3.2.2 Herramientas especiales

En ciertas circunstancias, como en la inyección de polímeros dentro de una formación, los fluidos del pozo son no-Newtonianos. En tales casos, *se ha descubierto que la respuesta de la herramienta era errática, principalmente debido a la poca miscibilidad entre el trazador y el polímero inyectado, además la inyección del trazador se lleva a cabo de manera caótica* (Smolen, 1996). En el mercado, existe para estos casos una herramienta que cuando se realiza la inyección, libera un brazo que inyecta el trazador sistemáticamente hacia la parte media de la zona de mayor velocidad, lo cual asegura una buena calidad en los datos, aunque el trazador y los polímeros no se mezclen adecuadamente.



3.3.2.3 Detectores

Los detectores empleados la mayoría de las veces son del tipo Geiger Mueller o detectores de centelleo (cintilómetros).

El contador de Geiger Mueller está compuesto de una cámara de metal con un cable central que contiene gas (argón, helio o neón) a baja presión. Los rayos gamma incidentes originan la expulsión de electrones a partir de la pared del detector dentro del gas. Como el electrón expulsado es atraído hacia el cable central, otras colisiones ocurren entre cada electrón y átomos de gas, produciendo una mayor cantidad de electrones que causan ionización adicional por colisión. Esto provoca una multiplicación de los eventos de ionización, originando una avalancha de electrones sobre el electrodo central. La principal ventaja de este contador es que produce pulsos bastante grandes que pueden detectarse fácilmente y transmitirse. Es difícil de construir, requiere un buen control de voltaje y además se ve afectado por vibraciones mecánicas.

El cintilómetro consiste de un cristal detector y un fotomultiplicador que produce pulsos. Los rayos gamma que entran en el cristal provocan destellos luminosos que producen golpes en la superficie sensitiva de un fotocátodo en el fotomultiplicador, causando la emisión de un número de electrones primarios por efecto fotoeléctrico. Estos electrones son atraídos primero hacia una serie de ánodos, cada superficie del ánodo emite varios electrones cuando son golpeados con un electrón sencillo de suficiente energía. Los ánodos son cortados y arreglados de tal forma que los electrones secundarios se mueven hacia el siguiente ánodo, acelerados por un potencial positivo mayor. El último ánodo está conectado a una fuente de voltaje positiva a través de una serie de resistencias. El destello de luz en el fotocátodo

resultara de la aparición de un pulso de electrones en el ánodo, el cual producirá un pulso negativo en la salida porque el voltaje cae a través del resistor. Este pulso negativo puede transmitirse a los circuitos de registro a través de una capacitancia proporcional a la energía del rayo gamma incidente.

De los dos, el cintilómetro es mucho más eficiente, con el Yodo 131 como fuente radioactiva colocado de 5 a 41 [cm] (2 a 16 [in]) del detector. El detector G-M pierde su sensibilidad tras 15 [cm] (6 [in]), mientras que el cintilómetro lo hace hasta después de 30 [cm] (12 [in]).

Ambos se han empleado en una misma corrida para detectar canales, dado que el cintilómetro brinda una mayor profundidad de investigación, los canales registran con dicho instrumento una señal fuerte; mientras que con el detector Geiger la señal sería muy débil.

3.3.2.4 Isótopos empleados

Cuando se monitorea el movimiento de los fluidos (principalmente perfiles de inyección de agua), el más requerido es el Yodo 131 en la forma de NaI disuelto en agua. Tiene una vida media convenientemente de 8.04 días, lo cual significa que puede ser enviado al pozo y mantener suficiente intensidad de manera que siga siendo útil pese a algún retraso dentro de las operaciones. Decae a la forma estable de Xenón 131.

3.3.2.5 Factores que modifican la señal

La distancia y material entre el trazador y el detector tiene efectos significativos en la intensidad de la radiación que llega al detector. La ecuación E-3.33 describe el fenómeno de la intensidad:

$$I_2 / I_1 = d_1^2 / d_2^2 \quad \dots(E-3.33)$$

donde

d: distancia a la fuente,

$I_{1,2}$: intensidad a las distancias d_1 y d_2

El material entre la fuente y el detector provoca que la intensidad en el detector se vea reducida. El material protege al detector de la fuente radioactiva. En general, este efecto protector es medido en los materiales mediante su Valor Medio de Capas VMC ("Half Value Layers HVL); que es el espesor de un material, requerido para reducir la intensidad de la fuente hacia la mitad de su valor original, la Tabla 3.7 muestra los VMC para algunos materiales encontrados comúnmente en el pozo.

Energía de rayos gamma [MEV]	Agua	Concreto	Caliza densa o arenisca	Acero
0.2	2.0	1.1	0.83	0.27
0.5	2.91	1.46	1.22	0.43
1.0	4	1.96	1.8	0.60
2.0	5.59	2.99	2.45	0.89
3.0	7	3.59	3	1.13

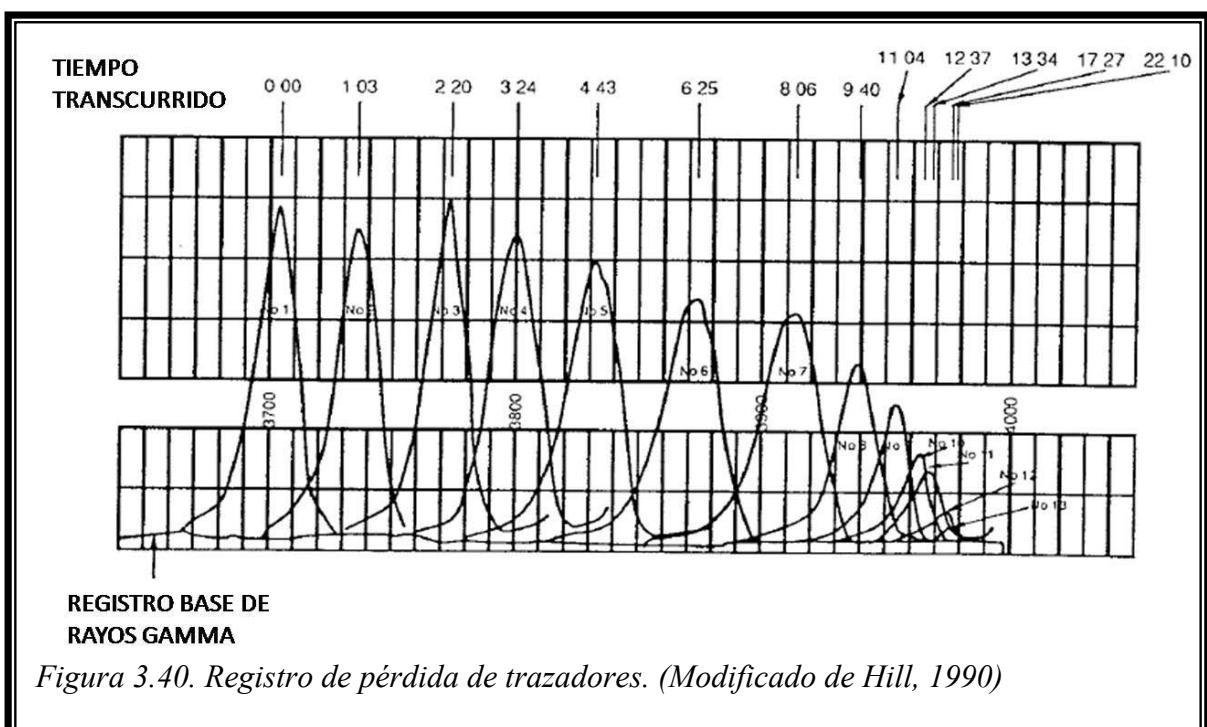
Tabla 3.7. Valores Medios de Capas [in] para algunos materiales. (Datos de Smolen, 1996)

3.3.3 Registro tracer-loss

3.3.3.1 Adquisición

Un registro de pérdida de trazadores comienza cuando se obtiene una línea base de intensidad de rayos gamma, registrada en el pozo antes de que sea inyectado cualquier elemento. La línea base se caracteriza por mostrar alta sensibilidad, de manera tal que ayude a evaluar el movimiento de los trazadores tras la tubería. Aunque sus niveles de rayos gamma son mucho menores comparados con los niveles medidos en el bache radioactivo, la línea base debe ser restada de las mediciones siguientes. Luego de obtener el registro de línea base, se inyecta al pozo un bache de algún elemento radioactivo por encima de todas las zonas de salida de fluidos (como zonas perforadas y de inyección). Idealmente, el trazador debe ser inyectado al pozo 6 o 9 [m] (20 a 30 [ft]) por debajo del final de la T.P. y, una distancia similar por encima del primer intervalo disparado; luego de esto, el operador deberá mover la herramienta rápidamente hacia arriba y hacia abajo, tratando de mezclar por completo el trazador con el fluido del pozo. El registro se corre con la herramienta por debajo del bache y la intensidad de rayos gamma se mide, es importante que esta primer medición se realice antes de que el trazador alcance una salida de fluido. Si hay la suficiente distancia entre el final de la T.P y el disparo más alto, es útil realizar varios pasos por el trazador antes de que éste alcance los intervalos disparados, pues esto cuantificará la precisión de la respuesta de la herramienta, en la parte de máximo flujo del pozo, donde una medición exacta es muy importante, porque esta primer respuesta es usada como punto de referencia durante la interpretación.

El resto de la adquisición consiste en bajar la herramienta repetidamente y medir la intensidad de los rayos gamma presentes. Estas mediciones son hechas tan rápido como sea posible para mejorar la resolución. La corrida continúa hasta que el bache ha dejado de moverse o ya no puede detectarse. El registro que se obtendrá consistirá de una serie de gráficos de la intensidad de rayos gamma contra la profundidad y el tiempo al que cada pico (concentración) fue grabado (Figura 3.40); el bache radioactivo disminuye en intensidad, se dispersa en extensión y reduce su velocidad conforme desciende en el pozo.



Dado el movimiento de la herramienta el bache tiende a dispersarse, lo que vuelve el número de pasos posibles, limitado, normalmente 15. Así, en un pozo con un intervalo de inyección, la herramienta puede ser movida a una velocidad menor para obtener datos sobre toda la zona antes de que el trazador se haya dispersado. En cualquier caso, los pasos debería hacerse con velocidades altas de cable, para minimizar la distorsión del bache causada por el movimiento de la herramienta.

3.3.3.2 Interpretación (Método del área y Self)

Para obtener el perfil de inyección a partir de un registro de pérdida, se debe relacionar la intensidad de rayos gamma medida con la concentración del trazador. Los rayos gamma emitidos por la desintegración de isótopos viajan en direcciones aleatorias y pueden desplazarse de 0.3 a 0.6 [m] (1 a 2 [ft]) antes de ser absorbidos. Los rayos sufren el fenómeno de dispersión (“scattering”), que es *el cambio en la dirección de la energía a causa de las colisiones, la falta de homogeneidad o a la anisotropía del medio* (Sheriff, 1992) y luego son absorbidos por todos los elementos alrededor del trazador: la sonda, el agua, la T.R. y la formación; por lo que gran parte de la radiación emitida por el trazador nunca alcanzará el detector. El número de rayos gamma incidentes en el detector variará inversamente al cuadrado de la distancia entre fuente y receptor. El efecto total es que el detector de rayos gamma se verá influenciado principalmente por el trazador que está cerca de él, es decir, el trazador dentro de la T.R. *Dado que el número de desintegraciones es proporcional al número de átomos radioactivos, la intensidad de rayos gamma medida por el detector deberá reflejar la masa del trazador en el pozo* (Hill, 1990).

Con ello, se llega al primer fundamento interpretativo del registro de pérdida: la intensidad de rayos gamma medida por la herramienta es proporcional a la masa del trazador. Es conveniente asumir que la intensidad es proporcional a la concentración del trazador, lo que implica una mezcla uniforme del trazador con el fluido en el pozo.

Conforme el bache radioactivo desciende, alguna parte del trazador se moverá hacia la formación, junto con los fluidos del pozo en las zonas de salida. Si el trazador se mezcla uniformemente con el fluido del pozo, el fluido del pozo que se mezcle con la formación deberá ser proporcional al trazador que se mezcle con la formación, siendo este el segundo principio interpretativo.

El gráfico obtenido con el registro de pérdidas puede interpretarse calculando el área por debajo de las curvas del gráfico (intensidad de rayos gamma vs profundidad), siendo cada área proporcional al gasto volumétrico en tal posición del bache.

Considérese un bache radioactivo moviéndose a lo largo de una salida de fluidos (Figura 3.41); por encima de dicha salida, la masa total del trazador, m_0 , se mueve con un gasto volumétrico q_0 . El gasto volumétrico y la masa del trazador debajo de la salida los identificaremos como q_i y m_i , respectivamente. Realizando, para un fluido incompresible un balance de materia, tenemos que

$$q_0 = q_e + q_i \quad \dots(E-3.34)$$

$$m_0 = m_e + m_i \quad \dots(E-3.35)$$

donde el subíndice e indica la parte del trazador que sale del pozo. Para un punto encima de la salida de fluidos, el tiempo requerido para que todo el bache radioactivo pase dicho punto, asumiendo que el trazador se mueve a la velocidad promedio del flujo (q/A_w) será igual a:

$$\Delta t = L_0 A_w / q_0 \quad \dots(E-3.36)$$

siendo Δt el tiempo requerido para el tránsito del bache, L_0 la longitud del bache y A_w el área transversal del tubo. Integrando respecto al tiempo, la cantidad de trazador que pasa el punto por encima de la salida de fluido es:

$$m_0 = \int_0^{L_0 A / q_0} (q_0 c) dt \quad \dots (E-3.37)$$

donde c es la concentración del trazador. Dado que q_0 es constante, reducimos a

$$m_0 = q_0 \int_0^{L_0 A / q_0} (c) dt \quad \dots (E-3.38)$$

Similarmente,

$$(m_0 - m_i) / m_0 = (q_0 - q_i) / q_0 \quad \dots (E-3.39)$$

Realizando el cociente de las dos últimas ecuaciones obtenemos

$$m_e / m_0 = q_e / q_0 \quad \dots (E-3.40)$$

Por último, sustituimos las igualdades en las ecuaciones E-3.34, E-3.35 y E-3.40,

$$(m_0 - m_i) / m_0 = (q_0 - q_i) / q_0 \quad \dots (E-3.41)$$

o bien,

$$m_i / m_0 = q_i / q_0 \quad \dots (E-3.42)$$

Así, el flujo en cualquier punto es proporcional a la cantidad de material trazador presente; cantidad obtenida integrando las curvas del gráfico intensidad de rayos gamma vs profundidad, asumiendo que dicha intensidad es proporcional a la concentración del trazador.

$$m_i = \int A_w c dl - \int A_w c_b dl \quad \dots (E-3.43)$$

En la ecuación E-3.43, la segunda integral corresponde a la radiación natural proveniente de la formación, por lo que debe restarse y así considerar únicamente la radiación generada por el trazador. Se considera que la intensidad de rayos gamma registrada es proporcional a la masa total del trazador en el pozo, *aunque no existe una clara justificación para esta suposición* (Hill, 1990). Si un bache se mueve por una zona con sección transversal diferente, la intensidad de rayos gamma se mantendrá; por lo que el producto $A_w c$ no se modifica por cambios en A_w y la masa del trazador es proporcional al área bajo la curva de intensidad de rayos gamma, por tanto,

$$m_i = \int C \gamma_i dl \quad \dots (E-3.44)$$

$$m_i = C A_{\gamma_i} \quad \dots (E-3.45)$$

donde C es constante, γ_i es la intensidad de rayos gamma medido para el bache i y A_{γ_i} es el área bajo la curva del registro. El gasto volumétrico se relaciona entonces con el gasto volumétrico encima de todas las salidas de fluidos mediante la ecuación E-3.46.

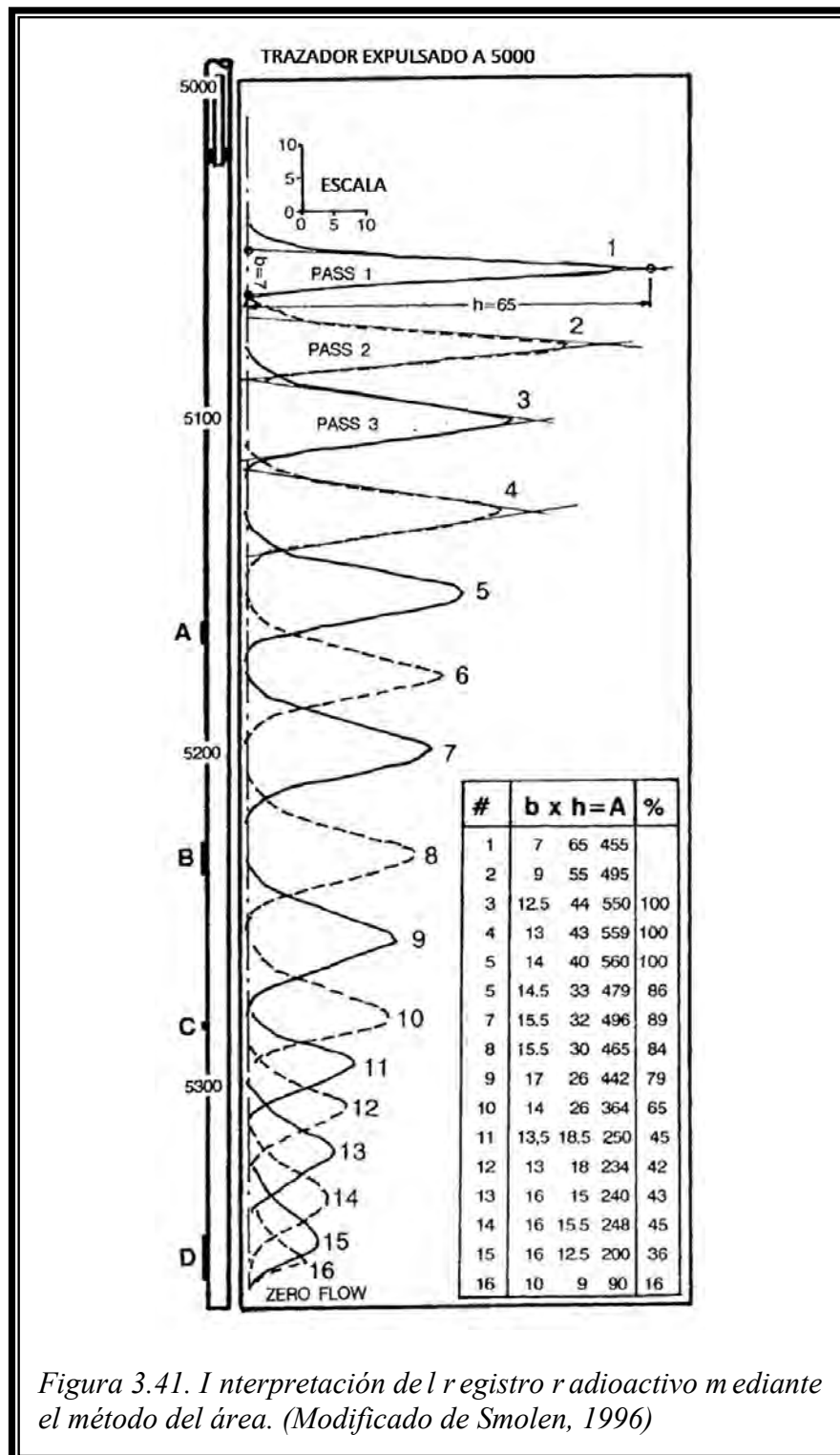
$$q_i / q_{100} = A_{\gamma_i} / A_{\gamma_{100}} \quad \dots (E-3.46)$$

q_{100} y $A_{\gamma_{100}}$ hacen referencia al flujo y al área debajo de la curva de intensidad de rayos gamma, por encima de todas las salidas de fluidos.

Ejemplo.

La Figura F-3.41 muestra un pozo inyector con cuatro conjuntos de disparos: A, B, C y D. Por debajo de la T.P. y encima de todos los disparos, se inyectó un bache radioactivo. La herramienta fue bajada y posteriormente levantada (paso 1). La herramienta fue nuevamente

bajada y se registro hacia arriba a través del bache, este procedimiento se repitió varias ocasiones hasta que el bache desapareció.



En la Figura 3.41, se observan 16 pasos a través del bache. Resulta claro que el área debajo de la curva de rayos gamma disminuye pozo abajo. Si las detecciones del trazador se aproximan con un triángulo, sus áreas pueden fácilmente ser obtenidas. Los pasos 1, 2, 3 y 4 deberían ser los mismos dado que no existe pérdida de material. Nótese que los picos declinan y las bases aumentan, lo que tiende a mantener las áreas constantes. Es este caso, los pasos 1 y

2 son ligeramente distintos en áreas, respecto de los pasos 3 y 4, debido principalmente a que al trazador radioactivo le toma algún tiempo mezclarse con el fluido del pozo. Como resultado, únicamente los pasos 3 y 4 o su área promedio, representan el 100% del flujo. El flujo remanente en cualquier otra posición, se expresa como el cociente de las áreas.

La tabla mostrada dentro de la Figura 3.41 indica que después de pasar las salidas en A, el bache cae del 100% del flujo a 0.86-0.89 del área inicial. Por lo tanto, alrededor de 12.5% del flujo inyectado se llevó hacia los disparos en A. Similarmente, entre B y C únicamente queda 79%, indicando una pérdida de $0.875 - 0.79 = 0.085$ o, 8.5% inyectado dentro de los disparos en B. Continuando con esta lógica, se muestra el perfil de inyección completo.

Este método ha sido empleado con éxito para detectar y cuantificar flujos tras la tubería de producción. También se utiliza para obtener perfiles de inyección en pozos descubiertos, cuando se tienen pobres condiciones de agujero. Existe una técnica llamada Método Self el cual emplea la suma, más que el producto, de la base y altura de las áreas triangulares mencionadas con anterioridad.

3.3.3.3 Localización de canales

Puesto que los rayos gamma generados por los trazadores radioactivos pueden penetrar de 0.3 a 0.6 [m] (1 a 2 [ft]), es posible observar el movimiento de fluidos tras la tubería de revestimiento con ayuda de los registros de pérdida, si se observa con claridad el movimiento, se puede tener un indicativo de una posible canalización. La canalización es identificada en un registro tracer-loss por el desarrollo de un segundo pico de concentración de intensidad de rayos gamma. La Figura 3.42 muestra esta técnica.

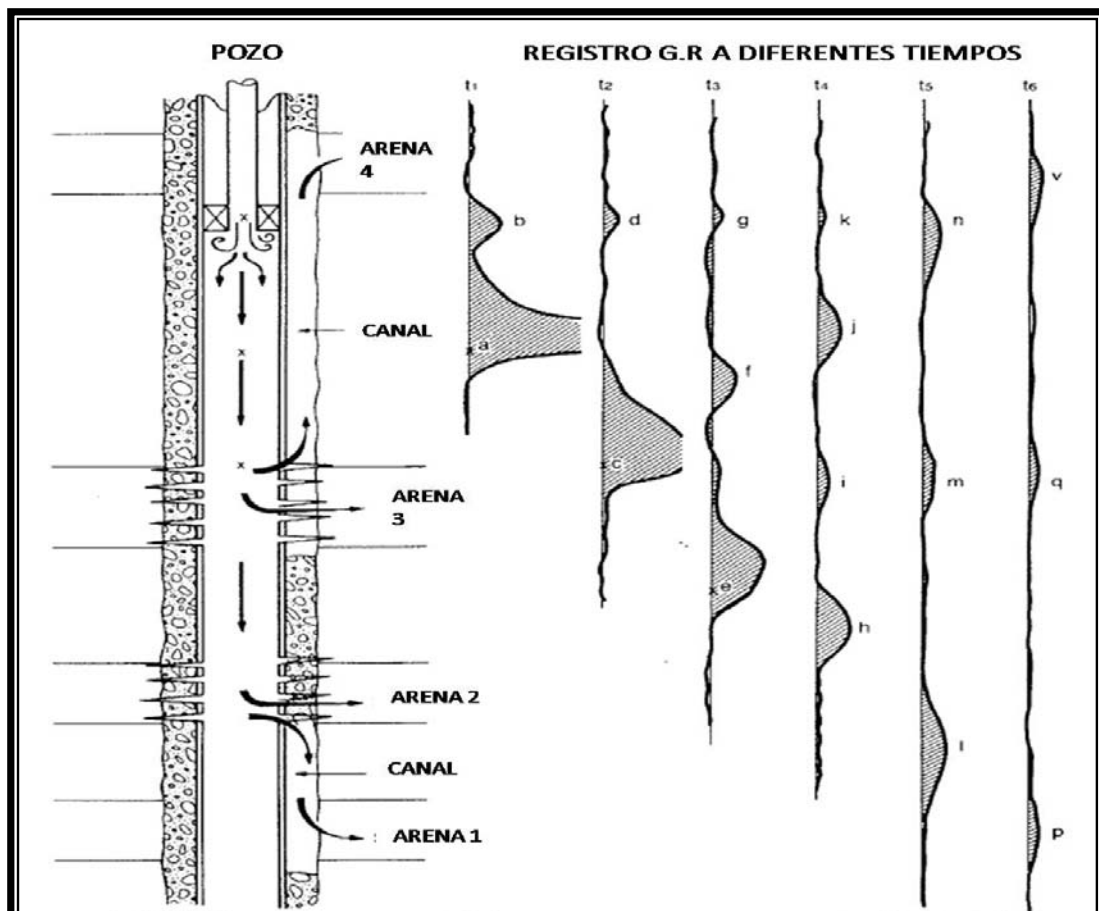


Figura 3.42. Localización de canales con el registro radioactivo. (Modificado de Hill, 1990)

Luego de que el trazador ingresa a las zonas disparadas en Arena #3, un segundo pico se desarrolla. Este movimiento hacia arriba del pozo indica una canalización entre la T.R. y la formación, de la Arena 3 a la Arena 4. El trazador es detectado moviéndose además, por debajo del disparo más bajo (Arena 2). Este movimiento pudiera resultar de una canalización hacia la Arena 1.

El flujo en un canal identificado por el movimiento de un segundo pico no puede ser determinado con precisión a partir de un registro de pérdida; porque los rayos gamma están penetrando una cantidad desconocida y variable de sólidos, lo que lleva a que el área debajo del segundo pico no pueda ser comparada con otros picos en el pozo para determinar la masa del trazador en el canal. De igual forma, el desconocimiento del área transversal del canal impide conocer la velocidad del trazador y, consecuentemente, el gasto volumétrico en el canal, como se muestra en el siguiente ejemplo (Hill, 1990).

Las secciones a, b, c y d de la Figura 3.43 muestran los pasos a lo largo de un bache radioactivo, hechas en un pozo inyector en el que gran parte del fluido se canalizaba. Los primeros cuatro pasos (Figura 3.43a) indican, como se esperaría un único bache único que desciende. Sin embargo, para el quinto paso, un segundo pico de intensidad de rayos gamma se desarrolla. Pasos subsecuentes a través del paso (Figura 3.43b) muestran este pico secundario moviéndose constantemente hacia arriba, mientras el bache principal marcha lentamente hacia abajo. Debido a que la radiación proveniente del segundo pico debe penetrar la T.R. y posiblemente el cemento, la cantidad de trazador en el canal es más del que sería calculado comparando el área del segundo pico con el área del bache principal.

El comportamiento del segundo pico en los registros mostrados en las Figuras 3.43c y 3.43d indica el destino final del canal. Los pasos 11, 12 y 13 (Figura 3.43c) muestran un rápido descenso en la intensidad de rayos gamma del segundo bache, el cual nos sugiere que el trazador está entrando a la formación en la región de 4 080 – 4 090 [ft] (1 244 a 1 247 [m]). Esta profundidad corresponde a la localización del empacador y del final de la T.P., así que puede suceder que la disminución en el valor de la respuesta sea causada por el aumento de la absorción de rayos gamma, por la tubería de producción y el empacador. De los pasos 15 a 17 (F-3.43d) se observan los picos secundarios que son casi estáticos y disminuyen gradualmente su intensidad. Este comportamiento indica que el trazador está probablemente entrado a la formación, a lo largo del intervalo de 3 980 a 4 030 [ft] (1 213 a 1 228 [m]).

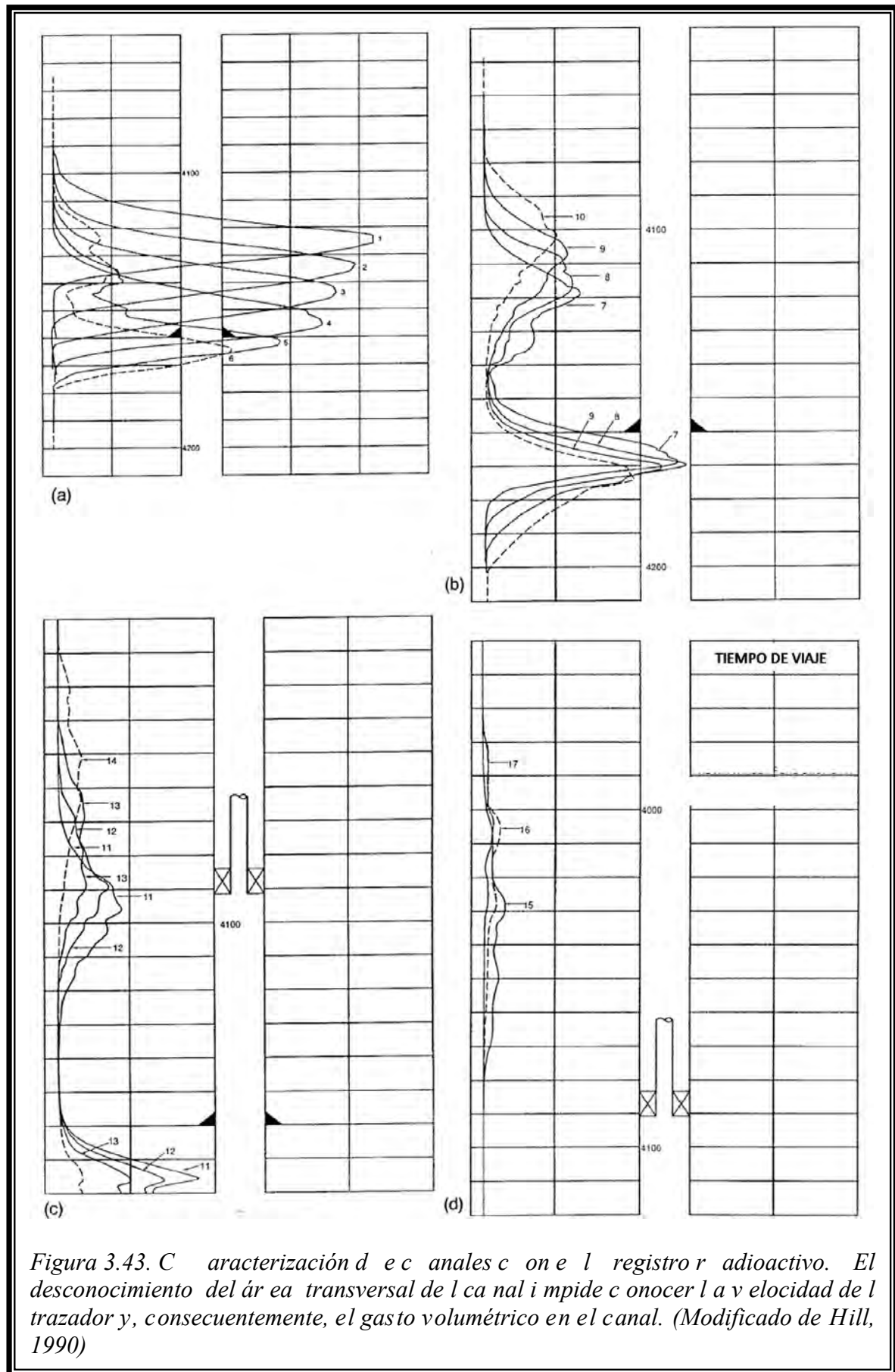


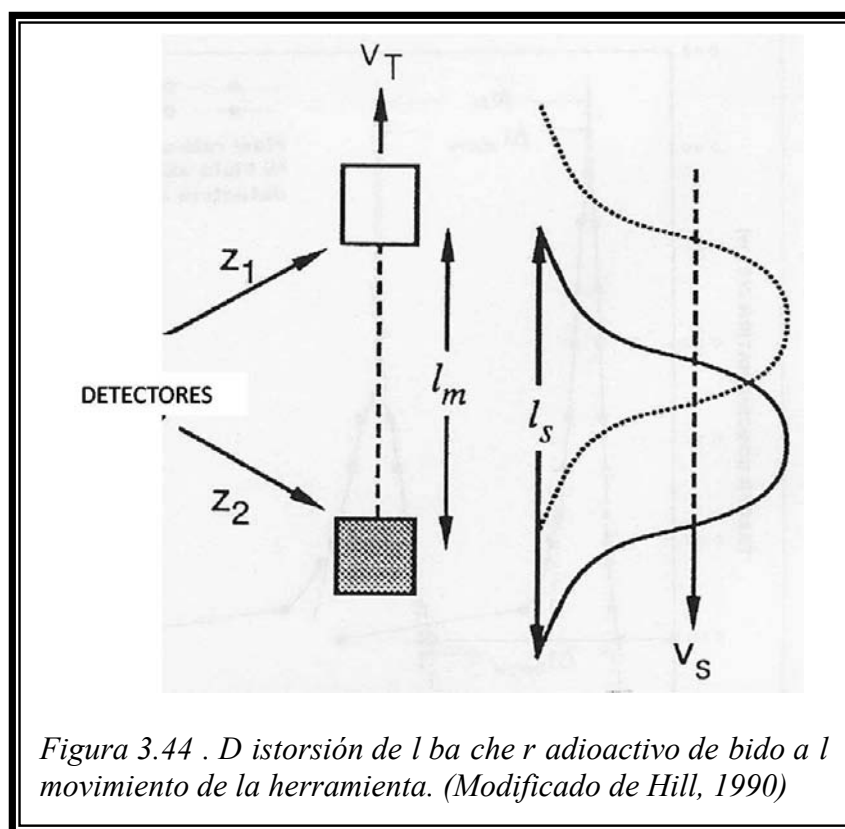
Figura 3.43. Caracterización de canales con el registro radioactivo. El desconocimiento del área transversal de la canal impide conocer la velocidad de la trazador y, consecuentemente, el gasto volumétrico en el canal. (Modificado de Hill, 1990)

3.3.3.4 Limitaciones

Por diversas razones, el registro de pérdida es poco aproximado para obtener un perfil de inyección y debería ser empleado únicamente para definir un estimado del perfil. Su utilidad primaria debe ser la de un medio para determinar las zonas de salida de fluidos. Algunas de las razones son las siguientes.

El método requiere que exista una adecuada mezcla entre el trazador y los fluidos del pozo. Los errores causados por una pobre mezcla afectarán principalmente los primeros baches registrados, pero dado que el perfil de flujo se obtienen dividiendo las áreas de los siguientes baches entre el primero, el error en la primera medición se propagará a la interpretación total.

Otro factor es la distorsión del bache causado por la velocidad de la herramienta. *La interpretación en el registro de pérdida asume que tomamos una serie de "fotografías"* (Hill, 1990) del bache radioactivo en diferentes tiempos, conforme descende en el pozo. En la práctica, los baches son medidos moviendo la herramienta hacia arriba, lo que se traduce en que el bache medido sea más corto en longitud de lo que en realidad es (Figura 3.44).



3.3.4 Registro velocidad de disparo

3.3.4.1 Adquisición

En un registro de velocidad de disparo ("velocity-shot logging") una pequeña cantidad ("shot") de un trazador es inyectado, y se mide el tiempo requerido para que el trazador viaje entre dos puntos. En la mayoría de los casos, el tiempo de tránsito medido es el tiempo de viaje entre dos detectores de rayos gamma que envían señales de intensidad de rayos gamma conforme el trazador se mueve sobre ellos. La Figura 3.45 muestra una respuesta típica de dos detectores. Algunas variaciones del método involucran un solo detector pero se tratan de métodos menos precisos.

Una variación más consiste en el método Ford, un análisis de bache regulado ("timed-slug analysis"). En esta técnica, un bache se inyecta en la parte superior del pozo; el bache se

registra repetidamente conforme desciende en el pozo, midiéndose el tiempo de viaje del bache. A partir de dicho tiempo de viaje se calculan las velocidades del fluido. Este método se realiza normalmente como parte de un registro de pérdida, midiendo el tiempo al que cada pico es registrado mientras se hace la corrida.

Por lo general, es deseable emplear la menor distancia posible entre detectores, permitiendo un suficiente tiempo de viaje entre ellos para una medición precisa en la parte de más alto gasto en el pozo. Cuanto más pequeña sea la distancia entre detectores, mejor será la resolución del registro. Suelen emplearse separaciones de 0.3 a 6.1 [m] (1 a 20 [ft]).

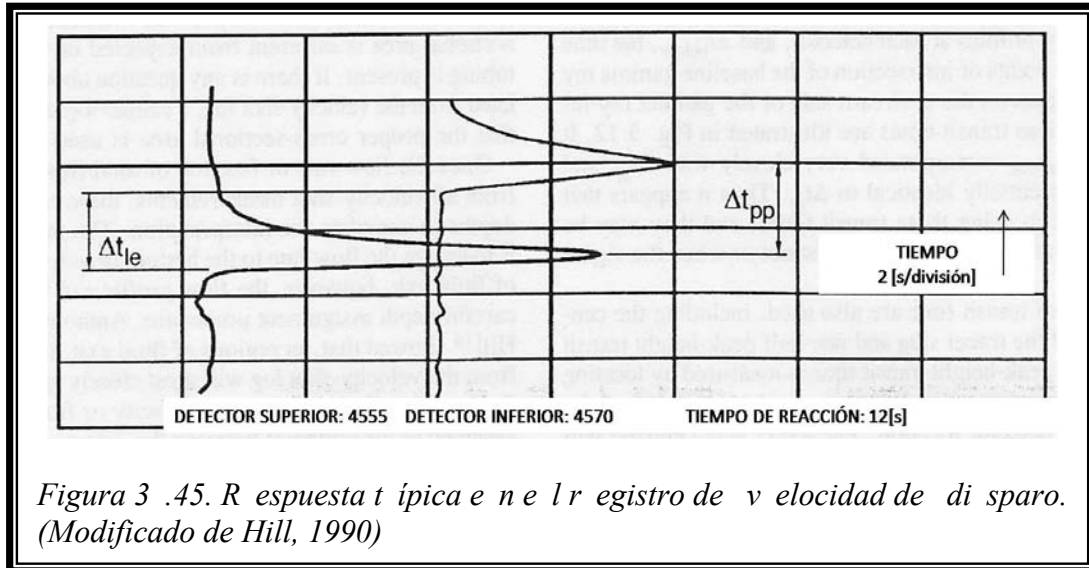


Figura 3.45. Respuesta típica en el registro de velocidad de disparo. (Modificado de Hill, 1990)

3.3.4.2 Interpretación

La velocidad del fluido se calcula a partir del tiempo requerido para que un bache se mueva de uno a otro detector, de acuerdo a la ecuación E-3.47:

$$v_f = L / \Delta t \quad \dots (E-3.47)$$

donde v_f simboliza la velocidad del fluido, L la distancia entre los detectores y Δt el tiempo de tránsito. Si la velocidad calculada se toma como la velocidad promedio, el gasto volumétrico vendrá dado por

$$q = \frac{\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{Te}^2) L / 4 \Delta t \quad \dots (E-3.48)$$

siendo q el gasto volumétrico, d_{ci} el diámetro interior de la tubería de ademe y d_{Te} el diámetro exterior de la herramienta.

Si el Δt medido del registro de velocidad de disparo es un tiempo de tránsito pico a pico (Δt_{pp}), puede emplearse para calcular el gasto volumétrico de manera directa, la ecuación E-3.48. En ocasiones, el tiempo de tránsito medido corresponde al tiempo entre los arribos del borde de los baches a los detectores (Δt_{le}). Este tiempo de arribo es medido entre los puntos donde la intensidad de rayos gamma se desvía de la línea base (Figura 3.45). Si se calcula el gasto volumétrico a partir de Δt_{le} , se debe aplicar un factor de corrección, ya que el borde del bache se mueve a la máxima velocidad de flujo. De este modo

$$q = \left[\frac{\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{Te}^2) L / 4 \Delta t \right] * B \quad \dots (E-3.49)$$

$$B = \tilde{v} / v_{max} \quad \dots (E-3.50)$$

El factor de corrección B es aproximadamente de 0.88, en flujo anular y turbulento. Este factor variará de algún modo con el número de Reynolds y la geometría de flujo. B puede estimarse del registro de velocidad de disparo, comparando Δt_{pp} con Δt_{le} ,

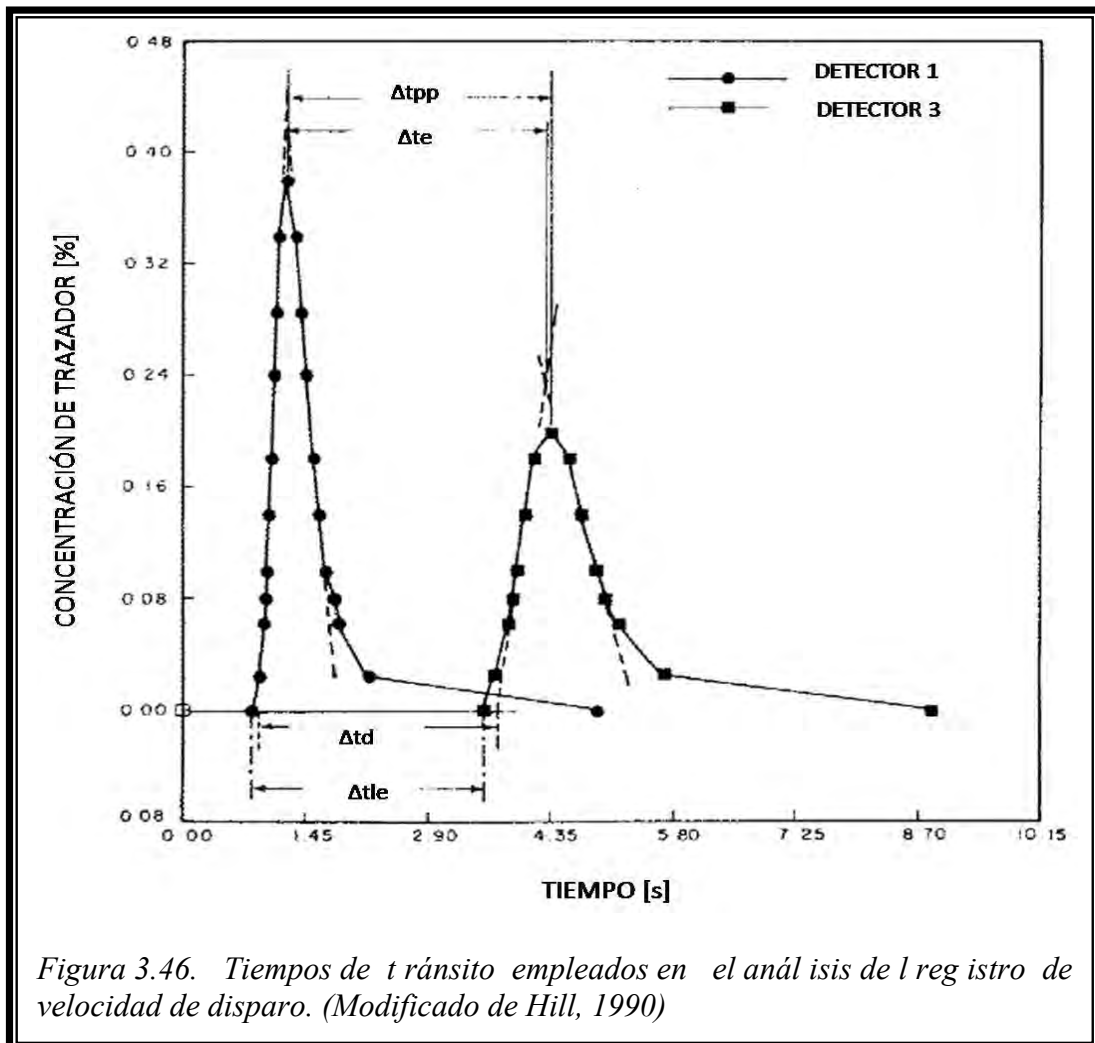
$$B = \Delta t_{pp} / \Delta t_{le} \quad \dots(E-3.51)$$

Si el área transversal del pozo es constante, y se asume que B es constante en todo el pozo, entonces todas las cantidades en el lado derecho de las ecuaciones E-3.48 y E-3.49 (excepto Δt) son constantes, y el gasto a cualquier profundidad es inversamente proporcional al tiempo de tránsito. Así, la fracción total de flujo a cualquier profundidad se calcula como:

$$q_i / q_{100} = \Delta t_{100} / \Delta t_i \quad \dots(E-3.52)$$

donde q_i y Δt_i corresponden al gasto y tiempo de tránsito a la profundidad i , respectivamente, mientras que q_{100} y Δt_{100} son, respectivamente, el gasto y el tiempo de tránsito medidos por encima de todas las salidas de fluidos.

En ocasiones, se emplean otros dos conceptos de tiempo de tránsito, Δt_{encima} y Δt_{debajo} ; el primero es la diferencia temporal entre los puntos formados por la intersección de dos rectas tangentes a los perfiles obtenidos de la intensidad de rayos gamma, en cada detector; mientras que Δt_{debajo} corresponde a la diferencia entre los puntos de intersección de la línea base de rayos gamma con tangentes en la parte superior del flujo en los perfiles obtenidos de la intensidad de rayos gamma; ambos se ilustran en la Figura 3.46. Δt_{encima} se aproxima a Δt_{pp} y Δt_{debajo} es igual a Δt_{le} ; por lo que no se pierde exactitud al emplearse estos tiempos de tránsito, y es de mayor ventaja cuando el pico del trazador no se logra distinguir o la señal está muy ruidosa.



3.3.4.3 Método del intervalo

Una manera de mejorar la resolución del registro velocidad de disparo consiste en tomar mediciones traslapando intervalos, moviendo la herramienta únicamente distancias cortas (una distancia menor a la separación entre detectores) entre estaciones; al análisis de los datos obtenidos de esta manera se le conoce como método del intervalo (“Interval-Method”). Comparando el tiempo de tránsito de las mediciones traslapadas, se pueden determinar tiempos para intervalos más cortos, incrementándose así la resolución del registro.

Para ejemplificar el método, considérese el siguiente registro (Hill, 1990). El pozo fue disparado entre 5 026- 5 044 [ft] (1 531 y 1 537 [m]); el espaciamento entre detectores es de 6 [ft] (1.8 [m]). La Tabla 3.8 despliega los datos obtenidos del registro de velocidad de disparo, con la herramienta desplazada 2 o 4 [ft] (0.6 o 1.2 [m]) entre cada disparo. La Figura 3.47 muestra los tiempos de tránsito medidos sobre el intervalo, cada 6 [ft], con sus respectivas localizaciones en el pozo.

Primero se analizaran los datos usando el método estándar; se asume que la velocidad es constantes sobre cada intervalo en el que se realizaron mediciones, y el área transversal del pozo también es constante, por lo que

$$q_i / q_0 = \Delta t_{100} / \Delta t_i \quad \dots (E-3.53)$$

siendo q_0 y Δt_{100} el gasto volumétrico y el tiempo de tránsito encima de los disparos y, q_i y Δt_i el gasto volumétrico y el tiempo de viaje en cualquier otro punto.

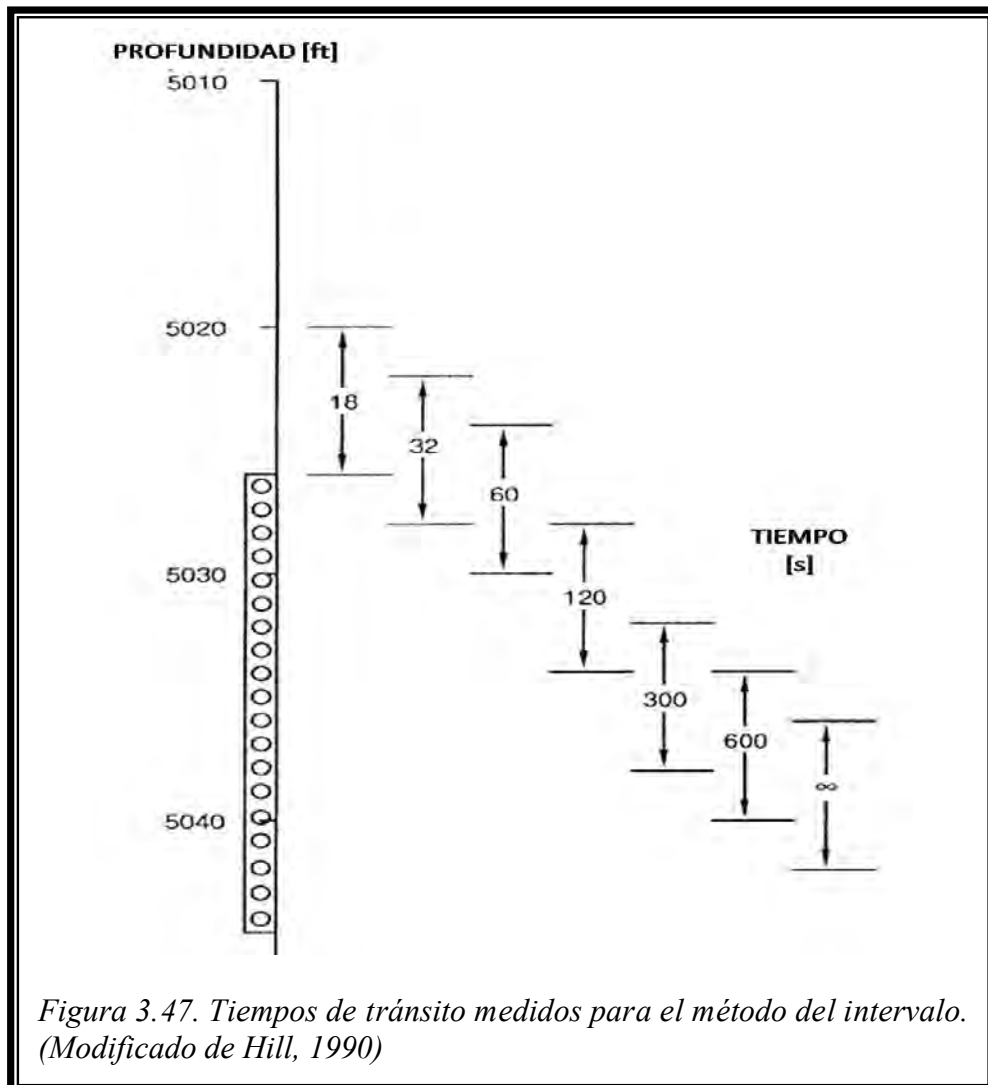
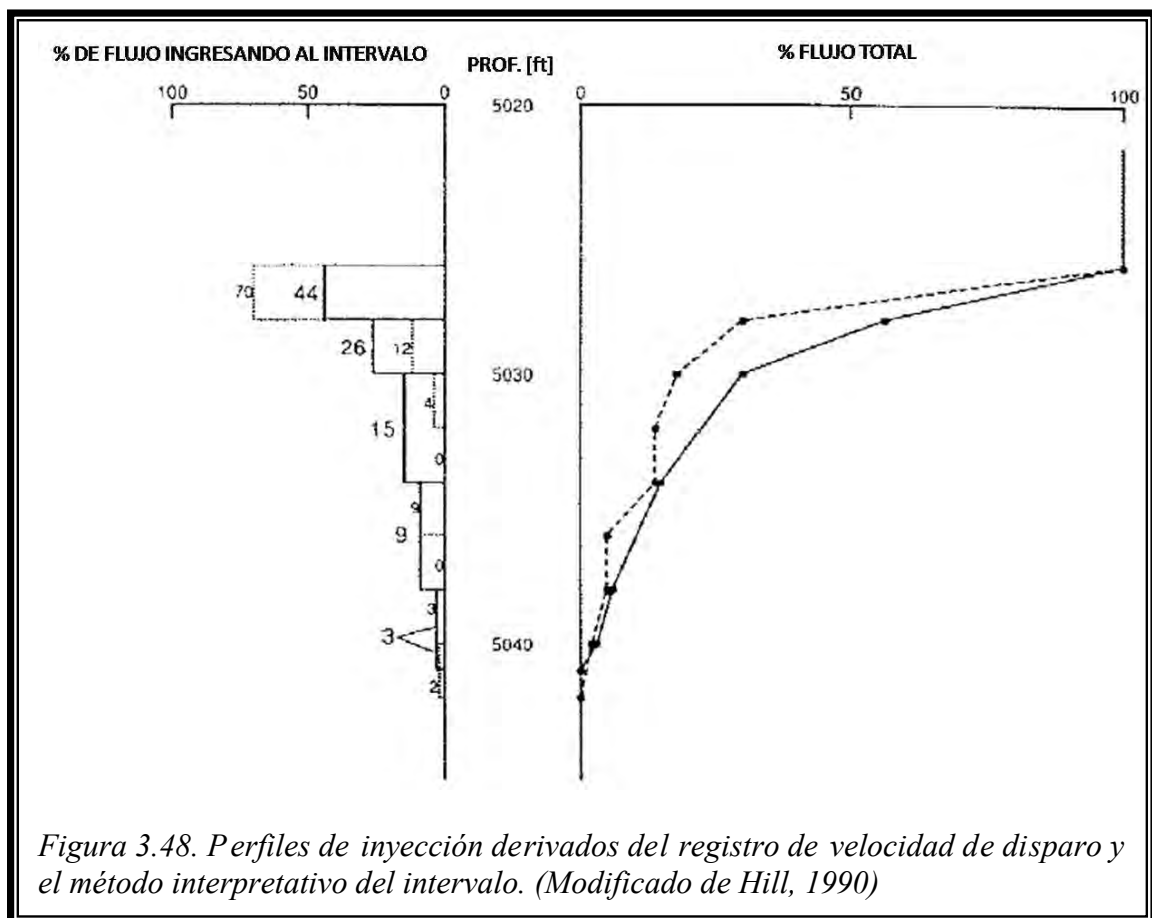


Figura 3.47. Tiempos de tránsito medidos para el método del intervalo. (Modificado de Hill, 1990)

Empleando la ecuación E-3.53 y asignando los gastos a la posición del detector inferior, se tienen los resultados de la Tabla 3.8, y el perfil de inyección (línea continua) de la Figura 3.48.

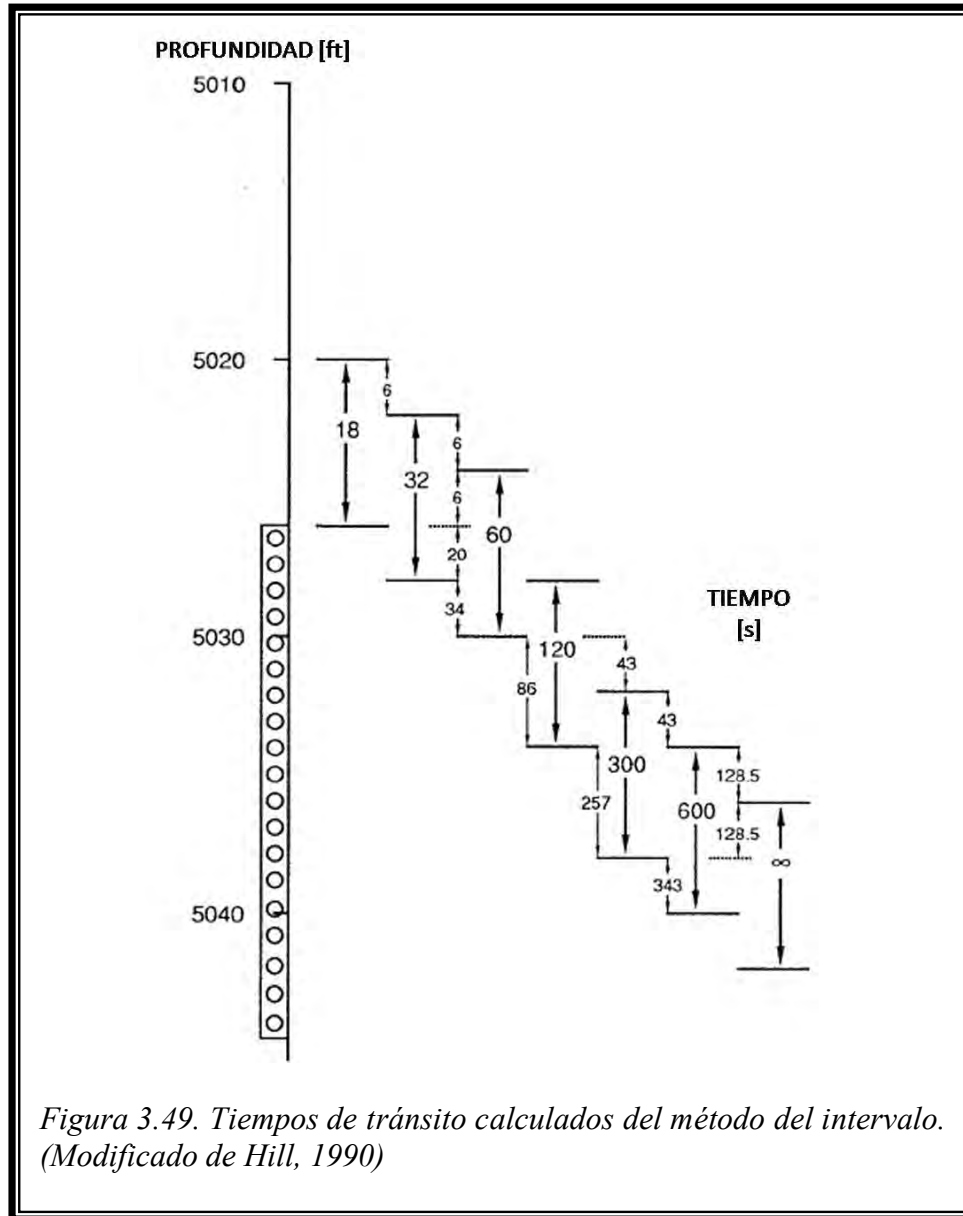
Profundidad del intervalo [ft]	Profundidad asignada [ft]	Δt [s]	q_1 / q_0 [1]	Flujo [%]
5 020 – 5 026	5 026	18	18 / 18	100
5 022 – 5 028	5 028	32	18 / 32	56
5 024 – 5 030	5 030	60	18 / 60	30
5 028 – 5 034	5 034	120	18 / 120	15
5 032 – 5 038	5 038	300	18 / 300	6
5 034 – 5 040	5 040	600	18 / 600	3
5 036 – 5 042	5 042	∞	18 / ∞	0

Tabla 3.8. Datos e interpretación del registro velocidad de disparo. (Datos de Hill, 1990)



Con la información dada por el traslape de los registros, a continuación se afinará la interpretación. De los datos entre 5 020 a 5 026 [ft] (1 530 y 1 532 [m]), encima de todos los

disparos, donde la velocidad debería ser constante, se observa que el tiempo de viaje es 3 [s/ft] (9 [s/m]). Se requieren 12 segundos para que el elemento trazador viaje de 5 022 a 5 026 [ft] (1 531 a 1 532 [m]). Comparando esto, con la corrida hecha de 5 022 a 5 028 [ft] (1 531 a 1 533 [m]), el tiempo de viaje de 5 026 a 5 028 [ft] (1 532 a 1 533 [m]) es igual a $\Delta t = 32 - 12 = 20$ segundos. Calculando hacia abajo tiempos de viaje para cada intervalo de 0.6 [m] (2 [ft]), se llega a la Figura 3.49.



Cuando no se cuenta con suficiente información para precisar el tiempo de viaje cada 2 [ft], como entre 5 030 y 5 032 [ft] (1 533 y 1 534 [m]), se debe asumir que la velocidad es constante sobre el intervalo de 4 [ft] y dividir dicho tiempo de viaje entre dos.

Al emplearse los tiempos de viaje para cada 2 [ft] es posible calcular los gastos, como se muestran los resultados en la Tabla 3.9.

$$q_i / q_0 = (3 \text{ [s/ft]}) (2 \text{ [ft]}) / \Delta t_i = 6 / \Delta t_i$$

$$\Delta t_{100} = 3 \text{ [s/ft]}$$

El perfil determinado por el método del intervalo se muestra con línea punteada en la Figura 3.48, difiere significativamente del obtenido en forma convencional. La resolución mejoró, pasó de 12 [ft] (3.6 [m]) a 4 [ft] (1.2 [m]). Una forma correcta de realizar el registro de velocidad de disparo, sería correr primero un registro sin traslape, luego traslapar mediciones en regiones de pérdida significativa de fluidos, de manera que allí pueda aplicarse el método de intervalo.

Profundidad [ft]	Δt_i [s]	q_i / q_0
5 026	6	1
5 028	20	0.3
5 030	34	0.18
5 032	43	0.14
5 034	43	0.14
5 036	128	0.05
5 038	128	0.05
5 040	343	0.02
5 042	∞	0

Tabla 3.9. Resultados de la interpretación con el método del intervalo. (Datos de Hill,1990)

3.3.5 Registro de dos pulsos

En la técnica trazadora de dos pulsos (“two-pulse tracer”), se inyectan dos baches radioactivos a una cierta distancia, encima de todas las salidas de fluido, ya sea empleando dos inyectores o mediante una inyección secuencial de dos baches y registrando a través de los baches con un detector de rayos gamma para determinar el espaciamiento inicial entre los pulsos. Se corre en la misma manera que un registro tracer-loss. La distancia entre los picos de los pulsos es medida como función de la profundidad, conforme se mueven hacia abajo del pozo, registrando repetidamente a través de los pulsos, con un detector de rayos gamma. El gasto volumétrico en cualquier punto en el pozo, q_i , está ligado al espaciamiento entre baches, L_i , por:

$$q_i / q_0 = A_{wi} L_i / A_{w0} L_0 \quad \dots(E-3.54)$$

donde q_0 y L_0 son respectivamente, el gasto volumétrico y el espaciamiento inicial entre baches, por encima de cualquier salida de fluido; y A_{wi} y A_{w0} corresponden al área transversal del pozo en los dos diferentes puntos de medición. Un registro hipotético y su consecuente perfil interpretado empleando este método, se muestran en la Figura 3.50. El método de dos pulsos puede verse como una manera de medir rápidamente el perfil de flujo, de forma más precisa que con el registro de pérdida. Además, es mucho menos sensible que otros métodos a cambios en la geometría del pozo.

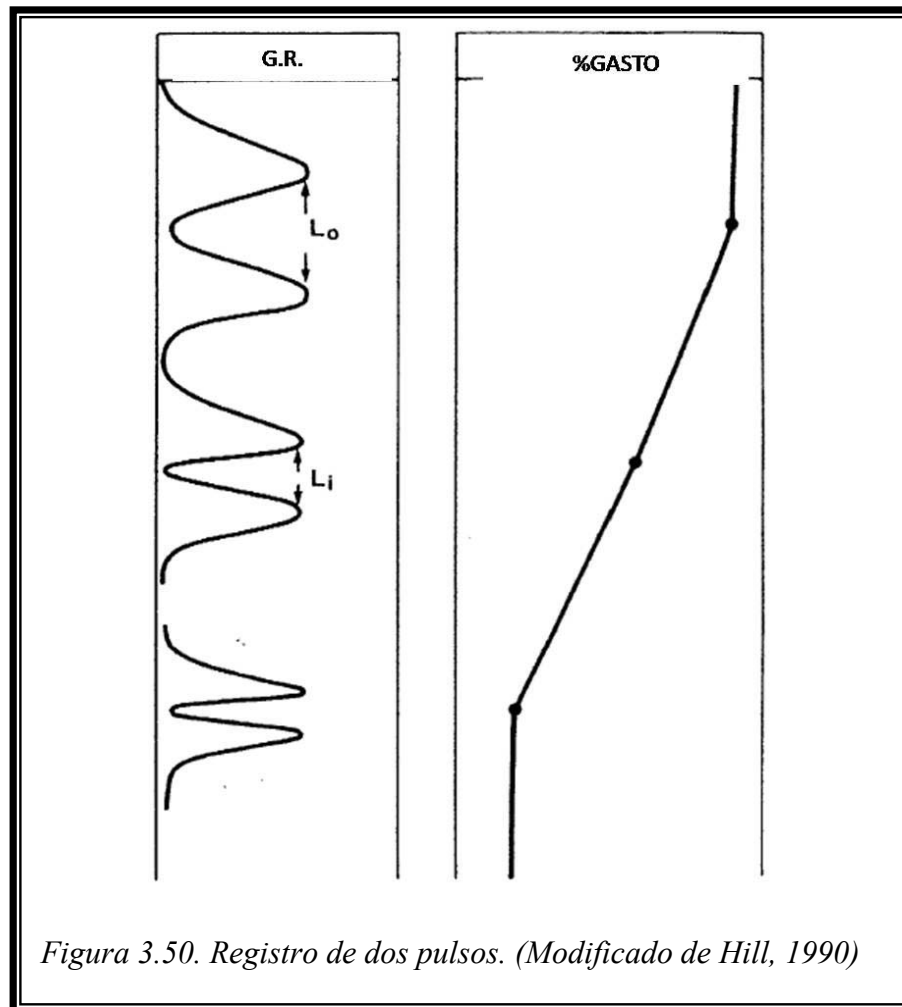


Figura 3.50. Registro de dos pulsos. (Modificado de Hill, 1990)

3.3.6 Otras herramientas y aplicaciones

3.3.6.1 Trazadores químicos

Este capítulo se ha enfocado a los trazadores radioactivos, sin embargo también pueden emplearse elementos no radioactivos. El principal ejemplo son las soluciones salinas utilizadas como trazadores en pozos inyectoros de agua debido a que son menos costosos, no requieren permisos especiales por manejo de material radioactivo (además de la reducción del riesgo que ello implica) y pueden ser detectados con instrumentos sensibles a la conductividad. Sin embargo, su uso tiene al menos dos limitaciones: 1) no pueden ser detectados en aguas que contengan igual concentración de sal que la del trazador y 2) la diferencia en densidad entre la solución salina y el agua del pozo, introduce un error. El sistema inyector más eficiente incluye electrodos sensibles a la conductividad del fluido, electrodos colocados uno encima y el otro debajo del inyector, de manera que el movimiento en ambas direcciones pueda ser detectado. Al igual que las herramientas radioactivas, las de trazadores químicos se corren centralizadas para medir la velocidad máxima y minimizar los efectos de la pared del pozo.

3.3.6.2 Prueba trazadora (“SWTT”)

La prueba trazadora (SWTT, “Single Well Tracer Test”) es un método ampliamente aceptado por la industria de los hidrocarburos, como prueba estándar para medir la Saturación del Aceite Remanente (ROS, por sus siglas en inglés).

El valor de ROS es un parámetro requerido para establecer las condiciones de posibles procesos de recuperación mejorada (EOS). *El SWTT pos ee l a m ayor pr ofundidad de investigación, que pue de al canzar has ta 12 [m] (40 [ft]), de e ntre t odos l os m étodos existentes para estimar el ROS (Romero, 2009).*

El trazador empleado tiene la característica de que al entrar en contacto con el agua de formación provoca un fenómeno de hidrólisis que genera un segundo trazador. Por lo general un pozo será candidato para la prueba SWTT si su cociente entre el volumen de agua producido y el volumen total de fluidos producidos (“water cut”) es alto.

Una vez elegido el pozo para realizar la prueba, se inyecta el trazador, esperando luego que éste penetre alrededor de 10 metros hacia la formación (el tiempo que tarde dependerá del material inyectado), para después cerrar el pozo y permitir la hidrólisis. Finalmente, el pozo se pone a producir y se monitorea la concentración de cada uno de los trazadores. Cada uno de los trazadores será llevado a superficie con una velocidad diferente debido a sus características químicas, esta diferencia en tiempos de llegada se emplea para determinar el ROS.

3.3.6.3 Evaluación de fracturas

Durante los procesos de fracturamiento hidráulico, se emplean unas sustancias llamadas apuntalantes o sustentantes (“proppant”), las cuales permiten mantener las fracturas abiertas y favorecer la producción por los nuevos canales de flujo creados.

Las técnicas trazadoras, junto a herramientas de temperatura, permiten evaluar el tamaño de las fracturas mediante el etiquetado de los apuntalantes. El procedimiento para ello consiste en tomar un registro base de rayos gamma antes del fracturamiento, durante la operación se bombean los apuntalantes junto con el trazador correspondiente (normalmente iridio).

La Figura 3.51 muestra los registros típicos para evaluar fracturas, de temperatura y rayos gamma, antes y después del fracturamiento. La región sombreada deja ver un conteo excesivo de rayos gamma, debido a los apuntalantes en las cercanías de las fracturas. El material radioactivo se ha acumulado en el fondo del pozo.

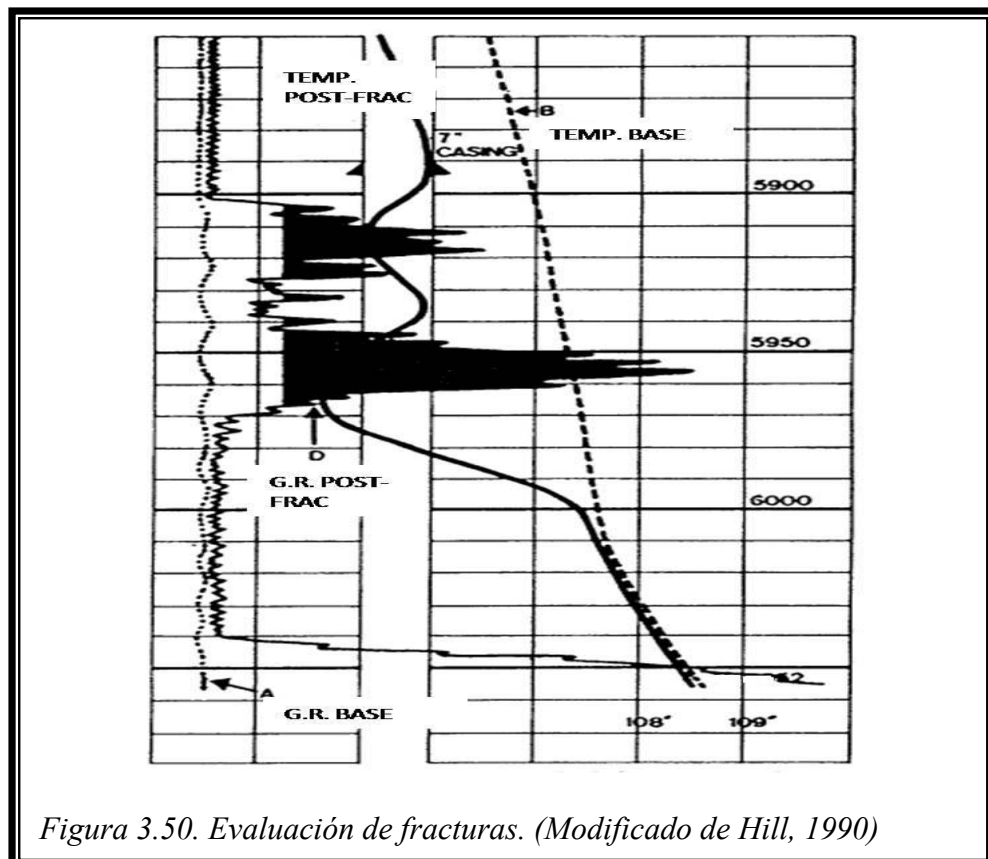


Figura 3.50. Evaluación de fracturas. (Modificado de Hill, 1990)

FUENTES

ANTÓN FOS, GERARDO

Efecto Joule-Thompson
Universidad Cardenal Herrera-CEU
Valencia, 2004

COOKE, CLAUDE E.

Radial Differential Temperature Logging – A new tool for detecting and treating flow behind casing
Journal of Petroleum Technology, pp. 676-682
June, 1979

ECONOMIDES, MICHAEL J.; HILL, DANIEL A. & EHLIG-ECONOMIDES, CHRISTINE

Petroleum Production Systems
Prentice Hall PTR
USA, 1994

HEARST, JOSEPH R. & NELSON, PHILIP H.

Well logging for physical properties. A handbook for Geophysics, Geologists and Engineers
John Wiley & Sons Ltd. 2nd Ed.
England, 2000

HILL, A. DANIEL

Production logging – Theoretical and interpretive elements
Society of Petroleum Engineers Monograph Series
United States, 1990

IPEK, G.; SMITH, J.R. & BASSIOUNI, Z.

Estimation of underground blowout magnitude using temperature logs
Society of Petroleum Engineers 77476, 2002

LÓPEZ GÓMEZ, JOSÉ; FRENEGAL MARIÁN & CHIVELET, JAVIER MARTÍN

Diccionario de Ciencias de la Tierra
Editorial Oxford-Complutense, 2^a Ed.
España, 2000

McCain Jr., WILLIAM D.

The properties of petroleum fluids
Penn Well Books, 2nd Edition
USA, 1990

NOWAK, T.J.

The estimation of water injection profiles from temperature surveys
Petroleum Transactions, Vol. 198
The American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, 1953

PETEX

The Production Story

ROMERO, C.; AUBERTIN, F.; CASSOU, E.; CHENEVIÈRE, P.; TANG, J.S.; ODIORNE, J.; CORDIER, P. & BATIAS, J.

Single-well Tracer Tests (SWTT) Experience in the Mature H andil Field- Evaluating Stakes before Launching an EOR Project
15th European Symposium on Improved Oil Recovery
Paris, France; 2009

RODRÍGUEZ NIETO, RAFAEL

Apuntes de Evaluación de la Producción
Facultad de Ingeniería, UNAM
Ciudad Universitaria, México 1982

SCHLUMBERGER

Cased Hole Log Interpretation
Principles/Applications
1989

Slb.com

SMOLEN, JAMES J.

Cased hole and production log evaluation
PennWell
United States, 1996

STRUBHAR, MALCOLM K.; BLACKBURN, JAMES S. & LEE, JOHN W.

Production Operations Course II: Well Diagnosis
Society of Petroleum Engineers
USA, 1972

WADE, R. T.; CANTRELL, R. C.; POUPON, A. & MOULIN, J.

Production Logging – The key to optimum well performance
Journal of Petroleum Technology, pp. 137-144
February, 1965

4. REGISTROS EN FLUJO MULTIFÁSICO

4.1 INTRODUCCIÓN

Bajo las condiciones a las cuales los registros de producción son realizados en pozos productores, la presencia de más de una fase es altamente probable. En pozos productores de aceite, la producción de agua es común, y si la presión de fondo está por debajo del punto burbuja, existirá también gas en el pozo. Un pozo de gas pudiera tener agua o condensado, aún cuando no se tenga producción líquida en superficie. Así, prácticamente en cualquier pozo productor, la posibilidad de tener flujo multifásico debe ser considerada al momento de planear cualquier trabajo de adquisición e interpretación de P.L.

Las técnicas de registro en flujo multifásico por lo general son mucho más complicadas que en flujo monofásico, ya que los sistemas de flujo son más complicados. El objetivo de las mediciones en flujo monofásico es determinar las tasas de producción en los diferentes intervalos del pozo, sin embargo, en flujo multifásico otro objetivo es determinar el tipo de fluido producido y la tasa de producción de cada uno.

Para definir el perfil de flujo de más de una fase, se deben correr una serie de registros que permitan identificar la cantidad presente de cada fase. Las herramientas de temperatura, densidad, capacitancia, molinetes y trazadores son empleadas para tal fin.

Varias de ellas han sido explicadas en el capítulo anterior, por lo que aquí no se retomarán sus principios operativos básicos, sino sólo aquellos necesarios para entender su comportamiento en flujo multifásico, además de los métodos interpretativos.

4.2 FUNDAMENTOS OPERATIVOS E INTERPRETATIVOS

Las mediciones e interpretación de registros en flujo multifásico, son de naturaleza estadística y requieren aserciones un tanto inciertas (Hill, 1990), lo cual le vuelve un trabajo complejo. Dada la naturaleza estocástica del comportamiento multifásico (aún en flujos estacionarios algunas propiedades como la velocidad y el colgamiento variarán con el tiempo en un mismo punto dentro de la tubería), las respuestas de la herramienta suelen estar ruidosas. Además de las variaciones en tiempo, existen otras variaciones en las propiedades del flujo a través de la tubería, sobre todo si el pozo se encuentra desviado, lo que complica las mediciones. Luego de que se ha realizado la corrida, se deben hacer ciertas suposiciones acerca del flujo multifásico para realizar la interpretación cuantitativa.

Son cuatro las principales mediciones que se realizan en un pozo productor para determinar el perfil de flujo: velocidad de fluido, densidad de fluido, fracción de agua y temperatura. La velocidad se mide con diferentes tipos de molinetes y herramientas trazadoras. Los registros de densidad de fluido se basan en la absorción de rayos gamma y en mediciones de diferenciales de presión. La fracción de agua es medida determinando la capacitancia de la mezcla multifásica en cuestión.

El problema fundamental al interpretar registros en flujo multifásico se puede ejemplificar de la siguiente manera. Considérese un registro en un sistema bifásico, del cual se determinará el perfil de flujo para cada fase, se requieren dos registros, uno para medir la velocidad promedio del flujo y otro para medir la cantidad de cada fase presente en la profundidad de medición. Considérese también la Figura 4.1, simplificación de una producción de agua y aceite en flujo vertical. El objetivo del registro de producción es calcular el gasto volumétrico de las dos fases, q_o y q_w . Así, se asume que la herramienta mide una velocidad y una densidad, las cuales se consideran como la velocidad verdadera promedio in-situ (el término promedio indica que es la velocidad de la mezcla) y la densidad in-situ promedio. De esta forma se obtienen las ecuaciones E-4.1 y E-4.2.

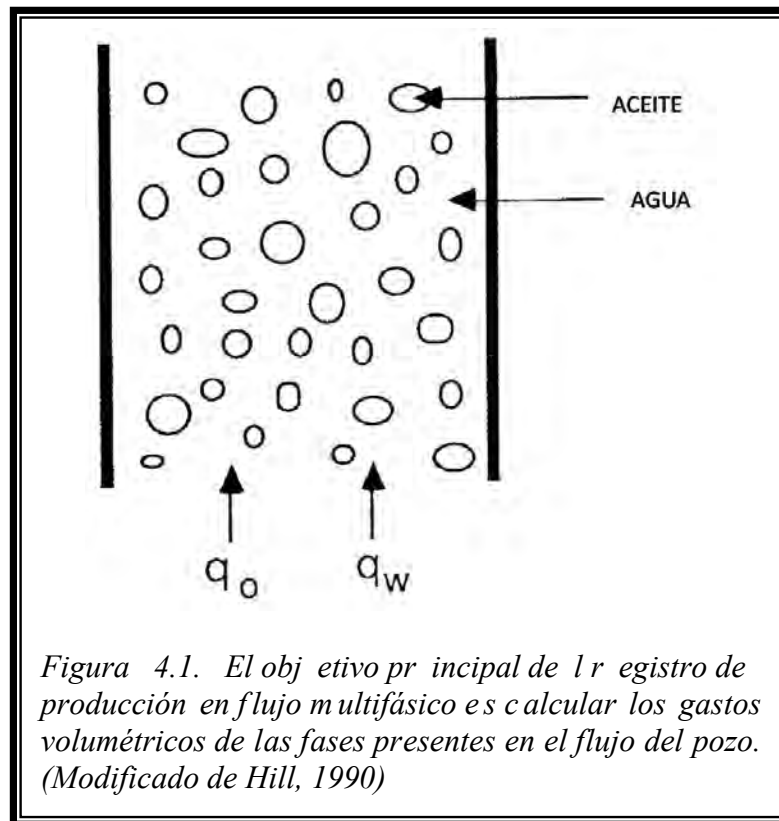


Figura 4.1. El objetivo principal de la registro de producción en flujo multifásico es calcular los gastos volumétricos de las fases presentes en el flujo del pozo. (Modificado de Hill, 1990)

$$\rho = Y_o \rho_o + Y_w \rho_w \quad \dots (E-4.1)$$

$$v_M = (q_o + q_w) / A_w = q_l / A_w \quad \dots (E-4.2)$$

donde ρ y v_M corresponden a la densidad y velocidad medidas, respectivamente; ρ_o y ρ_w son las densidades del aceite y del agua, respectivamente y, Y_o y Y_w son los valores de colgamiento. Partiendo del hecho de que la suma de Y_o y Y_w debe arrojar 1, el colgamiento del agua puede ser calculada de la medición de densidad, reacomodando la ecuación E-4.1:

$$Y_w = (\rho - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \quad \dots (E-4.3)$$

De esta manera, la medición de velocidad nos permite determinar el gasto volumétrico total q_t , mientras que la medición de densidad permitirá conocer el colgamiento. La velocidad de la mezcla puede relacionarse a las velocidades promedio y colgamiento de cada una de las fases por la ecuación E-4.4.

$$v_M = \tilde{v}_o Y_o + \tilde{v}_w Y_w \quad \dots (E-4.4)$$

Sustituyendo el colgamiento del aceite ($1 - Y_w$) y recordando que Y_w la conocemos a partir de la medición de densidad, despejamos \tilde{v}_w y tenemos la ecuación E-4.5.

$$\tilde{v}_w = [v_M - \tilde{v}_o (1 - Y_w)] / Y_w \quad \dots (E-4.5)$$

Sin embargo, dado que no se conoce \tilde{v}_o , aún no es posible calcular la velocidad del agua, pero puede representarse en términos de la velocidad de resbalamiento, $v_R = \tilde{v}_o - \tilde{v}_w$. De esta forma se obtienen las siguientes dos expresiones:

$$\tilde{v}_w = v_M - v_R (1 - Y_w) \quad \dots (E-4.6)$$

$$\tilde{v}_o = v_M + v_R Y_w \quad \dots (E-4.7)$$

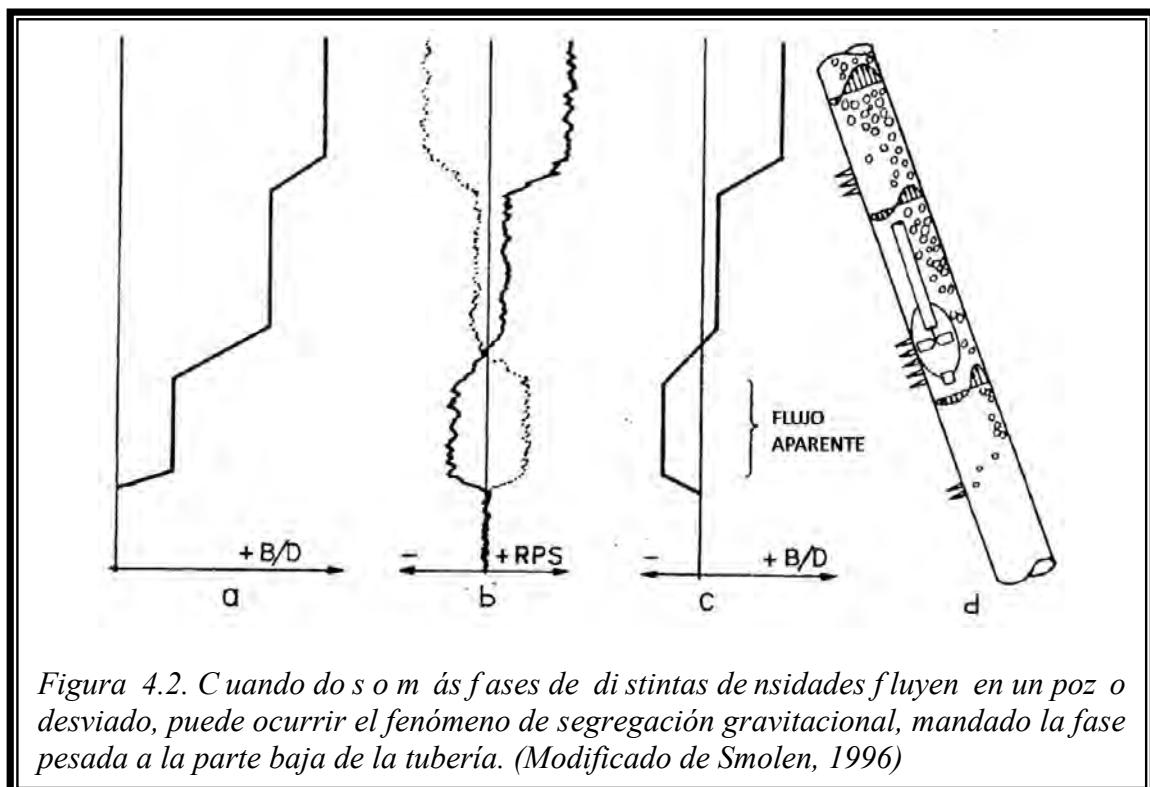
Todo este análisis arroja el problema fundamental en la interpretación cuantitativa de los registros de producción en flujo multifásico: dado que para determinar el gasto volumétrico de cada fase se requiere conocer la velocidad de resbalamiento y no existen una herramienta que mida de forma directa este parámetro, es necesario estimarlo independientemente, con cierto grado de incertidumbre en prácticamente todos los métodos existentes para ese fin.

4.3 MEDICIONES DE VELOCIDAD

4.3.1 Molinete

Las herramientas de molinete empleadas en flujo monofásico están presentes en las mediciones de más de una fase, sin embargo, su eficiencia es menor, en parte porque el *molinete realiza una medición de velocidad que no necesariamente representa la velocidad promedio* (Hill, 1990), debido al pequeño tamaño que muestrean las aspas del molinete.

Cuando dos o más fases de diferentes densidades fluyen en un pozo desviado, las fases ligeras y pesadas se segregan gravitacionalmente, dando como resultado que la fase ligera fluya por la parte alta de la tubería, y la pesada, por la parte baja de la misma. Este fenómeno se puede observar en la Figura F-4.2. En la parte d, se distingue un molinete de flujo continuo en un pozo inclinado en donde fluyen dos fases; el perfil de flujo se muestra en a y las partes b y c corresponden a la respuesta del molinete. En el intervalo justo encima del disparo más bajo, las burbujas migran a la parte superior de la tubería. La fase ligera se mueve rápidamente a lo largo de la parte superior, llevando consigo parte de la fase pesada. Si existe poca producción de la fase pesada en el disparo más bajo, entonces la fase pesada irá hacia abajo (“fall back”), provocando que el perfil de velocidad del pozo sea como el mostrado en la Figura 4.2; y que el molinete sólo detecte el movimiento hacia abajo, aún cuando existe flujo neto ascendente. Conforme el gasto se incrementa y las fases están mejor mezcladas, el efecto “fall back” disminuye. Por este motivo, los molinetes de flujo continuo no son adecuados para cuando no se tienen esas condiciones de producción



Los efectos de segregación y “fallback” pueden ser grandes aún en pozos con ángulos de desviación pequeños (Smolen, 1996). La Figura 4.3 muestra los efectos de un pozo desviado en un molinete de flujo continuo, efectos que son mayores si la herramienta no está centralizada.

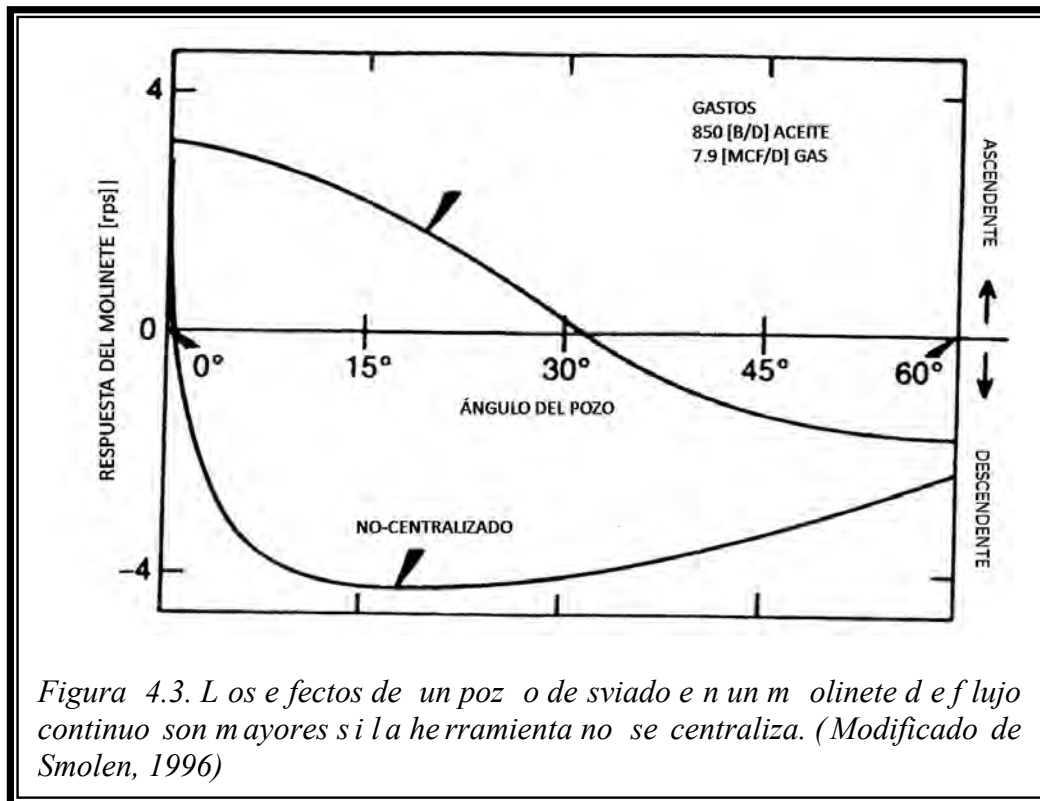


Figura 4.3. Los efectos de un pozo desviado en un molinete de flujo continuo son mayores si la herramienta no se centraliza. (Modificado de Smolen, 1996)

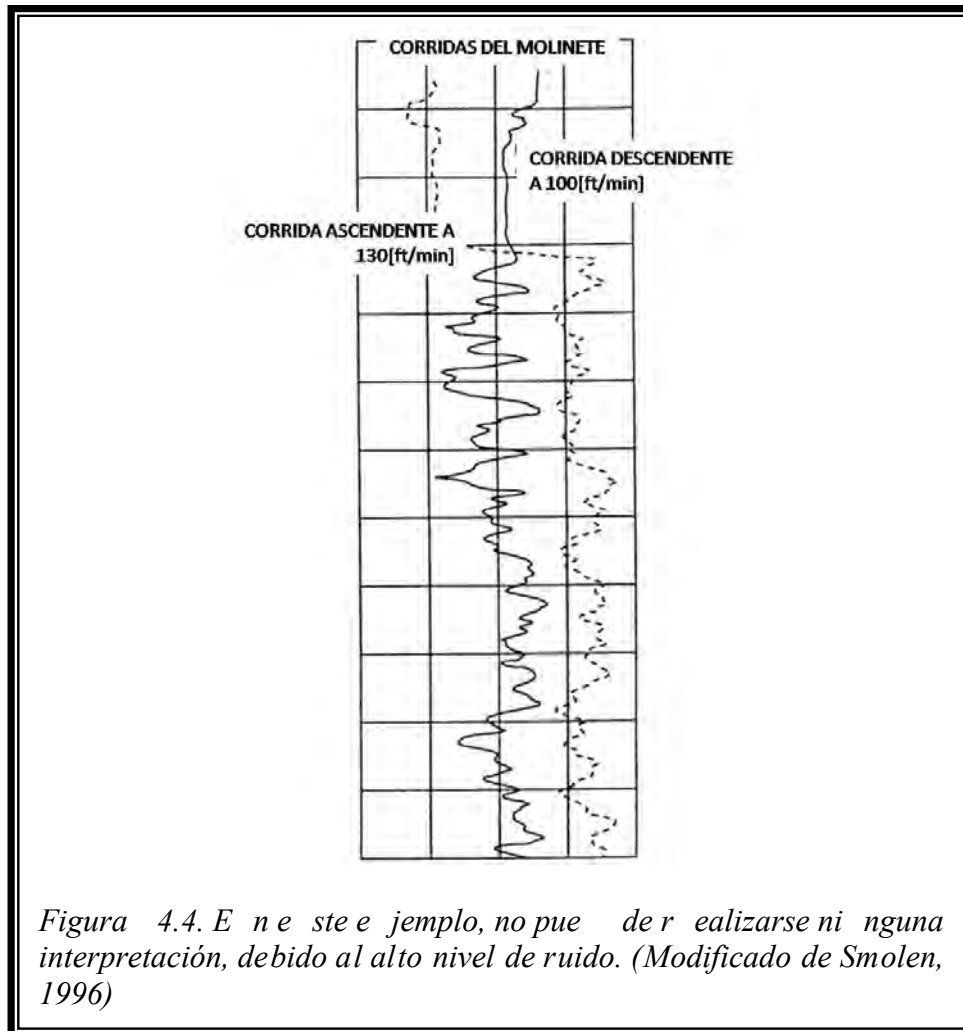
Un alto nivel de ruido suele encontrarse cuando se emplea el molinete en flujo bifásico. En patrones bache y de transición, el flujo suele ser intermitente y la velocidad varía con el tiempo de forma considerable; lo que puede resultar en que el molinete genere una respuesta que no pueda interpretarse, aunque se encuentre midiendo velocidades correctas cada vez. La Figura 4.4 muestra una porción de un registro de molinete, corrido a dos diferentes velocidades de cable, el nivel de ruido aquí presente es tal que ninguna interpretación razonable puede ser hecha.

En general, los molinetes no son adecuados para emplearse en flujo multifásico; no obstante, cuando el flujo es suficientemente homogéneo para comportarse como monofásico, los molinetes pueden proveer resultados exactos. Esto puede darse en alguna de las tres siguientes situaciones:

- i. Flujo anular-niebla. En pozos con alta producción de gas pero con alguna producción de líquido, el molinete puede dar una medición aproximada de la velocidad del gas en el centro de la tubería. El molinete probablemente no responderá a la película líquida que fluye por la pared de la tubería.
- ii. Flujo emulsificado. Si el agua y el aceite están emulsificados, aparecerán como una sola fase ante el molinete, pero con una viscosidad efectiva mayor a las fases individuales.
- iii. Flujo burbuja. A gastos suficientemente altos de la fase más densa, la fase más ligera se dispersará en pequeñas burbujas moviéndose a la misma velocidad promedio que la fase continua.

En flujo multifásico, los molinetes serán más confiables, en general, en velocidades altas; sin embargo, no existen guías disponibles para predecir que gastos son suficientes para emplear

adecuadamente las herramientas de molinete. Los métodos estándares de interpretación para flujo monofásico no suelen ser válidos; es recomendable hacer unos cuantos pasos primero, para obtener una imagen general del comportamiento del flujo, y luego realizar una serie de mediciones estacionarias. Con el molinete estático, la respuesta puede ser promediada (respecto al tiempo), eliminado el error causado por las fluctuaciones de flujo.



4.3.2 Molinetes múltiples

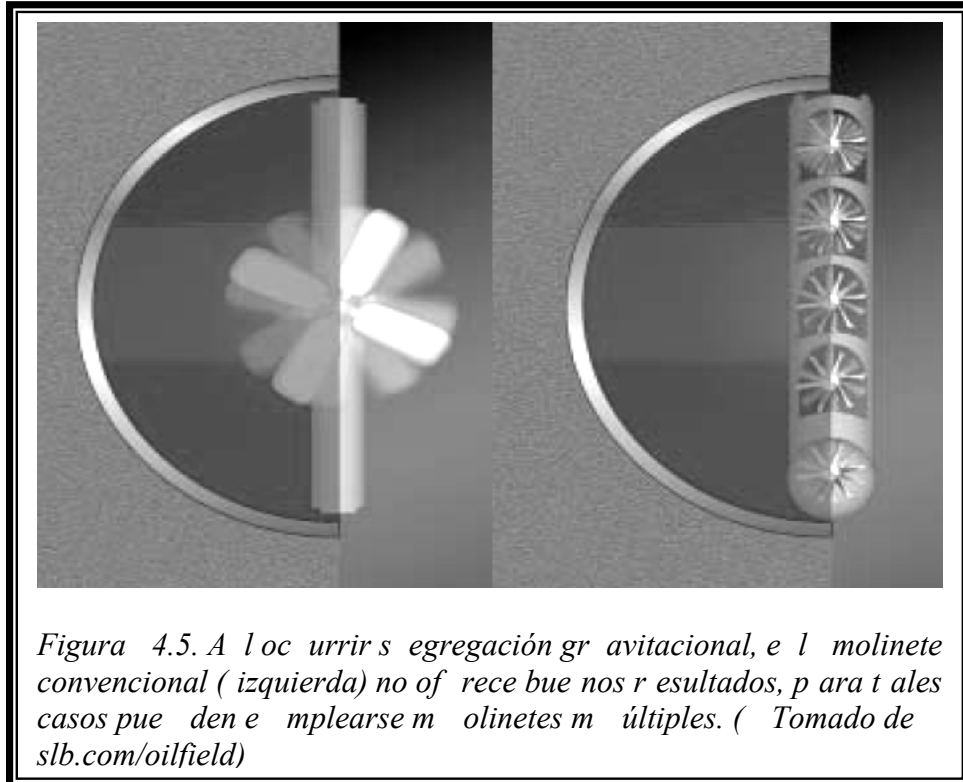
Si se tienen gastos bajos, puede ocurrir segregación gravitacional, por lo que un molinete clásico en pozos altamente desviados no proporciona datos del todo adecuados. Sin embargo, para solucionar este problema, existe en el mercado una herramienta con un brazo retráctil que cuenta con cuatro molinetes miniatura diseñados para medir el perfil de velocidad de los fluidos dentro del pozo, además de un quinto molinete ubicado en el cuerpo de la herramienta, misma que se corre descentralizada.

La herramienta de molinetes múltiples, al medir el perfil de velocidad a lo largo de cinco diferentes puntos del eje vertical del pozo, puede también medir variaciones de velocidad que no pueden detectarse empleando una única hélice centralizada. La figura 4.5 muestra una comparación entre las mediciones hechas con múltiples molinetes y con un molinete sencillo.

La sonda completa emplea dos sistemas de medición más, uno es el explicado en la sección 4.4.4 y el otro, se trata de seis sensores que responde a la impedancia eléctrica del fluido. La impedancia es la oposición de un conductor al flujo de una corriente alterna y la medida de la

misma, otro fundamento a tener presente es que el agua conduce la corriente eléctrica, los hidrocarburos no.

Cada sensor genera una señal eléctrica binaria cuando una burbuja de aceite o gas en una fase continua de agua o burbujas de agua en una fase de hidrocarburos, toca la punta de la sonda. La fracción de agua se determina con una ecuación que relaciona esta fracción, con el tiempo durante el que la punta del sensor está conduciendo la corriente generada.



4.3.3 Trazadores radioactivos

Cuando se trabaja con trazadores, el material radioactivo es llevado junto con los fluidos del yacimiento a la superficie, por lo que estas técnicas rara vez se usan; no obstante, tomando las debidas precauciones como almacenar el fluido producido hasta que el nivel de radiación haya decaído a un nivel seguro, los registros con trazadores son una buena herramienta. En particular, el análisis con el método de velocidad de disparo, puede emplearse para medir la velocidad de flujo en pozos de producción.

Un registro de trazadores es potencialmente valioso en flujo multifásico porque en la mayoría de las veces, el trazador viajará a la velocidad de la fase continua, no importando cual fase sea miscible con el trazador. Como ejemplo, considérese un trazador acuoso en un flujo bifásico aceite-agua. Si el régimen de flujo consiste de burbujas de aceite dispersas en un flujo continuo de agua, el trazador se mezclará con el agua y viajará a la velocidad del agua.

Si el trazador se halla en pequeñas gotas de agua entrando a la fase oleosa, el trazador acuoso, probablemente viajará a la velocidad del aceite, ya que no habrá suficiente tiempo para que las gotas de agua del trazador se combinen con las burbujas de agua, antes de que el trazador pase los detectores de rayos gamma.

La ventaja que ofrecen los registros de trazadores es la habilidad para medir directamente la velocidad de una de las fases. Esto, junto con las mediciones de velocidad total y colgamiento, proveen una manera de determinar el gasto volumétrico de ambas fases, sin

hacer ninguna suposición, por lo general requerida en la interpretación de mediciones de colgamiento y velocidad de fluidos.

Considérese un flujo agua-aceite en el que el agua es la fase continua. Un registro radioactivo medirá la velocidad in-situ promedio del agua, \tilde{v}_w . Si el colgamiento también fuera medido (con un registro de capacitancia), el gasto volumétrico del agua podría ser calculado directamente mediante la ecuación E-4.8. Si la velocidad promedio total, v_M , también se midiera, el gasto volumétrico total será el mostrado en la ecuación E-4.9; y el gasto volumétrico del aceite el dado por la ecuación E-4.10.

$$q_w = \tilde{v}_w Y_w A_w \quad \dots (E-4.8)$$

$$q_t = v_M A_w \quad \dots (E-4.9)$$

$$q_o = q_t - q_w \quad \dots (E-4.10)$$

También es posible utilizar trazadores en pozos multifásicos en una manera análoga al método de pérdida en flujo monofásico. Esto se lleva a cabo inyectado un bache radioactivo dentro de una región de bajo gasto en una parte baja del pozo, monitoreando continuamente la disolución del bache radioactivo conforme se mueve de forma ascendente, pasando las zonas disparadas.

Aunado al problema de la producción de material radioactivo, un inconveniente al emplear trazadores radioactivos es que la dispersión del trazador probablemente será mayor en flujo multifásico que en el de tipo monofásico, debido a la turbulencia propia de corrientes multifásicas. En ciertos regímenes de flujo, como el tipo bache y el anular-bache, donde existe un proceso de “fallback” periódico, el trazador se puede dispersar tan rápido que las mediciones de velocidad de disparo resultarán imposibles de realizar. Para minimizar los efectos de dispersión del trazador, el espaciamiento entre detectores deberá ser tan pequeño como sea posible.

4.4 IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS

Como se ha dejado claro en este capítulo, es raro tener un pozo que esté produciendo un sólo fluido; *por lo que es necesario determinar la identidad de los fluidos presentes en un pozo, para tener así completamente definida la producción de un pozo* (Nieto, 1982).

Los dispositivos de identificación de fluidos son capaces de hacer algunas mediciones de gasto. Estas mediciones son útiles para determinar la fracción de volumen o colgamiento de las fases fluidas presentes en el flujo. Si sólo existen dos fases, una sola herramienta FID (“fluid identification devices” o dispositivo para identificar fluidos), apropiadamente seleccionada, puede ser suficiente para evaluar con precisión el colgamiento de cada fase. Si existen tres fases, al menos dos FID son requeridos.

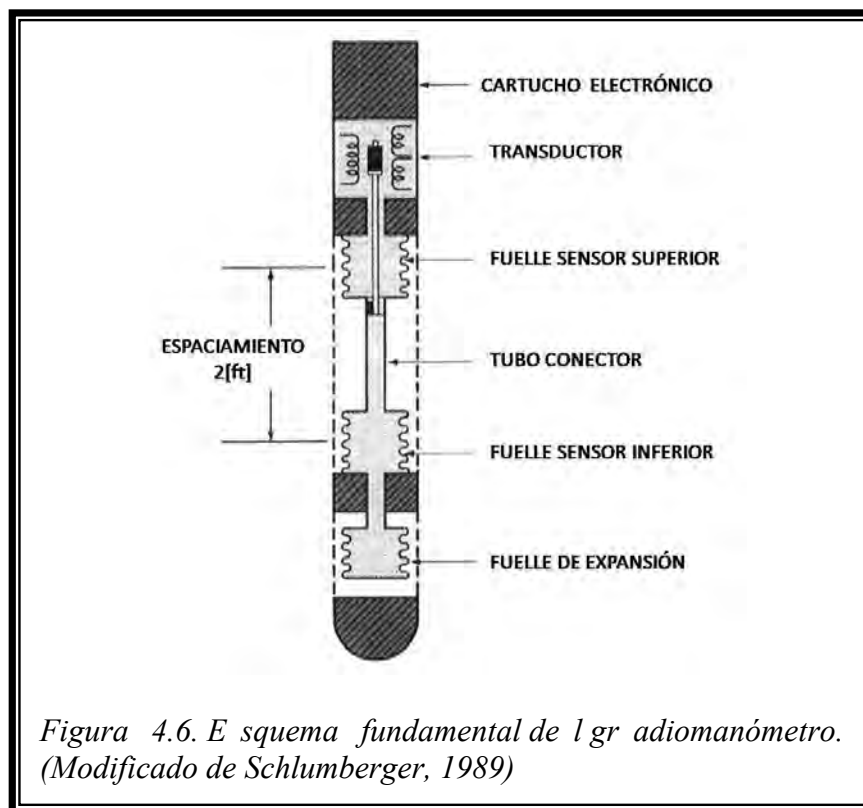
Los FID funcionan con dos tipos de mediciones, la de densidad de fluido y la medición de la capacitancia eléctrica del fluido, para el primer caso, se tienen dos herramientas, las que miden diferencial de presión y las que se basan en la absorción de rayos gamma;

4.4.1 Instrumentos de diferencial de presión (Gradiomanómetro)

El gradiomanómetro es la herramienta diseñada para medir cambios del gradiente de presión con gran exactitud. Su funcionamiento se basa en determinar la diferencia de presión de dos puntos en la columna de fluido con lo cual se puede determinar la densidad del fluido que se

encuentra dentro de estos dos puntos. Esto conduce a tener una curva continua de presión a lo largo de la columna.

La herramienta consiste en tres fuelles llenos de keroseno con un tubo conector flotante entre los dos fuelles sensores (Figura 4.6). El fuelle más bajo es para la liberación térmica en expansión. Dicho ensamblado está contenido en un recipiente con ranura que permite la entrada de fluido en la herramienta. El tipo de fluido se conoce efectuando la medición de la diferencia de presión entre dos elementos sensibles separado por una distancia de dos pies. Sobre esta distancia se registran los cambios de presión. El movimiento del fuelle sensor debido al cambio en la densidad del fluido es transmitido por el tubo conector hacia el magneto entre los serpentines transductores. La corriente generada se amplifica y es transmitida a la superficie. Si las velocidades de los fluidos no son lo suficientemente altas, puede suscitarse segregación gravitacional, lo que complica la identificación de los fluidos producidos, por lo que éste dispositivo se emplea primordialmente para gastos altos. Es calibrado en la superficie; ajustando la sensibilidad del circuito de medición de modo que el galvanómetro lea 0 [g/cm³] cuando los elementos sensibles se encuentran verticalmente en el aire, y cuando dichos elementos sensibles se encuentran en el agua la densidad debe de ser 1 [g/cm³].



La diferencia de presión en el pozo entre dos puntos sobre una línea vertical es:

$$\Delta P = \Delta P \text{ hidrostático} + \Delta P \text{ fricción} + \Delta P \text{ cinético} \quad \dots \text{ (E-4.11)}$$

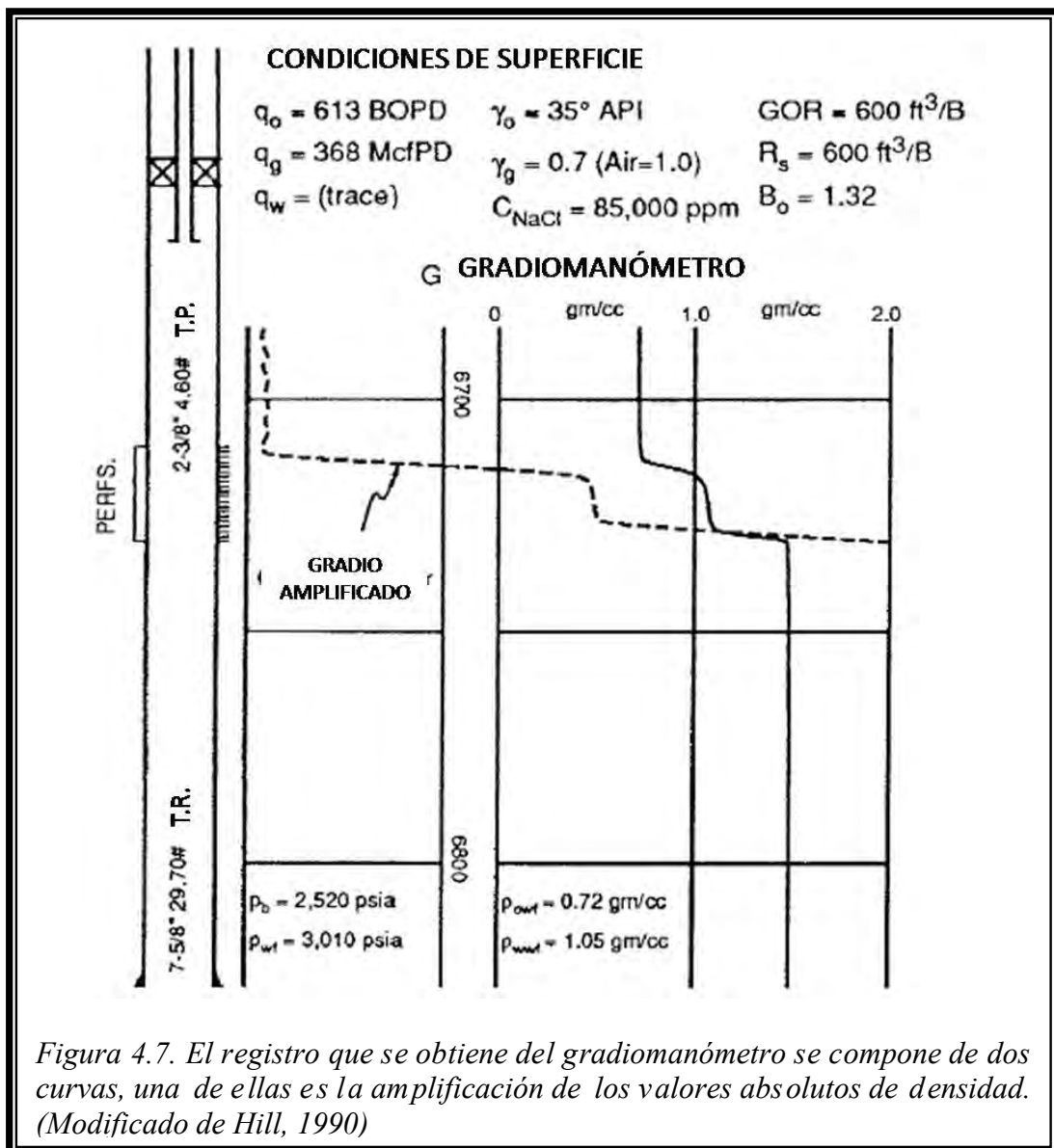
El término hidrostático se debe a la densidad media de los fluidos en la tubería, dentro del intervalo de dos pies. El término de fricción es el resultado de las pérdidas de presión debidas a la fricción entre los fluidos y las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta y el último término, hace referencia a la diferencia de presión debido a los cambios de energía cinética. En los gastos que suelen tenerse en las T.R., el término de fricción es el resultado de las pérdidas de presión debido a la fricción entre los fluidos y las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta. Asumiendo como insignificante el término cinético y que el

diferencial por fricción es pequeño comparado con el término hidrostático, tenemos la siguiente relación:

$$\Delta P = g \rho \cos \theta \dots (E-4.12)$$

donde ρ es la densidad in-situ promedio y θ la desviación respecto de la vertical. Así, ρ puede ser determinada a partir de una medición de gradiente de presión en el pozo; y el colgamiento se obtiene mediante la ecuación E-4.3.

La herramienta está diseñada para arrojar una curva directamente en $[g/cm^3]$; por lo general, junto a ella se graba una segunda curva llamada Gradiomanómetro amplificado, la cual permite ver los cambios de una forma más pronunciada; tendrá cinco veces la sensibilidad que la lectura de la curva principal del gradiomanómetro. Es importante comparar la curva amplificada con la curva normal, para determinar valores absolutos en la primera. La Figura 4.7 muestra un típico registro de gradiomanómetro.



Si la caída de presión debido a la fricción es de valor considerable, comparado con el término gravitacional, la densidad del fluido calculada en la ecuación E-4.12 es errónea. Si ρ_{GRADIO} es la densidad aparente leída del gradiomanómetro, entonces:

$$\rho_{GRADIO} = g \rho + \Delta P \text{ fricción} \dots (E-4.13)$$

O,

$$\rho = \rho_{GRADIO} / (1+F) \dots (E-4.14)$$

donde F es el factor de corrección que hace referencia a las pérdidas de presión por fricción. Empíricamente se ha determinado que para gastos menores a 2000 bariles diarios, el término es despreciable; para gastos mayores, la carta en la Figura 4.8 ofrece factores estimados (Schlumberger, 1989).

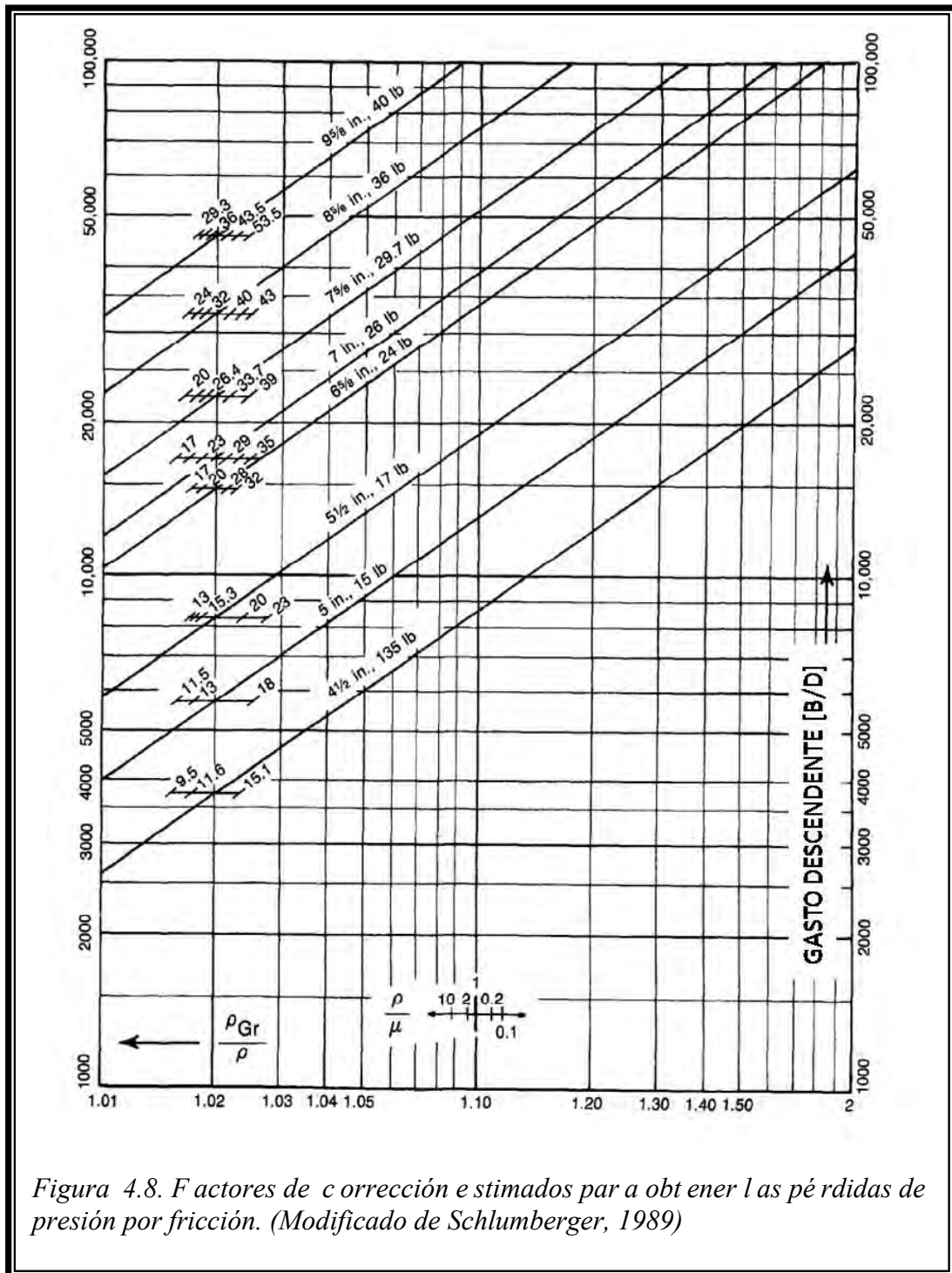


Figura 4.8. Factores de corrección estimados para obtener las pérdidas de presión por fricción. (Modificado de Schlumberger, 1989)

Si el pozo no es vertical, las lecturas del gradiomanómetro deben ser corregidas, la densidad promedio en un pozo desviado se calcula de la siguiente manera:

$$\rho = \rho_{GRADIO} / \cos\theta \quad \dots (E-4.14)$$

siendo ρ la densidad in-situ real, ρ_{GRADIO} la lectura de la herramienta y θ la desviación de la vertical.

Otro ejemplo del registro se puede ver en la Figura 4.9. Debajo de las perforaciones la lectura del gradiomanómetro es uno, lo que indica que el fluido es agua. En cualquier pozo que produzca agua o que haya sido terminado con agua en la tubería de revestimiento, ésta se localiza debajo de las perforaciones (Nieto, 1979).

Encima de la zona C, la densidad relativa del fluido es 0.7; por lo que puede tratarse de una mezcla gas-agua o agua-aceite-gas. No existen cambios a través de la zona D y, para que ésta fuera una entrada de fluidos, la mezcla debería tener una densidad relativa de 0.7, lo cual es poco probable (en este ejemplo, pudiera tratarse de una entrada de aceite).

Por arriba de la zona D, la densidad es 0.4, lo cual nos dice que se trata de una entrada de gas, porque la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite, que es de 0.7.

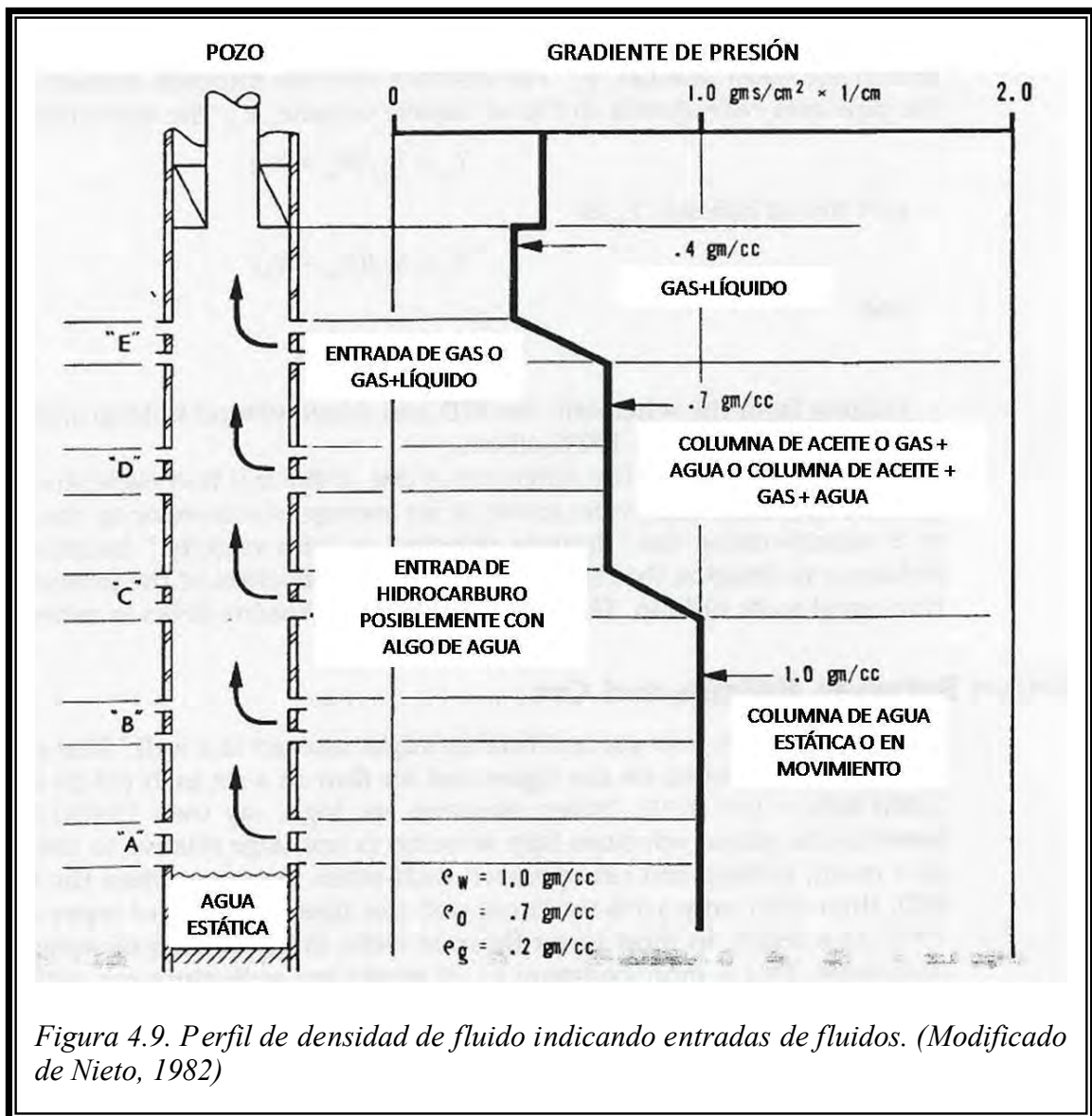


Figura 4.9. Perfil de densidad de fluido indicando entradas de fluidos. (Modificado de Nieto, 1982)

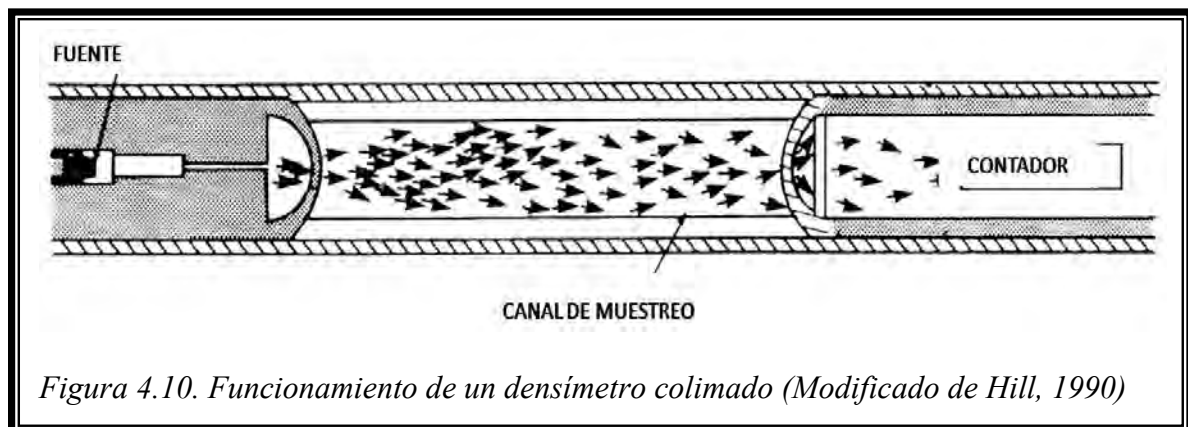
Algunos de los factores que afectan las mediciones de la densidad del fluido son los gastos de gas muy altos, ya que la herramienta se descalibra por la turbulencia del flujo, por lo que solo se pueden obtener datos cualitativos de la zonas de agua, gas o aceite y; el movimiento armónico del cable que experimenta alargamiento cuando se introduce o extrae la herramienta.

4.4.2 Instrumentos nucleares

4.4.2.1 Densímetro

La principal herramienta empleada para medir la densidad de la mezcla es aquella basada en la absorción de rayos gamma, el densímetro; herramienta fundamentada en el hecho de que la absorción de rayos gamma es inversamente proporcional a la densidad del material a través del cual los rayos gamma están pasando.

Son dos tipos principales de densímetros, el enfocado o colimado, y el no-enfocado. La Figura 4.10 muestra el funcionamiento de una herramienta enfocada, la cual consiste en un detector de rayos gamma y en una fuente de rayos gamma (generalmente Cesio 137) con la capacidad de disparar un flujo de rayos gamma a lo largo de cerca de 10 [cm] (4 [in]); dicho flujo se arroja a través de un espacio inicialmente vacío, espacio que se abre para permitir la entrada del fluido que se medirá. Al ser una herramienta enfocada, se disminuye el efecto de la dispersión (“scattering”), que es el cambio en la dirección de la energía, debido a las colisiones que sufre por la no homogeneidad o anisotropía del medio.



La respuesta de la sonda disminuye logarítmicamente con el incremento de la densidad del fluido, teniéndose que:

$$\log N_{GR} = a - b \rho_f \quad \dots (E-4.15)$$

donde N_{GR} es la tasa de conteo, a y b son constantes que dependen de la herramienta y ρ_f es la densidad del fluido. Así, cuanto más grande sea la densidad, menor será el número de rayos gamma medidos.

Los densímetros no enfocados emplean también una fuente de rayos gamma, sin embargo, los emiten en toda la región alrededor de la herramienta, por lo que se ven afectados por la dispersión. Al ser el área de investigación una superficie elipsoidal entre la fuente y el detector, suele emplearse esta herramienta para evaluar la terminación por grava (“gravel pack”). Además, son de hecho los únicos dispositivos que sirven en pozos altamente desviados u horizontales, ya que los densímetros enfocados sólo detectan los fluidos que el flujo de radioactividad atraviesa, al ser pequeña la zona de muestreo. Así, en caso de un flujo segregado por ejemplo, se detectaría sólo la fase pesada, por lo que la medición no tendría relación alguna con la densidad promedio.

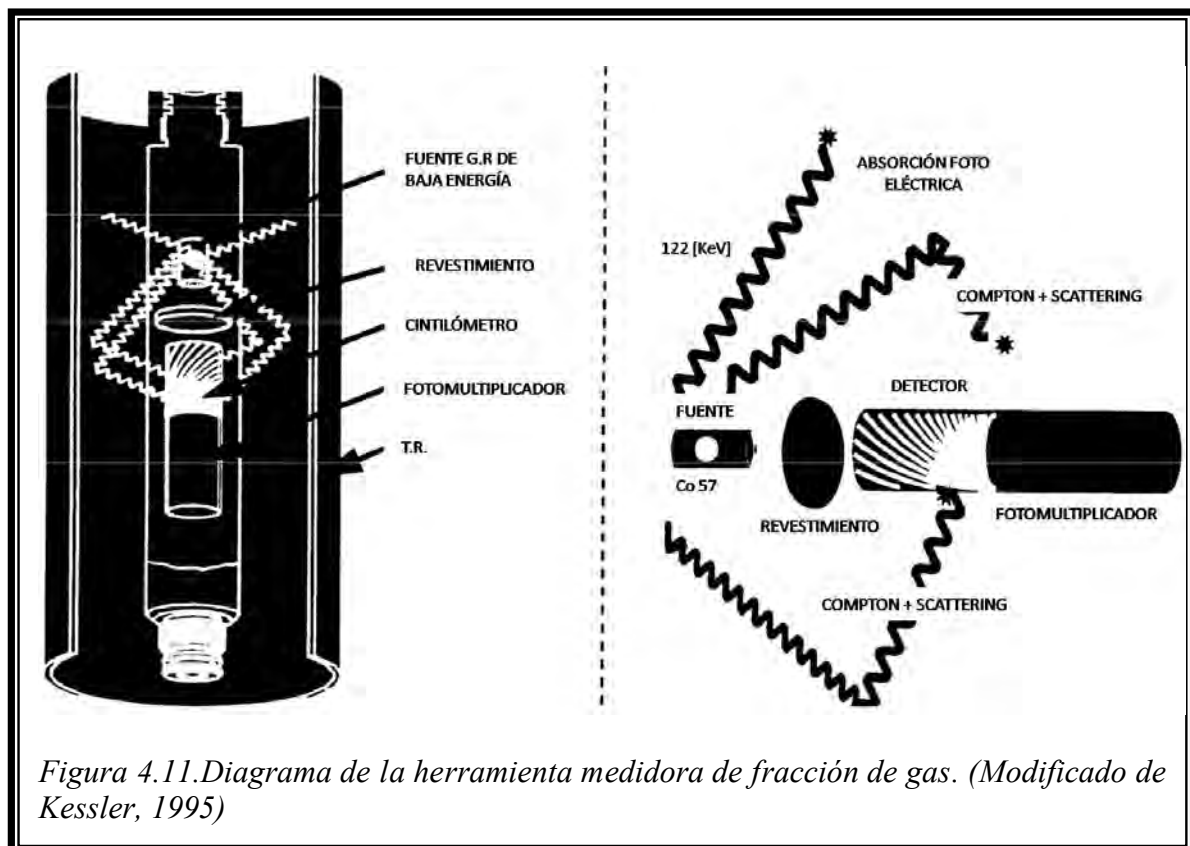
Considerando que los densímetros están basados en el decaimiento radioactivo, las lecturas están sujetas a variaciones estadísticas; este efecto puede minimizarse promediando la respuesta de la herramienta durante un período finito de tiempo, por lo que algunas mediciones estáticas con el densímetro resultan de mucha ayuda, permitiendo la eliminación de estas fluctuaciones estadísticas.

Los instrumentos nucleares, a lo largo de la historia de los registros de pozo, han sido empleados con diversos objetivos, dentro de los registros de producción nos ayudan en la identificación de fluidos, partiendo de la relación existente con la densidad de los mismos. Sin embargo, no es la única aplicación de estos aparatos, por lo que resulta necesario tener un apartado donde se mencionen todas las virtudes de las herramientas nucleares, así, el subtema 4.5 *Neutrón Pulsado* se enfocará al uso de estas herramientas para la determinación de perfiles de flujo y valores de colgamiento, además de un pequeño recuento histórico del empleo de instrumentos radioactivos

4.4.2.2 Medidor de fracción de gas

La configuración de esta herramienta comercial es similar a un dispositivo de densidad no enfocado, salvo que esta emplea una fuente de baja energía (Cobalto 57, 122 [Kev]) y el espacio entre fuente y detector es de apenas 2.5 [cm] (1 [in]).

Los rayos gamma que salen de la fuente sufren scattering debido a los fluidos alrededor de la herramienta; el conteo posterior en el detector está directamente relacionado a la densidad del fluido y en un menor grado, al número atómico de los elementos presentes en el fluido. La herramienta evita medir directamente el material entre la fuente y el detector (Figura 4.11). Es sensible a la dispersión, no a la atenuación de los rayos gamma por el material alrededor de la sonda. En el densímetro, bajos conteos significan altas densidades, en este medidor sucede justo lo contrario.



Antes de continuar, resultará conveniente retomar los principios sobre el comportamiento de los rayos gamma en los materiales. La detección de partículas en eventos nucleares se basa en el hecho de que una partícula cargada pasa a través de la materia, deja a lo largo de su trayectoria una hilera de átomos ionizados o excitados y moléculas que pueden detectarse o contarse. Los rayos gamma producen electrones secundarios por tres diferentes efectos.

- i. Efecto fotoeléctrico. La energía presente es de unos cuantos volts, el rayo entra en un átomo y desaparece con la emisión de un electrón de alta velocidad. La absorción de los rayos gamma es mayor cuanto más grande sea el número atómico de los elementos absorbedores (lo cual explica la falta de sensibilidad de la herramienta a los materiales fuera de la tubería de revestimiento). Predomina debajo de 150 [KeV].
- ii. Efecto Compton. Predomina entre 150 [KeV] y 2 [MeV], se producen electrones y rayos gamma adicionales, que a su vez pueden ser absorbidos.
- iii. Producción de pares. Se realiza a niveles altos de energía, mayores a 2 [MeV].

Inicialmente, los rayos emitidos se comportarán bajo las características del efecto Compton y la intensidad de los rayos que han sufrido dispersión recibidos en el detector será proporcional a la densidad electrónica de los fluidos en el pozo. Partiendo del hecho de que los líquidos son más densos que los gases, existe una mayor energía dispersión cuando hay líquidos presentes, observándose conteos mayores en el detector. Dado que el agua y el aceite son similares en cuanto a su densidad electrónica, la herramienta en general discrimina líquidos de gas.

4.4.3 Instrumentos de capacitancia

Los dispositivos capacitores fueron desarrollados para medir la fracción de agua en un flujo multifásico, por lo que son algunas veces llamados medidores de fracción de agua (“water-cut meter”). Su funcionamiento se basa en las mediciones de capacitancia dentro del pozo.

Están formados básicamente de capacitores coaxiales; el valor de capacitancia se determina mediante la aplicación de una diferencia de potencial entre un electrodo central y la parte externa de la herramienta. Un esquema generalizado de la herramienta puede apreciarse en la Figura F-4.12.

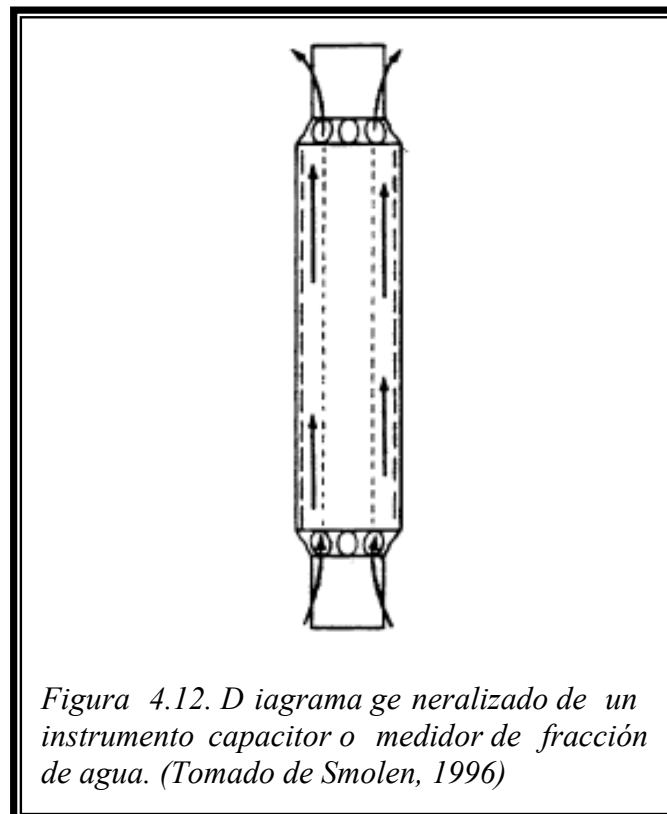


Figura 4.12. Diagrama generalizado de un instrumento capacitivo o medidor de fracción de agua. (Tomado de Smolen, 1996)

Dado que la capacitancia medida es una función de la constante dieléctrica de los fluidos muestreados en la cámara que la herramienta posee, el registro provee una medición de la constante dieléctrica. La gran diferencia entre las constantes dieléctricas de los aceites (de 2 a 6) y el agua (80), proporciona buenos resultados para muestras no emulsificadas (cuando la fase continua en una muestra emulsificada es conductiva, e.g. el agua, la medición se aproxima a la de las muestras con 100% de agua). Puesto que las constantes dieléctricas de los gases son cerca de 1, el registro de capacitancia no discrimina entre aceite y gas. Para fluidos de densidades similares, como el agua y el aceite, se obtiene una mejor diferenciación entre ellos, respecto de las herramientas de densidad.

Una de las desventajas de estas herramientas es que la respuesta a la fracción de agua no es lineal. Cuando el agua es la fase continua de un flujo multifásico, la herramienta tiene poca sensibilidad debido a la presencia de una trayectoria eléctrica continua a través del agua. *La sensibilidad resulta ser buena cuando se tiene hasta un 50% de fracción de agua* (Hill, 1990). Otro problema que se presenta se debe al pequeño tamaño de la cámara muestreadora del fluido; el registro puede indicar presencia de 100% de agua por ejemplo, en pozos inclinados, aún cuando se tenga considerable cantidad de aceite, lo cual se debe a que el hidrocarburo fluye en la parte superior de la tubería y no alcanza a ser detectado.

4.4.4 Instrumentos ópticos

A principios de la década iniciada en el año 2000, apareció en el mercado una nueva herramienta de producción, la cual emplea 4 sensores ópticos separados a 90 grados, dispuestos cada uno en un brazo retráctil; dichos sensores responden al índice de refracción. El índice de refracción de un fluido es el cociente de la velocidad de la luz en el vacío, entre la velocidad de la luz en el fluido en cuestión. Varía de 1.39 en crudos ligeros a 1.49 en crudos pesados.

La herramienta se encuentra particularmente diseñada para el cálculo de la fracción de gas en mezclas líquido-gas, por lo que resulta muy útil para identificar entradas de gas en pozos de agua o aceite o identificar material condensado en pozos de gas.

Constituye la primera aplicación de tecnología óptica para la cuantificación del colgamiento. Dentro del cuerpo de la herramienta, se emite luz mediante un Diodo Emisor de Luz (“LED” por sus siglas en inglés), luz que viaja a través una fibra óptica protegida de las condiciones del pozo y arriba a un sensor muy delgado hecho de zafiro. Cuando la luz alcanza la punta del sensor de zafiro, transmite un poco de energía hacia los fluidos del pozo, mientras que el resto se refleja y viaja de regreso a través de la fibra óptica. La luz reflejada llega a un detector que convierte la señal luminosa en una señal eléctrica (Figura 4.13).

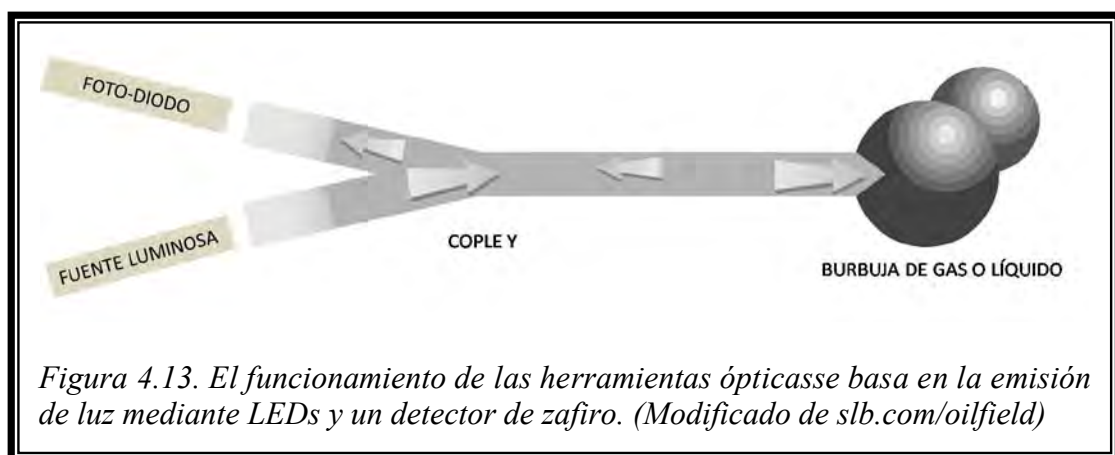
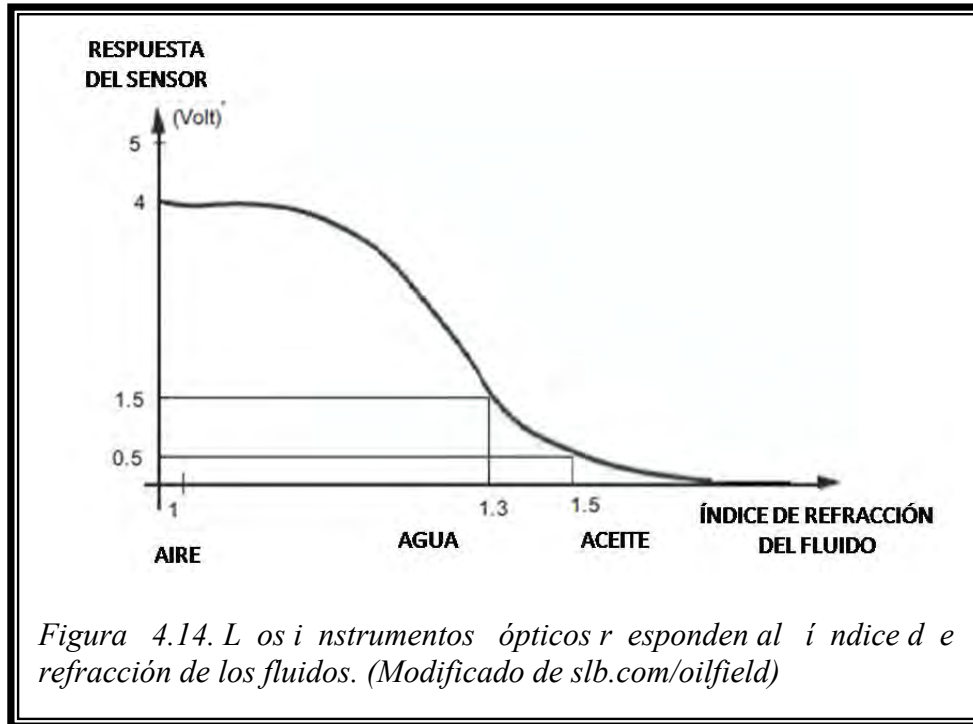
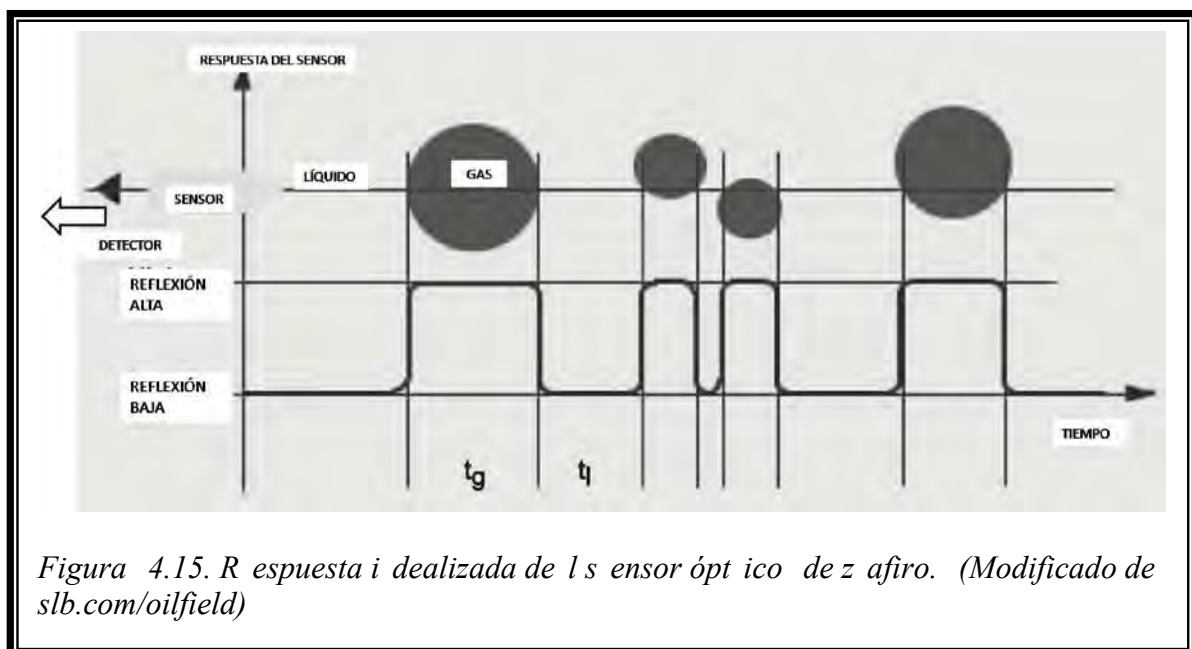


Figura 4.13. El funcionamiento de las herramientas ópticas se basa en la emisión de luz mediante LEDs y un detector de zafiro. (Modificado de slb.com/oilfield)

La cantidad de luz reflejada depende del índice de refracción y de la forma del sensor, el cual se encuentra diseñado para que la cantidad de luz reflejada sea mucho mayor cuando el sensor se encuentra en gas. En aire o gas casi 100% de la luz es reflejada; en líquidos menos del 40%. Siendo que las propiedades ópticas de los líquidos y gases son tan diferentes, es relativamente fácil su diferenciación. La Figura 4.14 despliega un gráfico que muestra la respuesta del sensor, como función del índice de refracción.



Bajo condiciones ideales de flujo multifásico, cada sensor perfora las burbujas de fluido sin deformarlas o alterando sus trayectorias. Idealizando este proceso como una señal binaria, con una reflexión grande cuando el sensor está en gas y reflexión baja cuando está en un líquido. Existe una transición instantánea entre estos niveles cuando el sensor atraviesa una interfase gas-líquido o líquido-gas (Figura 4.15)



Los parámetros que pueden ser derivados de esta respuesta son el colgamiento del agua V_w y el conteo de burbujas, B_c . Bajo condiciones ideales, Y_w viene dado por el cociente del tiempo durante el cual la señal es alta entre el total del tiempo que es monitoreada la señal (T). Por otro lado, el conteo de burbujas es el cociente entre el número de burbujas encontradas por el sensor en el tiempo T, entre T.

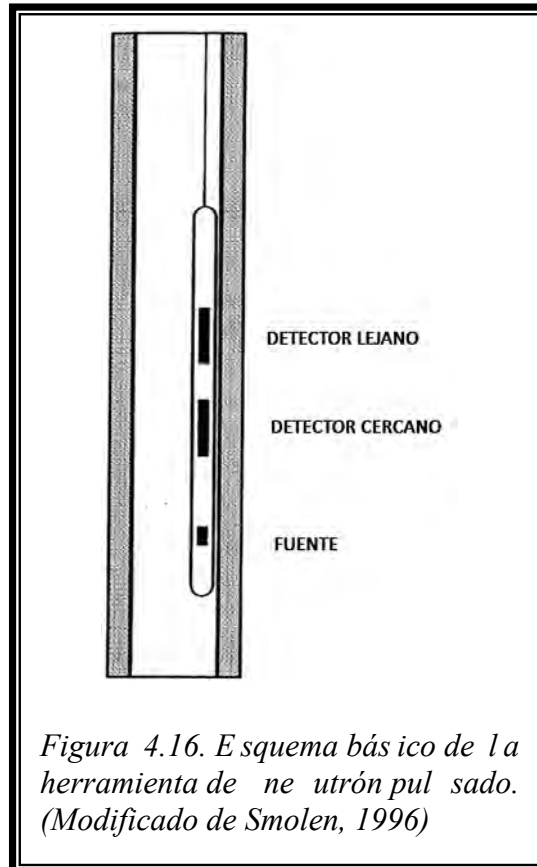
4.5 NEUTRÓN PULSADO

El registro de captura de neutrón pulsado (PNC) es de los más importantes dentro de la evaluación de la formación en agujero entubado; está diseñado precisamente para operaciones dentro de la tubería de producción y poseen un diámetro de 1 11/16 [in] (42.9 [cm]). Más allá de los usos petrofísicos (saturación de agua, porosidad, presencia de gas, entre otros), en los últimos años se ha aplicado este tipo de herramientas en pozos donde se desea caracterizar el movimiento de fluidos; de aquí el que merezca un apartado en este trabajo.

4.5.1 Principios operativos

4.5.1.1 Descripción de la herramienta

La configuración típica de una herramienta PNC se observa en la Figura 4.16. La fuente pulsante o minitrón emite periódicamente (en intervalos de 1 000 microsegundos) chorros de neutrones de 14 millones de electrovolts. Estos neutrones interactúan con el medio circundante generando la emisión de rayos gamma a los que son sensibles el par de detectores. De estos detectores uno es el cercano (o de espaciado corto, N o SS) y el otro el lejano (o de espaciado largo, F o LS). El cercano se halla a 1 [ft] (30.5 [cm]) encima de la fuente, y el lejano a 2 [ft].



4.5.1.2 Comportamiento de los neutrones

Los neutrones pueden interactuar con el núcleo de los elementos alrededor del pozo de dos maneras, por disipación o captura. El tipo de interacción depende en gran parte de la energía del neutrón y del núcleo en cuestión. Los neutrones pueden dividirse en grupos como sigue: 1) neutrones rápidos (arriba de 100 [KeV]), 2) de energía puntual intermedia (entre 100 [eV y 100 [KeV]), 3) neutrones lentos o epitermales (entre 0.025 [eV] y 100 [eV]) y 4) termales (0.025 [eV] o menos).

Los neutrones pueden ser capturados por un núcleo a cualquier energía, pero la probabilidad de que un neutrón rápido sea capturado es mucho menor que la de un neutrón lento. Cuando se agrega energía a un núcleo, ésta se realiza por medio de rayos gamma, que es característica del núcleo y se puede observar y registrar. En el caso de disipación de neutrones, éstos chocan con el núcleo, teniéndose dos tipos de colisiones: 1) Elástica (la colisión es cinética y se transfiere sólo energía cinética al núcleo) y 2) Inelástica (la colisión involucra tanto energía cinética como interna). En el caso de la primera, no se produce radiación de ningún tipo, sólo pérdida de energía interna transferida del neutrón al núcleo. En una colisión inelástica, se producen rayos gamma, que si se cuantifican, puede ser indicativo del tipo de núcleo presente.

La energía de los neutrones es un factor importante en la disipación inelástica; por cada núcleo hay una cierta energía de entrada en la cual la reacción de la disipación inelástica no tendrá lugar, la energía de neutrones requerida es al menos tan alta como los rayos gamma resultantes de la reacción. La energía perdida por una colisión elástica de neutrones es dependiente de las masas relativas del neutrón y del núcleo. Si el átomo es hidrógeno, el cual tiene un sólo protón, el núcleo puede perder su energía total en la colisión.

Los 14 [MeV] de neutrones emitidos por la fuente interactúan con el medio hasta que se convierten en electrones termales, a esta velocidad sucede el fenómeno de captura. La velocidad de captura se relaciona directamente con el número de colisiones de neutrones termales con partículas de hidrógeno y cloro; esta velocidad es de suma importancia en los registros de neutrón pulsado. Los rayos gamma generados tras varios segundos, minutos o incluso más; son importantes en los registros de oxígeno activado.

4.5.1.3 Sección transversal de captura

Los neutrones termales son capturados por distintos materiales a distintas a velocidades. La medición de la probabilidad de captura de un neutrón termal por determinado material es la sección transversal de captura. La unidad de captura es igual a 10^{21} [b/cm³] (1barn = 1 b = 10^{-28} [m²]). Cuanto más grande sea la sección de captura, mayor es la probabilidad de que ocurra un evento de captura con la consecuente emisión de rayos gamma. El símbolo que representa la sección transversal de captura es sigma (Σ)

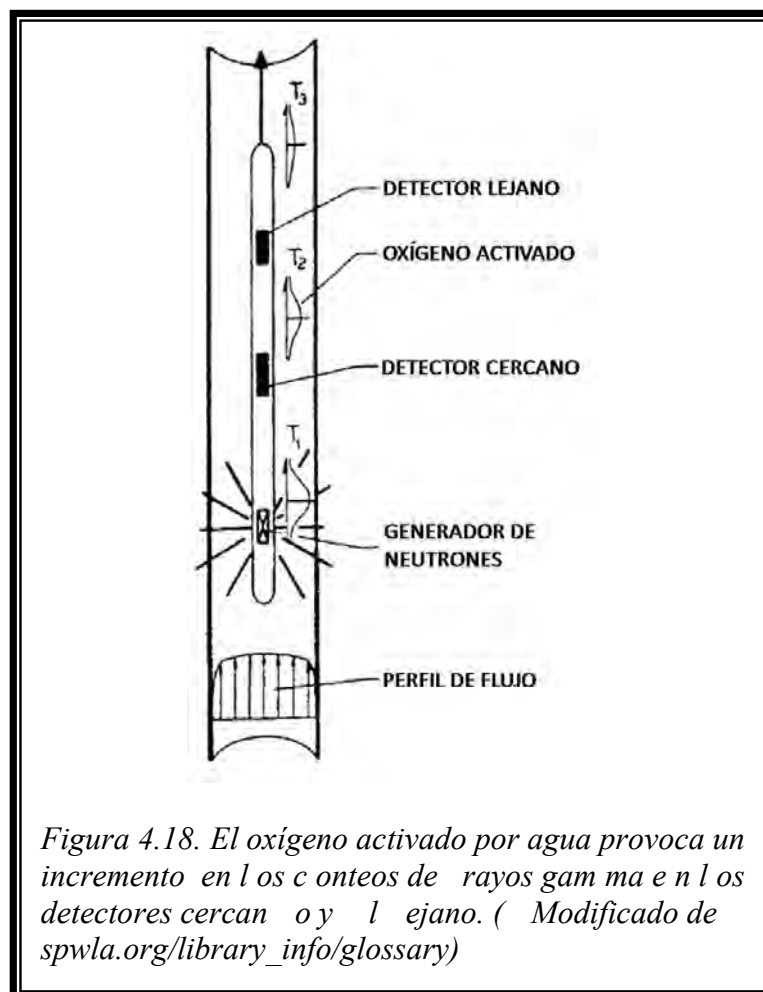
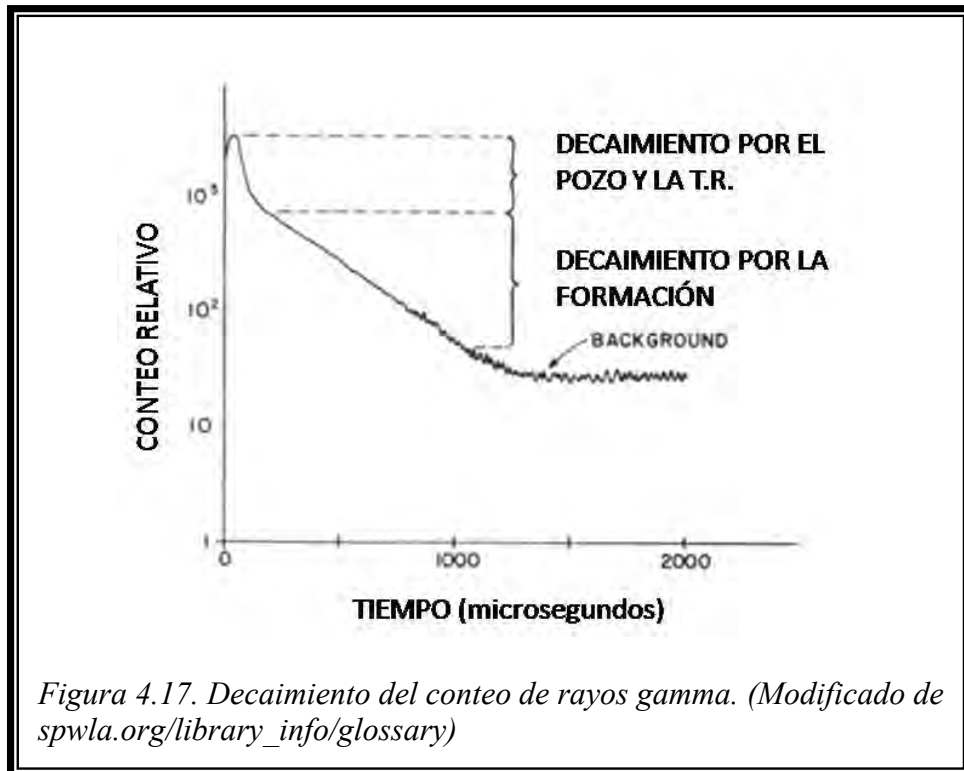
4.5.1.4 Detección de agua con oxígeno activado

Luego de que los neutrones que salen de la fuente se vuelven termales, decaerán exponencialmente de acuerdo a la ecuación E-4.16, que puede a su vez visualizarse en las Figuras 4.17 y 4.18.

$$N = [N_0 e^{-(t+t_0) / \tau}] + B \dots (E-4.16)$$

donde,

N: Cantidad de neutrones en el tiempo t,
 N₀: Cantidad de neutrones en el tiempo t₀,
 t₀: Tiempo inicial,
 t: Tiempo transcurrido desde t₀,
 τ: Tiempo de decaimiento termal



Experimentalmente se descubrió que algunas veces el registro respondía de manera extraña, la razón era el efecto de activación del oxígeno. El oxígeno puede activarse por neutrones de alta energía y producir un isótopo de nitrógeno, el cual decaerá nuevamente a oxígeno con una vida media de 7.1 segundos y emite rayos gamma fácilmente detectables (6.13 [MeV]). En un registro de neutrón pulsado corrido en pozo con perfil de flujo que involucre agua en movimiento pasando por la herramienta, el oxígeno activado se observa como una curva de campana sombreada cuya área decae conforme el agua pasa los detectores. Diversos factores influyen en lo visto por los detectores:

- i. La velocidad del agua debe ser mayor que la velocidad de la herramienta para que se pueda detectar
- ii. La cantidad de agua afecta el tamaño de la señal
- iii. La velocidad relativa y la tasa de decaimiento también lo hacen. El valor máximo de la señal se da cuando la velocidad relativa a la herramienta es:

$$V_{opt} = 5.657 \times L \dots (E-4.17)$$

donde L es el espaciamiento entre fuente y detector.

4.5.2 Desarrollo histórico de las herramientas

Es conveniente hacer una pausa en el estudio teórico de las herramientas de neutrón pulsado, para realizar un recuento histórico sobre cómo estos dispositivos se han ido desarrollando a través de los años, siendo que se empleaban típicamente como registros para evaluar la formación en pozo entubado, y no para el análisis del movimiento de fluidos. A continuación un breve resumen sobre las herramientas comerciales que han aparecido a través de los años.

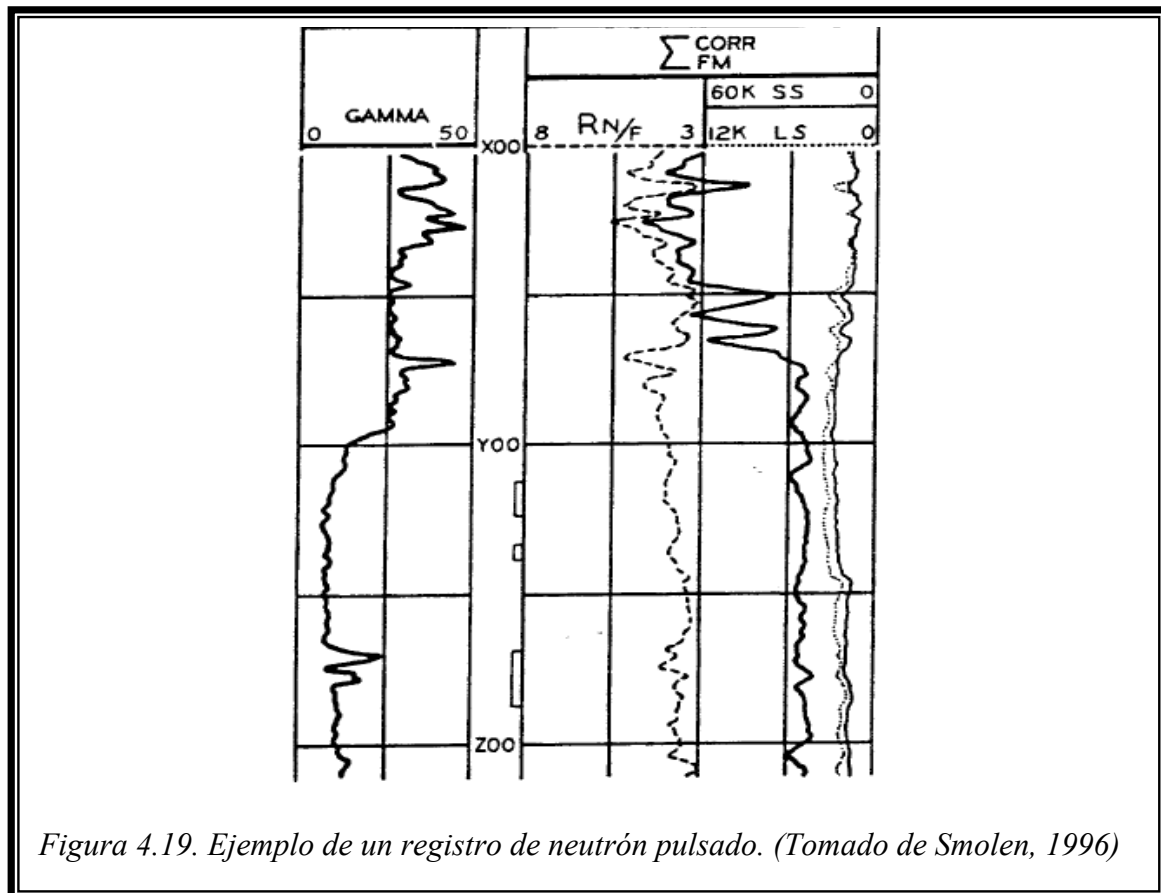
- i. 1963: NLL y DNLL (Dresser Atlas). El registro de vida media de neutrón se realizaba con una herramienta compuesta de un solo detector, la frecuencia de los pulsos de la fuente era de 1000 microsegundos.
- ii. 1968: TDT (Schlumberger). A partir de este año surgieron una serie de herramientas llamadas de Tiempo de Decaimiento Termal. El primer dispositivo de esta familia contenía un solo detector, para 1972 surge la TDT-K, con la innovación de dos detectores y una frecuencia de pulsos que variaba entre los 1000 y 2000 microsegundos. Para 1980 aparece el TDT-M, con una frecuencia de pulsos que variaba desde menos de 1100 hasta más de 5000 microsegundos, dependiendo los estudios que se quisieran realizar. La fuente de neutrones del TDT-M resultaba además, ser mejor (generaba un mayor chorro de neutrones) que la TDT-K. La familia de herramientas TDT se constituyó como la primer serie de herramientas que podían determinar la saturación de agua a través de la tubería de revestimiento.
- iii. 1982: TMD (Halliburton). La herramienta de Decaimiento Termal Multientrada introduce un concepto que redefiniría el curso de las herramientas de neutrón pulsado: el salto de golpe ("skip a beat"). Mientras sus predecesores aventaban chorros de neutrones de manear continua, la TDM, con una frecuencia de pulsos de 800 microsegundos, realizaba una pausa cada 1250 expulsiones. La PDK-100 (Western Atlas) aparecida en 1983 fue la segunda herramienta que empleaba el salto de golpe, tenía una frecuencia de pulsos de 1000 microsegundos. Posteriormente, hacia 1985 aparecería la TDT (Schlumberger), algunas veces referida como TDT-P (Herramienta de Decaimiento Termal de Doble Pulso), la cual, además del salto de golpe, empleaba dos procesos de pulsado, el primero para evaluar los elementos en el agujero del pozo, el segundo para evaluar la formación.
- iv. 1992: RST (Schlumberger). La Herramienta de Saturación del Yacimiento tenía por principal objetivo la descripción del yacimiento, en particular el cálculo de la saturación de agua en pozos entubados, sin embargo, ofrece información valiosa para

obtener el colgamiento en pozos con flujo trifásico, al medir propiedades de carbono/oxígeno aún en condiciones de pozos fluyentes.

4.5.3 Identificación de fluidos

4.5.3.1 Detección de movimiento de agua

Cuando se tiene movimiento de agua a través de la herramienta, el efecto que se presenta es de un conteo excesivo de rayos gamma en los detectores cercano y lejano. La Figura 4.19 muestra un registro TDM hecho en un intervalo de 100 [m] (300 [ft]) con tres conjuntos de zonas disparadas, en el registro los conteos en los detectores N y F se incrementan justo encima de los disparos más bajos e intermedios; esto nos muestra el efecto de la activación del oxígeno como resultado del incremento del flujo de agua en estos puntos de entrada.



La distancia de la fuente a la entrada de agua puede ser fácilmente evaluada, siendo que la distancia entre detectores y entre la fuente y el detector cercano es la misma. Por ejemplo, en la Figura 4.19, el detector cercano primero observa la activación del oxígeno en el punto A, a una profundidad de Y66 [ft], mientras que el detector lejano lo hace a Y63 [ft]. Asumiendo que la distancia entre detectores y entre fuente y detector es igual, entonces la entrada de agua estará localizada a una profundidad de $Y66 \text{ [ft]} + 3 \text{ [ft]} + 1 \text{ [ft]} = Y70 \text{ [ft]}$ (el último término corresponde a un factor de corrección).

La distancia de desplazamiento DD, que es la distancia encima de la entrada a la cual es detectada la activación, puede relacionarse con el espaciado fuente-detector L [ft], la velocidad de la herramienta V_t [ft/min] y la velocidad del agua V_w [ft/min] mediante la ecuación E-4.18. Si el término DD es el conocido, entonces E-4.18 puede reescribirse para obtener la velocidad del agua, como la ecuación E-4.19. Esta técnica es únicamente válida

para cuando se corre el registro hacia arriba; de lo contrario, la activación de la formación provocaría un exceso de rayos gamma, enmascarando la detección de agua.

$$DD = L + (L+V_t) / (V_w-V_t) \quad \dots (E-4.18)$$

$$V_w = (DD V_t) / (DD-L) \quad \dots (E-4.19)$$

4.5.3.2 Colgamiento a partir de sigma

Cuando el agua producida tiene un alto valor de sección transversal de captura (sigma), puede distinguirse de aceites u otros hidrocarburos producidos. El siguiente ejemplo explica la manera de hacerlo; el registro de la Figura 4.20 muestra las curvas de rayos gamma natural (GR) y sigma de la formación, las curvas de los detectores cercano (BKS) y lejos (BKL) y el indicador sigma del pozo (RBOR). Tanto la curva GR como RBOR se muestran para casos de pozo cerrado y fluyente. La curva sigma también, pero como ambas son prácticamente idénticas, solo se muestra una. Las curvas de los detectores sólo se muestran para cuando el pozo estaba abierto. RBOR no es en sí una medición del valor sigma del pozo, sólo un indicativo del mismo.

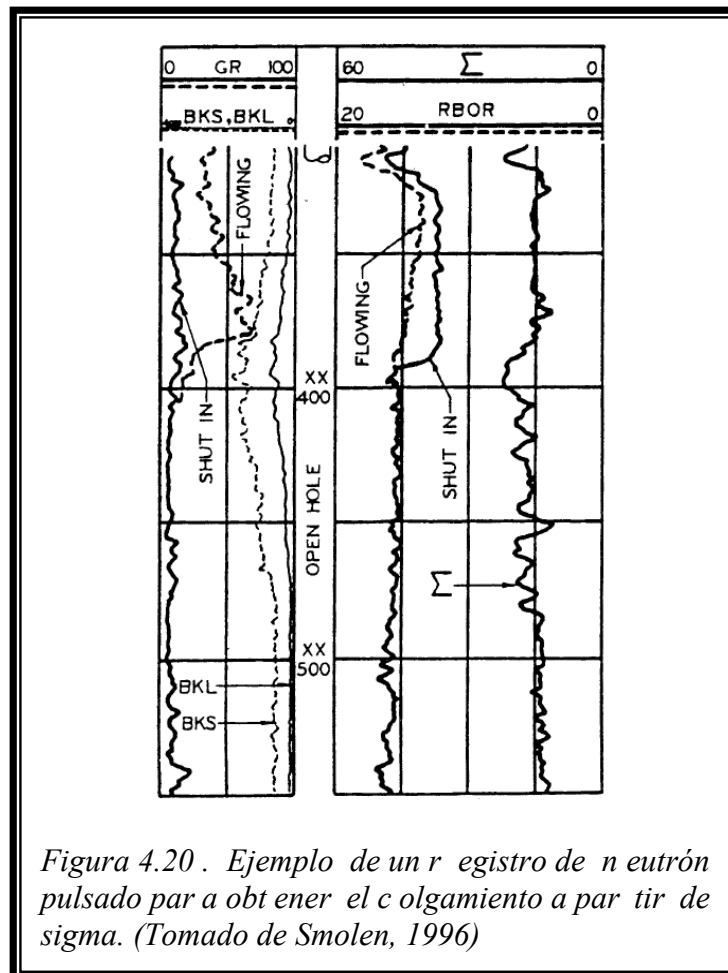


Figura 4.20 . Ejemplo de un registro de neutrón pulsado para obtener el colgamiento a partir de sigma. (Tomado de Smolen, 1996)

En el ejemplo, la curva RBOR en pozo cerrado muestra dos lecturas razonablemente constantes, por debajo de XX395 es cerca de 16 mientras que encima de este punto es de 12.5. Estos valores son el resultado de una columna de fluido segregado, con el agua debajo de XX395 y aceite encima. Resulta entonces que XX385 corresponde al contacto aceite-agua dentro del pozo.

Asumiendo una relación lineal entre el colgamiento y el valor sigma del pozo, se tienen las siguientes ecuaciones (Smolen, 1996):

$$Y_w = (\Sigma_{BH} - \Sigma_{BHO}) / (\Sigma_{BHW} - \Sigma_{BHO}) \dots (E-4.20)$$

$$Y_w + Y_o = 1 \quad \langle\langle \text{flujo bifásico} \rangle\rangle \quad \dots (E-4.21)$$

donde

Σ_{BH} : Indicador de sigma del pozo

Σ_{BHO} : Indicador de sigma del pozo en el intervalo de aceite (pozo cerrado)

Σ_{BHW} : Indicador de sigma del pozo en el intervalo de agua (pozo cerrado)

Para el ejemplo, a la profundidad de XX340 donde la curva RBOR lee 13.75, el colgamiento del agua es:

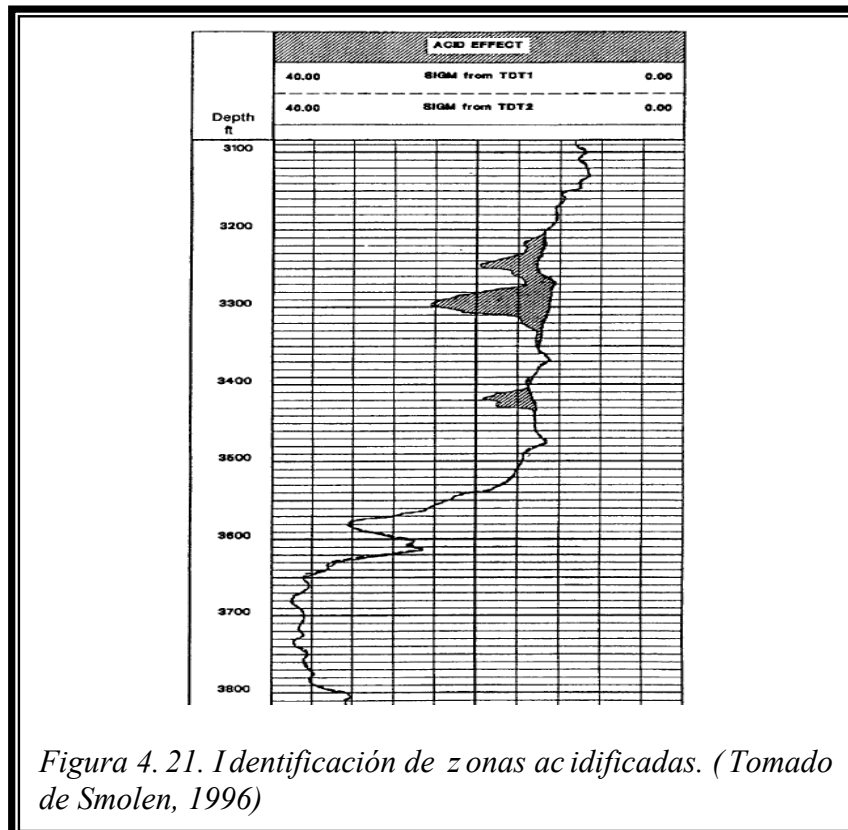
$$Y_w = (13.75 - 12.5) / (16 - 12.5) = 0.36$$

$$Y_o = 0.64$$

4.5.4 Otras aplicaciones

4.5.4.1 Identificación de zonas acidificadas

El tratamiento con ácido clorhídrico (HCl) causa dos efectos que ayudan a detectar la colocación del ácido por medio de registros PNC. El primero es que la acidificación tenderá a incrementar la porosidad, de modo que se tendrá más espacio para alojar fluidos; el segundo es que el ácido residual tenderá a permanecer en la formación durante un tiempo, tales residuos contienen cloruros, los cuales pueden ser detectados por una herramienta de neutrón pulsado. La figura F-4.21 muestra un registro antes y después del tratamiento con ácido; la separación nos indica el incremento aparente del valor sigma de la formación, como respuesta a la acidificación.



4.5.4.2 Detección de canales

Canales tras la T.R. pueden ser detectados corriendo un registro PNC en el pozo, posteriormente, inyectando un fluido con un valor de sigma mayor al fluido presente en el pozo (generalmente boro) y por último, repitiendo el registro PNC. Los canales permitirán el alojamiento del fluido inyectado, por lo que las partes donde los registros varíen considerablemente, pueden indicarnos la presencia de canales.

4.6 INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA

La interpretación cuantitativa de registros en flujo multifásico consiste en técnicas que arrojan valores del gasto volumétrico para cada fase a diferentes profundidades, a diferencia de la interpretación cualitativa que provee información generalizada sobre la localización de entradas de gas, agua y aceite. Durante esta sección se hará un análisis para flujo bifásico, así, una sección aparte se tiene para análisis de flujos de trifásicos. La interpretación está basada en medición del colgamiento (registros de densidad o capacitancia) y en el registro de molinete que arroja la velocidad promedio.

Considérese un flujo de agua y aceite en el cual la velocidad media, v_M es medida con un molinete y la densidad promedio ρ medida por una herramienta de densidad precisamente, misma que asumiremos como la densidad promedio real. Recordando algunas expresiones de la sección 4.2, sabemos que la velocidad y colgamiento de cada una de las fases puede ser calculada con las ecuaciones E-4.22, E-4.23 y E-4.24. Mientras que los gastos volumétricos de cada fase, q_o y q_w están relacionados con las velocidades por medio de las ecuaciones E-4.25 y E-4.26.

$$Y_w = (\rho - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \quad \dots (E-4.22)$$

$$\tilde{v}_o = v_R Y_w + v_M \quad \dots (E-4.23)$$

$$\tilde{v}_w = v_M - (1 - Y_w) v_R \quad \dots (E-4.24)$$

$$q_o = \tilde{v}_o A_w Y_o \quad \dots (E-4.25)$$

$$q_w = \tilde{v}_w A_w Y_w \quad \dots (E-4.26)$$

De las relaciones anteriores llegamos a las ecuaciones E-4.27 y E-4.28 (Hill, 1990):

$$q_o = A_w (1 - Y_w) (v_R Y_w + v_M) \quad \dots (E-4.27)$$

$$q_o = A_w Y_w [v_M - (1 - Y_w) v_R] \quad \dots (E-4.28)$$

Resulta necesario estimar la velocidad de resbalamiento. A continuación, se describen tres aproximaciones presentadas por Hill (1990) empleadas para obtener la velocidad de resbalamiento.

4.6.1 Cálculos de la velocidad de resbalamiento

4.6.1.1 A partir de datos de laboratorio

Diversos métodos empíricos han sido utilizados para, a partir de datos de laboratorio, obtener la velocidad de resbalamiento. Basados en la experiencia en el campo y en pruebas de

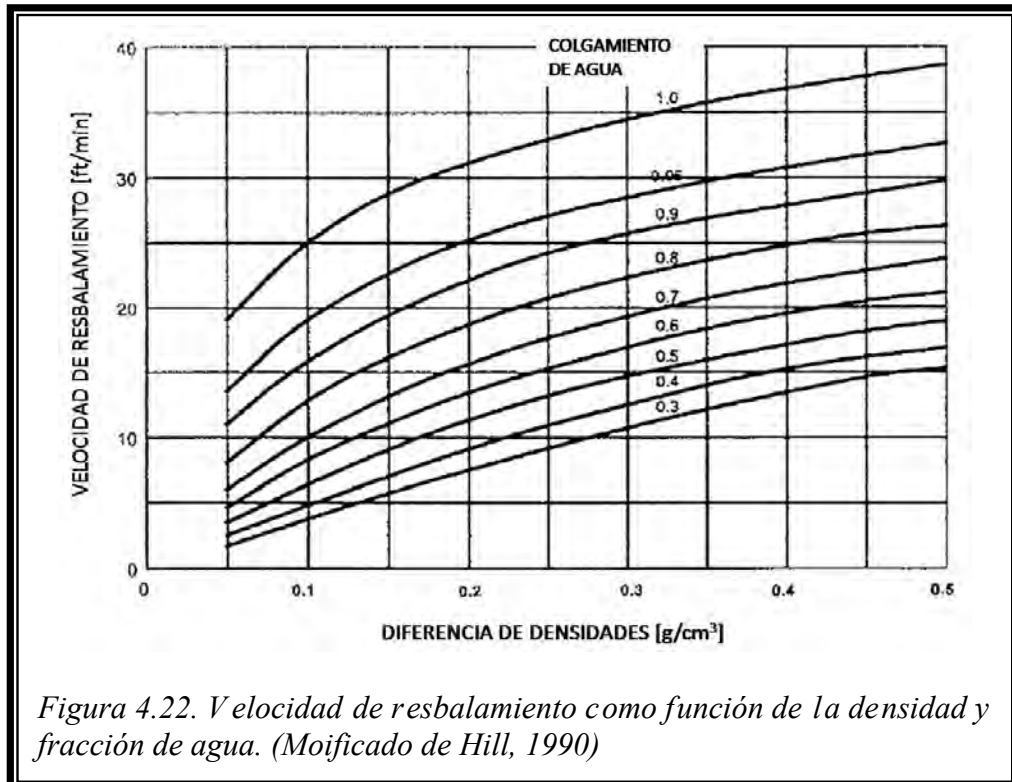
laboratorio para flujo vertical tipo burbuja, con mezclas aceite-agua y gas-agua, se recomiendan las siguientes velocidades de resbalamiento (v_R):

$v_R = 10$ [ft/min] (3 [m/min]), para burbujas de aceite en agua ($\rho_w - \rho_o < 0.15$ [g/cm³]);

$v_R = 20$ [ft/min] (6 [m/min]), para burbujas de aceite en agua ($0.15 < \rho_w - \rho_o < 0.35$ [g/cm³]),

$v_R = 60$ [ft/min] (18 [m/min]), para burbujas de gas en agua.

Para mejorar estas aproximaciones, existe una carta basada en experimentos de flujo burbuja aceite-agua, que nos ayudan a estimar la velocidad de resbalamiento, como una función de la densidad y fracción de agua (Figura 4.22).



4.6.1.2 Asumiéndola como constante

Otro procedimiento consiste en calcular la velocidad de resbalamiento en una profundidad determinada y asumir que la misma se mantiene constante a lo largo de todo el pozo. Si los gastos de agua y aceite en superficie y los factores de volumen (FVF) son conocidos y si no hay pérdida de fluidos en la T.P., los gastos volumétricos de aceite y agua por encima de todas las perforaciones pueden ser calculados a partir de los datos de superficie. Entonces, teniendo un registro de densidad promedio y de molinete la velocidad de resbalamiento es calculada a partir de la ecuación E-4.29.

$$v_R = q_{o100} / [Aw (1 - Y_w)] - q_{w100} / (Aw Y_w) \quad \dots (E-4.29)$$

donde:

$$q_{o100} = q_{os} B_o,$$

$$q_{w100} = q_{ws} B_w,$$

q_{os} : gasto volumétrico de aceite en superficie,

q_{ws} : gasto volumétrico de agua en superficie,

B_o : FVF del aceite y

B_w : FVF del agua.

El molinete también es calibrado a partir de las mediciones hechas arriba de todas las zonas perforadas, en este punto, el gasto volumétrico total (q_{t100}) y la velocidad promedio vienen dadas por las ecuaciones E-4.30 y E-4.31.

$$q_{t100} = q_{o100} + q_{w100} \quad \dots (E-4.30)$$

$$\tilde{v}_{t100} = q_{t100} / A_w \quad \dots (E-4.31)$$

Mientras que la pendiente de la curva respuesta del molinete se calcula con la ecuación E-4.32:

$$m = \tilde{v}_{t100} / f_{100} \quad \dots (E-4.32)$$

La respuesta del molinete se asume lineal por lo que la velocidad del fluido en cualquier otro punto será igual a:

$$v_f = m f \quad \dots (E-4.33)$$

Si el área transversal del pozo es constante, las dos últimas ecuaciones pueden escribirse en términos del gasto volumétrico:

$$m = q_{t100} / f_{100} \quad \dots (E-4.34)$$

$$q = m f \quad \dots (E-4.35)$$

4.6.1.3 A partir de correlaciones de caída de presión

El colgamiento y la velocidad de resbalamiento no son independientes, sino dos formas distintas de expresar las velocidades relativas entre fases de un sistema bifásico. Una correlación busca predecir el colgamiento, de manera que la velocidad de resbalamiento pueda estimarse a partir de dicha correlación. El uso de una de estas correlaciones arroja la siguiente velocidad de resbalamiento:

$$v_R = (0.2 v_M + v_{bs}) / Y_L \quad \dots (E-4.36)$$

donde Y_L es el colgamiento de la fase líquida y v_{bs} es la velocidad de las burbujas dentro de la fase continua.

4.6.2 Cálculo del gasto

El cálculo de los gastos de cada una de las fases en un intervalo i dentro de un pozo con un sistema bifásico, se convierte en una simple relación matemática si se conocen los siguientes parámetros (Smolen, 1996):

Q : gasto total determinando a partir de un registro de molinete,

Y_H : Colgamiento de la fase pesada determinada con un registro FID y

v_R : Velocidad de resbalamiento.

Para cada intervalo i , los gastos individuales de las fases pesada y ligera se definen por:

$$Q_H = Y_H [Q - 1.4 (ID^2 - d^2) v_R (1 - Y_H)] \quad \dots (E-4.37)$$

$$Q_L = Q - Q_H \quad \dots (E-4.38)$$

donde, para un intervalo i :

Q: gasto total,

Q_H : gasto de la fase pesada,

Q_L : gasto de la fase ligera,

Y_H : colgamiento de la fase pesada,

v_R : velocidad de resbalamiento,

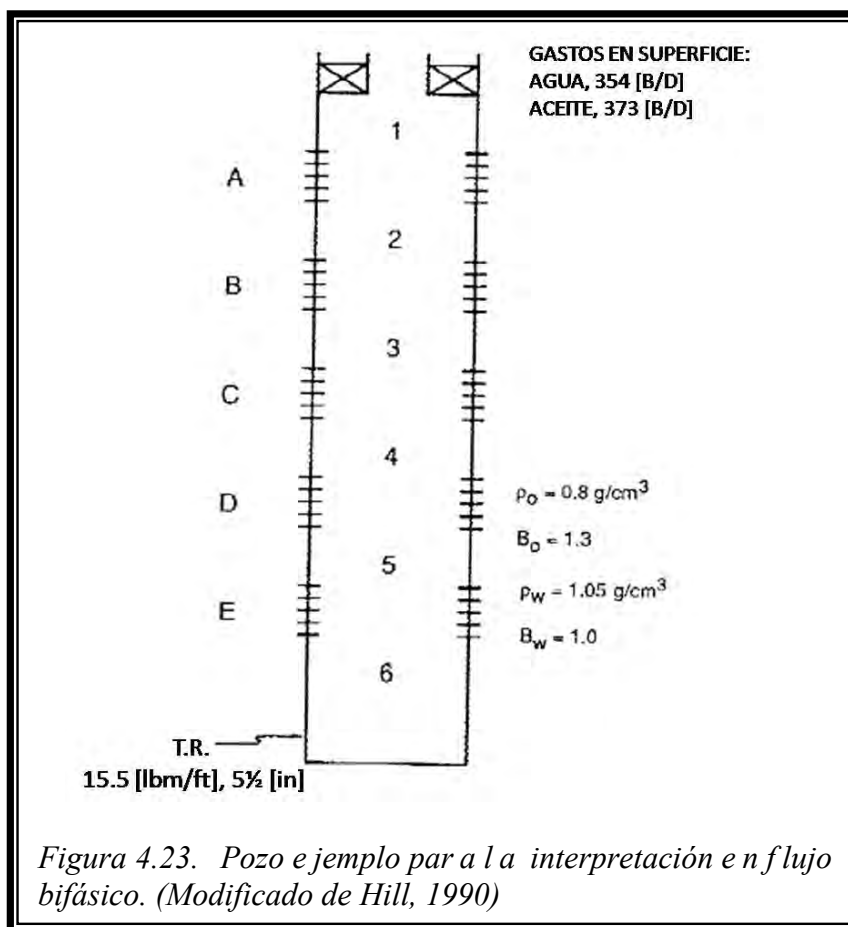
ID: diámetro interno de la mezcla y

d: diámetro de la tubería.

El factor 1.4 cambia a 0.1131 si se desea trabajar en unidades del sistema métrico.

4.6.3 Ejemplo de interpretación en flujo bifásico

Supóngase un pozo en el cual cinco zonas productoras han sido disparadas, como se muestra en la Figura 4.23. Se corrieron registros de gradiomanómetro y un molinete con empacador sencillo, con mediciones tomadas en las seis estaciones mostradas en la Tabla 4.1.



A partir de los gastos en superficie, se calculan los gastos en la Estación 1:

$$q_{o100} = (q_{os}) B_o = (373 \text{ [b/d]}) (1.3) = 485 \text{ [b/d]} (77 \text{ [m}^3\text{/d]})$$

$$q_{w100} = q_{ws} = 364 \text{ [b/d]} (58 \text{ [m}^3\text{/d]})$$

$$q_{t100} = q_{o100} + q_{w100} = 849 \text{ [b/d]} (135 \text{ [m}^3\text{/d]})$$

Entonces es posible obtener la respuesta del molinete:

$$m = q_{t100} / f_{100} = (849 \text{ [b/d]}) / 60 \text{ [rps]} = 14.15 \text{ [(b/d)/rps]} (2.25 \text{ [(m}^3\text{/d)/rps]})$$

Estación	Molinete [rps]	Gradiomanómetro [g/cm ³]
1	60	0.95
2	36	1
3	23	0.99
4	12.4	1.03
5	3.5	1.05
6	0	1.18

Tabla 4.1. Respuestas del gradiomanómetro y del molinete. (Datos de Hill, 1990)

Estación	q _t [B/D]	Y _w	q ₀ [B/D]	q _w [B/D]
1	849	0.6	485	364
2	509	0.8	199	310
3	325	0.76	188	137
4	175	0.92	59	116
5	50	1	0	50
6	0	1	0	0

Tabla 4.2. Resultados del análisis del registro. (Datos de Hill, 1990)

El gasto volumétrico en cada estación ahora puede ser calculado con la ecuación E-4.35 y el colgamiento con la ecuación E-4.3. La Tabla 4.2 muestra los resultados de estos cálculos. El siguiente paso es calcular para la estación 1, la velocidad de resbalamiento, para ello, se obtiene el área de la sección transversal, para el espacio anular entre la herramienta y la tubería. Considerando un diámetro de herramienta de 1 11/16 [in]:

$$A_w = (\pi/4) (d_{2ci}^2 - d_{2T}^2) = (\pi/4) [(4.95/12)^2 - (1.6875/12)^2] = 0.1181 \text{ [ft}^2\text{]} = 0.01 \text{ [m}^2\text{]}$$

Se convierte el gasto volumétrico a unidades de pies cúbicos por minuto,

$$q_o = (485 \text{ [b/d]}) (5 \text{ 615 [ft}^3\text{/bbl]}) / 1 \text{ 440 [min/d]} = 1.89 \text{ [ft}^3\text{/min]} = 0.05 \text{ [m}^3\text{/min]}$$

$$q_w = 1.42 \text{ [ft}^3\text{/min]} = 0.04 \text{ [m}^3\text{/min]}$$

Para calcular la velocidad de resbalamiento en este ejemplo se utiliza la ecuación E-4.29:

$$v_R = \{(1.89 \text{ [ft}^3\text{/min]}) / [(0.1181 \text{ [ft}^2\text{)}) (1-0.6)]\} - \{(1.42 \text{ [ft}^3\text{/min]}) / [(0.1181)(0.6)]\}$$

$$v_R = 20 \text{ [ft/min]} = 6 \text{ [m/min]}$$

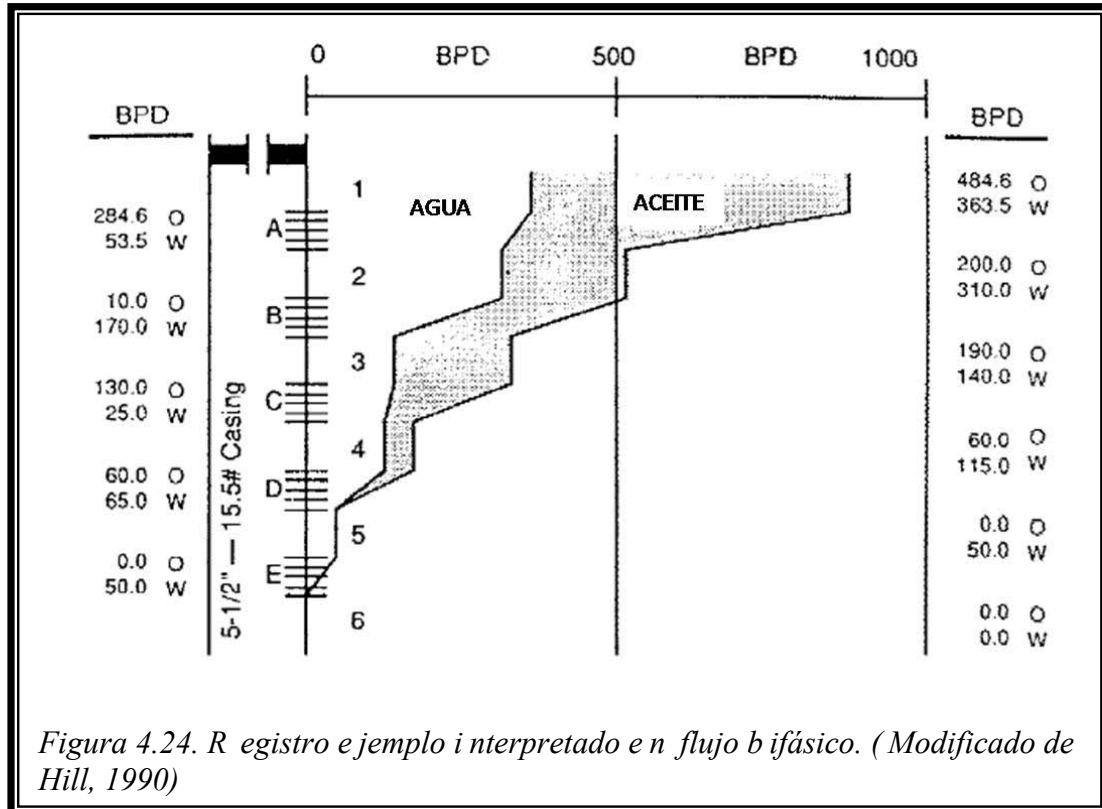
Con este valor, los gastos volumétricos particulares para el aceite y el agua se calculan en las estaciones restantes, con las ecuaciones E-4.27 y E-4.28. Por ejemplo, para la estación 2:

$$q_o = A_w (1 - Y_w) (v_R Y_w + v_M)$$

$$q_{o2} = (0.1181 \text{ [ft}^2\text{)}) (1-0.80) \{(20\text{[ft/min)}](0.80) + 16.8 \text{ [ft/min)}\}$$

$$q_{o2} = 0.775 \text{ [ft}^3\text{/min)} = 199 \text{ [b/d)} = 31.6 \text{ [m}^3\text{/d)}$$

La tabla T-4.2 despliega los resultados finales obtenidos para cada estación. El registro interpretado suele presentarse como un gráfico del gasto de una de las fases y del flujo total como función de la profundidad (Figura 4.24).



4.6.4 Interpretación basada en balances de energía y materia

Los métodos convencionales para medir los gastos de dos fases en un pozo combinan mediciones de colgamiento y molinetes. Requieren ciertas suposiciones sobre la velocidad de resbalamiento para interpretar el perfil de flujo para ambas fases. Esta incertidumbre hace que la técnica se vea reducida en confiabilidad. Como consecuencia, se han hecho esfuerzos importantes concentrados en el desarrollo de nuevas herramientas para flujos de dos fases.

Li et al. (1999) presentan una nueva técnica interpretativa que tiene por principal objetivo emplear los registros de producción clásicos (como lo son el de temperatura y el molinete) para determinar el gasto de agua y aceite en un pozo productor. El método se basa en una solución simultánea de las ecuaciones de materia y energía, las cuales proveen conjuntos de información independientes. Una de las ventajas más importantes que representa es el hecho de que no depende de ninguna suposición acerca de la velocidad de resbalamiento ni tampoco una medición directa del colgamiento.

Los autores muestran ejemplos sintéticos que validan el método, así como un ejemplo de campo, en el cual emplean datos de registros de producción de temperatura y molinete, además de uno de densidad, que de hecho no se requiera en esta técnica interpretativa.

registros que se muestran en la Figura 4.25. La Figura 4.26 muestra los resultados de la interpretación para el pozo, el cual produce agua y aceite. El perfil de flujo en la Figura 4.26 permite ver aceite entrando al fondo del pozo, con una cantidad de agua que también entra y aumenta conforme la profundidad aumenta. El flujo preferencial de agua en la parte superior del pozo indica la presencia de un flujo de canal en el yacimiento en la parte superior del intervalo productor. Esta tendencia es contraria a la que muestra el registro de densidad, pero esto puede deberse a la similitud en la densidad de los dos fluidos presentes. En este pozo, las densidades del aceite y del agua son de 0.9 y 1.02 [g/cm³] respectivamente. La pequeña diferencia entre densidades acentúa el ruido en el registro de densidad, por ello, se puede decir que ninguna información cuantitativa acerca del colgamiento se ha obtenido. Por lo tanto, el método convencional de interpretación (visto en el ejemplo de la sección anterior) no es posible aplicarlo en este caso, y es en donde la nueva técnica tiene lugar.

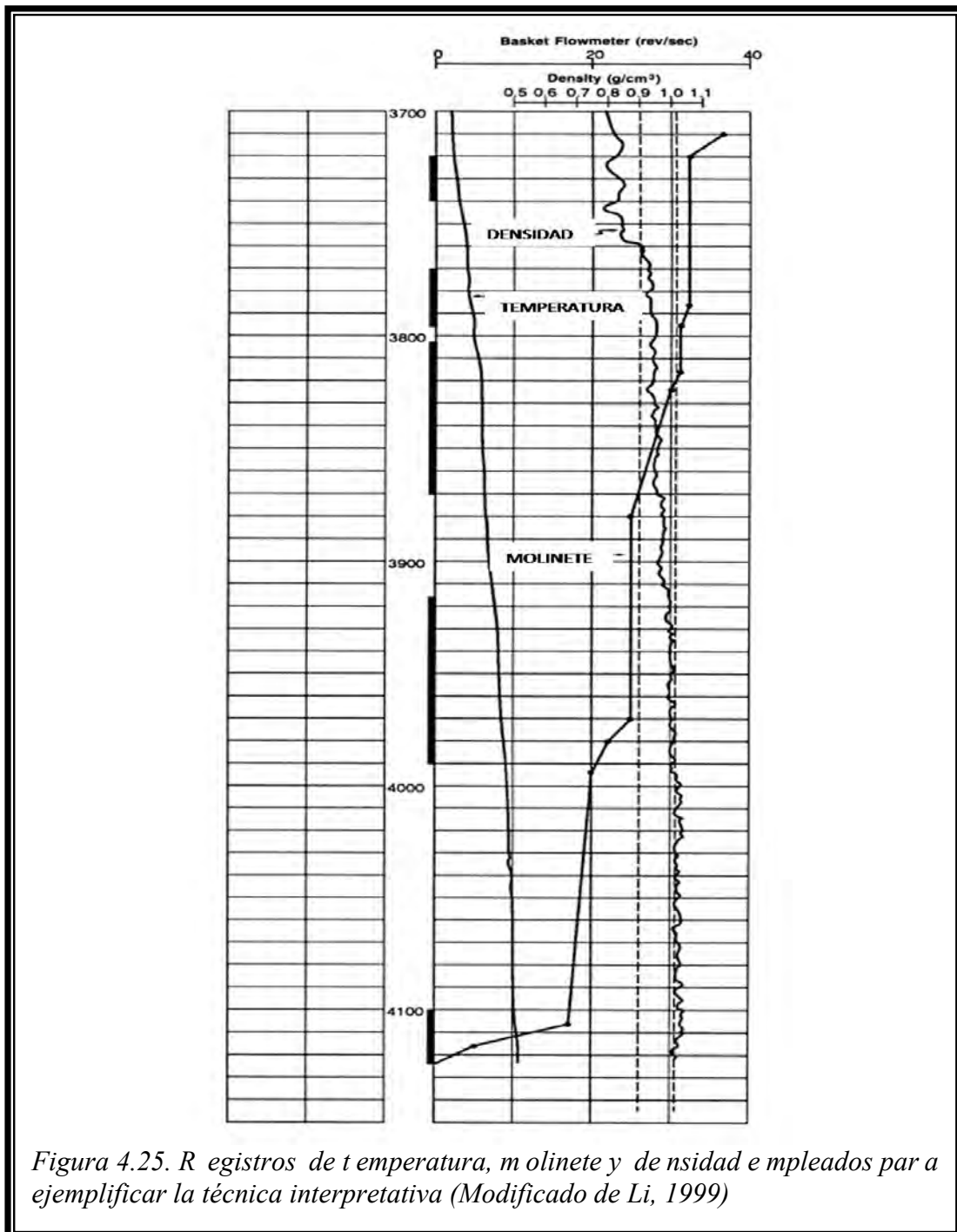
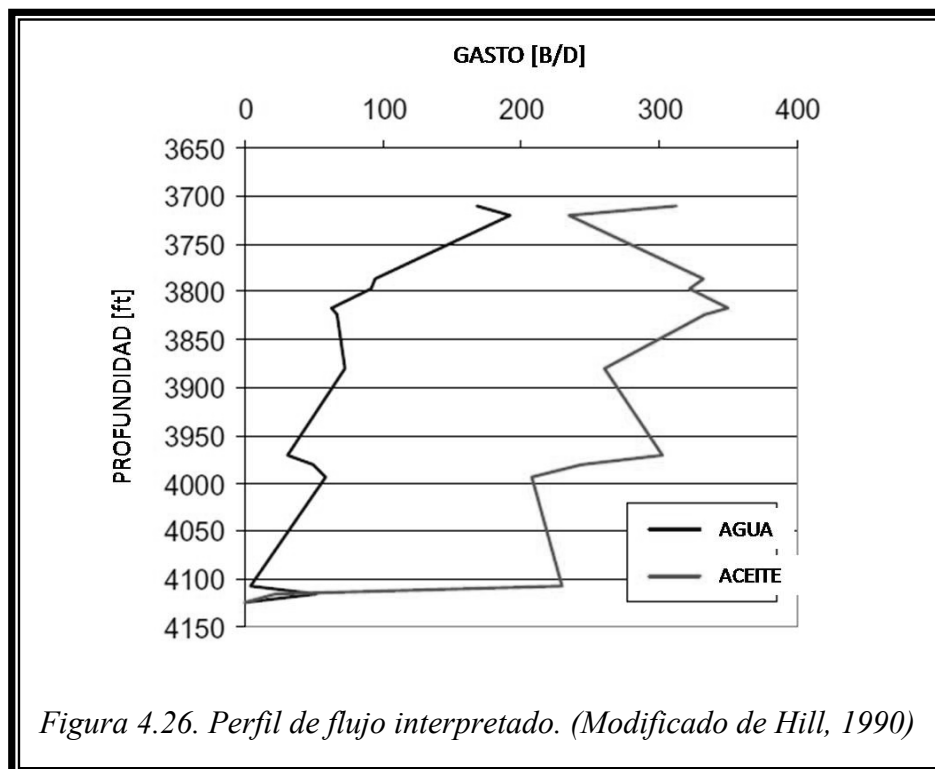


Figura 4.25. Registros de temperatura, molinete y de densidad empleados para ejemplificar la técnica interpretativa (Modificado de Li, 1999)

El valor del gradiente geotérmico empleado para obtener la Figura 4.26 fue de 0.03 [°F/ft], valor que parece ser un poco grande comparado con otros gradientes en la zona continental de los Estados Unidos; no obstante, datos publicados indican que los gradientes en la zona de California donde se llevó a cabo el estudio oscilan entre 0.026 y 0.03 [°F/ft], por lo que los valores obtenidos no son irreales.

Se debe recordar que (de acuerdo al desarrollo matemático que plantean los autores), al depender el método de los diferenciales de transferencia de energía de los dos fluidos, desde una locación profunda a una somera; es importante tener un gradiente geotérmico grande, de hecho, cualquier cosa que acentúe las diferencias de temperatura en la formación hará el método más efectivo. Esto se traduce en que será más aplicable en formaciones delgadas que en aquellas de potencia grande. Además, requiere una considerable diferencia en las capacidades caloríficas de los materiales.



4.6.5 Análisis en sistemas trifásicos

Para analizar un flujo con tres diferentes fases, se requiere un registro adicional (en el ejemplo del sistema bifásico, se emplearon dos, un gradiomanómetro y un molinete) para determinar las fracciones in-situ de cada una de las fases. En algunos casos, la tercer medición se puede obtener con un registro de capacitancia. En un sistema trifásico se cumple que:

$$Y_w + Y_o + Y_g = 1 \quad \dots (E-4.39)$$

Nuevamente, se tiene que asumir que se dispone de las mediciones de velocidad y densidad promedio ($\bar{v}, \bar{\rho}$), así, el colgamiento de aceite se calcula con la ecuación E-4.40 y el del gas con la ecuación E-4.41.

$$Y_o = [(\bar{\rho} - \rho_g) - Y_w(\rho - \rho_g)] / (\rho_o - \rho_g) \quad \dots (E-4.40)$$

$$Y_g = 1 - Y_o - Y_w \quad \dots (E-4.41)$$

El colgamiento de cada fase es así determinado a partir de mediciones de capacitancia y densidad. Para concluir el análisis, se asume que no ocurre resbalamiento entre el agua y el aceite, de tal forma que:

$$\tilde{v}_w = \tilde{v}_o = \tilde{v}_L \quad \dots (E-4.42)$$

$$v_R = \tilde{v}_g - \tilde{v}_L \quad \dots (E-4.43)$$

Se tiene en este punto justo el mismo problema que para flujos de dos fases: la velocidad de resbalamiento; la cual puede similarmente, ser determinada de pruebas de laboratorios, correlaciones o de mediciones hechas por arriba de todas las zonas disparadas.

4.6.6 Interpretación cualitativa

Para el análisis cuantitativo de los registros de producción en flujo multifásico, se ha visto que en ocasiones es necesario realizar ciertas suposiciones, lo cual vuelve un tanto incierto los resultados que se obtienen. Por tal motivo, en ocasiones suele ser mejor emplear estos registros en una forma cualitativa.

4.7 REFERENCIAS

- CHACE, DAVID; TRCKA, DARRYL; DAN GEORGI & WANG, JIANRONG
New Instrumentation and Methods for Production Logging in Multiphase Horizontal Wells
Society of Petroleum Engineers 53220, 1999
- ECONOMIDES, MICHAEL J.; HILL, DANIEL A. & EHLIG-ECONOMIDES, CHRISTINE
Petroleum Production Systems
Prentice Hall PTR
USA, 1994
- EYVAZZADEH, RAMSIN Y.; KELDER, OSCAR; HAJARI, A.A.; MA, SHOUXIANG & BEHAIR, ABDALLAH
Modern Carbon/Oxygen Logging Methodologies: Comparing Hydrocarbon Saturation Determination Techniques
Society of Petroleum Engineers 90339, 2004
- HEARST, JOSEPH R. & NELSON, PHILIP H.
Well logging for physical properties. A handbook for Geophysics, Geologists and Engineers
John Wiley & Sons Ltd. 2nd Ed.
England, 2000
- HILL, A. DANIEL
Production logging – Theoretical and interpretive elements
Society of Petroleum Engineers Monograph Series
United States, 1990
- KESSLER, CALVIN & GARY FRISCH
New Fullbore Production Logging Sensor Improves the Evaluation of Production in Deviated and Horizontal Wells
Society of Petroleum Engineers 29815, 1995
- LI, H.; ZHU, D.; LAKE, L.W. & HILL, A.D.
A New Method to Interpret Two-Phase Profiles From Temperature and Flowmeter Logs
Society of Petroleum Engineers 56793, 1999
- ORTEGA SANTIAGO, HÉCTOR
Aplicación de los registros de producción en pozos de la zona marina de Campeche
Facultad de Ingeniería, UNAM
1999
- PIERS, G.E.; PERKINS, J. & ESCOTT, D.
A New Flowmeter for Production Logging and Well Testing
Society of Petroleum Engineers 16819, 1987
- PETEX
The production story
- SCHLUMBERGER
Cased Hole Log Interpretation
Principles/Applications
1989
- Slb.com/oilfield
- SMOLEN, JAMES J.
Cased hole and production log evaluation
PennWell
United States, 1996
- spwla.org/library_info/glossary/
- RODRÍGUEZ NIETO, RAFAEL
Apuntes de Evaluación de la Producción
Facultad de Ingeniería, UNAM
Ciudad Universitaria, México 1982

STRUBHAR, MALCOLM K.; BLACKBURN,
JAMES S. & LEE, JOHN W.

Production Operations Course II: Well Diagnosis
Society of Petroleum Engineers
USA, 1972

WADE, R. T.; CANTRELL, R. C.; POUPON, A. &
MOULIN, J.

*Production Logging – The key to optimum well
performance”*

Journal of Petroleum Technology, pp. 137-144
February 1965

WANG, Y.; MORENO, J. & HARFOUSHIAN,
J.H.

*Using Production Logging to Calibrate Horizontal
Wells in Reservoir Simulation*
Society of Petroleum Engineers 110412, 2007

5. OTROS REGISTROS DE PRODUCCIÓN

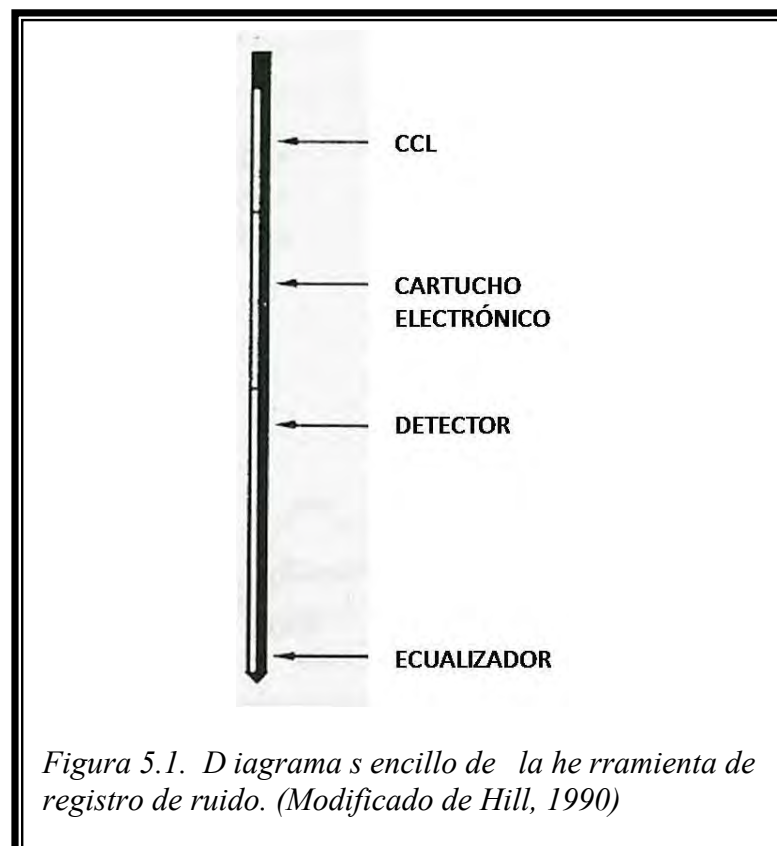
5.1 REGISTRO DE RUIDO

5.1.1 Introducción

El registro de ruido es una simple medición pasiva de sonido audible y detectable mediante un hidrófono, a diferentes profundidades en el pozo. El sonido es generado por turbulencia de los fluidos, por lo que altas amplitudes indican zonas donde el flujo provoca turbulencia adicional. El movimiento de fluidos a través de canales, fugas y disparos son algunos de los fenómenos que pueden producir sonidos característicos en el pozo, y que pueden ser detectados con un registro de ruido. El análisis de las características de la frecuencia del ruido registrado ayuda a distinguir entre las posibles fuentes de sonidos de alta amplitud. Este registro ha sido utilizado principalmente como indicador cualitativo de canalización tras la tubería, pero hoy día su aplicación se ha extendido a la estimación de gastos, utilidad que concierne a este trabajo de investigación.

5.1.2 Herramienta y operaciones

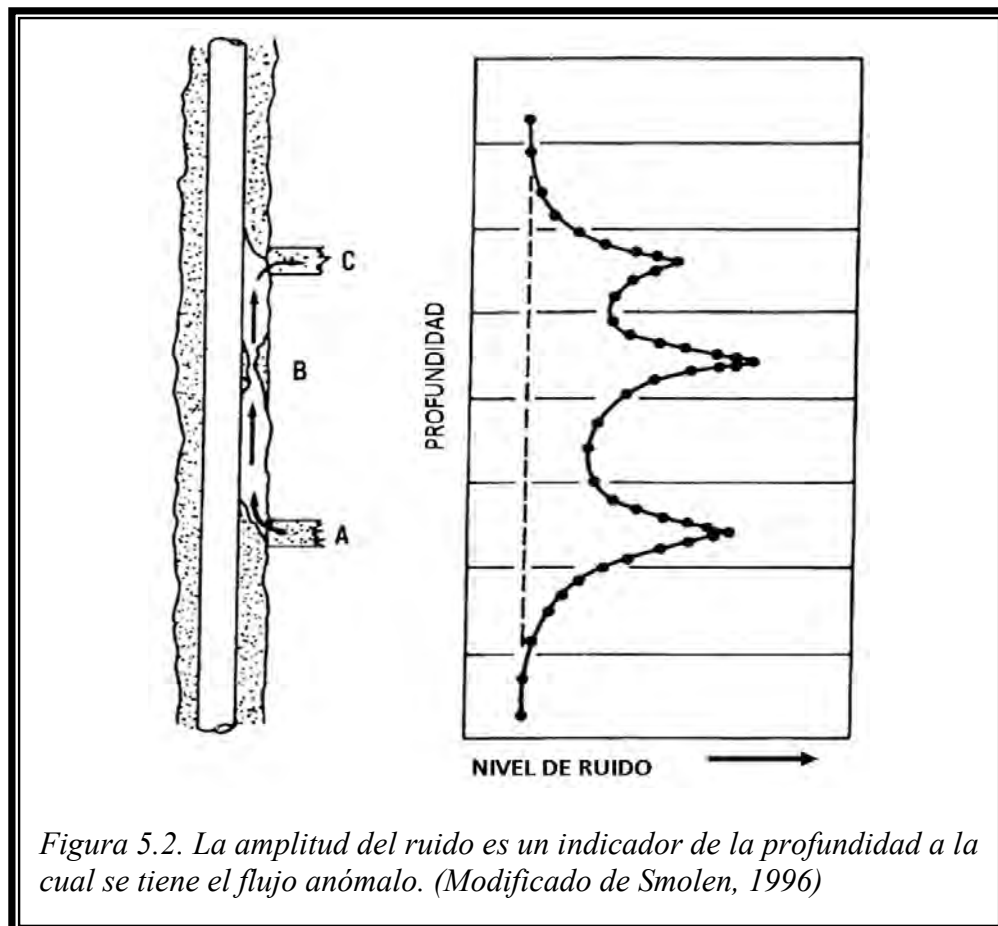
La herramienta se compone de un micrófono muy sensible, con un amplificador ubicado al fondo de la sonda. Por lo general se emplea un cristal pizoeléctrico como detector. La señal de corriente alterna generada por el detector se transmite a superficie, donde la señal será nuevamente amplificada. El espectro de amplitud del ruido es entonces procesado por cuatro filtros pasa altas que transmiten ruidos de amplitudes arriba de 200, 600, 1000 y 2000 ciclos por segundo. El equipo de superficie debe contar con bocinas o audífonos de manera que el operador puede escuchar ciertos ruidos e identificar regiones de interés mucho más rápido. Un arreglo tradicional de esta herramienta la hallamos en la Figura 5.1.



La herramienta se corre sin centralizadores, por lo que descansará sobre la pared de la tubería, lo que permite un mejor acoplamiento acústico para generar sonidos tras la tubería. Las mediciones deben realizarse de forma estacionaria para evitar el ruido causado por el movimiento de la herramienta y el cable. Luego de que se ha alcanzado profundidad deseada para llevar a cabo la medición, el operador debe esperar un corto período de tiempo (de 40 a 60 segundos) antes de comenzar a registrar, para prevenir distorsiones por el movimiento de la sonda.

5.1.3 Principio operativo

La amplitud del ruido es un indicador de la profundidad a la cual se tiene el flujo anómalo. La Figura 5.2 muestra un canal detrás de la tubería con un flujo de la zona A a la zona C. El ruido está asociado con el flujo y con la caída de presión presente. En la figura, se tienen bruscas caídas de presión en la entrada A, en la restricción B y en una zona de baja presión en C. La amplitud total de la sonda se tiene a la derecha de la Figura 5.2. De lo anterior se concluye que: 1) La amplitud sitúa la profundidad de los eventos ruidosos y 2) el evento ruidoso no es necesariamente una entrada de fluidos, cuando puede tratarse de una canal.



5.1.4 Entrada de fluidos desde las perforaciones

En flujos asociados a perforaciones o disparos ocurre una sustancial caída de presión debido a que el área transversal de la perforación es más pequeña que el área de donde proviene el flujo.

Para ruido generado por estas situaciones, Hill (1990) presenta una ecuación para calcular la amplitud:

$$a = c [\rho_f^4 q^3 / (\mu_f^3 d_p^4)] \quad \dots (E-5.1)$$

donde μ_f^3 es la viscosidad del fluido que sale de la perforación y d_p es el diámetro de la perforación

Dada la incertidumbre al estimar el diámetro de la perforación y la densidad de los fluidos cuando se trata de pozos de gas, se simplifica la ecuación a la siguiente:

$$a = c X_p^3 \quad \dots (E-5.2)$$

$$X_p = (\rho_f q) / (\mu_f d_p) \quad \dots (E-5.3)$$

Una ventaja de esta forma es que para pozos de gas, $(\rho_f q)$ a las condiciones de yacimiento es igual que a las condiciones estándar, lo cual elimina la necesidad de calcular la densidad del gas presente dentro del pozo. Una serie de experimentos han llevado a obtener la siguiente correlación:

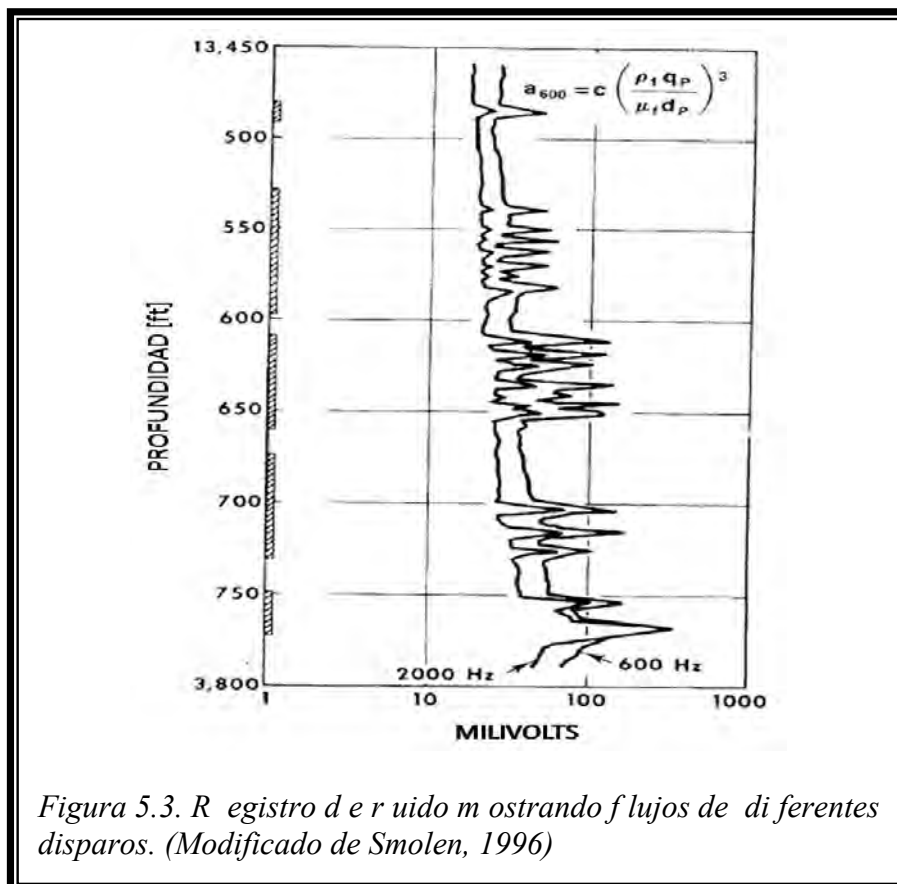
$$a = 3.84 \times 10^{-5} X_p^{2.86} \quad \dots (E-5.4)$$

Para interpretar el registro de ruido, la ecuación anterior puede expresarse:

$$X_p = 35 a^{0.35} = (\rho_f q) / (\mu_f d_p) \quad \dots (E-5.5)$$

donde q es el gasto volumétrico que se tiene en la perforación, ρ_f es la densidad del fluido, μ_f la viscosidad del mismo y d_p el diámetro de la perforación.

La Figura 5.3 corresponde con un registro de ruido en el cual los flujos desde los disparos se pueden ver con claridad, existiendo en este pozo de aceite al menos 19 picos en la amplitud del ruido, y con la ecuación E-5.5, es posible calcular los gastos de todo el pozo.



5.2 INSTRUMENTOS PARA MEDIR LA PRESIÓN

Tener buenas mediciones de la presión es una parte esencial en las pruebas de variación de presión. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores. A continuación se presenta un sumario de los tres tipos básicos de medidores de presión de fondo utilizados:

- i. Herramientas de cable de línea. Son los más utilizados en la industria, se introduce hasta el fondo del pozo mediante un cable. El dispositivo sensible a la presión es un manómetro tipo Bourdón, generalmente, se encuentra enrollado helicoidalmente, de libre rotación en su parte superior. El medidor está inmerso en un tubo que es llenado con aceite y protegido de los fluidos del pozo por un filtro; los fluidos entran por la parte baja del medidor y transmiten la presión al tubo Bourdón, causando que éste se desenrosque y gire en su parte libre. El movimiento es registrado en función del tiempo.
- ii. Herramientas de registro con instalaciones superficiales permanentes. Por lo general son agregados a la sarta de la T.P.; incluyen medios para medir presiones en el fondo del pozo, registrándolas en función del tiempo.
- iii. Herramientas de registros recuperables en la superficie. Contienen un cristal de cuarzo sensible a la presión, el cristal cambia la frecuencia de sus vibraciones con los cambios de presión.

5.3 REGISTROS DE CORRELACIÓN

Los registros de correlación no constituyen propiamente registros de producción, no obstante, se corren prácticamente en todos los estudios de producción de pozos. Los registros de correlación, como su nombre lo indica, nos permiten correlacionar o confirmar profundidades de los registros que se tienen previamente, con el que se correrá, o bien, correlacionar intervalos disparados, conexión de tuberías u otras zonas de interés con el registro de producción que se planea correr.

Los dos principales registros empleados para correlacionar son:

- i. Localizador de coples, CCL (“Casing collar locator”). Se trata de una herramienta eléctrica que detecta la anomalía magnética provocada por la masa relativamente alta de los coples que unen las lingadas. Es de suma importancia durante los procesos de disparo; su función es corroborar las profundidades dadas por el cable de registro.
- ii. Rayos gamma natural. Miden la radioactividad natural de las formaciones, por lo que registra los cambios de litología de las mismas. Este registro es muy útil para identificar zonas permeables debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las lutitas (impermeables), siendo muy poco frecuente encontrarlos en areniscas o carbonatos (permeables). En ocasiones, cuando se tiene planteado un proyecto de disparos, previamente al bajar las tuberías de revestimiento y producción, suele añadirse a ellas un pequeño material radioactivo justo en las zonas donde se tiene pensado disparar, así, previo a realizar las perforaciones se corre el registro de rayos gamma para confirmar las profundidades de interés.

La Figura 5.4 muestra un ejemplo con estos dos registros.

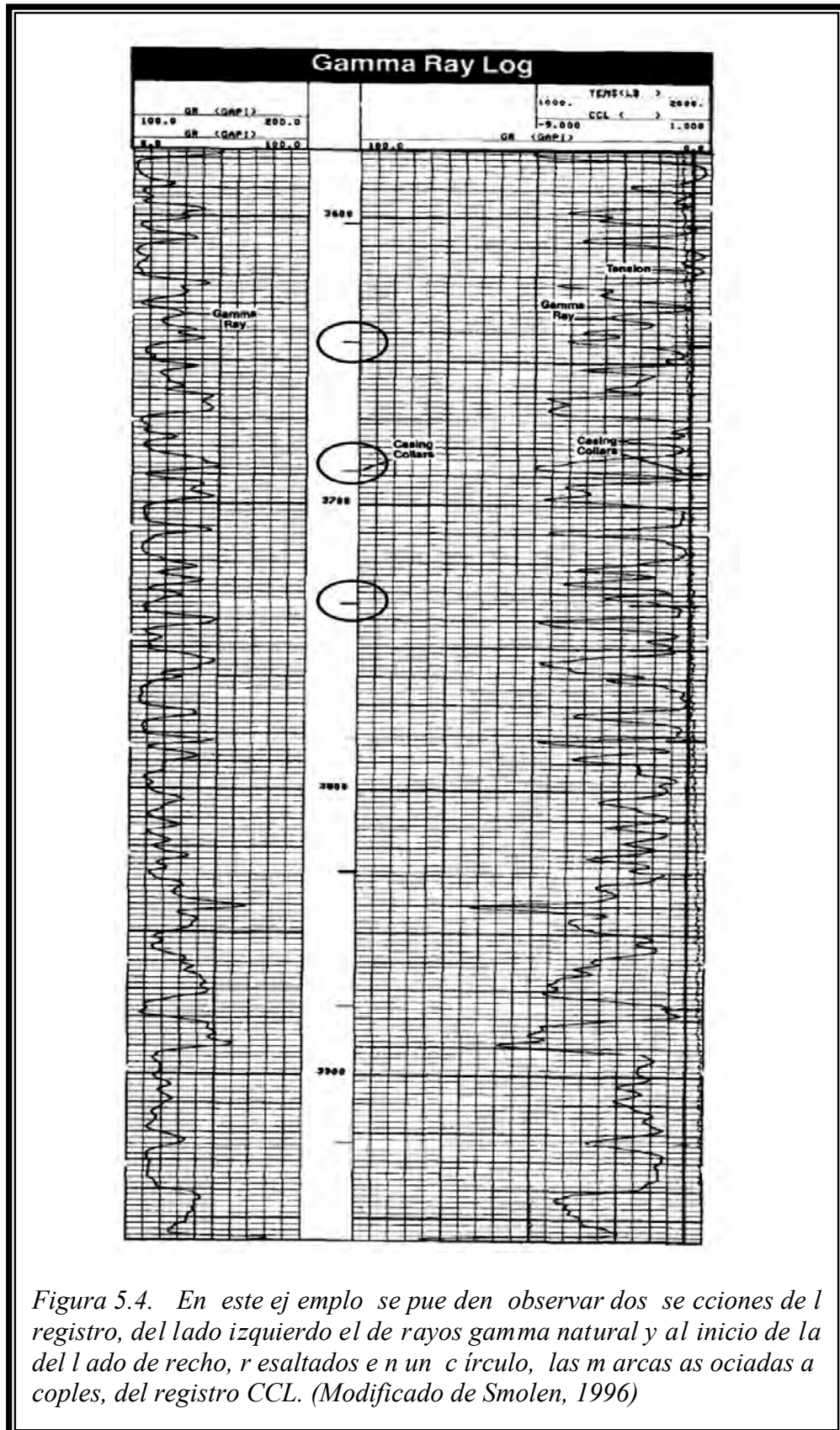


Figura 5.4. En este ejemplo se pueden observar dos secciones del registro, del lado izquierdo el de rayos gamma natural y al inicio del lado de derecho, resaltados en un círculo, las marcas asociadas a coples, del registro CCL. (Modificado de Smolen, 1996)

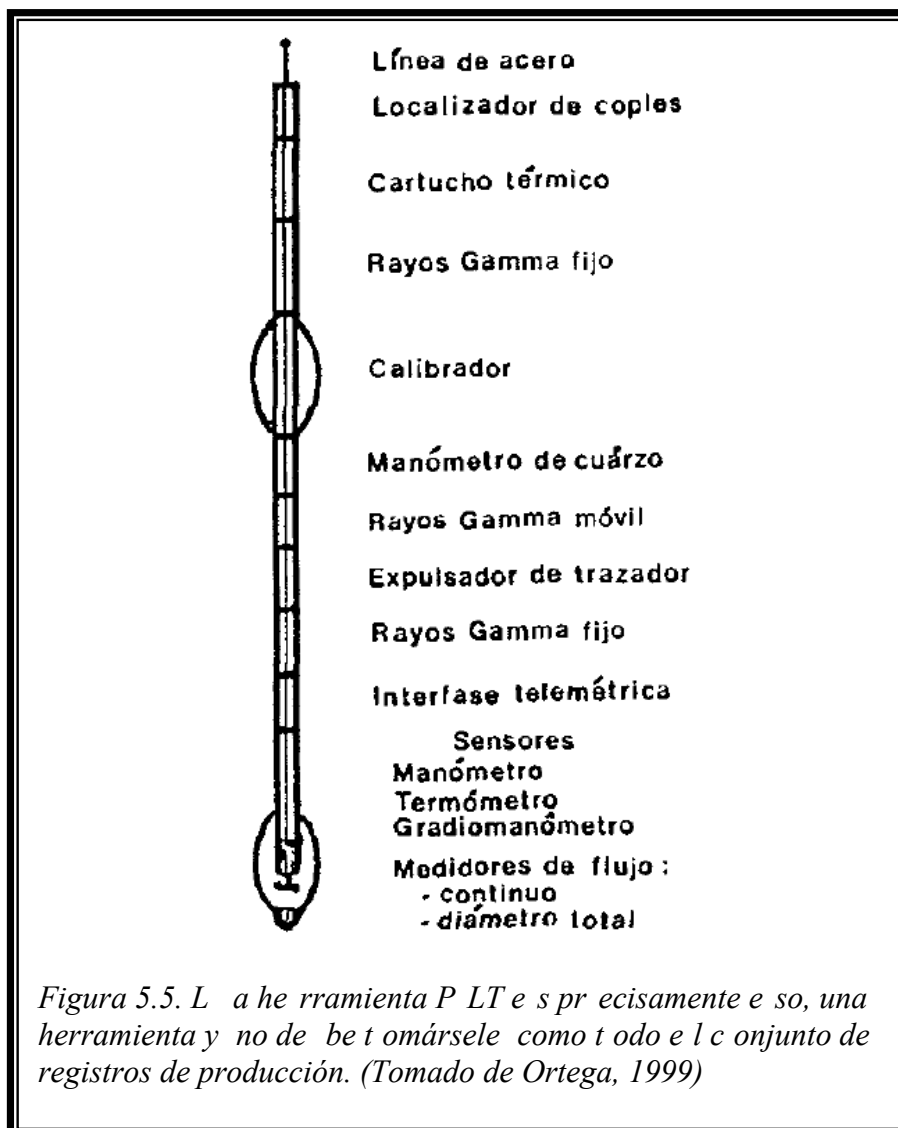
5.4 HERRAMIENTA PLT

Algunas herramientas de producción que operan bajo condiciones similares dentro del pozo pueden ser combinadas y correrse dentro de un mismo registro, con la finalidad de reducir el tiempo de la operación y por ende, el costo de ella.

En el mercado, se dispone de una sonda clásica que por sus características de diseño permite efectuar registros simultáneos de varios parámetros durante la producción, se le conoce con el nombre de Herramienta Combinada de Producción, o PLT por sus siglas en inglés ("Production Logging Tool). Algunos de los sensores que posee son (Figura 5.5):

- i. Termómetro de alta resolución
- ii. Manómetro
- iii. Calibrador o Caliper (diámetro del pozo)
- iv. Gradiomanómetro
- v. Molinete
- vi. Detector de rayos gamma
- vii. Localizador de coples

Es importante mencionar que la herramienta PLT no constituye todos los registros de producción, que como se ha visto a lo largo de este trabajo, son muy variados, de diversos funcionamientos y aplicaciones.



5.5 REFERENCIAS

- HEARST, JOSEPH R. & NELSON, PHILIP H.
Well logging for physical properties. A handbook for Geophysics, Geologists and Engineers
John Wiley & Sons Ltd. 2nd Ed.
England, 2000
- HILL, A. DANIEL
Production logging – Theoretical and interpretive elements
Society of Petroleum Engineers Monograph Series
United States, 1990
- MANZANO DOMÍNGUEZ, DAVID GERARDO
Registros Geofísicos en Pozo Entubado
Facultad de Ingeniería, UNAM
2009
- ORTEGA SANTIAGO, HÉCTOR
Aplicación de los registros de producción en pozos de la zona marina de Campeche
Facultad de Ingeniería, UNAM
1999
- PETEX
The production story
- SCHLUMBERGER
Cased Hole Log Interpretation
Principles/Applications
1989
- Slb.com
- SMOLEN, JAMES J.
Cased hole and production log evaluation
PennWell
United States, 1996
- RODRÍGUEZ NIETO, RAFAEL
Apuntes de Evaluación de la Producción
Facultad de Ingeniería, UNAM
Ciudad Universitaria, México 1982
- STRUBHAR, MALCOLM K.; BLACKBURN, JAMES S. & LEE, JOHN W.
Production Operations Course II: Well Diagnosis
Society of Petroleum Engineers
USA, 1972

6. CONCLUSIONES

La industria petrolera día con día se vuelve más demandante, requiriendo que los profesionales involucrados posean conocimientos de todas las áreas, si bien la especialización resulta por demás importante, la incursión en los diferentes procesos de exploración y explotación de hidrocarburos resulta vital durante la integración de la información dentro de equipos interdisciplinarios que tendrán por objeto, el desarrollo óptimo de un campo petrolero.

Partiendo de esta idea, un Geofísico debería tener conocimientos sobre Ingeniería Petrolera e igualmente a la inversa, por ello, documentos como el que aquí presento, adquieren doble importancia, pues no sólo será de utilidad para el experto de Ingeniería Petrolera, sino para el Ingeniero Geofísico (o Geólogo) que empieza a incursionar en el área de registros en pozo entubado, en este tenor, el actual escrito se une y complementa con el trabajo recién publicado “Registros Geofísicos en Pozo Entubado”, tesis igualmente dirigida por el Ing. Ricardo Castrejón Pineda.

Un concepto mucho más completo de lo que son los registros de producción nos lleva a la siguiente definición: “los registros de producción son aquellos que se realizan en pozos terminados que están por ponerse a producir, se encuentran produciendo o están cerrados y en pozos inyectores, tienen como objetivo final ayudar en la evaluación de la producción, mediante la solución a las preguntas básicas: ¿qué?, ¿cuánto? y ¿de dónde? proviene cierto fluido”

Esta definición nos permite incluir pozos abandonados, algo significativo en nuestro país al existir un número no pequeño de pozos que en su momento fueron cerrados al no ser económica y/o técnicamente viable la recuperación del hidrocarburo existente, por lo cual el empleo de registros de producción en estos casos permite un estudio a fondo de las condiciones del pozo y de ser posible, su reactivación.

Las preguntas básicas se responden tanto cualitativa como cuantitativamente. De forma cualitativa podemos dilucidar si un pozo o un disparo en particular producen gas o si producen líquido, de ser líquido también podemos discriminar entre aceite o agua. Cuantitativamente los principales valores arrojados por los registros de producción son los gastos y el colgamiento de cada una de las fases.

Diversas son las herramientas con las que se cuentan dentro de los registros de producción, desde la más sencilla de temperatura, aparecida en la década iniciada en 1930, hasta sensores ópticos desarrollados a principios de ésta. Para tener una idea clara de los tipos de sondas con las que se cuenta, es conveniente realizar una clasificación entre aquellos utilizados en flujo monofásico y los empleados en condiciones de flujo multifásico.

Dentro de los primeros contamos con tres herramientas principales. La de temperatura, que mide el gradiente precisamente de temperatura dentro de un pozo, interpretándose cualitativamente después para localizar entradas de aceite y gas así como para detectar canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento, entre otras aplicaciones.

El molinete es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo. La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, así, los registros arrojan gráficas llamadas perfiles de producción o inyección, según el pozo que se trate. Su correcta interpretación permite determinar el rango del flujo de fluido y las condiciones de cómo este fluye o es inyectado a través de los disparos.

Los trazadores radioactivos son empleados para monitorear el flujo dentro del pozo, mediante la detección de materiales radioactivos (trazadores) que son liberados por la herramienta dentro del flujo del pozo.

Evidentemente, para interpretar y analizar adecuadamente estos registros, se deben realizar ciertas suposiciones que nos permitan tratar al pozo como monofásico, ya que bajo las

condiciones a las cuales los registros de producción son realizados, la presencia de más de una fase es altamente probable.

En ciertos pozos, será imposible asumir como monofásico el flujo producido, por lo que se requieren herramientas y técnicas interpretativas que den trato multifásico al flujo en el pozo, estas suelen ser mucho más complejas pero nos permiten determinar el tipo de fluido producido y la tasa de producción de cada uno.

Junto a las herramientas de temperatura, trazadores y molinetes clásicos; en flujo multifásico aparecen las herramientas que responden a la densidad de los fluidos, a la capacitancia, a la impedancia eléctrica y al índice de refracción y que sirven para identificar el tipo de fluido producido; además, se tienen los molinetes múltiples empleados para pozos altamente desviados. Las herramientas de neutrón pulsado empleadas históricamente para evaluación de la formación, han adquirido suma importancia dentro de los registros en pozo entubado, y en particular como dispositivos de identificación de fluidos.

En la actualidad, el uso de registros de producción es sistemático y no se entiende el día a día de la industria sin ellos. Su valor no yace solamente en la determinación de las estrategias a seguir en pozos que están en activo, sino también en que su empleo pudiera ayudar a revalorizar pozos viejos y llevarlos a producción nuevamente, algo particularmente importante en un país donde el yacimiento más grande está decayendo y los dos principales prospectos (Chicontepec y aguas profundas) siguen siendo un reto tecnológico y una realidad distantes de acuerdo a nuestros recursos económicos.

Aunque los registros de producción tienen casi 70 años de historia, trabajar con ellos cotidianamente será una tarea que durará muchos años más todavía, no obstante, se debe tener presente que en un futuro, las técnicas de cable se irán reemplazando poco por las mediciones en tiempo real. Algo similar se está viviendo desde hace varios años con algunas mediciones en agujero descubierto, que se han visto desplazadas por las tecnologías de registro durante la perforación; aunado a esto, el avance de la técnica de entubado durante la perforación, parecen augurar un futuro mínimo para los registros clásicos de pozo abierto. No debemos creer que las mediciones de producción se encontrarán ajenas al desarrollo tecnológico, por el contrario, los investigadores y profesionales deberemos aumentar esfuerzos en la creación y perfeccionamiento de técnicas que reduzcan los costos y los riesgos humanos, como pudiera ser el monitoreo de la producción en tiempo real. Mientras tanto, los registros de producción, que también han ido avanzando, deberán ser explotados a su máximo potencial, como herramienta no única pero si complementaria en los trabajos de evaluación de producción que permitan el óptimo desarrollo de los campos petrolíferos nacionales.

7. BIBLIOGRAFÍA FUNDAMENTAL

ARROYO CARRASCO, FRANCISCO A.

Apuntes de Registros Geofísicos de Pozo

Dpto. de Geofísica, Facultad de Ingeniería, UNAM

México, 1985

ECONOMIDES, MICHAEL J.; HILL, DANIEL A.

& EHLIG-ECONOMIDES, CHRISTINE

Petroleum Production Systems

Prentice Hall PTR

USA, 1994

GARAICOCHEA PETRIRENA, FRANCISCO;

BERNAL HUICOCHEA, CÉSAR & LÓPEZ ORTIZ OSCAR

Transporte de hidrocarburos por ductos

Colegio de Ingenieros Petroleros de México

México, 1991

HILL, A. DANIEL

Production logging – Theoretical and interpretive elements

Society of Petroleum Engineers Monograph Series

United States, 1990

PETEX

The Production Story

McCain Jr., WILLIAM D.

The properties of petroleum fluids

Penn Well Books, 2nd Edition

USA, 1990

RODRÍGUEZ NIETO, RAFAEL

Apuntes de Evaluación de la Producción

Facultad de Ingeniería, UNAM

Ciudad Universitaria, México 1982

SCHLUMBERGER

Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications

1989

SMOLEN, JAMES J.

Cased hole and production log evaluation

PennWell

United States, 1996

STRUBHAR, MALCOLM K.; BLACKBURN, JAMES S. & LEE, JOHN W.

Production Operations Course II: Well Diagnosis

Society of Petroleum Engineers

USA, 1972

WADE, R. T.; CANTRELL, R. C.; POUPON, A. & MOULIN, J.

Production Logging – The key to optimum well performance”

Journal of Petroleum Technology, pp. 137-144

February 1965

8. ANEXOS

8.1 FLUJO MONOFÁSICO EN TUBERÍAS

8.1.1 Conservación de la masa.

La ley de conservación de la masa implica que para un dado volumen de control, como puede serlo un segmento de tubería, la masa que entra, menos la masa que sale, debe ser igual a la acumulación total de masa. Para un tubo de área constante, se tiene que:

$$\partial p / \partial t + \partial (\rho v) / \partial L = 0 \quad \dots(E-8.1)$$

donde L es la longitud de la tubería, p es la presión, v la velocidad y la densidad viene representada por ρ . Para un régimen de flujo estacionario, ninguna acumulación de masa puede ocurrir, entonces la ecuación 8.1 se reduce a:

$$\partial (\rho v) / \partial L = 0 \quad \dots(E-8.2)$$

Se vuelve evidente de la ecuación E-8.2 que el régimen de flujo estacionario es igualmente caracterizado por $\rho v = \text{constante}$.

8.1.2 Conservación del momento.

La primer ley de Newton aplicada al flujo de fluidos en tuberías requiere que la tasa de fuerza que sale, menos la tasa de fuerza que entra, más la acumulación de fuerza en segmento de tubería en un segmento dado debe ser igual a la suma de todas las fuerzas en los fluidos. La conservación del momento lineal puede entonces ser expresada de la siguiente manera:

$$\partial(\rho v) / \partial t + \partial(\rho v^2) / \partial L = -\partial p / \partial L - \tau (\pi d) / A - \rho g \sin \theta \quad \dots(E-8.3)$$

donde L es la longitud de la tubería, p es la presión, v la velocidad, ρ la densidad, τ el esfuerzo tangencial, t el tiempo, d el diámetro de la tubería, θ la inclinación de la tubería y A el área de la sección de tubería.

8.1.3 Número de Reynolds.

El número de Reynolds es una herramienta útil relacionada con el cómo un instrumento de medición reaccionará ante los cambios de fase gas-líquido y líquido-gas. Dado que sería prácticamente imposible realizar pruebas para cada fluido en cada instrumento, es entonces deseable que una relación generalizada sea conocida. Reynolds desarrolló esta relación (conocida precisamente como número de Reynolds) y está definida de la siguiente forma:

$$Re = \rho D v / \mu \quad \dots(E-8.4)$$

donde

Re: Número de Reynolds

P: densidad del fluido

D: diámetro

v: velocidad del fluido

μ : viscosidad del fluido

Las unidades deben ser consistentes dado que el Número de Reynolds es adimensional. La importancia de este parámetro radica en que su cálculo definirá los patrones de flujo y las limitaciones en la aplicación de instrumentos de medición.

8.1.4 Pérdidas de presión

8.1.4.1 Ecuaciones de Fanning y Darcy-Weisbach

Combinando las ecuaciones E-8.2 y E-8.3 y asumiendo un régimen estacionario para eliminar la acumulación de momento lineal, obtenemos:

$$\rho v (dv/dL) = - dP/dL - \tau(\rho d)/A - \rho g \sin\theta \quad \dots(E-8.5)$$

Resolviendo la ecuación para el gradiente de presión llegamos a:

$$dP/dL = - \tau(\rho d)/A - \rho g \sin\theta - \rho v (dv/dL) \quad \dots(E-8.6)$$

La ecuación (A.6) es conocida como la ecuación de balance de energía mecánica. De esta forma, la ecuación del gradiente de presión es el resultado de aplicar los principios de conservación de la masa y momento lineal. Claramente, la ecuación E-8.6 muestra que el gradiente de presión en un régimen estacionario está compuesto de tres elementos:

$$(dP/dL)_{total} = (dP/dL)_{fricción} + (dP/dL)_{elevación} + (dP/dL)_{aceleración} \quad \dots(E-8.7)$$

El primer componente de la ecuación E-8.7 resulta de la fricción del esfuerzo tangencial en la pared de la tubería. *Las pérdidas de fricción normalmente representan del 5 al 20% del total de la caída de presión en los pozos* (Brill, 1999). El segundo elemento es el gradiente de presión originado por el cambio en la elevación, suele ser el elemento que más contribuye (entre 80 y 95%) en las pérdidas de presión. Por último, tenemos la componente cinética, la cual suele ser despreciable.

Las pérdidas de presión por fricción han sido experimentalmente obtenidas por diversos investigadores. *Darcy y Weisbach (1857) obtuvieron la siguiente ecuación* (Hill, 1990):

$$(dp / dL)_f = f \rho v^2 / 2g_c d \quad \dots(E-8.8)$$

Posteriormente, *una relación similar fue establecida por Fanning* (Hill, 1990):

$$(dp / dL)_f = f \rho v^2 / 2g_c R_h \quad \dots(E-8.9)$$

donde f es el factor de fricción, g_c representa un factor de conversión y el radio hidráulico R_h se define como el cociente del área de la sección transversal entre el perímetro mojado. El factor de fricción es función del Número de Reynolds y de la rugosidad de la tubería (ϵ). La rugosidad de una tubería es una característica que se refiere a los pliegues o crestas unidas que forman una superficie homogéneamente distribuida y que depende del material empleado para su fabricación. La rugosidad se relaciona directamente con el cambio de longitud por medio de la siguiente expresión:

$$\epsilon = (i=1 \sum^n dp_i) / [i=1 \sum^n d(p_i/A_i)L_i] \quad \dots(E-8.10)$$

8.1.4.2 Flujos laminar y turbulento

Para obtener el factor de fricción, se requiere en primera instancia, determinar el régimen de flujo. En tuberías, todos los fluidos se moverán conforme a dos de los siguientes patrones de flujo: laminar o turbulento. El primero de ellos se tiene cuando las partículas del fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje de la tubería. Conforme la velocidad se mayor, las partículas se mueven de forma caótica, formando remolinos y vórtices, es entonces cuando se tiene un flujo turbulento.

El número de Reynolds permite determinar el régimen de flujo en tuberías, si se tiene un $Re > 3100$ habrá flujo turbulento; el flujo laminar se presenta con $Re < 2300$.

Para flujo laminar de una sola fase, el factor de fricción será función únicamente del número de Reynolds:

$$f = 64 / Re \quad \dots(E-8.11)$$

Para flujo turbulento, el factor de fricción se define como:

$$f = \{-2 \log [(\varepsilon / 3.715d) + 2.514 / (Re f^{0.5})]\}^{-2} \quad \dots(E-8.12)$$

Colebrook y White desarrollaron esta ecuación, la cual requiere de un proceso iterativo para su solución, basándose en esta, Moody preparó un diagrama para calcular el factor de fricción en tuberías con rugosidad comercial (Figura 8.1). De dicho diagrama, se concluye lo siguiente Garaicochea (1991):

- i. El factor de fricción depende sólo del número de Reynolds para flujos laminares
- ii. En $Re=3100$ comienza la zona transicional, donde f depende tanto de Re como de la rugosidad relativa (rugosidad entre diámetro)
- iii. La zona de flujo turbulento se inicia a diversos valores de Re , dependiendo de la rugosidad relativa, aquí f es independiente de Re y puede obtenerse con:

$$f = [-2 \log (\varepsilon / 3.715 d)]^{-2} \quad \dots(E-8.13)$$

- iv. Cuando el número de Reynolds se ubica entre 2300 y 3100, se dice que el flujo es crítico y f se aproxima así:

$$f = (Re - 2300) / 2300 \times 1.3521 / \{ 2.3026 \log [(\varepsilon / 3.715d) + (2.514 / 3100 f^{0.5})] \} + 0.032 \quad \dots(E-8.14)$$

Para tuberías comerciales, ε varía de 0.0006 a 0.000 pulgadas; para tuberías de producción se emplea $\varepsilon = 0.0006$ (Garaicochea, 1991).

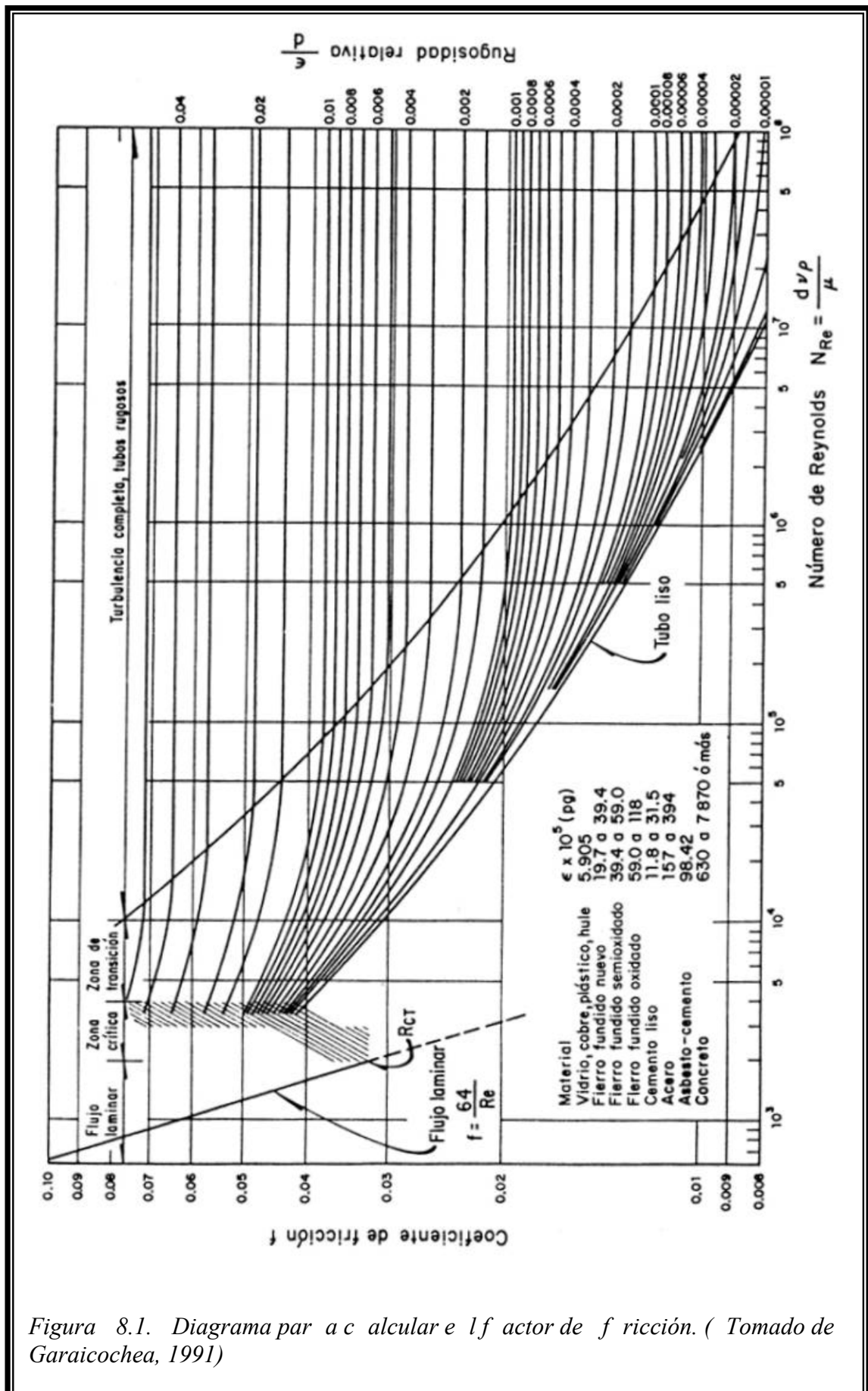


Figura 8.1. Diagrama para calcular el factor de fricción. (Tomado de Garaicochea, 1991)

8.1.5 Análisis en fluidos no-Newtonianos

Un fluido newtoniano es aquel que a temperatura y presiones constantes, no modificará su viscosidad cuando es sometido a diferentes esfuerzos, además, puede ser descrito por un único parámetro reológico. Algunos ejemplos son el agua, glicerina, aceites ligeros y algunos gases. Por otro lado, un fluido no-newtoniano es uno cuya viscosidad no permanecerá constante para distintos esfuerzos. Un comportamiento no-newtoniano es deseable para la mayoría de los fluidos de perforación.

Las ecuaciones previamente descritas son válidas para fluidos Newtonianos, y dado que es común encontrarse en la industria con fluidos no—newtonianos, es adecuado hacer un pequeño análisis de su comportamiento.

8.1.5.1 Número de Reynolds generalizado.

Metzner y Reed introdujeron el concepto de número de Reynolds generalizado para flujo no-newtoniano (Hill, 1990), el cual se define por:

$$Re_{M-R} = (\rho v^{2-n'} d^{n'}) / (8^{n'-1} K') \quad \dots (E-8.15)$$

donde n' es el índice de comportamiento de flujo, igual a la pendiente, en hoja logarítmica, del gráfico τ_w vs $\delta(v/d)$. A $\delta(v/d)$ se le llama velocidad real tangencial (“true shear rate”), τ_w es el esfuerzo tangencial laminar en el pozo (“laminar well shear stress”) y K' es la consistencia.

La consistencia es una propiedad reológica relacionada con la cohesión de cada una de las partículas de un material, es su habilidad a ser deformado y su resistencia al flujo. Por otro lado, τ_w se encuentra definido por la siguiente expresión:

$$\tau_w = K' \delta(v/d)^{n'} \quad \dots (E-8.16)$$

8.1.5.2 Factor de fricción

Para el caso de flujo laminar, el factor de fricción para comportamiento no-newtoniano se expresa en esta forma:

$$f' = 16 / Re_{M-R} \quad \dots (E-8.17)$$

Para flujo turbulento (sin considerar rugosidad) Dodge y Metzner proponen la siguiente ecuación (Hill, 1990):

$$(1/f')^{0.5} = (4/n'^{0.75}) \log [Re_{M-R} f'^{(1-n'/2)}] - (0.4/n'^{1.2}) \quad \dots (E-8.18)$$

8.1.6 Perfil de velocidad

En flujo laminar, el perfil de velocidad puede ser calculado analíticamente; para el caso de una tubería circular se tiene que:

$$v(r) = [(\Phi_0 - \Phi_L)r_i^2] [1 - (r/r_i)^2] / 4\mu L \quad \dots (E-8.19)$$

de donde:

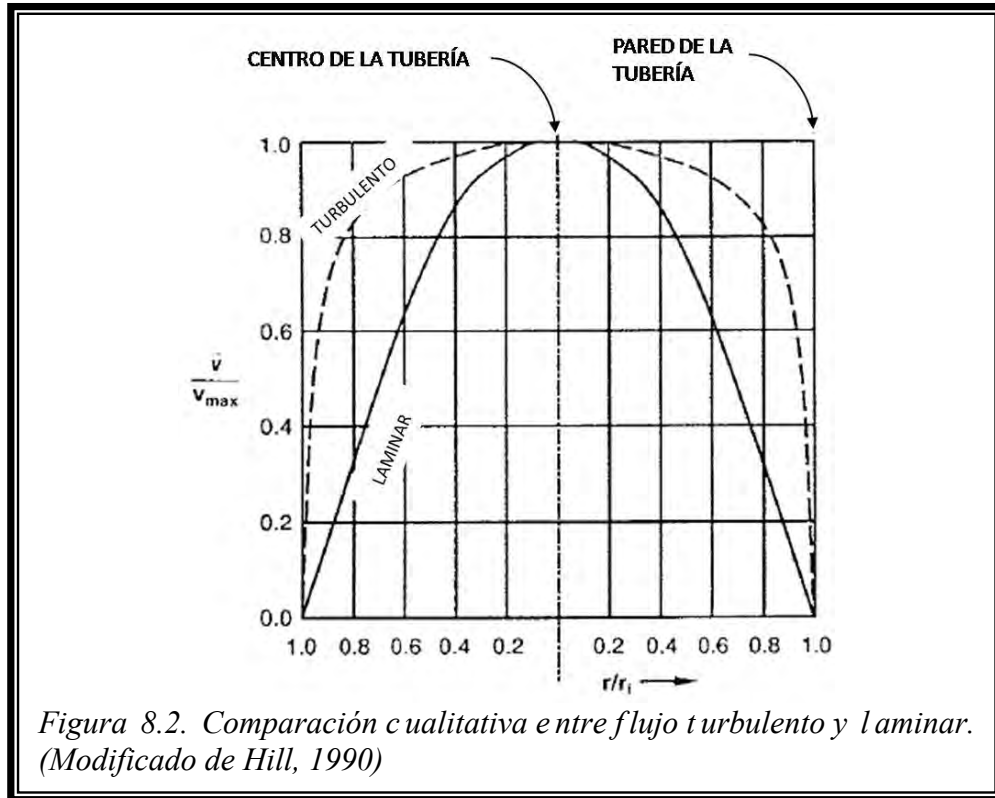
$$\Phi_0 = p_0 + \rho g z_0,$$

$$\Phi_L = p_L + \rho g z_L,$$

p_0, p_L : presiones a diferentes distancias L ,

z_0, z_L : alturas respecto de un punto de referencia,
 r_i : radio interno de tubería,
 r : distancia radial medida desde el centro de la tubería y,
 $v(r)$: velocidad como función de la posición radial.

De la ecuación anterior se puede decir que el perfil de velocidad es parabólico en flujo laminar, con el máximo de velocidad al centro de la tubería (Figura 8.2).



En registros de producción, normalmente interesa determinar la velocidad promedio puesto que está relacionada directamente con el gasto:

$$\tilde{v} = q / A \quad \dots(E-8.20)$$

siendo q el gasto y A el área de la sección de tubería. Las mediciones suelen hacerse en el centro de la tubería, por esta razón, se está midiendo de hecho un valor de velocidad cercano al máximo. La relación entre la velocidad promedio y las velocidades máximas en flujo laminar puede deducirse a partir de la ecuación E-8.19. La velocidad promedio se calcula integrando el perfil de velocidad sobre el área de flujo, mientras que la máxima velocidad se obtendrá haciendo r igual a cero en la ecuación E-8.19:

$$\tilde{v} = \left[\int_0^{2\pi} \int_0^{r_i} v(r) r dr d\theta \right] / \left[\int_0^{2\pi} \int_0^{r_i} r dr d\theta \right] = [(\Phi_0 - \Phi_L)r_i^2] / (8\mu L) \quad \dots(E-8.21)$$

$$v_{\text{máx}} = [(\Phi_0 - \Phi_L)r_i^2] / 4\mu L \quad \dots(E-8.22)$$

Realizando el cociente de la ecuación E-8.21 entre la ecuación E-8.22 llegamos a la relación entre las velocidades máxima y promedio en flujo laminar:

$$\tilde{v} / v_{\text{máx}} = 0.5 \quad \dots(E-8.23)$$

Dado que *el flujo turbulento es de naturaleza aleatoria, un simple tratamiento analítico como en el caso de flujo laminar no es posible* (Hill, 1990). Se han desarrollado expresiones a partir de experimentos para caracterizar, en flujo turbulento, el perfil de velocidad; una de ellas es el modelo de ley de potencia (“power-law model”):

$$v(r) / v_{\text{máx}} = [1 - (r/r_i)]^{1/7} \dots (E-8.24)$$

Esta expresión es aproximada cuando se tiene un número de Reynolds entre 10^5 y 10^4 , y de ella puede deducirse que:

$$\tilde{v} / v_{\text{máx}} = 0.8 \dots (E-8.23)$$

esto es, el perfil de velocidad es mucho más plano y, la velocidad promedio está más cercana a la velocidad máxima en flujo turbulento, respecto del flujo laminar. *El cociente $\tilde{v}/v_{\text{máx}}$ en flujo turbulento varía con el número de Reynolds y la rugosidad, pero suele encontrarse en el rango de 0.75 a 0.86; para la interpretación de los registros de producción, un valor de 0.83 es típicamente empleado* (Hill, 1990).

8.1.7 Flujo en espacios anulares

El espacio entre dos objetos concéntricos, como entre la pared del pozo y la tubería de revestimiento, por donde los fluidos pueden moverse, es llamado espacio anular; en ocasiones, el flujo de interés para los registros de producción se encuentra en el espacio anular formado por la herramienta y la superficie interna de la tubería de revestimiento. La figura A.4 representa los perfiles comunes de velocidad para flujo en espacios anulares: al igual que en geometría circular, el perfil de velocidad es parabólica en caso de flujo laminar, y más plano en el flujo turbulento; además, la máxima velocidad no se da en el centro del espacio, sino que es desplazada hacia la superficie interior.

Para espacios anulares, la velocidad promedio en flujo laminar se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\tilde{v} = \{ [(\Phi_0 - \Phi_L) r_i^2] / (8\mu L) \} X [(Da/Db) - (Db/Dc)] \dots (E-8.24)$$

donde

$$Da = (1 - F_d^4)$$

$$Db = (1 - F_d^2)$$

$$Dc = \ln(1/F_d)$$

$$F_d = d_T / d_{ci}$$

d_T es el diámetro de la herramienta y el diámetro interno de la tubería de revestimiento se representa con d_{ci} .

La velocidad máxima, por otro lado, será:

$$v_{\text{máx}} = \{ [(\Phi_0 - \Phi_L) r_i^2] / (4\mu L) \} X \{ 1 - Dd[1 - \ln(Dd)] \} \dots (E-8.25)$$

$$Dd = Db / 2Dc$$

Realizando el cociente entre las velocidades promedio y máxima, se observa que es diferente que en el caso de la geometría circular, y que depende de las dimensiones de la herramienta y la tubería. Además, si se tiene un flujo laminar, $\tilde{v}/v_{\text{máx}}$ no depende del número de Reynolds, sino del tamaño de la tubería y de la herramienta.

Para flujo turbulento, han sido desarrolladas expresiones que permiten aproximar el perfil de velocidad, y se ha encontrado que:

$$\tilde{v} / v_{m\acute{a}x} \approx 0.88 \quad \dots (E-8.26)$$

No obstante, esta relación, al igual que en geometría circular, variará con el número de Reynolds y la rugosidad. La transición entre flujo laminar y turbulento, ocurre para número de Reynolds ubicados entre 2000 y 4000, éste se define de la siguiente manera:

$$Re_{an} = d_{ci} (1-F_d) \tilde{v} \rho / \mu \quad \dots (E-8.27)$$

Hill (1990) muestra que, para un cierto gasto, el número de Reynolds será menor si existe una herramienta presente.

8.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

8.2.1 Colgamiento y resbalamiento

Una de las tantas complicaciones que se tiene al tratar de describir el flujo multifásico, es la diferencia de velocidades entre cada una de las fases presentes.

El colgamiento (“colgamiento”) es la relación existente entre el volumen de líquido presente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de dicha sección. Este cociente de volúmenes depende de la cantidad de gas y líquido que fluyen al mismo tiempo en la tubería, se puede definir de la siguiente manera:

$$Y = V_f / V \quad \dots (E-8.28)$$

donde V_f es el volumen ocupado por la fase en la tubería y V es el volumen del segmento de tubería.

Por lo general, la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, produciéndose un resbalamiento entre las fases. El término resbalamiento (“slip”) es empleado para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases.

La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida.

La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.

Si se tiene el caso de flujo bifásico, la suma de los parámetros de colgamiento (Y) de cada una de las fases será igual a uno, puesto que la tubería está completamente ocupada por ambas fases.

Otro parámetro empleado es la fracción de volumen de entrada (“input volumen fraction”) λ , conocido también como colgamiento sin resbalamiento (“no-slip holdups”):

$$\lambda_L = q_L / (q_L + q_G) \quad \dots (E-8.29)$$

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L \quad \dots (E-8.30)$$

donde q es el flujo y los subíndices L y G hacen referencia al gas y al aceite. Una medición más es la velocidad de resbalamiento, la cual se define como la diferencia entre las velocidades promedio de cada una de las fases:

$$v_R = \tilde{v}_G - \tilde{v}_A \quad \dots (E-8.31)$$

La velocidad de resbalamiento no es independiente del colgamiento, sino una forma más de representar este fenómeno, para verlo con claridad, introduciremos el concepto de velocidad

superficial, que es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería, y se define matemáticamente de la siguiente forma:

$$v_s = q / A \quad \dots (E-8.32)$$

donde A es el área de la sección ocupada por la fase de la que se trate. Por otro lado, las velocidades superficiales se definen en términos de la velocidad superficial y el colgamiento:

$$\tilde{v} = v_s / Y \quad \dots (E-8.33)$$

Otro parámetro empleado es el cociente de colgamiento o resbalamiento (“holdup/slip ratio”), el cual se expresa así:

$$F_Y = \tilde{v}_G / \tilde{v}_L \quad \dots (E-8.34)$$

Finalmente, aplicando la definición de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$v = q / A Y \quad \dots (E-8.35)$$

8.2.2 Patrones de flujo

Se llama patrón de flujo a la configuración de estructura de fases en la tubería, se encuentra determinada por la forma de la interfaz. Conocer los patrones de flujo que pueden ocurrir en pozo es muy importante: las relaciones empíricas empleados para predecir el comportamiento del flujo varían de acuerdo a los patrones de flujo.

8.2.2.1 Tubería vertical.

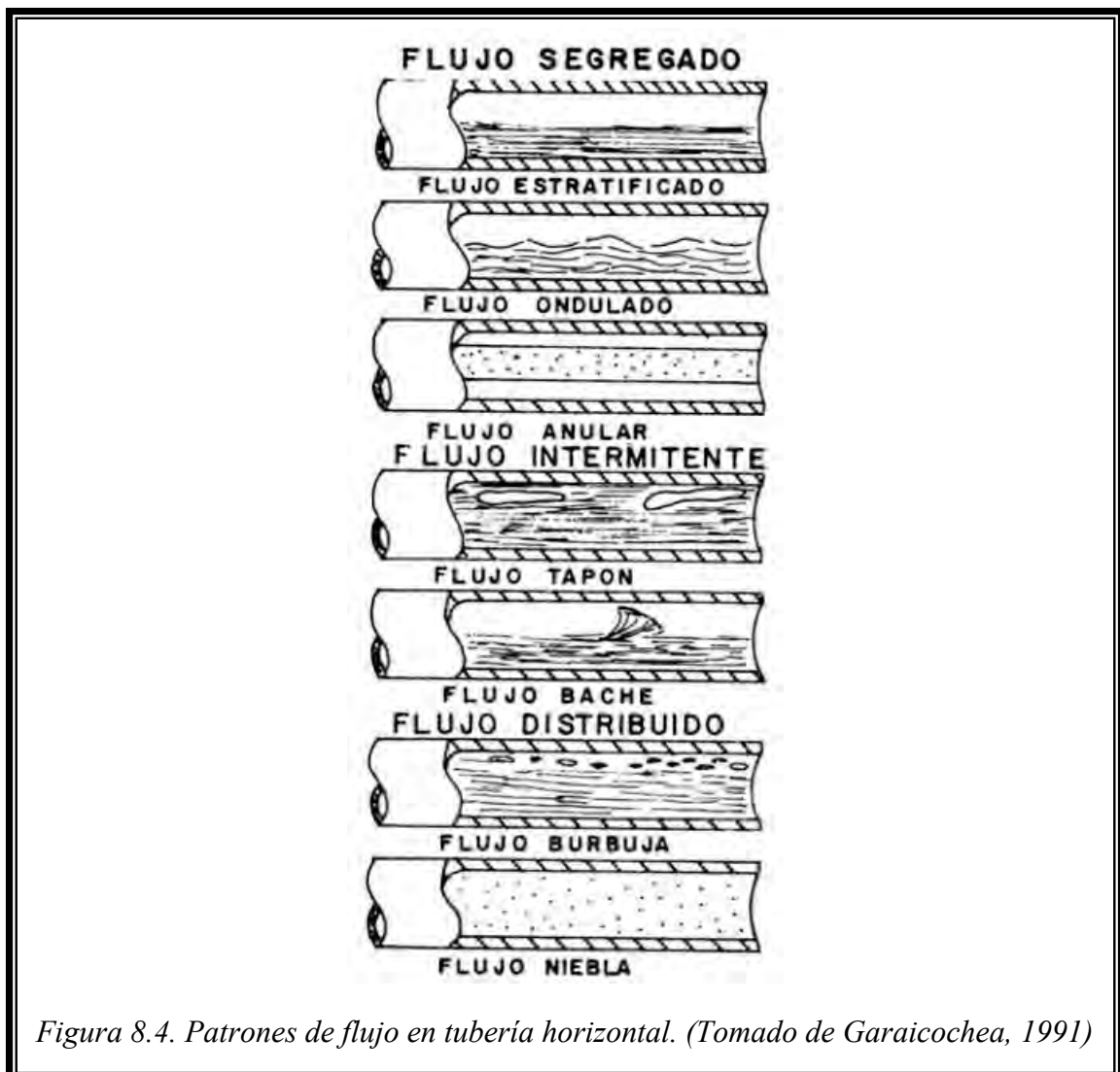
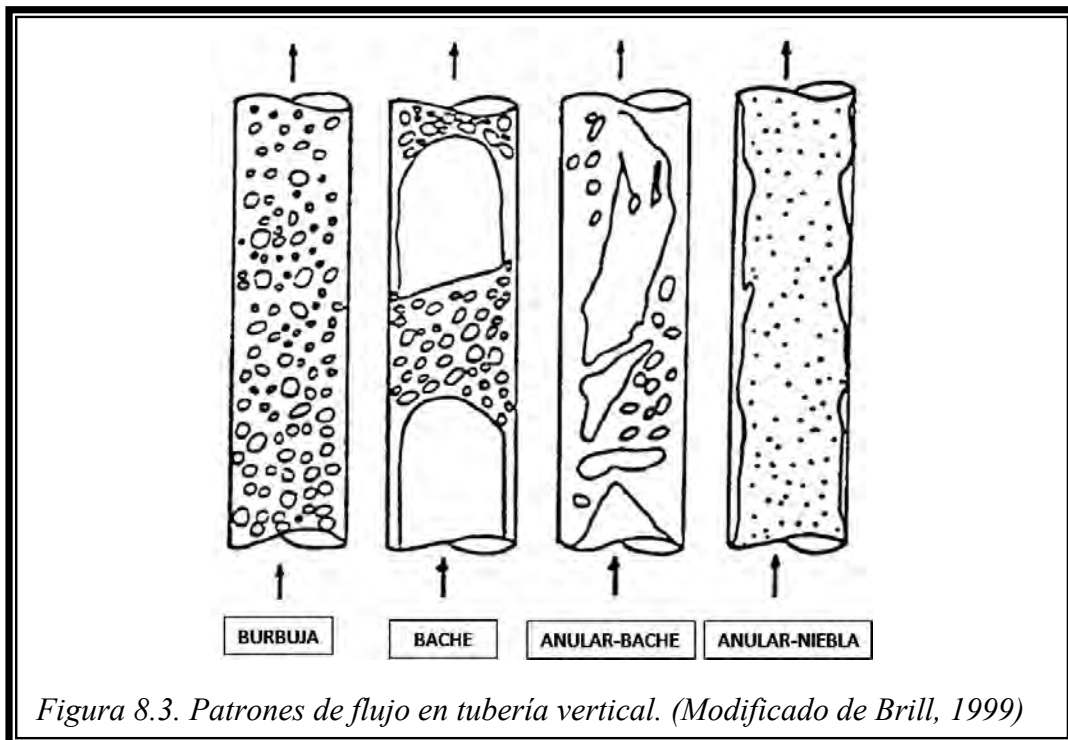
Se ha reconocido la existencia de al menos cuatro tipos de flujo, estos se muestran en la Figura 8.3 y se enuncian a continuación:

- i. Burbuja (“Bubble flow”)
- ii. Bache (“Slug flow”)
- iii. Anular-bache, algunas veces llamado flujo de transición (“Churn flow”)
- iv. Anular-niebla (“Annular flow, mist flow”)

8.2.2.2 Tubería horizontal

Para el caso de tuberías inclinadas u horizontales, tenemos siete diferentes patrones, los cuales se encuentran repartidos en tres grupos (Figura 8.4):

- i. Segregado
 - a. Estratificado (“Stratified flow”)
 - b. Ondulado (“Wavy flow”)
 - c. Anular (“Annular flow”)
- ii. Intermitente
 - a. Tapón (“Plug flow”)
 - b. Bache (“Slug flow”)
- iii. Distribuido
 - a. Burbuja (“Bubble flow”)
 - b. Niebla (“Mist flow”)



8.2.2.3 Implicaciones para los registros de producción

Los patrones de flujo existentes en el pozo son una consideración importante en los registros de producción puesto que pueden afectar de manera importante, el funcionamiento de las herramientas. Algunas herramientas convencionales pueden ser más confiables si el flujo es relativamente homogéneo, de hecho, si se presenta flujo tipo bache o anular-bache, algunos equipos pudieran no funcionar.

8.2.3 Pérdidas de presión.

Los estudios de flujo bifásico han desarrollado estrategias para predecir las caídas de presión; en registros de producción esto no será de nuestro interés, no obstante, las correlaciones empleadas para predecir las caídas de presión, pueden ser invertidas para predecir gastos a partir de mediciones hechas con los PL.

8.3 TERMINACIÓN DE POZOS

Luego de haberse realizado la perforación de un pozo, se lleva a cabo un proceso igual de importante para ponerlo a producir, se trata de la terminación, que permite precisamente, que se extraigan los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Se realiza a cabo después de que se ha cementado la tubería de revestimiento (en ocasiones, en agujero descubierto). Las siguientes, son configuraciones típicas de terminación:

- i. Terminación en agujero descubierto (“Open hole” o “Barefoot”):** Se emplea cuando la tubería de revestimiento es colocada justo por encima de la zona o de las zonas que contienen hidrocarburos. Luego de la colocación de la tubería de producción, se realizan más perforaciones a través de la zona de hidrocarburos, no se cementa ni entuba, sino que a través del agujero descubierto los fluidos de la formación se desplazarán a la superficie (Figura 8.5).
- ii. Terminación en pozo entubado (“Perforated cased hole”).** Aquí la producción primaria proviene de una zona que es entubada (y cementada) para aislarla de zonas vecinas. Dicha zona, que es la contenedora de hidrocarburos, es perforada para comunicar a la formación con el pozo. En ocasiones, la sarta cruza más de un intervalo con petróleo: si más de una zona es terminada, la producción de tales zonas se dice que es mixta (“commingled”), (Figura 8.6).
- iii. Terminación de grava (“gravel-packed”):** Se usa normalmente para prevenir que sea producido material poco consolidado proveniente de la formación; de lo contrario, tal material (por lo general arena) generaría severos daños en el equipo de fondo y superficie. La tubería de revestimiento es cementada y perforada, posteriormente una pantalla de alambre (“wire wrapped screen”) es colocada dentro de la T.R. El espacio anular entre la pantalla y la tubería de revestimiento perforada es rellenada con grava (Figura 8.7).
- iv. Terminaciones múltiples:** Tienen dos o más tuberías de producción en un mismo agujero. Cada una de ellas está diseñada para producir diferentes zonas y son colocadas con empacadores especiales capaces de permitir el paso de dos o más T.P. (Figura 8.8). Alternativa a esta técnica se encuentra la terminación de menos T.P. (“tubingless”), en la cual no existen empacadores y las pequeñas e individuales T.P. son cementadas in situ y cada una es perforada en diferentes intervalos (Figura 8.9) y la más sencilla también es posible, es decir, una sola tubería de producción con su correspondiente juego de empacadores.

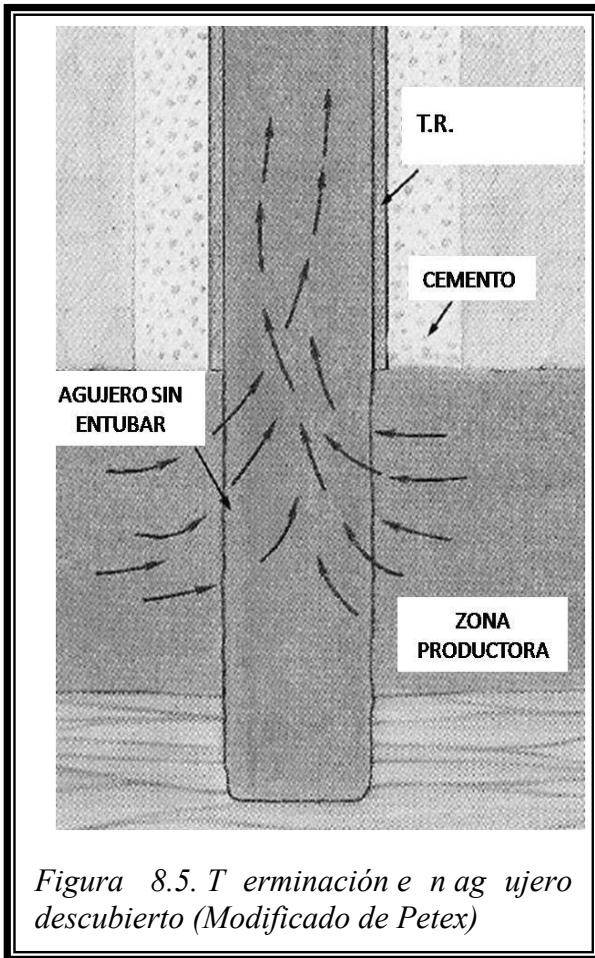


Figura 8.5. Terminación en agujero descubierto (Modificado de Petex)

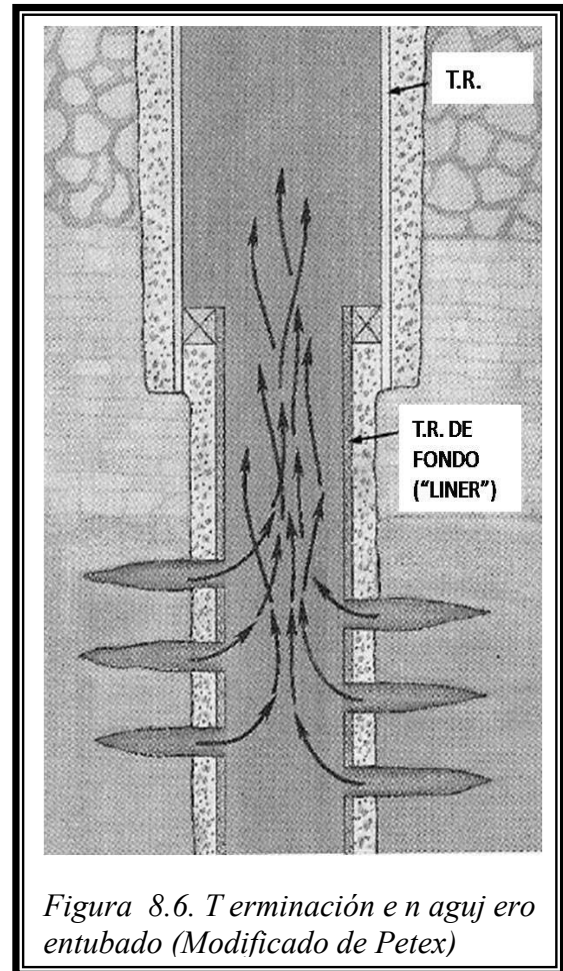


Figura 8.6. Terminación en agujero entubado (Modificado de Petex)

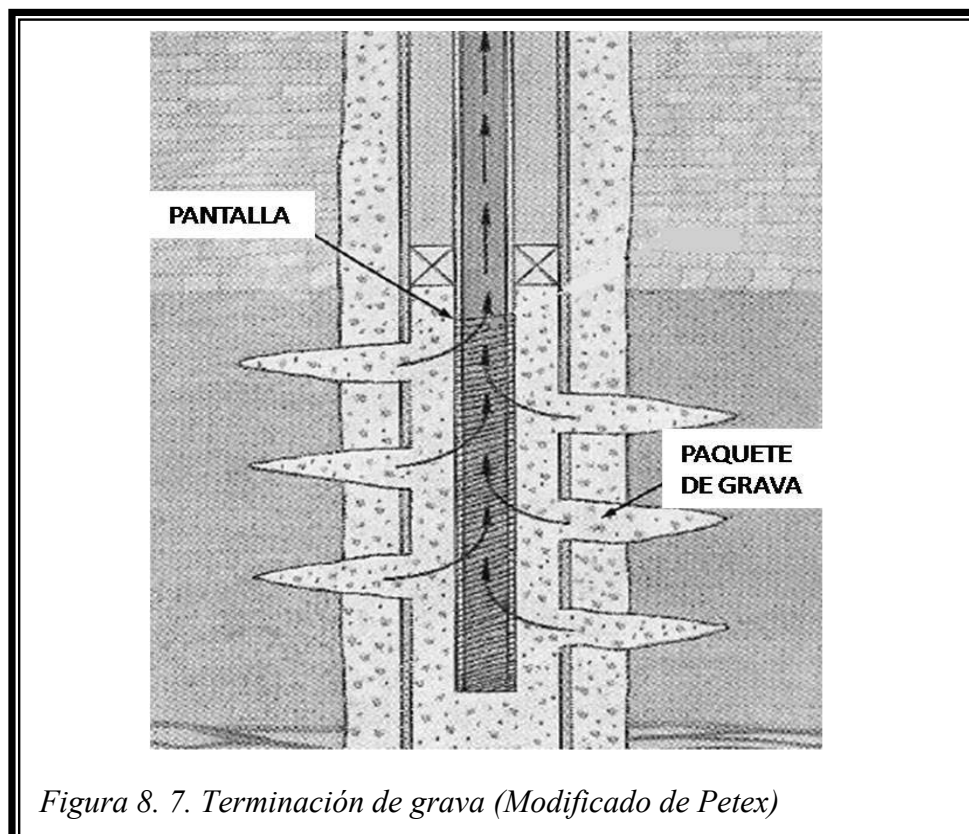


Figura 8.7. Terminación de grava (Modificado de Petex)

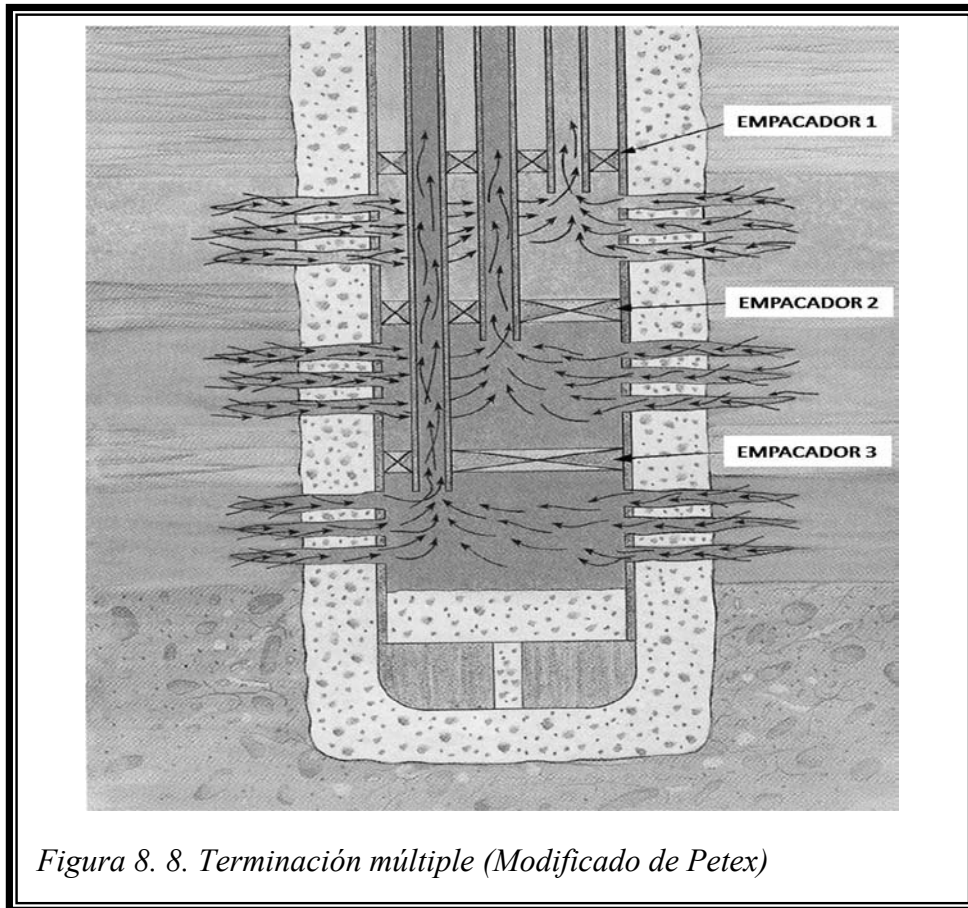


Figura 8. 8. Terminación múltiple (Modificado de Petex)

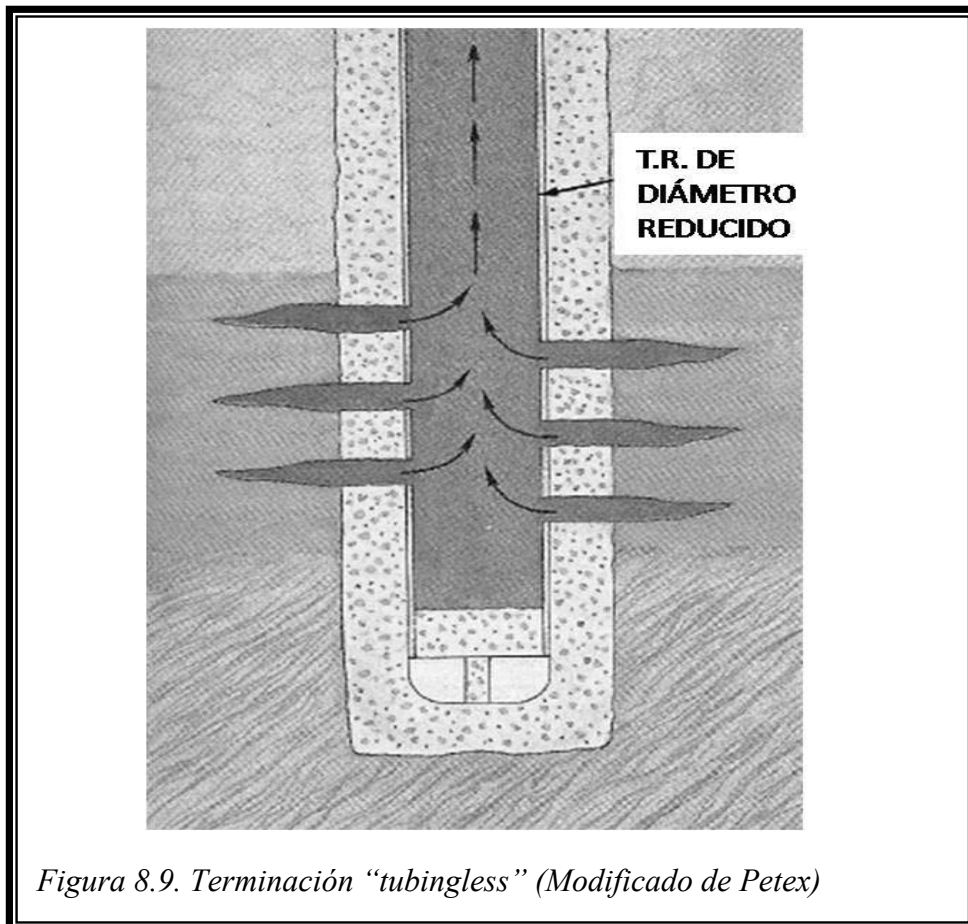


Figura 8.9. Terminación "tubingless" (Modificado de Petex)

8.4 EQUIPOS SUPERFICIALES Y SUB-SUPERFICIALES

Algunos de los principales componentes superficiales y sub-superficiales de producción y sus aplicaciones son explicados a continuación.

- i. **Separador:** Recipiente esférico o cilíndrico empleado para separar aceite, gas y agua del total de fluidos producidos por un pozo.
- ii. **Árbol de válvulas:** Dispositivo que se encuentra conectado a la tubería de revestimiento en su parte superior, proporciona un sello entre las sartas y permite tener un control de la producción. Suelen conectarse a la cabeza del pozo.
- iii. **Empacadores:** Producen un aislamiento entre la parte externa de la tubería de producción y el interior de la tubería de revestimiento, previniéndose de esta forma, un posible movimiento de fluidos ocasionados por alguna presión diferencial en la parte inferior o superior del sello. En general, un empacador tiene por objeto eliminar presiones en la tubería de revestimiento, evitar que ésta última se vea afectada por fluidos corrosivos, producir de forma independiente más de un intervalo, aislar horizontes invadidos por fluidos no deseados.
- iv. **Niples de asiento:** Su función es contener, sellar y resguardar dispositivos de control de flujo, como pueden ser tapones o estranguladores de fondo.
- v. **Válvulas de seguridad:** Permiten cerrar un pozo, pueden ser autocontroladas, las cuales se activan cuando existen cambios en la presión o en la velocidad en el sistema de flujo; o bien, las controladas desde la superficie (conocidas en ocasiones como válvulas de tormenta).
- vi. **Estrangulador de fondo:** Se sitúan en la parte inferior del aparejo para tratar de estabilizar la relación gas-aceite producida, controlar las tasas de producción y liberar más gas en solución en el fondo del pozo, para aligerar la columna de aceite e incrementar la velocidad de flujo.
- vii. **Válvulas de circulación:** Después de anclarse el empacador, permitirán la comunicación entre el interior de la tubería de producción y el espacio anular de la tubería de revestimiento. Algunas operaciones realizadas mediante estas válvulas son el reemplazo del fluido que contiene la tubería de producción por algún otro que se necesite y la implementación de tratamientos con ácido.
- viii. **Junta de expansión:** Mitiga las contracciones y elongaciones de la tubería de producción ocasionados por ritmos altas de producción y tratamientos al pozo, evitando que se tengan esfuerzos máximos actuando sobre el empacador o aún sobre la tubería de producción.
- ix. **Unidad de sellos:** Dispositivo que forma un sello entre el empacador y la tubería de producción, además de permitir el movimiento de la ésta última cuando se generen contracciones y elongaciones.
- x. **Junta de seguridad:** Permite desconectar la tubería de producción de los empacadores.
- xi. **Coples de flujo:** Disminuye la erosión ocasionada por turbulencia dentro de la tubería de producción y por encima del niple de asiento.
- xii. **Juntas de abrasión:** Se sitúan frente al intervalo productor para oponer resistencia al flujo proveniente de la formación, protegiendo en alguna forma el aparejo de posibles daños abrasivos por aportación de arena.

Otro par de conceptos será conveniente definir, estos son:

- i. **Unidad LACT (“Lease automatic custody transfer unit”):** Equipo empleado para, automáticamente, tomar muestras de aceite, registrar temperature, determinar la

cantidad y calidad del aceite, entre otras muchas tareas que deben llevarse a cabo para transportar exitosamente el aceite de los tanques de almacenamiento hacia los oleoductos.

- ii. **Sistemas de bombeo:** Son empleados para reducir la caída de presión en pozo y llevar el fluido del fondo a la superficie, algunas de estas técnicas son (“Rod”), (“Electrical submersible”) y (“Gas lift”).

8.5 REFERENCIAS

BRIL, JAMES P. & MUKHERJEE, HEMANTA

Multiphase flow in wells
Society of Petroleum Engineers
Texas 1999

BROWN, KERMIT E.

The technology of artificial lift methods. Volume 1
Penn Well Books
United States

ECONOMIDES, MICHAEL J.; HILL, DANIEL A.
& EHLIG-ECONOMIDES, CHRISTINE

Petroleum Production Systems
Prentice Hall PTR
USA, 1994

GARAICOCHA PETRIRENA, FRANCISCO;
BERNAL HUICOCHA, CÉSAR & LÓPEZ
ORTIZ OSCAR

Transporte de hidrocarburos por ductos
Colegio de Ingenieros Petroleros de México
México, 1991

HILL, A. DANIEL

Production logging – Theoretical and interpretive elements
Society of Petroleum Engineers Monograph Series
United States, 1990
Gulf Professional Publishing, Second Edition

JANSEN, J.D. & CURRIE, P.K.

Modelling and optimisation of oil and gas production systems
Delf University of Technology
Netherlands, 2004

KEN, ARNOLD & STEWART, MAURICE

Surface production evaluation, Volume 1
2nd Edition
United States, 1999

PETEX

The production story

SMOLEN, JAMES J.

Cased hole and production log evaluation
PennWell
United States, 1996

SZILAS, A.P.

Production and transport of oil and gas
Elsevier Scientific Publishing Company
Hungary, 1975

UPP, E.L. & LANASA, PAUL J.

Fluid flow measurement: A practical guide to accurate flow measurement
United States, 2002