



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA.**  
**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.**

# **T E S I S**

**VARIACIONES DE TEMPERATURA EN PRUEBAS DE PRESIÓN DESDE SUPERFICIE  
PARA YACIMIENTOS CON PRESIÓN ANORMAL.**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

**López Martínez Ricardo Vladimir.**

Director de Tesis:

**Dr. Fernando Samaniego Verduzco.**

CD. UNIVERSITARIA, MAYO DE 2007.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-661

**SR. RICARDO VLADIMIR LÓPEZ MARTÍNEZ**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**VARIACIONES DE TEMPERATURA EN PRUEBAS DE PRESIÓN DESDE SUPERFICIE  
PARA YACIMIENTOS CON PRESIÓN ANORMAL**

**RESUMEN**

**I INTRODUCCIÓN**

**II ANTECEDENTES: YACIMIENTOS SOBREPRESIONADOS**

**III PRINCIPIOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN**

**IV MÉTODOS CONVENCIONALES DE ANÁLISIS**

**V INNOVACIONES EN PRUEBAS DE PRESIÓN**

**CONCLUSIONES**

**BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

Cd. Universitaria, D. F., a 9 de junio de 2006

EL DIRECTOR

  
**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

**GFB\*JAGC\*gtg**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**“VARIACIONES DE LA TEMPERATURA EN PRUEBAS DE PRESIÓN DESDE  
SUPERFICIE PARA YACIMIENTOS CON PRESIÓN ANORMAL”.**

**TESIS PRESENTADA POR:**

**Ricardo Vladimir López Martínez**

**DIRIGIDA POR:**

**FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO**

**JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL:**

**PRESIDENTE:**

**Ing. Eduardo Gabriel Loreto Mendoza.**

**VOCAL:**

**Dr. Fernando Samaniego Verduzco.**

**SECRETARIO:**

**Ing. Manuel Villamar Viguera.**

**1er SUPLENTE:**

**M. I. Mario Becerra Zepeda.**

**2do. SUPLENTE:**

**Ing. Martín Carlos Velázquez Franco.**

## AGRADECIMIENTOS.

### ✦ A mis papás:

*Por haber hecho todo lo posible y necesario para prepararnos para la vida y brindarnos un hogar armonioso. Por no darme la espalda nunca, aún cuando haya tomado decisiones equivocadas. Gracias a ustedes sigo convirtiéndome en el hombre que deseo ser y estoy cumpliendo cada uno de mis anhelos. Sólo pido que puedan ver y ser partícipes de mis logros, nuestros logros.*

### ✦ A mi Ranita:

*Por aceptar iniciar una nueva vida, juntos, por todos los inolvidables e importantes momentos, con los cuales hemos ido creciendo cada día. Por el maravilloso e invaluable regalo de mi bebé, así ya no voy a jugar solo. Por estar ahí siempre que es necesario. Sé con firmeza que estaremos bien juntos, así que sólo espero que ambos alcancemos el crecimiento y desarrollo por los que estamos luchando. A mi Uri, porque donde quiera que esté y aún en las condiciones más adversas, él será la imagen que me dará fuerzas para soportar y superar cualquier reto.*

### ✦ Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco:

*Por hacerme un espacio entre sus actividades y brindarme sus oportunos consejos para presentar este interesante tema de investigación, permitiéndome así concluir satisfactoriamente una de las etapas más importantes de mi formación profesional.*

### ✦ A la familia Morales y Monroy:

*Por su invaluable amistad, consejos y apoyo con los cuales me mostraron, con el ejemplo a crear las bases para construir una vida ejemplar, digna y exitosa.*

### ✦ A los amigos que hice en la Facultad:

*Con quienes, al cabo de tantos días juntos, establecimos vínculos de amistad que sé, perdurarán para toda la vida. Porque fueron y serán como una segunda familia. Con ellos compartí alegrías, tristezas, decepciones, tareas, sueños y, sobre todo, esperanzas. Con ellos se confirma que "los amigos que haces en la Universidad duran para siempre". Afortunadamente son muchos, por ello no los listo, porque sería otro capítulo de este trabajo, pero los llevo con cariño en mi corazón.*

### ✦ A mis familiares y amigos de antaño:

*Quienes en varios momentos de mi vida me tendieron la mano de una u otra forma. Los que en la adversidad me respaldaron. A quienes me emplearon, dándome con ello la oportunidad de aprender sobre los aspectos más diversos y valiosos. A quienes simplemente confían en mí y me alientan a seguir luchando.*

A todos:

Con cariño, GRACIAS.

# INDICE

I.	<u>INTRODUCCIÓN.</u>	..... 7
II.	<u>YACIMIENTOS SOBREPRESIONADOS.</u>	
	1. OCURRENCIA Y ORIGEN DE LAS SOBREPRESIONES.	..... 9
	1.1. Gradientes de Presión.	..... 9
	1.2. Detección de sobrepresiones.	..... 12
	1.3. Origen de las Sobrepresiones.	..... 15
	1.4. Preservación de las sobrepresiones.	..... 23
	2. EFECTO DE LAS SOBREPRESIONES EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.	..... 23
	2.1. Porosidad Primaria.	..... 24
	2.2. Porosidad Secundaria.	..... 25
III.	<u>PRINCIPIOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.</u>	
	OBJETIVOS.	..... 29
	1. PRINCIPIOS BÁSICOS.	
	1.1. Ley de Darcy.	..... 29
	1.2. Compresibilidad.	..... 31
	1.3 Ecuación de difusión.	..... 32
	1.4 Zona de compresibilidad.	..... 35
	1.5 Radio de Investigación.	..... 37
	1.6 Regímenes de flujo.	..... 38
	1.7 Principio de superposición.	..... 39
	2. ALMACENAMIENTO EN EL POZO.	..... 41
	2.1 Pozos naturalmente fluyentes.	..... 42
	2.2 Pozos con bombeo.	..... 42
	2.3 Rango de valores.	..... 42
	2.4 Variaciones de presión.	..... 43
	2.5 Flujo en el fondo.	..... 44
	2.6 Fin del efecto de almacenamiento.	..... 44
	3. FACTOR DE DAÑO.	..... 45
	3.1 Factor de daño infinitesimal.	..... 45
	3.2 Factor de daño para un espesor finito.	..... 46
	3.3 Radio efectivo.	..... 47
	3.4 Generalización del concepto de factor de daño.	..... 48
IV.	<u>MÉTODOS CONVENCIONALES DE ANÁLISIS.</u>	
	1. DE DECREMENTO.	..... 50
	1.1 Yacimientos de acción infinita.	..... 51
	1.2 Análisis de las pruebas de decremento de presión por comparación de curvas tipo.	..... 53
	2. DE INCREMENTO	..... 58
	2.1 Análisis de pruebas de incremento durante el período de acción infinita.	..... 59
	2.2 Selección de la técnica de análisis.	..... 63
	2.3 Factores que complican las pruebas de incremento.	..... 64
	3. DE INTERFERENCIA.	..... 65

3.1 Métodos de interpretación en un yacimiento homogéneo.	..... 66
3.2 Pruebas de interferencia en yacimientos fracturados.	..... 69
3.3 Influencia de la historia de producción.	..... 72
V. <u>INNOVACIONES EN PRUEBAS DE PRESIÓN.</u>	
1. PRUEBAS DE PRESIÓN DESDE LA SUPERFICIE.	..... 74
1.1 Cálculos de presión en la cabeza del pozo.	..... 75
1.2 Clasificación y selección.	..... 80
1.3 Requerimientos de instrumentación.	..... 83
2. VARIACIONES DE TEMPERATURA EN PRUEBAS DE PRESIÓN.	..... 88
2.1 Conceptos básicos.	..... 89
2.2 Transporte de calor en el pozo.	..... 94
2.2.1 Distribución de la temperatura.	..... 94
2.2.2 Balance de energía para el fluido del pozo.	..... 98
2.2.3 Temperatura del fluido en el pozo.	..... 101
2.3 Transporte de calor en tuberías superficiales y líneas de conducción.	..... 104
CONCLUSIONES.	..... 111
APÉNDICE.	..... 113
SIMBOLOGÍA.	..... 116
BIBLIOGRAFÍA.	..... 118
BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL.	..... 119

## I. INTRODUCCIÓN.

La producción o inyección de fluidos involucra necesariamente intercambios significativos de energía entre el fluido contenido en el pozo y sus alrededores. Una de esas manifestaciones del intercambio de energía es el calor. Las altas temperaturas de la formación y los fluidos dentro de ésta, disminuirán conforme avancen en su trayectoria hacia la superficie. Por ello, ocurren de manera inherente, cambios fisicoquímicos en las propiedades de los fluidos en el pozo. En este trabajo nos ocuparemos de analizar los cambios de temperatura en pozos con presiones mayores a las esperadas, y su afectación a la presión en superficie. Para fines prácticos, se suele considerar flujo isotérmico en los pozos, sin embargo, esta consideración pierde validez cuando la información geológica nos indica la posibilidad de encontrar yacimientos con presiones anormalmente altas o bajas. La perforación y producción de yacimientos de aceite y/o gas con tales condiciones de alta presión y alta temperatura, originan a menudo problemas adicionales que no se encuentran en los yacimientos convencionales.

La necesidad de optimizar procesos para volver más rentable la producción de hidrocarburos nos obliga a buscar nuevas técnicas que nos permitan conocer más al yacimiento, y con ello explotarlo de una mejor manera. Una de estas técnicas modernas que se proponen es realizar pruebas en las que la presión se mide en superficie.

El trabajo presente proporciona las bases para estudiar yacimientos con condiciones no convencionales de sobrepresión, los cuales sin duda serán más frecuentes en los próximos tiempos, debido a que cada vez es y será necesario explorar y explotar yacimientos a mayores profundidades. Esta tesis promueve la ejecución y toma de datos desde la superficie, sin la necesidad de intervenir el pozo y obtener resultados confiables de pruebas de presión; adicionalmente plantea las consideraciones y los cálculos necesarios para cuantificar las caídas de presión por transferencia de calor, la cual toma mayor relevancia cuando hablamos de yacimientos sobrepresionados. Existe, a saber, sólo una compañía, en los Estados Unidos de Norteamérica, que se dedica a ejecutar este tipo de operaciones. Conoceremos en capítulos posteriores las ventajas de no intervenir el pozo y tomar datos superficiales, proponiendo estos ejercicios como una práctica común y necesaria para casos en que la presión en superficie es mayor que la presión de burbujeo (o saturación)  $\overline{p}_b$ .

Para profundidades grandes (mayores a 10,000 ft), la temperatura del fluido de producción es prácticamente la misma que la temperatura de la formación. Sin embargo, a medida que el fluido asciende, se presenta una diferencia cada vez mayor entre ellas. Esta



diferencia origina transferencias de calor del fluido a sus alrededores y aumenta conforme disminuye la profundidad.

Durante el curso de una prueba de presión en un pozo multifásico, las composiciones de la fase y las fracciones de volumen varían con la presión y la temperatura. Adicionalmente, los cambios en el gasto afectan la temperatura como función de la transferencia de calor en el pozo. Estos cambios de temperatura también afectan el comportamiento de fase de los fluidos, debido a que la temperatura en el pozo decae, la densidad de los fluidos aumenta y con ello la presión en la cabeza disminuye. Es importante tomar en cuenta tales consideraciones para obtener resultados confiables en una prueba de presión; sin embargo éstas se vuelven críticas cuando analizamos yacimientos con presiones anormalmente altas.

La compensación térmica es aún más crítica cuando se mide la presión en la superficie, ya que los registradores están sujetos a cambios de temperatura ambientales (día-noche). Un medidor de presión que no toma en cuenta la compensación térmica, responde no sólo a sus propias fluctuaciones de temperatura, sino al cambio real en la presión ocasionado por el cambio en la densidad del fluido, que está en función de la temperatura.

## II. ANTECEDENTES: YACIMIENTOS SOBREPRESIONADOS.

### 1. OCURRENCIA Y ORIGEN DE LAS SOBREPRESIONES.

Las sobrepresiones son las presiones que tienen los fluidos subsuperficiales, y que son más grandes que las presiones normalmente esperadas bajo condiciones hidrostáticas normales. Es necesario conocer primeramente la posibilidad de encontrar sobrepresiones a una profundidad en particular desde la etapa de exploración; la presencia de presiones mayores que las normales incrementa la complejidad y los costos de perforación, terminación y las operaciones de producción. Adicionalmente, debe predecirse el efecto de las sobrepresiones en el comportamiento del yacimiento.

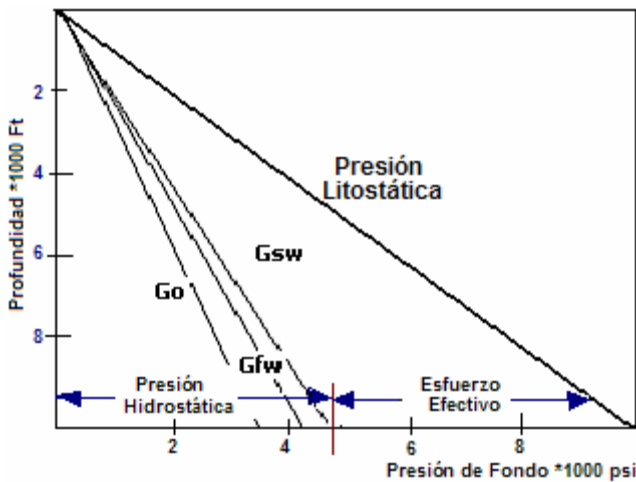
#### 1.1 GRADIENTES DE PRESIÓN.

Los perfiles de presión subsuperficiales caracterizan la presencia o ausencia de condiciones de sobrepresión. Las presiones medidas, comúnmente se expresan en términos del peso por unidad de área y representan el levantamiento a la superficie de una columna de fluido desde el punto de medición. Por ejemplo, una columna de agua con una densidad de  $1[\text{gr}/\text{cm}^3]$  ejercerá un gradiente de presión de  $0.433[\text{psi}/\text{ft}]$  ó  $4330 [\text{psi}]$  a una profundidad de  $10,000 [\text{ft}]$ . Una columna de agua salina de  $1.07 [\text{gr}/\text{cm}^3]$  de densidad, ejercerá un gradiente de presión de  $(0.433)(1.07) = 0.465 [\text{psi}/\text{ft}]$ , la cual conlleva a  $4650 [\text{psi}]$  de presión a  $10,000[\text{ft}]$  de profundidad. Esta presión es llamada *Presión Hidrostática Normal*, si el agua a lo largo de la sección es agua dulce o salina. De la misma manera, un pozo lleno de aceite, con una densidad de  $0.8 [\text{gr}/\text{cm}^3]$ , tendrá un gradiente de presión hidrostática de  $0.346 [\text{psi}/\text{ft}]$ . Un pozo lleno con gas de densidad de  $0.1 [\text{gr}/\text{cm}^3]$ , mostrará un gradiente de presión de  $0.043 [\text{psi}/\text{ft}]$ .

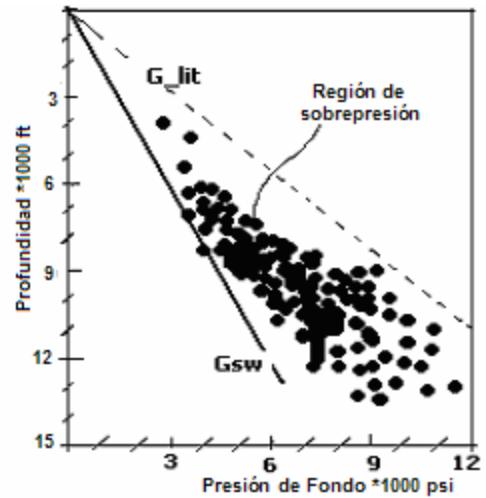
Designar los gradientes de presión como el peso de una columna de fluido en una sección, es una manera conveniente de expresar las mediciones de presión. En este caso, los gradientes de presión no reflejan el cambio de presión sobre un intervalo específico de profundidad, pero son un promedio. Los gradientes descritos a continuación, siempre hacen referencia a gradientes en pozos.

La presión total ejercida por la columna de roca y fluidos a una profundidad dada es llamada *Presión Litostática o Presión de Sobrecarga*. Estas presiones no pueden medirse de manera conveniente a nivel subsuperficial; sin embargo pueden estimarse con facilidad. Por ejemplo, la

densidad promedio del agua de las rocas sedimentarias, en las costas del Golfo es de 2.3 [gr/cm<sup>3</sup>]. Por consiguiente, el gradiente de presión litostática es de (0.433 psi/ft)(2.3 gr/cm<sup>3</sup>) = 1.0 [psi/ft]. Las densidades de la sección sedimentaria no son uniformes, pero se incrementan con la profundidad de ésta, desde valores muy bajos hasta mayores que 2.6 [gr/cm<sup>3</sup>]. Aún así, un gradiente litostático promedio de 1.0 [psi/ft] es una aproximación satisfactoria para una sección sedimentaria normal. La **Fig. 1.1** muestra la relación entre el esfuerzo litostático y diferentes gradientes hidráulicos de fluidos. Se comparan los gradientes normales de presión hidrostática de agua salada, agua dulce y aceite de 34°API. Los yacimientos sobrepresionados ocurren en la región atrapada entre los gradientes de presión litostático e hidrostático. La presión litostática o esfuerzo de sobrecarga,  $\sigma_t$ , es la suma de la presión de poro y el esfuerzo que soporta la matriz rocosa.



**FIG. 1.1** Definición de gradientes de presión en el pozo, para diferentes materiales



**FIG. 1.2** Zonas de presiones altas registradas en las Costas del Golfo de México

La **Fig. 1.2** muestra el efecto de encontrar zonas de sobrepresión a lo largo del Golfo de México. Además enseña las líneas frontera de los gradientes litostáticos y del agua salada. Hay un aumento de gradiente cada vez más pronunciado al incrementarse las condiciones de sobrepresión a profundidades mayores de 10,000 ft. La cobertura de datos refleja la amplia gama de condiciones posibles que se podrían encontrar en las costas del Golfo.

Hubert y Rubey establecen que la *presión litostática* es la suma de la presión hidrostática normal y el esfuerzo efectivo. Como se estableció con anterioridad, éste término es a veces definido como la *presión de sobrecarga*. Esta suma puede expresarse como

$$\sigma_t = p + \sigma_e, \quad \dots (1.1)$$

donde  $p$  es la presión del fluido y  $\sigma_e$  es el esfuerzo vertical efectivo ejercido en la matriz rocosa. El esfuerzo efectivo, comúnmente llamado presión neta de sobrecarga, es la fuerza ejercida por los granos de sedimento a través del contacto grano a grano, para ayudar a soportar la presión litostática. De esta manera, el esfuerzo normal total es la suma de la presión del fluido y el esfuerzo efectivo en el

punto de interés. El esfuerzo efectivo, como el esfuerzo normal total, no puede ser medido directamente, pero es la diferencia entre el esfuerzo normal total y la presión del fluido.

Las presiones de los fluidos mayores que la presión hidrostática normal son llamadas **sobrepresiones**. También se usa el término *presión anormal* para expresar condiciones de sobrepresión. Sin embargo, este adjetivo, puede denotar presiones tanto mayores como menores a las normales. Las sobrepresiones comúnmente ocurren a grandes profundidades y son precedidas por una zona de transición de incremento rápido de presión con la profundidad. La **Fig. 1.3** muestra que las presiones debajo de la zona de transición, para el caso de sobrepresión, pueden seguir cualquier gradiente hidrostático con presiones mayores a lo normal (línea b), o bien continuar incrementándose a lo largo del gradiente que es mayor al hidrostático (línea a).

Las sobrepresiones reducen el esfuerzo efectivo, mientras que el esfuerzo normal total permanece esencialmente constante. El resultado de un esfuerzo efectivo reducido, debilita a la roca sobrepresionada. El esfuerzo efectivo se aproxima a cero a medida que la presión del fluido se acerca a la presión litostática. La roca puede fallar internamente por fractura en este punto. En otras palabras, *la presión litostática es la máxima presión que la roca puede soportar sin fallar*.

Las **presiones subnormales** se presentan en yacimientos confinados. Por ejemplo, puede haber presiones anormalmente bajas en un yacimiento de gas. Otras áreas tienen presiones subnormales que muestran gradientes menores que el gradiente hidrostático normal. Esas presiones subnormales denotan, comúnmente, el flujo hidrodinámico en acuíferos que controlan las presiones en los yacimientos. La **Fig. 1.3** ilustra el caso de las presiones anormalmente bajas. Las presiones subnormales (*subpresiones*) pueden presentar un incremento menor al normal con la profundidad, o de manera paralela al gradiente hidrostático (línea d) o a gradientes menores (línea c). Los problemas de perforación aumentan cuando se perfora a través de esas zonas debido a que existe una pérdida potencial de circulación de los fluidos en la sección subpresionada.

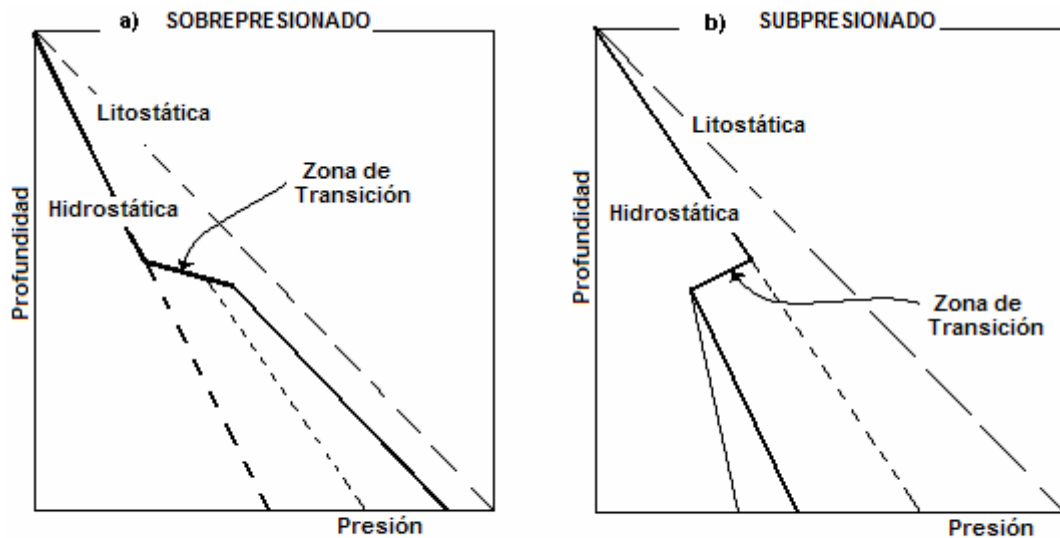


FIG. 1.3 Diagramas de gradientes comunes de presión anormal:  
a) Alta y b) Baja

## 1.2 DETECCIÓN DE SOBREPRESIONES.

Las sobrepresiones pueden detectarse verificando la presión durante la perforación, al estar tomando registros, o en el yacimiento después de cementar y terminar el pozo. Una parte necesaria de todo programa de un pozo, es predecir los niveles aproximados de zonas de sobrepresión que se van a perforar.

**1.2.1 Evidencia Directa.** Las pruebas de formación y los probadores de repetición de formación (RFT) son usados a menudo, tanto en pozos terminados en agujero abierto como cementados, para medir las presiones de los fluidos a una profundidad en particular. Una prueba de formación se lleva a cabo en el pozo utilizando una herramienta cerrada, montada en el fondo de la TP. Una válvula colocada en el fondo de la herramienta se abre para recuperar una muestra del fluido de la formación, y registrar la respuesta de la presión después que la herramienta se cierra. La herramienta está equipada con empacadores de caucho que se expanden para sellar el fondo del agujero de la columna de lodo de perforación que rodea la TP antes que la prueba inicie.

La presión al comienzo de la prueba se incrementa, inicialmente de manera rápida, y posteriormente crece a un ritmo menor, hasta que se alcanza un incremento constante de presión durante el periodo de incremento.

Los empacadores se abren, y la herramienta se libera y retira del pozo después que el procedimiento de la prueba se completó. Los volúmenes de aceite, gas y agua en la tubería se miden y muestrean. El tiempo de flujo de la prueba se conoce; entonces, los volúmenes de aceite, agua y gas recuperados se convierten a un valor de flujo promedio en el yacimiento.

Las presiones se registran, durante el periodo de incremento, por un medidor que puede estar localizado en el fondo o en la superficie. La pendiente puede extrapolarse un tiempo infinito de cierre. Esta presión extrapolada representa la presión original del yacimiento antes de la extracción del fluido durante el periodo de flujo.

Los probadores de repetición de formación o prueba RTF, son similares a las herramientas para pruebas de formación. Sin embargo, esta herramienta es mucho más pequeña y se baja en el pozo con cable de acero. La ventaja de la RTF es que se pueden realizar varias pruebas a diferentes profundidades en el agujero durante un solo viaje y en un tiempo corto. Las desventajas mayores son que el pequeño tamaño de la herramienta restringe el volumen de fluido recuperado, y presenta la posibilidad de que el enjarre afecte el sello de los empacadores.

Un registrador de presiones puede ser bajado con un cable a la profundidad deseada después que se ha perforado, cementado, y terminado. El pozo se cierra y el incremento de presión se mide con respecto al tiempo.

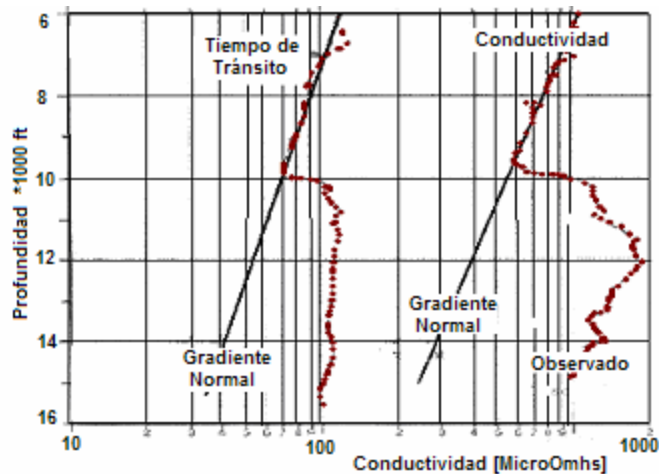
**1.2.2 Evidencia Indirecta.** Las zonas sobrepresionadas pueden ocasionar problemas durante las operaciones de perforación si no se anticipa la necesidad de incrementar el peso del lodo. Es una parte fundamental predecir la profundidad probable donde serán encontradas las altas presiones en un pozo a perforar. El lodo de perforación es, normalmente, una mezcla de agua dulce, con densidad de 8.3 [lb<sub>m</sub>/gal], partículas arcillosas y aditivos químicos que aumentan el peso del lodo a 10[lb<sub>m</sub>/gal], incrementando el gradiente a 0.52[psi/ft]. Un lodo con densidad de 10[lb<sub>m</sub>/gal] generalmente es suficiente para controlar la presión hidrostática normal y prevenir invasiones del acuífero al pozo, además de minimizar la formación de cavernas o ensanchamientos.

Una condición de desbalance puede ocurrir cuando la presión en el fondo del pozo encontrada por la barrena es más grande que la presión hidrostática. Los problemas de perforación no se presentan o no aumentan si la sección de sobrepresión se compone de lutitas de baja permeabilidad, esto evita que haya intercambio de fluidos en el yacimiento. Sin embargo, los fluidos de la formación tienden a fluir al pozo si se encuentra un acuífero permeable y la permeabilidad *in situ* es suficiente para permitir el flujo de fluidos. El flujo de fluidos de la formación al pozo puede ser bastante grande como para expulsar el lodo del pozo a la superficie. El pozo presentará un brote si los preventores fallan o soportan muy poca presión como para sellar el sistema.

Los operadores deben aprender a medir de manera indirecta el acercamiento a secciones de sobrepresión. Si la arcilla se circula desde el fondo del pozo, las densidades a menudo encuentran un decremento a medida que en el pozo nos acercamos a la zona sobrepresionada. La densidad de la arcilla generalmente se incrementa bajo condiciones geológicas normales. Un decremento en la densidad de éstas también puede ser detectado con la corrida de registros. La resistividad de la arcilla comúnmente aumenta con la profundidad. Un abatimiento en la densidad de la formación puede

detectarse por un decremento en la resistividad –o inverso de la conductividad (la cual crece). El incremento en los tiempos de tránsito corresponde a una caída de la densidad. De hecho, la respuesta de los registros en una zona sobrepresionada puede ser correlacionado directamente con la presión de la formación. La **Fig. 1.4** muestra ambos tiempos de tránsito y el incremento de la conductividad de la arcilla, cuando se halla una zona sobrepresionada a 10,000[ft] de profundidad en el Oligoceno de Texas. En este caso, la transición de condiciones normales a sobrepresionadas es realmente abrupta. El gradiente en la zona de sobrepresión varía de 0.85 a 0.88 [psi/ft].

Por otra parte, la temperatura de las arcillas sobrepresionadas algunas veces se incrementa. Este incremento en la temperatura puede detectarse monitoreando los cambios de temperatura en el lodo de perforación. Ninguna de esas técnicas para interpretar directamente los cambios en el carácter de la sección sedimentaria es completamente fiable, pero el monitoreo de esos cambios durante las operaciones de perforación aumenta la oportunidad de evitar accidentes. La cementación puede seleccionarse cuando se detecte el acercamiento a zonas sobrepresionadas. La perforación a través de la zona de alta presión, puede entonces hacerse con un lodo pesado sin miedo a tener pérdidas de circulación en esa región.



**FIG. 1.4** Conductividad de arcillas e intervalos de tiempo de tránsito en el Oligoceno, Texas Sur.

El agua de la formación en las zonas de alta presión, muestra a menudo una disminución abrupta en la salinidad, también el agua cambia de un contenido salino normalmente alto a ligeramente salobre. La reducción en las densidades de la arcilla y de la salinidad del agua, sugiere que una sección sobrepresionada contiene generalmente arcillas de baja densidad y agua de baja salinidad, dependiendo de la profundidad de localización. Estas características, indican el origen posible de sobrepresiones.

### 1.3 ORIGEN DE LAS SOBREPRESIONES.

Los orígenes de las sobrepresiones son de especial interés para predecir su ocurrencia, particularmente con pocos metros perforados o en zonas de reciente desarrollo. El entendimiento de su origen es muy útil para anticipar efectos potenciales dañinos durante la perforación y producción de yacimientos de gas y/o aceite sobrepresionados.

Las sobrepresiones han sido identificadas a profundidades que van desde unas cuantas decenas de metros, hasta a más de 8,000 m, y se han reportado en numerosas áreas alrededor de todo el mundo. Hay, sin embargo, dos escenarios principales en los cuales se encuentran estas geopresiones:

- En áreas con actividad tectónica reciente de plegamiento, y
- Secciones sedimentarias relativamente jóvenes, en las cuales un estrato de grande espesor se ha depositado rápidamente.

Las causas del sobrepresionamiento, por consiguiente, dependen en gran medida de la historia geológica de la sección sedimentaria.

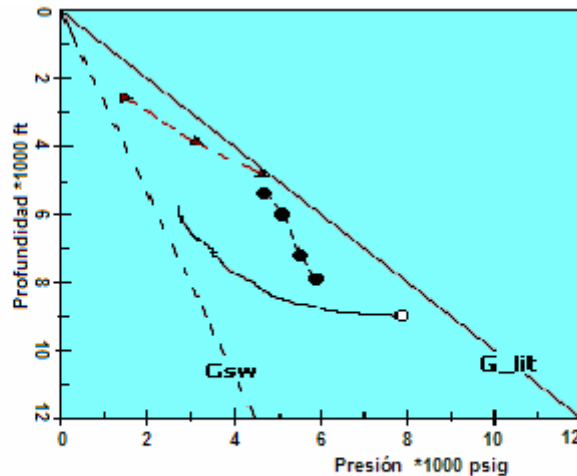
Un requerimiento mayor para el sobrepresionamiento es que las rocas sedimentarias tengan permeabilidades bajas para que el flujo sea despreciable, comparado con el incremento de presión en el sedimento. Por esta razón, las altas presiones ocurren generalmente en secciones con composición predominante de arcillas.

Las altas presiones de los fluidos resultan cuando una porción del esfuerzo efectivo, normalmente soportado por la matriz rocosa, es transferido al agua intergranular. Esta conclusión se deriva a partir de la relación asumida de la presión del fluido, el esfuerzo efectivo y el esfuerzo normal total, mostrado en la ecuación 1.1. Por ejemplo, el incremento del peso soportado por las capas sedimentarias causado por la superposición de éstas, puede aumentar el esfuerzo normal total a una proporción más rápida que la capacidad creciente de carga de la compactación porosa media. El incremento en el esfuerzo efectivo se transfiere al agua intergranular congénita, la cual a su vez incrementa la presión de los fluidos. El aumento en la presión normalmente se disipa mediante el flujo de agua del sedimento a profundidades menores, cuando la permeabilidad *in situ* es suficientemente alta para permitir el flujo de fluidos hacia sedimentos periféricos. Sin embargo, hay mayor hermetismo en el empacamiento de los granos, y el espacio poroso se reduce con la profundidad. El tamaño reducido de los poros ocasiona una disminución en la permeabilidad y el agua intergranular no puede removerse rápidamente, presentándose flujo forzado a otras regiones. Las presiones de los fluidos se incrementan a niveles cada vez mayores a causa de la incapacidad de expeler el exceso de fluidos.

**1.3.1 Presiones tectónicas.** Algunas de las primeras sobrepresiones registradas, fueron reportadas de áreas donde la relativamente reciente actividad tectónica causó que el esfuerzo principal



normal fuera horizontal. Las rocas se pliegan herméticamente y las fallas por empuje son comunes en esas regiones. Hubbert y Rubey<sup>[2]</sup> sugieren que el esfuerzo principal es el resultado de fuerzas regionales compresivas, y que el sobrepresionamiento resultó de la transferencia de esfuerzos tectónicos a los fluidos. La **Fig. 1.5** muestra un ejemplo en Norte América, el campo Ventura en California. Las presiones del yacimiento se incrementan rápidamente con la profundidad, hasta casi llegar al gradiente de presión litostático. Esta área fue sujeta a actividad de plegamiento y fallamiento durante el Plioceno y Pleistoceno. La actividad tectónica continúa en el presente, como lo evidencian los numerosos terremotos que se registran en ésta área. Presiones altas también fueron reportadas en diversas regiones de Irak y de la India, a lo largo del cinturón de pliegues del Himalaya.



**FIG. 1.5** Presiones anormales registradas en pozos perforados cerca o dentro de fallas con actividad tectónica o pliegues y fallas compresionales

**1.3.2 Compactación sin drenar.** Dickinson<sup>1</sup> identificó las sobrepresiones como resultado de la baja expulsión de agua durante una depositación rápida y con sedimentos jóvenes. La ocurrencia común de sobrepresiones en la primera arcilla de espesor considerable, estando localizada debajo de una sección de arenisca, es la evidencia de éste origen. Magara<sup>8</sup> y Plumley<sup>9</sup> se refieren a la condición de la compactación sin drenar como una compactación desequilibrada y compactación no equilibrada, respectivamente. Sin embargo, el término compactación sin drenar parece describir la falta de compactación normal y la no expulsión de agua de la sección.

Los sedimentos terciarios del Golfo de México proveen ejemplos típicos de compactación sin drenar. La **Fig. 1.6a** presenta la relación arena/arcilla a través de la sección sedimentaria de los 2,500 a los 16,000 pies en el campo *Rancho McAllen*, al sur de Texas.

La figura 1.6a muestra las presiones de los fluidos derivada de las mediciones de conductividad. El gradiente normal de agua salada de 0.465 [psi/ft] y un gradiente de 0.9 [psi/ft] son incluidos para la localización de zonas de sobrepresión. La primera zona de alta presión está cerca de los 5,000 ft, mientras que la segunda está localizada más profundamente, a unos 7,500 ft. Ambas

secciones, compuestas predominantemente de arcillas, se interpretan como presiones anormalmente altas. Una sección intermedia de presiones más o menos normales ocurre en las areniscas de la parte inferior. Se muestra que hay buena aproximación entre las presiones calculadas y la presión medida a 11,850 ft.

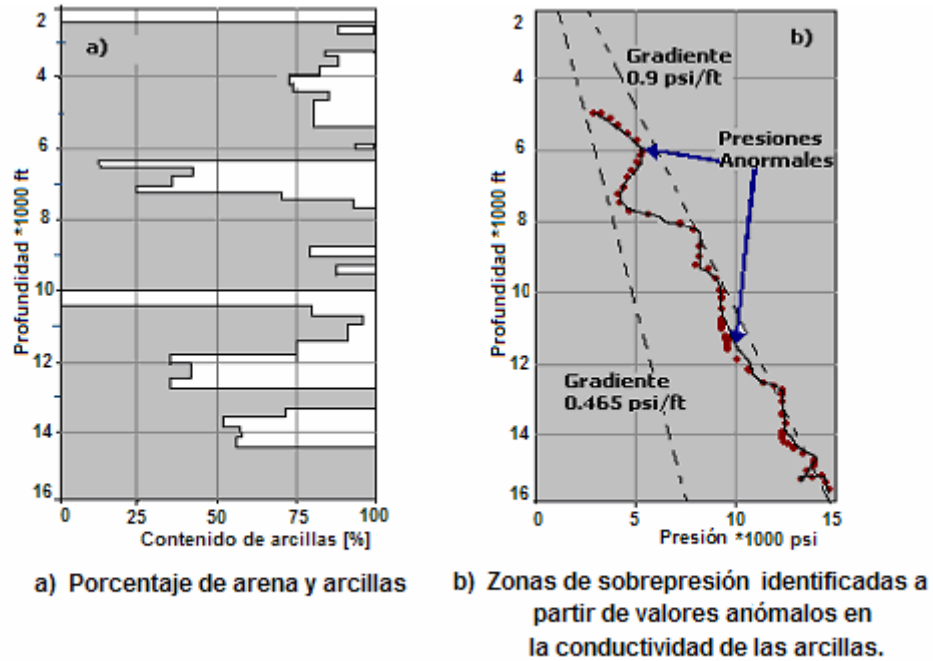


FIG. 1.6 Identificación de sobrepresiones en la sección del Oligoceno, Sur de Texas.

La zona sobrepresionada probablemente resulta de una compactación sin drenar en la formación. La **Fig. 1.7** muestra que las densidades calculadas de un registro de densidad, son considerablemente menores en la sección de alta presión que aquellas observadas en las zonas de presión normal. Se incluye en esta comparación la densidad para condiciones normales de compactación. Las arcillas de la formación muestran densidades sumamente bajas comparadas con estas curvas. Las densidades de las arcillas son mucho más grandes en las areniscas normalmente presionadas de la base de la formación, encontradas aproximadamente a 14,000 ft. Una densidad arcillosa baja también se muestra a profundidades mayores en la zona de alta presión. Para valores comparativos proporcionados de análisis de núcleos y de registros, están incluidos en la figura.

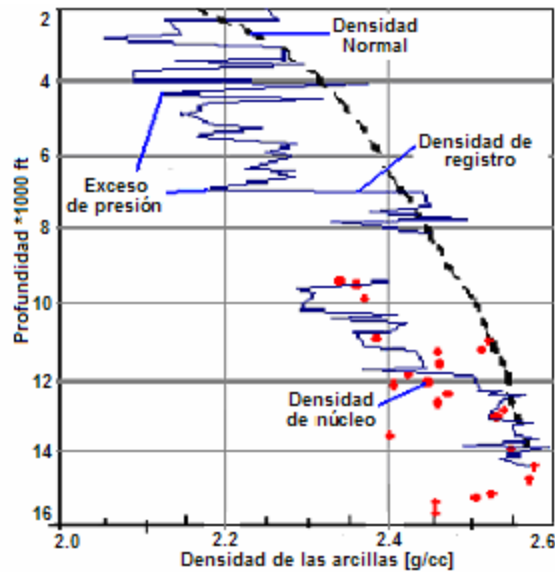


FIG. 1.7 Anomalías en la densidad de la arcillas, Oligoceno, Sur de Texas

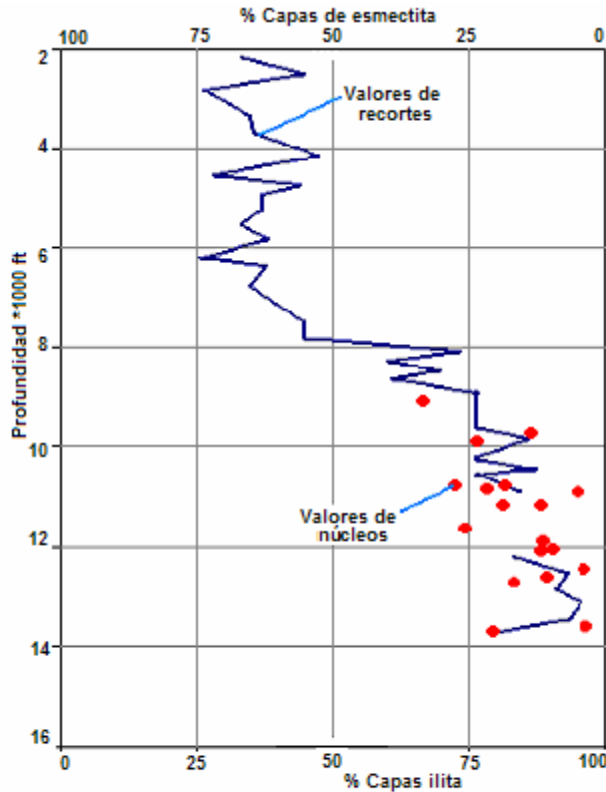
**1.3.3 Transformación de arcilla.** En muchas formaciones, las arcillas están frecuentemente compuestas de una mezcla de minerales como la esmectita, ilita y kaolinita. La esmectita contiene alrededor de cuatro niveles de moléculas de agua dentro de su estructura cristalina. Colectivamente se consideran como expansibles, debido a su habilidad de absorber agua. Con la absorción de agua en su estructura cristalina, la arcilla se hincha, incrementando el volumen aparente de granos. Un ejemplo de arcilla expansible es la montmorillonita, formada a partir de ceniza volcánica. Esas arcillas expansibles se conocen como esmectita/ilita interniveles.

Las arcillas esmectita/ilita que se encuentran a poca profundidad y a bajas temperaturas contienen mayormente esmectita con agua entre sus capas. El incremento de temperatura ocasiona que uno o más de los niveles de agua sean expulsados. Al presentarse espaciamiento entre los niveles, la estructura se reduce a la de la ilita<sup>11,12</sup>. El agua expulsada ocupa un volumen de poros incrementado  $V_{\text{Poros}}$ , que se ajusta con un decremento en el volumen de granos o un incremento en la presión de formación. Al mismo tiempo aumenta el número de capas de ilita.

La transformación de una mezcla de esmectita/ilita interniveles a una mezcla con ilita predominante, ocurre bajo tierra a una temperatura promedio de 220° F, la cual corresponde a una profundidad aproximada de 10,000 ft, bajo condiciones de gradiente normales de temperatura<sup>11</sup>. Así, el exceso de agua en los poros de las arcillas soporta parte del esfuerzo total normal (presión de sobrecarga  $\sigma$ ). Este incremento en la presión del fluido ocasiona que disminuya el esfuerzo efectivo en la matriz rocosa,  $\sigma' (= \sigma - p)$ .

Un incremento súbito en la ilita se detecta si la transformación de la esmectita/ilita es la causa primaria del sobrepresionamiento. Alternativamente, la temperatura de transformación, a la profundidad de sobrepresionamiento, puede tomarse como una evidencia indirecta de que la

transformación de arcillas es la causa primaria de la existencia de las condiciones de presión anormal. La **Fig. 1.8**, presenta una gráfica del número relativo de niveles de esmectita/ilita como función de la profundidad, aplica este concepto al Campo *Rancho McAllen*. El incremento abrupto en el contenido de ilita, relacionado con la presencia de sobrepresiones se infiere a partir de anomalías en la conductividad. Con el análisis de núcleos simples, Berg y Habeck<sup>10</sup> mostraron que el incremento en el número de capas de ilita coincide con una temperatura de aproximadamente 212°F (Freed<sup>13</sup>) dando el mismo resultado a través de análisis de recortes de perforación. Puede notarse la excelente concordancia entre los valores proporcionados por los recortes y los núcleos.



**FIG. 1.8** Número relativo de capas de esmectita e ilita en los minerales arcillosos entre niveles, obtenidos de análisis de recortes y núcleos, Sur de Texas.

El cambio la composición arcillosa también coincide con un abrupto decremento en la densidad de las arcillas (Fig. 1.7). La densidad de las lutitas nuevamente aumenta con la temperatura conforme continúa la compactación y el agua desplazada toma lugar debajo de esta zona de baja densidad.

**1.3.4 Presionamiento térmico del agua.** El agua de los poros se expande con la temperatura. El incremento en el volumen del agua es mucho más grande que la expansión de los minerales arcillosos presentes en las lutitas. Si este incremento en el volumen del agua no puede disiparse, el esfuerzo normal total aumenta con la profundidad y con la temperatura. Barker<sup>14</sup> llama a este mecanismo presionamiento térmico del agua. El proceso físico anterior se ilustra en la **Fig. 1.9**

que presenta el cambio en la densidad del agua, expresado en  $[\text{gr}/\text{cm}^3]$ , como una función de la temperatura y la presión. La línea de variación de la densidad representa cambios para un agua caracterizada con una densidad inicial. La escala para la temperatura que se tiene en el eje vertical, también representa el incremento de la profundidad de la zona de interés, debido a que la temperatura de formación es función de la profundidad. La densidad del agua disminuye a causa de la expansión térmica. La disminución en el volumen del agua causada por la expansión térmica, puede adaptarse en el yacimiento de diversas maneras:

- 1) el agua es capaz de escapar de la arcilla si la permeabilidad es bastante alta como para permitir que ocurra el flujo.
- 2) El incremento de presión se presenta cuando la permeabilidad de la arcilla es muy baja y toda la expansión del volumen de agua se retiene.

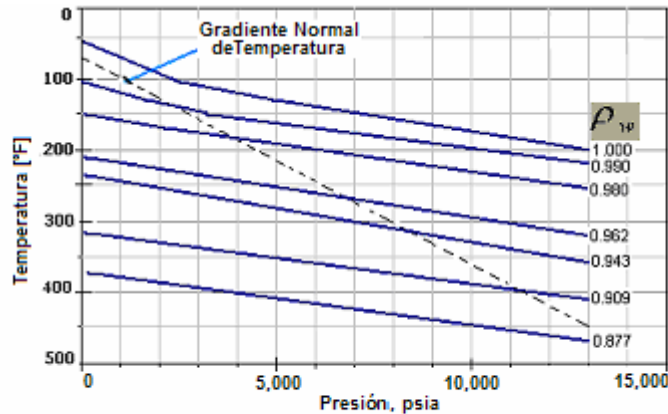


FIG. 1.9 Diagrama de presión ejercida por expansión de un volumen de agua, respecto a la profundidad, y a incrementos constantes de Temperatura de 50°F

El diagrama de presionamiento acua-térmico de la Fig. 1.9 está basado en densidades de agua dulce. Las aguas más salinas se expanden en menor grado que el agua dulce. Por consiguiente, el efecto de aumento de presión con el incremento de temperatura del agua salada será menor. No obstante, el agua salina puede llegar a estar considerablemente sobrepresionada.

La Fig. 1.10 muestra que los cambios observados durante una expansión acua-termal, deben reflejarse en un incremento en el gradiente de presión paralelo al gradiente hidrostático. La densidad de la arcilla continúa a lo largo de la curva de compactación normal, hasta que la presión del agua de los poros se vuelve igual a la presión de fractura de la roca (punto **a**). La generación de fracturas ocasionará migración y pérdida de una parte del agua de poro a las lutitas circundantes. La pérdida de agua de poro causa el incremento en el gradiente, hasta intersectar el gradiente litostático. Las fracturas se cierran cuando la presión de poro se reduce a la presión de cierre de fractura (punto **b**); a profundidades mayores, nuevamente se presentan ciclos sucesivos de aumento de presión, fracturamiento y ciclos de cierre de fracturas. Este proceso ocasiona que la presión del agua se mantenga, esencialmente igual a la presión de fractura.

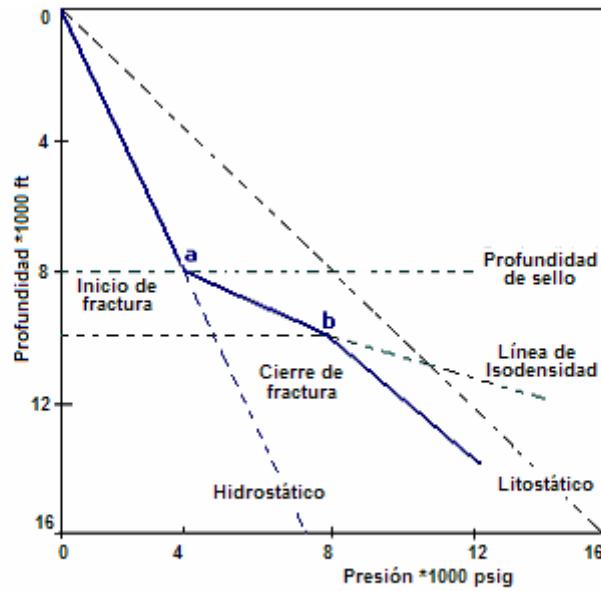


FIG. 1.10 Diagrama de incremento de presión causado por presionamiento térmico del agua e incremento de temperatura.

Barker y Horsfield<sup>15</sup> han propuesto que el represionamiento térmico del agua ha sido el mecanismo principal en la sección terciaria del Golfo de México, pero no concluyeron la documentación exitosa de esos efectos.

**1.3.5 Generación de Aceite y Gas.** La conversión de materia orgánica o queroseno, a petróleo líquido o gas, también resulta en un incremento de volumen. El aceite o gas generado recientemente, ejercen una presión por expansión de fluidos mayor que la propuesta por los procesos de presionamiento acua-térmicos. Un incremento en la presión también puede ocasionar fracturamiento en la matriz rocosa. Las fracturas inducidas ayudan en la migración primaria de aceite o gas. La generación de gas es más probable que origine sobrepresionamiento, debido a su mayor capacidad de expansión<sup>15</sup> comparada con el aceite. El proceso ha sido aplicado a la degradación térmica de aceite a gas como resultado de la profundidad y las altas temperaturas<sup>16</sup>. El mismo principio aplica a la generación de gas a partir de queroseno.

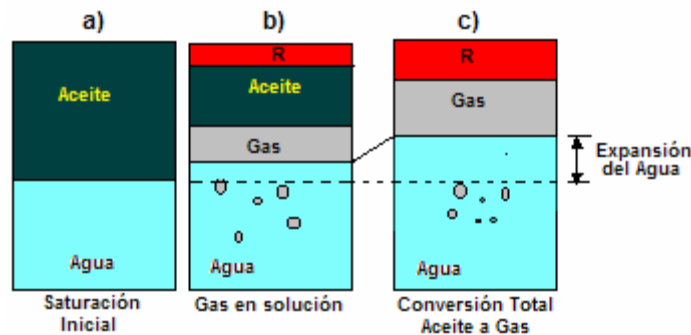


FIG. 1.11

La **Fig. 1.11** muestra una unidad de volumen de poros ( $V_{\text{Poros}}$ ) conteniendo agua y aceite en una etapa inicial de saturación. La profundidad de localización, con la alta temperatura resultante, convierte una porción del aceite en gas (Fig. 1.11b). Una cantidad pequeña de residuos de carbón permanece. El aceite, el gas y el agua se expanden a temperaturas altas, y una cantidad reducida de gas está en solución en el agua y eventualmente todo el aceite se convierte en gas a profundidades mayores (Fig. 1.11c). Una cantidad mayor de residuos se acumula en esta etapa, pero la presión ejercida por el gas y el agua a estos niveles es alta. El volumen mayor de fluidos ejerce presiones que alcanzan la presión de fractura de la roca después de una conversión de sólo un 25 a 50% de la saturación inicial de aceite, si la roca actúa como una barrera impermeable<sup>16</sup>. El queroseno se puede sustituir para las saturaciones inicial y reducida, y el efecto de expansión del gas y el agua serán esencialmente iguales para esta secuencia.

El aumento de presión durante el proceso de generación de gas puede ser rápido y eventualmente alcanza la presión de fractura de la roca de la misma manera que se vio en el presurizamiento acua-térmico. Hay una ligera reducción en la presión después del fracturamiento ocurrido. Esas fracturas aumentan con la temperatura y la profundidad. La densidad de las arcillas solo se reduce ligeramente por las fracturas y debe permanecer esencialmente constante arriba del intervalo de alta presión.

Las sobrepresiones observadas a profundidades mayores en el campo Rancho McAllen, son, probablemente, el resultado de la generación de gas. Los gradientes de presión exceden los 0.9[psi/ft] a más de 12,000 ft. Esas presiones coinciden con la generación de gas húmedo en las lutitas de otras formaciones; esas lutitas (ver Fig. 1.7 superior) muestran una reducción en la densidad, conforme la profundidad, que es, probablemente, el resultado de una alta saturación de gas.

**1.3.6 Presiones Osmóticas.** Se conoce como la existencia de diferencias en las salinidades del agua subterránea. Jones<sup>18</sup>, propuso presiones osmóticas tal vez generadas por flujo de iones del agua más salina a la menos salina. Los cálculos muestran que el aumento en la presión osmótica resulta en un sobrepresionamiento. Por ejemplo, los excesos de presión pueden estar alrededor de los 1,500 psi, con una diferencia de salinidad de 100,000 ppm de NaCl entre dos formaciones. Esas presiones, sin embargo, pueden no ser suficientemente altas para producir gradientes mayores a 0.6 [psi/ft] que son comunes a profundidades de sobrepresión. Una objeción importante es que las presiones osmóticas estarían en el área de aguas más salinas, considerando que la salinidad reducida es comúnmente observada en la zona de sobrepresión. La conclusión es que las presiones osmóticas no contribuirían mayormante a tener altos niveles de presión.

## 1.4 PRESERVACIÓN DE LAS SOBREPRESIONES.

Existen dos puntos de vista concernientes a la preservación de las sobrepresiones en rocas sedimentarias. Estos se ven confrontados en relación a si la preservación de las altas presiones es una condición estática o dinámica, cuando se ven en la escala geológica, y son producto de varias influencias. ¿Cómo se han mantenido las altas presiones observadas en sedimentos más antiguos, tal como los de la era cretácica, a través de millones de años?. Los compartimientos más profundos deben estar sellados por barreras absolutamente impermeables para mantener las altas presiones a través de periodos de tiempo. Esta opinión sostiene que el régimen de las sobrepresiones se desarrolló con un origen simple.

Alternativamente, las altas presiones pueden ser vistas como una condición dinámica, resultante de uno o más mecanismos de incremento de presión, operando a diferentes niveles y por diferentes razones. Por ejemplo, la compactación sin drenar ocurre en sedimentos a poca profundidad durante procesos de evacuación de agua. Las arcillas de baja permeabilidad, relativamente impermeables, se sobrepresionan, mientras que las areniscas adyacentes permanecen con presiones normales a causa de su gran propensión a transferir agua. La sección está sujeta a incrementos de temperatura y una normalización a grandes profundidades. La deshidratación de lutitas expansibles permite una segunda etapa de deyección de agua. Finalmente, a grandes profundidades, la materia orgánica en las arcillas alcanza la madurez, y se generan el aceite y gas como función de la temperatura y el tiempo.

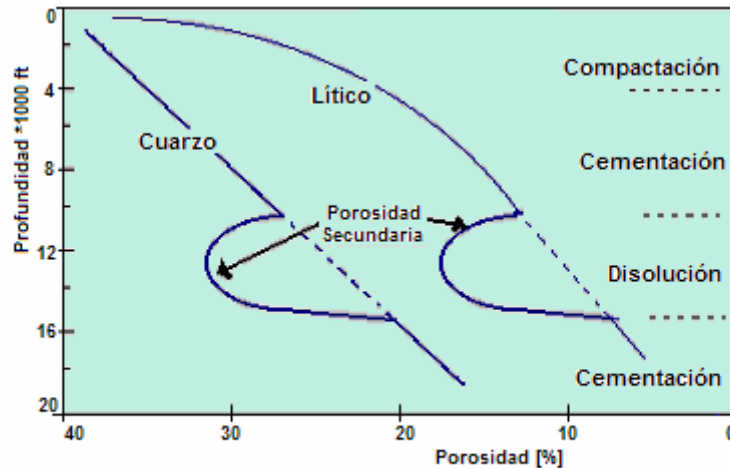
## 2. EFECTO DE LA SOBREPRESIÓN EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.

Las areniscas localizadas en secciones de altas presiones, muestran comúnmente una porosidad mayor cuando se comparan con secciones de presiones normales en rocas similares. La porosidad alta es acompañada de cambios en otras propiedades del yacimiento, como aumentos de la permeabilidad y de los volúmenes de aceite y gas, además de una disminución en las presiones capilares. El aumento en la porosidad es mayormente el resultado del efecto de disolución en el flujo de las aguas de la formación a través del tiempo geológico. El sobrepresionamiento de cualquier sección ocasiona que el potencial de flujo y el alivio de sobrepresión puedan tomar lugar, siendo esto con flujo a través de las areniscas y/o a lo largo de las fracturas o fallas. La porosidad primaria es producto del entorno de depositación, así como del proceso de compactación, y generalmente disminuye continuamente con la profundidad. La porosidad alta ocasionada por disolución se conoce como porosidad secundaria.



## 2.1 POROSIDAD PRIMARIA.

La secuencia general de reducción de la porosidad de las areniscas con la profundidad se puede ilustrar esquemáticamente con dos rocas composicionalmente diferentes, encontradas comúnmente en yacimientos de hidrocarburos: arenisca cuarzosa y arenisca lítica. La **Fig. 1.12** muestra los dos tipos. La secuencia general de alteración de un volumen de poros ( $V_{\text{Poros}}$ ) es: compactación, cementación, disolución y recementación.



**FIG. 1.12** Secuencia normal de Diagénesis para cuarcitas y arenas líticas.

Las areniscas cuarzosas son aquellas en la que dominan los granos de cuarzo, generalmente más del 70%. La porción restante son feldespatos, fragmentos de roca y/o minerales lutíticos<sup>1</sup>. El cuarzo es resistente a la deformación mecánica y crea un agregado con una estructura relativamente rígida. La reducción de la porosidad con la profundidad toma lugar primeramente con la compactación. Los ajustes mecánicos entre los granos resulta en un empacamiento más firme de los granos. El periodo temprano de compactación, es seguido por un incremento en el flujo de agua de cementación y de compactación, provenientes de las arcillas adjuntas a través de las arenas. El cuarzo se precipita comúnmente entre los granos, y aparece como un crecimiento excesivo de los granos de cuarzo. La reducción de la porosidad con la profundidad es esencialmente una función lineal para los cuarzosos arenosos.

En contraste, las arenas líticas generalmente muestran un bajo contenido de cuarzo, normalmente menos de 40%. El balance de los granos es una combinación de feldespatos, rocas líticas fragmentadas y minerales arcillosos. El componente lítico habitualmente consiste de granos finos de rocas fragmentadas, como arcillas o rocas volcánicas. No existe un soporte rígido en las areniscas líticas. La consolidación da lugar a una flexión y apretamiento de las partículas líticas en los espacios porosos intersticiales. La porosidad se reduce a mayores proporciones que las observadas para un cuarzo arenoso. Esta etapa de compactación poco profunda, es seguida por una precipitación de cemento de calcita, que posteriormente disminuye la porosidad. El efecto total es que la

compactación de las arenas líticas obedece a una función curva, mucho mayor que en la compactación de las arcillas.

La reducción lineal de la porosidad de areniscas cuarzosas, conforme la profundidad para yacimientos de gas del Mioceno en Louisiana, está bien documentada. Con ejemplos se demuestra la reducción no lineal de la porosidad con la profundidad para arenas líticas (Berg y Habeck<sup>3</sup>). Las arenas del Oligoceno del sur de Texas, contienen en gran medida fragmentos de roca volcánica. La porosidad cerca de la superficie, para ambos tipos de arenas, es de aproximadamente 40%. Esta porosidad se reduce con la profundidad en una sección normalmente presionada, hasta alcanzar un valor mínimo de 10% a profundidades mayores. Las arenas están cementadas herméticamente en este punto.

## 2.2 POROSIDAD SECUNDARIA.

Muchas unidades sobrepresionadas de arenas manifiestan porosidad secundaria. El volumen de poros es mayor que el que se esperaría comúnmente si tuvieran lugar los procesos de compactación y cementación normales. La porosidad secundaria puede resultar de la disolución de los granos o del cemento. Ordinariamente, los feldespatos ortoclasas potásicos tienen una estructura abierta a lo largo de la disolución, la cual toma lugar de manera paralela a los planos de clivaje. Este tipo de disolución resulta de un incremento de la porosidad a escala microscópica. En otros casos, la disolución de feldespatos puede originar la remoción entera de los granos, dejando poros de mayor tamaño, comparado con los poros de la roca circundante.

Otra forma común de generar porosidad secundaria es mediante la disolución del cemento de calcita. La evidencia de la disolución se muestra en los remanentes de cemento en toda la superficie de otros granos o, en algunos casos, la existencia de poros sobredimensionados entre los granos más rígidos y otra parte de la roca bien consolidada. También se observa la disolución de los feldespatos plagioclasas de sodio y calcio, así como de los granos de roca volcánica.

La formación de porosidad secundaria por disolución de granos o cemento, puede adicionar valores de porosidad de un 10 a 15% a una matriz arenosa bien consolidada. Después de la etapa de disolución, la roca habitualmente empieza a perder porosidad por cementación posterior al incremento en la profundidad, hasta alcanzar la porosidad mínima.

Los horizontes de disolución y de porosidad secundaria están generalmente dentro o cerca del nivel de sobrepresionamiento, y comúnmente ocurren a profundidades de 10,000 ft. Sin embargo, la porosidad secundaria puede ocurrir antes de profundidades de alta presión, debido al flujo ascendente de las aguas subterráneas y, algunas veces, a profundidades mayores que las de sobrepresión. Las profundidades mostradas en la **Fig.1.12** dependen de la ocurrencia de presiones anormalmente altas y de los patrones de flujo a lo largo de la sección. La Fig. 1.12 sólo tiene fines ilustrativos debido a que la

profundidad de cada alteración de porosidad no representa valores absolutos para ningún área particular.

**2.2.1 Causas de Disolución.** La composición de las aguas de formación está muy alterada en comparación con el agua original de mar que saturó las rocas. Esas aguas contienen iones ácidos que son capaces de disolver varios minerales y cementos. Morton y Land<sup>4</sup> identificaron tres tipos de agua de formación que han sido reconocidas en los sedimentos del Cenozoico de las costas del Golfo: agua con acetato de sodio ( $\text{NaC}_2\text{H}_3\text{O}_2$ ), agua rica en  $\text{NaCl}$  y agua rica en calcio.

El agua con  $\text{NaC}_2\text{H}_3\text{O}_2$  es la más abundante y contiene ácidos orgánicos tipo carboxil ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ), que son producidos durante la generación de aceite y gas a partir de la materia orgánica. Esta agua está más diluida que el agua de mar y se pudo derivar de la pérdida de agua intersticial de las arcillas, donde también hay petróleo. El agua con  $\text{NaCl}$  es el segundo tipo más abundante y por lo común la sal está altamente concentrada. Esta agua pudo tener  $\text{NaC}_2\text{H}_3\text{O}_2$  o agua meteórica que al disolverse se redujo a halita. El agua rica en calcio es la menos abundante y probablemente representa el agua de las rocas profundas del Mesozoico que migraron hacia arriba a sedimentos más jóvenes. Contiene  $\text{HCl}$  y es, por tanto, relativamente ácida. Land y MacPherson<sup>5</sup> proponen que el exceso de calcio pudo haber derivado de la disolución de feldespatos plagioclasas.

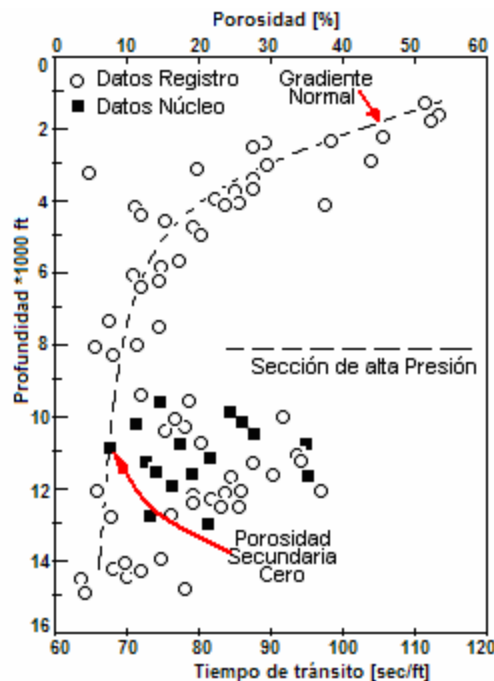


FIG. 1.13 La porosidad como función de la profundidad.

La cantidad de mineral disuelto observado en yacimientos profundos, indica que un volumen grande de agua de formación ha sido desplazado a través de las areniscas en respuesta a la diferencia de presiones. En muchos casos es difícil diferenciar, para el balance de materia, entre la composición original de las rocas, los volúmenes aparentes disueltos, y los volúmenes requeridos de

agua transmitida. No obstante, la evidencia de disolución es justificada y está basada en la observación de numerosas secciones geológicas.

**2.2.1 Porosidad Secundaria en areniscas líticas.** La **Fig. 1.13** ilustra un ejemplo de porosidad secundaria en una sección del Oligoceno, al sur de Texas. El yacimiento de areniscas tiene un contenido relativamente bajo de cuarzo de alrededor de 25% y feldespatos relativamente abundantes, fragmentos volcánicos y cemento de calcita. La formación Vicksburg está sobrepresionada por debajo de los 8,000 ft, con gradientes observados mayores a 0.85 [psi/ft<sup>3</sup>].

Una curva normal de compactación para las areniscas, se infiere a partir del decremento en el promedio de los tiempos de tránsito del registro sónico y de un núcleo simple con porosidad medida mínima de 9%, y sin porosidad secundaria visible en la sección delgada. Otros núcleos a lo largo de la sección altamente presionada muestran evidencia de porosidad secundaria por disolución. Las porosidades medidas incrementan hasta un 24%<sup>7</sup>. De hecho, la diferencia entre la porosidad normal esperada y la porosidad medida es esencialmente igual al número de poros secundarios observados en las secciones delgadas. La porosidad se reduce a valores normales de 8% a profundidades cercanas a los 15,000 [ft]. Un estudio de presiones del yacimiento muestra que la falla *lístrica* representa una vía para que el agua fluya fuera de la sección sobrepresionada<sup>3</sup>. Probablemente, el agua fluente de la formación disuelve granos y cemento mientras se mueve a través de las areniscas. Los minerales disueltos se precipitan entonces a lo largo de la falla. En la **Fig. 1.13** se muestra la similitud con el diagrama idealizado de la Fig. 1.12.

**2.2.2 Porosidad Secundaria en areniscas cuarzosas.** La **Fig. 1.14** indica un segundo ejemplo de alta porosidad en una sección profunda del Cretácico superior en el sur de Louisiana. La producción de gas de los yacimientos ocurre en una secuencia sedimentaria gruesa altamente sobrepresionada. Son comunes los gradientes de presión de 0.6 a 0.9. Las arenas son cuarzosas sin cementar y extremadamente porosas, o bien cementadas por sílice. La Fig. 1.14a compara las tendencias del promedio de porosidad/profundidad. Las arenas delgadas con cemento sílice despliegan porosidades cerradas al 10%, considerando que las porosidades secundarias sin cemento están en el rango de 20 a 27%.

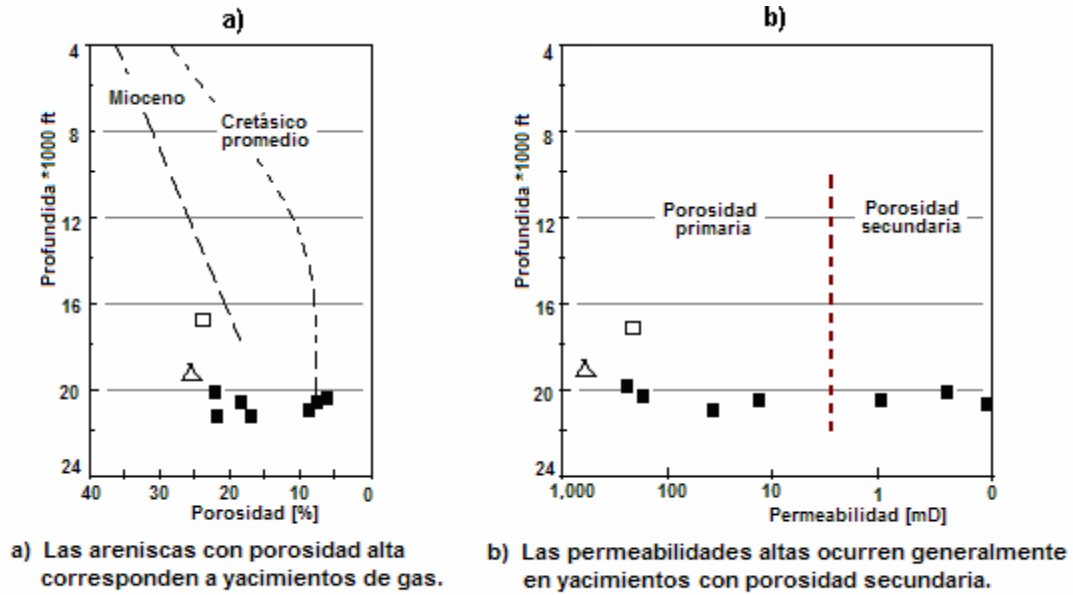


FIG. 1.14 Porosidades y permeabilidades en el Cretácico tardío, arenas profundas del Sur de Louisiana.

Una posible explicación de esas porosidades altas es que la calcita formada tempranamente en el proceso de deposición, previno la compactación mecánica de los granos de arena. La calcita fue disuelta por el flujo del agua de formación después de la deposición a grandes profundidades. Esta explicación se indica por la presencia de pequeñas cantidades de cemento de calcita *relíctico* adherido a algunos de los granos de las areniscas altamente porosas. Las alternativas a la disolución del cemento son la migración temprana del gas que llena los poros y previene la precipitación de calcita o que las arcillas cloríticas se depositaron en las superficies de los granos e inhibieron la cementación extensa. Ninguna de estas ideas es probable por las calcitas penetrantes que rellenan herméticamente las arenas de baja porosidad.

La porosidad secundaria se relaciona con las facies de deposición. Las arenas porosas son granos toscos que fueron depositados en canales marinos profundos. Roth<sup>8</sup> establece que las areniscas poco porosas son granos finos y depositados como un banco de sedimentos. Esto indica que el agua de formación fluyó a través de los canales de las arenas gruesas, debido a las porosidades iniciales altas.

### III. PRINCIPIOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.

#### OBJETIVOS.

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los pozos, a partir del análisis de las variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño ( $S$ ), permeabilidad ( $K$ ), porosidad ( $\Phi$ ), presión media ( $\bar{p}$ ), discontinuidades, fallas impermeables, volúmenes drenados y otros parámetros del yacimiento. El conocimiento de esta información es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

Generalmente, el propósito de las pruebas a pozos, es arrojar información acerca del pozo o del yacimiento. Para obtener esta información, el flujo del pozo se varía y esta variación afecta la presión existente en el yacimiento. Al medir las variaciones de la presión contra el tiempo e interpretándolo nos arroja datos del yacimiento y/o del pozo.

La presión puede ser medida:

- en el pozo, donde el flujo es cambiado; éste es el método más aplicado en las pruebas;
- o en otro pozo; éste es el objetivo de las pruebas de interferencia.

Las variaciones de la presión son interpretadas usando las leyes de mecánica de fluidos. Este capítulo nos introducirá a las usadas con mayor frecuencia y sus consecuencias.

#### 1. PRINCIPIOS BÁSICOS.

##### 1.1 LEY DE DARCY.

Es usada para describir el flujo de un fluido en un medio poroso. A continuación veremos sus aplicaciones y las consecuencias en una prueba de pozo.

##### ***Presentación de la ley:***

De acuerdo a la ley de Darcy, el gasto de un fluido a través de una muestra de roca es proporcional a:

- el gradiente de presión aplicado a la muestra de roca;
- la trayectoria descrita  $s$ ;
- la movilidad del fluido,  $k/\mu$ .

La ley de Darcy es válida dentro de un intervalo de tiempo, cuando el gasto y otros parámetros son constantes.

Por otro lado, no depende de la porosidad del medio o de la compresibilidad de los fluidos o de la roca.

**Expresión vectorial.**

La expresión vectorial de la ley de Darcy es la siguiente:

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S(\overline{grad}(p)). \quad \dots\dots (2.1)$$

Una prueba de pozo estudia las variaciones en la presión que ocurren después de una variación en el valor del gasto. Posterior a que el flujo ha sido variado, la ley de Darcy no puede ser aplicada macroscópicamente para describir el flujo alrededor del pozo.

La ley de Darcy también puede expresarse como una función de la razón de filtración del fluido:

$$\vec{V} = \frac{\vec{q}}{S}. \quad \dots\dots (2.2)$$

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} * grad(p). \quad \dots\dots (2.3)$$

(La razón de filtraciones difiere de la razón aparente en el medio poroso  $\frac{V}{\phi S_o}$ ).

**Expresión en flujo radial:**

La ley de Darcy en flujo radial está expresada por:

$$q = \frac{k}{\mu} 2\pi * rh \frac{\partial p}{\partial r}. \quad \dots\dots (2.4)$$

Ésta, puede ser integrada entre dos valores de distancia del pozo,  $r_w$  y  $r_e$  (**Fig. 2.1**):

$$q = \frac{2\pi * kh}{\mu} \frac{p_w - p_e}{\ln \frac{r_w}{r_e}}. \quad \dots\dots (2.5)$$

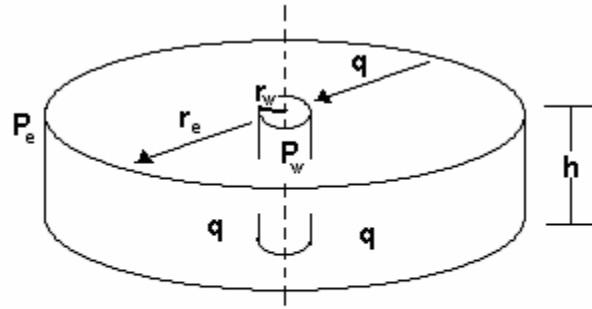


FIG. 2.1 Parámetros que intervienen en la ecuación de Darcy para flujo radial.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

## 1.2 COMPRESIBILIDAD.

Toda la información de una prueba de pozo es obtenida gracias a que la roca y los fluidos son compresibles. La compresibilidad de cualquier material es definida por el cambio relativo en el volumen del material por unidad de presión o variación de presión, a temperatura constante:

$$c = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots \quad (2.6)$$

También puede expresarse en términos de la densidad como:

$$c = -\frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad \dots \quad (2.7)$$

### **Compresibilidad total de un yacimiento de aceite:**

En un yacimiento de aceite, varios componentes son compresibles:

- el aceite;
- el agua, incluso a la saturación irreductible,
- el volumen de poros mismo.

Cuando la descompresión ocurre, el fluido es producido por:

$$\text{- expansión de los fluidos (agua y aceite) } \Delta V_O = -c_F S_O V_P \Delta p \quad \dots \quad (2.8)$$

$$\text{- decremento en el volumen de poros } V_p. \Delta V_W = -c_W S_W V_P \Delta p \quad \dots \quad (2.9)$$

El volumen de poros es balanceado entre la influencia de la presión del fluido y la presión litostática. Cuando la descompresión ocurre, la presión del fluido disminuye, mientras que la presión litostática permanece constante. El volumen de poros decrece, causando con ello la producción general de fluidos.

$$\Delta V_p = -c_p V_p \Delta p \quad \dots \quad (2.10)$$



En contraste, si comparamos la compresibilidad del mismo material, ésta es despreciable. La compresibilidad, en conjunto, de una unidad de volumen de poros se debe a la suma de todos los componentes compresibles:

$$c_T = S_o c_o + S_w c_w + c_p .$$

La capacidad de compresibilidad de una unidad de volumen de un medio poroso es igual a  $\phi(c_T)$ .

**Compresibilidad efectiva:**

El yacimiento es modelado por:

- una roca porosa incompresible con una porosidad:  $\phi S_o$ , y
- un fluido de compresibilidad efectiva:

$$c_e = \frac{S_o c_o + S_w c_w + c_p}{S_o} . \quad \dots\dots (2.11)$$

**Rangos de magnitud:**

El orden de magnitud para compresibilidad es el siguiente:

Aceite	3 – 6	*10 <sup>-6</sup> psi
Agua	3	*10 <sup>-6</sup> psi
Espacios porosos	3 – 100	*10 <sup>-6</sup> psi

1.3 ECUACIÓN DE DIFUSIÓN.

La ecuación de difusividad gobierna las variaciones de presión en el yacimiento, respecto al tiempo. Está basada en dos leyes y una ecuación de estado.

**Ecuación de flujo de fluidos:**

Se asume que la ley de Darcy gobierna el flujo de fluidos. Esta ley no es aplicable macroscópicamente más allá de la duración de la prueba: sólo se varía el gasto y el fluido no puede considerarse incompresible. Sin embargo, es aplicada microscópicamente durante el intervalo de tiempo, cuando ciertos parámetros y el gasto son considerados constantes.

La expresión usada es la misma que la ecuación 2.3:

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} * grad(p) .$$

En esta expresión, las fuerzas gravitacionales son desentendidas. Ésta es la hipótesis manejada en la mayoría de las interpretaciones de pruebas de pozos.

**Balace de Materia:**

La variación en la masa del fluido contenido en la unidad de volumen del yacimiento, es igual a la diferencia entre la cantidad de fluido que entra y la que sale durante un intervalo de tiempo:

$$\text{div} \rho * \vec{V} + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0. \quad \dots (2.12)$$

**Ecuación de estado:**

La densidad del fluido varía con la presión y las variaciones son mostradas por compresibilidad efectiva del fluido, de la ecuación 2.12:

$$c_e = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T.$$

**Ecuación de difusión:**

Se considera la ecuación de balance de materia (2.12) y expresa la razón de filtración y densidad contra la presión, usando la ley de Darcy (1.3) y la ecuación de estado (1.7). Llegando a la ecuación siguiente de presión:

$$\Delta p + c_e (\overline{\text{grad}(p)})^2 - \frac{\phi \mu c_T}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0. \quad \dots (2.13)$$

Se tiene a la mano dos consideraciones:

- el flujo es menor y constante; éste es el caso de un líquido, no de un gas;
- los gradientes de presión son bajos; éste es el caso en yacimientos donde los valores de producción son pequeños;

El término  $c_e (\overline{\text{grad}(p)})^2$  es pequeño comparado con los otros dos de la ecuación (2.13).

Entonces, se reduce a una ecuación ordinaria de difusividad:

$$\Delta p - \frac{1}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad \dots (2.14)$$

El término  $K = \frac{k}{\mu \phi c_T}$  es llamado la **difusividad hidráulica del medio poroso**. Es la relación

entre la movilidad de los fluidos ( $k/\mu$ ) y la capacidad compresible del yacimiento ( $\phi C_T$ ).

La ecuación de difusividad se escribe en los términos siguientes, para flujo radial:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad \dots (2.15)$$

**RESOLVIENDO LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD.**

**Condiciones de frontera:**

La ecuación que describe las variaciones de la presión en el yacimiento respecto al tiempo y la distancia del pozo, se obtiene resolviendo la ecuación de difusividad con tres condiciones de frontera:

- La presión al inicio de la prueba;
- Las fronteras del yacimiento;
- El pozo.

**Solución para un yacimiento infinito y homogéneo:**

La consideración usual es asumir que el yacimiento es homogéneo, isotrópico, de espesor constante y limitado, con fronteras impermeables. El pozo atraviesa el espesor total del yacimiento. La compresibilidad y viscosidad del fluido son constantes y uniformes usando las siguientes condiciones de frontera:

- Presión inicial uniforme ( $p_i$ );
- Yacimiento infinito;
- Flujo constante en el pozo que tiene un radio infinitesimal.

La variación de la presión respecto al tiempo y la distancia al pozo se verifican con la siguiente ecuación:

$$p_i - p(r,t) = -\frac{qB\mu}{4\pi * kh} Ei\left(\frac{-r^2}{4K * t}\right), \quad \dots\dots (2.16)$$

donde  $Ei(x)$  es la función integral exponencial definida por:  $- Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{\exp(-u)}{u} du$ .

La manera de resolver la ecuación es emplear varias condiciones de frontera. La ecuación se escribe de la siguiente manera:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left[-\frac{r_D^2}{4t_D}\right],$$

usando los siguientes factores adimensionales:

	Unidades SI	Unidades prácticas US	Unidades métricas
<b>Presión</b>	$p_D = \frac{2\pi * kh}{qB\mu} \Delta p$	$p_D = \frac{kh}{(141.2)qB\mu} \Delta p$	$p_D = \frac{kh}{(18.66)qB\mu} \Delta p$
<b>Distancia</b>		$r_D = \frac{r}{r_w}$	
<b>Tiempo</b>	$t_D = \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_T r_w^2}$	$t_D = \frac{(0.000264)k\Delta t}{\phi\mu c_T r_w^2}$	$t_D = \frac{(0.00036)k\Delta t}{\phi\mu c_T r_w^2}$

#### 1.4 ZONA DE COMPRESIBILIDAD DEL YACIMIENTO.

El flujo a una distancia  $r$  del pozo al tiempo  $t$ , puede determinarse revisando a nivel microscópico de la ley de Darcy, expresada en flujo radial (2.4) y en la ecuación (2.16), la cual describe la variación de la presión:

$$q(r,t) = qB * \exp\left(-\frac{r^2}{4kt}\right), \quad \dots\dots (2.17)$$

donde:  $q$  : es el gasto en la cabeza del pozo, y  $qB$  : es el gasto en el fondo del pozo

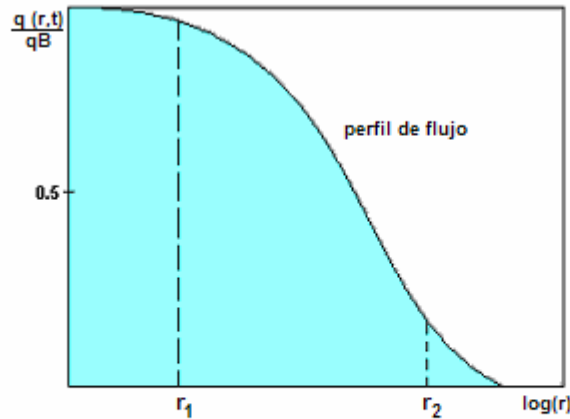


FIG. 2.2 Perfil de presión al tiempo  $t$ , con respecto a la distancia del pozo.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

En el perfil de flujo puede verse que entre el radio del pozo y el radio  $r_1$ , el gasto tiene casi el mismo valor que en la cabeza del pozo. La ley de Darcy es aplicable microscópicamente en esas áreas. Ahí es despreciable el flujo a través de las áreas localizadas más allá de  $r_2$ . La caída de presión entre  $r_2$  y una distancia infinita es despreciable.

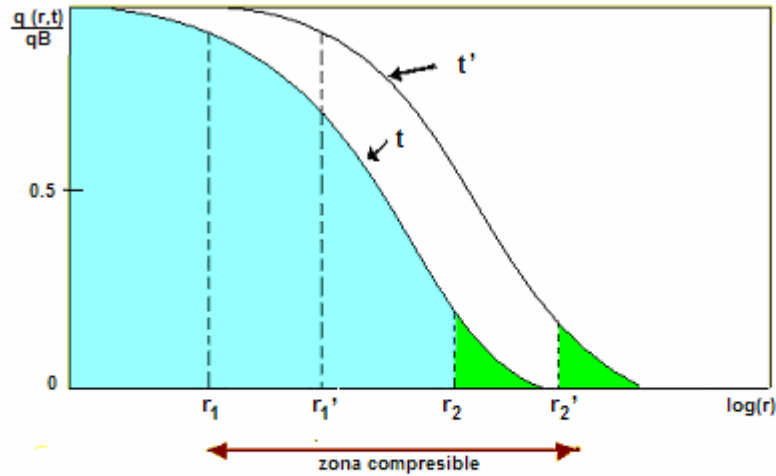


FIG. 2.3 Variaciones en el perfil de flujo para dos tiempos,  $t$  y  $t'$ .

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

A lo largo del área localizada entre el pozo y  $r_1$ , hay un flujo cerca de  $q_B$ . La caída de presión de  $t$  a  $t'$ , entre el pozo y  $r_1$ , es pequeña.

En el área localizada más allá de  $r_2'$  todavía no se involucra en el flujo. La caída de presión entre  $r_2'$  y una distancia infinita permanece despreciable. Para los tiempos  $t$  y  $t'$ , la caída de presión entre una distancia infinita y el pozo es debido a lo que ocurre entre  $r_1$  y  $r_2'$ . Es en esta área donde ocurre la compresibilidad del yacimiento, permitiendo que el flujo vaya de 0 a  $q_B$ . Esto es *la zona compresible*.

La caída de presión en el pozo, desde la presión inicial, es igual a la caída de presión entre una distancia infinita y el pozo.

***La caída de presión en el pozo refleja principalmente las propiedades del yacimiento en la zona compresible.***

Al inicio de la prueba, la caída de presión refleja las propiedades del yacimiento en la vecindad del pozo; después la prueba alcanza áreas que están lejos.

Esto es lo que permite a una prueba de pozo:

- Caracterizar las propiedades promedio más allá del pozo, por ejemplo la permeabilidad;
- Detectar heterogeneidades en las facies;
- Identificar barreras impermeables.

El concepto de zona compresible, es usado para localizar el área del yacimiento que es afectada por la perturbación de flujo de una manera práctica. Esto es a pesar del hecho de que la ecuación 2.16 muestra que el yacimiento entero es afectado en cuanto se abre el pozo.

Sería inexacto tratar la perturbación de presión en términos de la propagación, y definir una velocidad de propagación. De hecho, la perturbación se difunde, más que propagar, en el medio. La ecuación 2.14 es una ecuación de difusión. Una ecuación de propagación involucraría una ecuación diferencial de segundo orden con respecto al tiempo.

### 1.5 RADIO DE INVESTIGACIÓN.

Las variaciones de presión en el pozo dan una indicación de las propiedades de la parte del yacimiento involucrada en la zona compresible. Esto es importante para localizar la zona compresible, y está considerado en el concepto de radio de investigación de la prueba.

La literatura de la industria del petróleo ofrece un gran número de definiciones diferentes del radio de investigación. El artículo de H. K. Van Poolen<sup>15</sup> provee un buen resumen de las definiciones. Entre ellos, se pueden encontrar las siguientes:

**Definición de Jones:**

El radio de investigación es el punto en el yacimiento donde las variaciones de presión representan el 1% de las variaciones observadas en el pozo:

$$r_i = 4 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_T}}, \quad \text{en unidades SI} \quad \dots\dots (2.18)$$

**Definición de Poettmann:**

El radio de investigación es el punto en el yacimiento donde el flujo es igual al 1% del gasto del pozo:

$$r_i = 4.29 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_T}}, \quad \text{en unidades SI} \quad \dots\dots (2.19)$$

**Definición de J. Lee<sup>15</sup> y Muzkat<sup>14</sup>:**

El radio de investigación es el punto donde las variaciones de presión son más rápidas. Las variaciones están dadas por la ecuación 2.16:  $p_i - p(r,t) = -\frac{qB\mu}{4\pi * kh} Ei\left(\frac{-r^2}{4Kt}\right)$ .

Las variaciones de presión son igual a:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{qB\mu}{4\pi * kh} \frac{\exp(-r^2)}{4Kt}. \quad \dots\dots (2.20)$$

La variación se encuentra al máximo cuando  $\frac{d^2 p}{dt^2} = 0$ , por ejemplo para  $\frac{r^2}{4Kt} = 1$ .

En otros términos:

$$r_i = 2 * \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_T}}, \text{ en unidades SI} \quad \dots\dots (2.21)$$

Las simulaciones realizadas con un simulador tipo malla muestran que un evento (una falla por ejemplo), se percibe en las variaciones de presión del pozo a un tiempo de cierre que se puede calcular con la fórmula más reciente. Parece ser la más conveniente para localizar el alcance del radio de investigación en una prueba de pozo.

En unidades prácticas se expresa de la siguiente manera:

$$r_i = 0.032 * \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_T}}, \text{ en unidades US prácticas.} \quad \dots\dots (2.22)$$

$$r_i = 0.038 * \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_T}}, \text{ en unidades métricas prácticas.} \quad \dots\dots (2.23)$$

### 1.6 REGÍMENES DE FLUJO.

- **Flujo Transitorio:** Hasta que la zona compresible alcanza las fronteras del yacimiento o se llega a estar bajo la influencia de otro pozo, el yacimiento se comporta como infinito, para propósitos de la prueba. Durante este período el régimen de flujo es llamado *transitorio*.
- **Flujo Pseudo estacionario:** Cuando la zona compresible alcanza una serie de fronteras de no flujo, el régimen de flujo se vuelve *pseudo estacionario*. Éste es el tipo de flujo en un yacimiento produciendo sin fronteras de flujo.

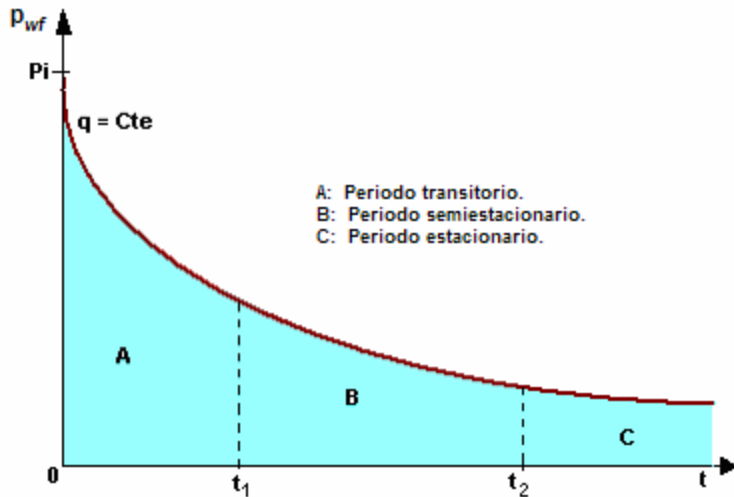


FIG. 2.4 Regímenes de flujo.

- **Flujo Estacionario:** Cuando la zona compresible es afectada por alguna presión constante fuera de las fronteras, el flujo se vuelve *estacionario*. Éste es el tipo de flujo en un yacimiento produciendo con condiciones de empuje por casquete de gas o por empuje de agua, cuando la movilidad del agua es alta, comparada con la del aceite.

Una prueba de pozo casi siempre se desarrolla en un régimen de flujo transitorio, aunque se alcanzan algunas fronteras.

## 1.7 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN.

En la sección 2.3, la ecuación 2.16 refleja las variaciones de presión cuando el pozo está abierto.

¿Cómo puede la presión ser descrita en el yacimiento cuando ocurren diversas transiciones de flujo? La manera usual de tratar este problema es empleando las ecuaciones de variación de presión, que son lineales con respecto al gasto.

Las variaciones de presión debidas a varios gastos son igual a la suma de las caída de presión ocasionadas por cada uno de los diferentes gastos. Esta propiedad es llamada superposición.

### ◆ **Dos gastos:**

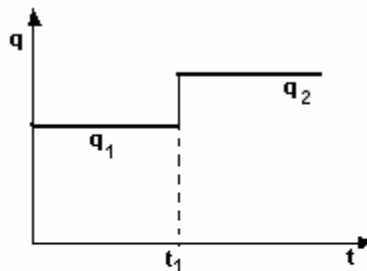


FIG. 2.5 Esquema de dos gastos.

---

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

Si  $p_i - p(t) = \frac{q_1 B \mu}{2\pi * kh} p_D(t)$ , es la caída de presión debida al gasto (q), iniciando a un tiempo  $t=0$ .

El diagrama mostrado en la **Fig. 2.5** puede ser considerado como la suma de:

- una producción a un flujo  $q_1$  desde  $t=0$ , y;
- una producción a un flujo  $(q_2 - q_1)$  desde  $t=t_1$ .

La variación de la presión debida a dos gastos es igual a:



$$p_i - p(t) = \frac{q_1 B \mu}{2\pi * kh} p_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{2\pi * kh} p_D(t - t_1). \quad \dots (2.24)$$

◆ **Incremento de presión:**

Un caso es de particular interés; cuando  $q_2$  es cero. Esto en la gran mayoría de las pruebas.

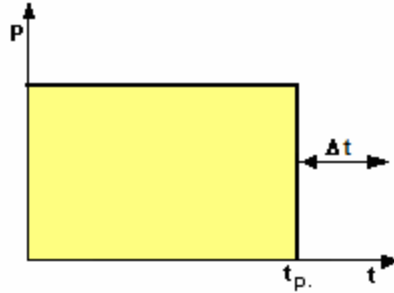


FIG. 2.6 PRUEBA DE CIERRE.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

La ecuación 2.24 se convierte en:

$$p_i - p(t) = \frac{q B \mu}{2\pi * kh} [p_D(t_p + \Delta t) - p_D(\Delta t)]$$

◆ **Pruebas a gasto múltiple:**

Para pruebas de gasto múltiple se tiene:  $p_i - p(t) = \frac{q B \mu}{2\pi * kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) p_D(t - t_{i-1})$  con  $q_0=0$  y

$t_0=0$ .

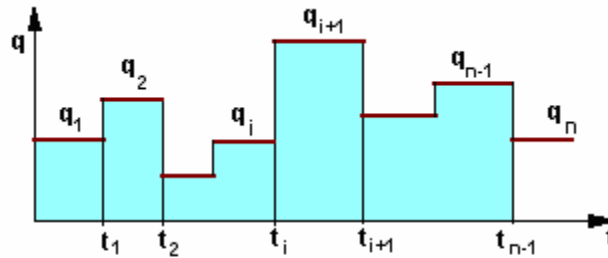


FIG. 2.7 PRUEBA MULTIGASTO.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

## 2. ALMACENAMIENTO EN EL POZO.

### DEFINICIÓN

Una prueba de pozo comienza con una súbita variación en el gasto. La variación ocurre generalmente en la cabeza del pozo, o más cerca de la formación en una prueba de formación (*drill stem test*, DST) o con un cierre de fondo.

El flujo fuera de la formación sufre una variación gradual debido a la compresibilidad de la columna de fluido en la tubería, entre el fondo y el punto de cierre.

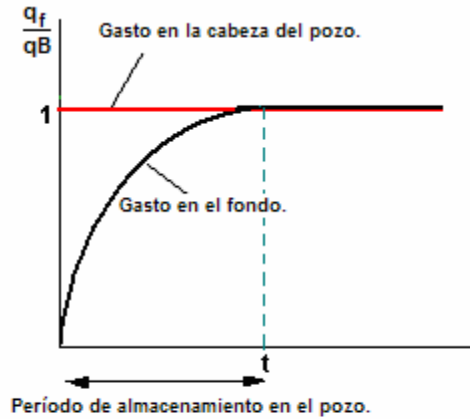


FIG. 2.8 ALMACENAMIENTO EN EL POZO.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

El gasto en la superficie, cuando el pozo se abre, se asume que va desde cero hasta  $q$ , pero el flujo en el fondo del pozo no aumenta instantáneamente de 0 a  $qB$ . El fondo del pozo empieza produciendo gradualmente (**Fig. 2.8**).

El período donde varía el gasto en el fondo del pozo se llama período de efecto de almacenamiento en el pozo.

El almacenamiento en el fondo se define por:

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad \dots (2.25)$$

donde:

$\Delta V$  es la variación de volumen de fluido en el pozo bajo condiciones de pozo;

$\Delta P$  es la variación de presión aplicada al pozo.

El almacenamiento en el fondo es homogéneo con el producto de un volumen por una compresibilidad.

Un factor adimensional se relaciona al almacenamiento del pozo por:

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi c_T h r_w^2}, \text{ en unidades prácticas del SI y métricas} \quad \dots\dots (2.25)$$

$$C_D = \frac{0.89 * C}{\phi c_T h r_w^2}, \text{ en unidades prácticas US} \quad \dots\dots (2.26)$$

### 2.1 POZOS NATURALMENTE FLUYENTES.

En un pozo con flujo natural, la variación en el volumen del fluido depende de la compresibilidad del fluido en el pozo:  $\Delta V = -c(V_w) \Delta p$ .

Por consiguiente

$$C = cV_w, \quad \dots\dots (2.27)$$

donde  $V_w$  es el volumen en el fondo del pozo y  $c$  es la compresibilidad del fluido

La compresibilidad del fluido en el fondo del pozo, muy a menudo, es mayor que el aceite en condiciones de yacimiento porque se libera gas. La presencia de gas ocasiona que el almacenamiento en el pozo varíe durante la prueba, al principio mucho y poco después.

### 2.2 POZOS CON BOMBEO.

En un pozo con bombeo, la variación en el volumen líquido es debido al cambio en el nivel del líquido en el pozo  $\Delta V = V_U \Delta h$ , donde:

$V_U$  es el volumen del pozo por unidad de longitud ( $V_U$  es homogéneo)

$\Delta h$  es la variación en el nivel del fluido

$$\Delta p = \Delta \rho g \Delta h$$

$\Delta \rho$  es la diferencia en densidad de los fluidos contenidos en el pozo (generalmente aceite y gas);

Por consiguiente: 
$$C = \frac{V_U}{\Delta \rho(g)}. \quad \dots\dots (2.28)$$

El almacenamiento en el pozo, para pozos con bombeo, es considerablemente mayor que en los pozos fluyentes naturalmente. Ante un incremento de presión en un pozo con bombeo puede considerarse que nunca se abandona el período de efecto de almacenamiento.

### 2.3 RANGO DE VALORES.

Por la manera de comparar, hay pocos rangos de magnitud:

DST    0.0001                      a                      0.001 m<sup>3</sup>/bar

Fluyentes naturalmente	0.01	a	0.1	m <sup>3</sup> /bar
Pozos con bombeo	0.1	a	1.0	m <sup>3</sup> /bar

Cerrando el pozo en el fondo, se reduce considerablemente el efecto de almacenamiento.

## 2.4 VARIACIONES DE PRESIÓN.

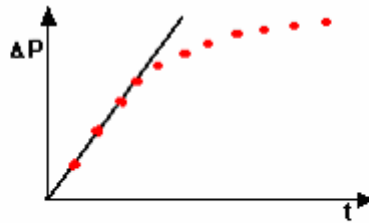
Justo después que el pozo ha sido abierto, la presión en el fondo es afectada, principalmente, por el efecto de almacenamiento.

$$\Delta p = \frac{qBt}{24 * C}, \text{ en unidades prácticas, métricas y US} \quad \dots\dots (2.29)$$

$$p_D = \frac{t_D}{C_D}, \text{ en factores adimensionales} \quad \dots\dots (2.30)$$

Si el almacenamiento es constante, la presión en el fondo varía linealmente contra el tiempo tanto como el efecto de almacenamiento sea dominante.

La pendiente de la línea recta, en la **Fig. 2.9**, cuando se grafica la presión de fondo contra el tiempo, es usada para calcular C:



**FIG. 2.9** Graficar para obtener la pendiente (C)

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

$$C = \frac{qB}{24 * pendiente}, \text{ en unidades prácticas, métricas y US} \quad \dots\dots (2.31)$$

La línea recta debe pasar por el origen de los ejes. Algunas razones pueden explicar por qué no ocurre esto:

- un error en la presión de cierre;
- un error en el tiempo de cierre.

Si tales errores son estimables, el valor del desplazamiento al origen puede ser usado para corregir el dato. La corrección debe, sin embargo, hacerse con precaución, puesto que otras causas pueden explicar el desplazamiento:

- intervalos muy grandes de tiempo entre las mediciones; el período de efecto de almacenamiento termina cuando la segunda medición se hace;
- almacenamientos variables en el pozo debidos al gas;
- segregación de fluidos en el pozo.

## 2.5 FLUJO EN EL FONDO.

Cuando el pozo se abre, el efecto de almacenamiento retrasa la producción en el fondo. El flujo en el fondo, bajo condiciones estándar, está dado por:

$$q_F = q + \frac{24C}{B} \frac{dp}{dt} \quad \dots\dots (2.32)$$

$$q_F = q \left( 1 - C_D \frac{dp_D}{dt_D} \right) \quad \dots\dots (2.33)$$

## 2.6 FIN DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

Se han propuesto tres criterios en la literatura de la industria del petróleo para determinar el fin del efecto de almacenamiento:

- **Criterio de Ramey:**

$$t_D = (60 + 3.5S)C_D$$

Por ejemplo, aproximadamente:  $t = \frac{(200,000 + 12,000S)C}{kh / \mu}$  en unidades prácticas US

Donde S es el daño en el pozo.

- **Criterio de Brigam:**

$$t_D = 50C_D \exp(0.14S)$$

donde, aproximadamente:  $t = \frac{170,000C \exp(0.14S)}{kh / \mu}$ , en unidades prácticas US

- **Regla del pulgar:**

Este criterio puede ser aplicado a la representación usada para las curvas tipo, que muestra las variaciones de presión respecto el tiempo en una gráfica de doble logaritmo.

El período en el cual prevalece el efecto de almacenamiento es representado por la línea continua con una pendiente igual a 1.0. La regla del dedo pulgar localiza el fin del efecto de almacenamiento en la intersección de la curva punteada medida, y la línea paralela a la pendiente unitaria trasladada a 1.5 ciclos (**Fig. 2.10**).

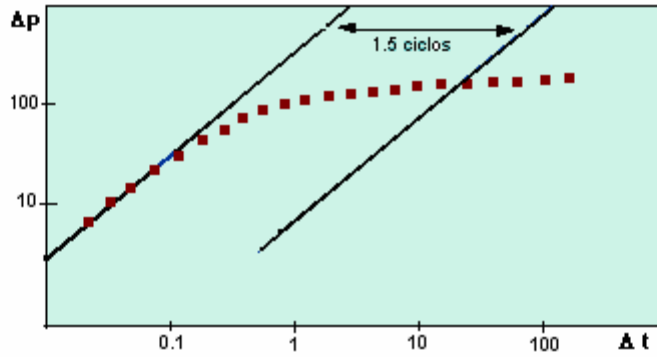


FIG. 2.10 Periodo del efecto de almacenamiento.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

### 3. FACTOR DE DAÑO.

#### DEFINICIÓN.

La vecindad del pozo tiene características que son diferentes de otras zonas del yacimiento, como resultado de la perforación y las operaciones de tratamiento. El factor de daño refleja la diferencia en la caída de presión, que existe en la vecindad del pozo, entre:

- el yacimiento en sí, y
- como sería si sus características fueran uniformes (especialmente la permeabilidad), a lo largo del pozo.

Éste factor, refleja la conexión entre el yacimiento y el pozo. La diferencia en la caída de presión en la vecindad del pozo puede ser interpretada:

- usando un factor de daño infinitesimal;
- factor de daño de un espesor finito; o
- el método de radio efectivo.

#### 3.1 FACTOR DE DAÑO INFINITESIMAL.

La caída de presión adicional debida al factor de daño esta dada por:

$$\Delta p_s = \frac{\alpha q B \mu}{kh} S, \quad \dots (2.34)$$

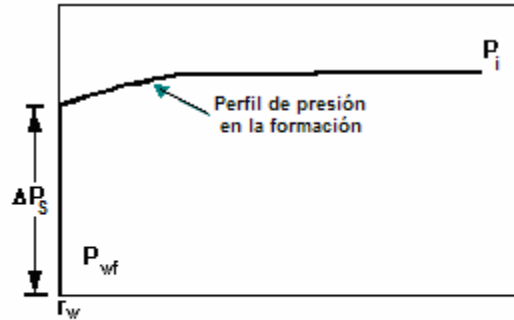
con:

$$\alpha = \frac{1}{2\pi} \quad \text{en unidades SI}$$

$$\alpha = 141.2 \quad \text{en unidades prácticas US}$$

$$\alpha = 18.66 \quad \text{en unidades métricas prácticas.}$$

En el acercamiento de Hurst-Van Everdingen<sup>17</sup>, la caída de presión debida al factor de daño está localizada en una película infinitamente pequeña alrededor del pozo (**Fig. 2.11**).

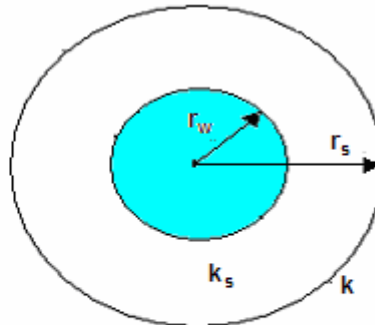


**FIG. 2.11** El factor de daño, S, es homogéneo con una caída de presión adimensional.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

### 3.2 FACTOR DE DAÑO PARA UN ESPESOR FINITO.

Otra representación, consiste en asumir que la caída de presión está localizada en un área con un radio  $r_s$  y permeabilidad  $k_s$  alrededor del pozo (**Fig. 2.12**).



**FIG. 2.12** Representación del factor de daño para un espesor finito.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

Cuando la zona compresible alcanza esta área, el flujo puede ser considerado como pseudo estacionario y se rige por la ley de Darcy. La diferencia en la caída de presión entre el yacimiento real y un yacimiento uniforme está expresada de la siguiente manera:

$$\Delta p_s = \frac{qB\pi}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w}.$$

Mostramos  $\Delta p_s$  con la expresión (4.1) y tenemos:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} . \quad \dots \quad (2.35)$$

La ecuación 4.2 muestra que el daño ( $k_s < k$ ) corresponde a un *factor de daño positivo*. Cuando la vecindad del pozo se tapa, el factor de daño puede tener valores muy grandes; el más permeable, el daño más grande. Las operaciones a pozos, como una acidificación por ejemplo, son realizadas para mejorar la permeabilidad cercana al pozo y con ello reducir el factor de daño.

La ecuación 4.2 muestra que una *permeabilidad mejorada* corresponde a un factor de daño negativo. ¿Qué valores negativos puede alcanzar el factor de daño? Imaginemos un tratamiento suficientemente efectivo, tal que  $k/k_s$  sea pequeño comparado con 1, en un radio  $r_s$  de 2m alrededor del pozo. Considerando un pozo con un radio de 10cm, la ecuación 4.2 muestra que bajo esas condiciones el factor de daño es -3.

No es muy probable una permeabilidad mejorada distribuida homogéneamente e involucrando un radio de más de 2m alrededor del pozo. Una mejora a la permeabilidad en la vecindad del pozo puede arrojar una contribución de entre 0 y -3 al factor de daño. Un factor de daño pequeño debe explicarse por otro fenómeno, por ejemplo: fracturas o fisuras.

### 3.3 RADIO EFECTIVO.

El método de radio efectivo consiste en reemplazar el radio real del pozo, un radio  $r_w$ , y el factor de daño (S) del pozo por un radio  $r_w'$  y un factor de daño cero (**Fig. 2.13**).

El radio  $r_w'$  se determina conociendo la caída de presión entre  $r_s$  y  $r_w'$  en el pozo ficticio igual a la caída de presión entre  $r_s$  y  $r_w$  en el pozo real:

$$\Delta p(r_w', S = 0) = \Delta p(r_w, S).$$



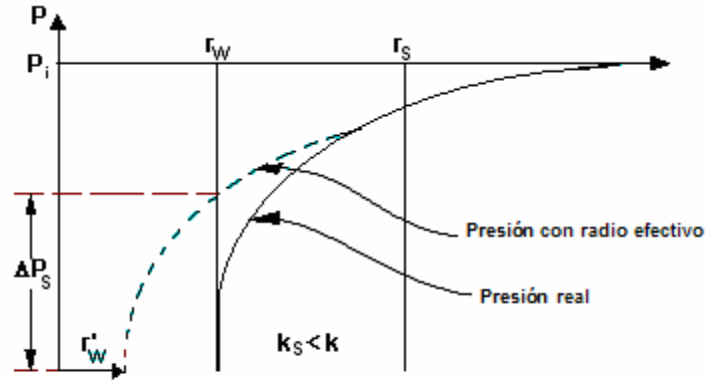


FIG. 2.13 Representación del radio efectivo.

G. Bourdarot.: "WELL TESTING: interpretation methods"  
 Translation of: "Essais de puits: Méthodes d'Interpretation". Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.

Expresando la caída de presión con la ley de Darcy:

$$\frac{qB\mu}{2\pi * kh} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{qB\mu}{2\pi * kh} \left( \ln \frac{r_s}{r_w} + S \right),$$

de donde obtenemos:  $r'_w = r_w \exp(-S)$ .

El método del radio efectivo se usa para representar analíticamente el factor de daño en todos los casos posibles, incluso si el factor de daño es negativo. Éste expresa las estimulaciones a pozos. Se puede ilustrar con el caso de un empaque de grava, el radio efectivo del pozo debe estar en el espectro de radio y el radio escariado. Un radio efectivo que sea menor que el radio del *liner* (tubería corta) significa que el empaque de grava es particularmente inefectivo.

El factor de daño refleja la conexión entre el pozo y el yacimiento, esto porque se recomienda usar el radio interno de la tubería como radio  $r_w$  para calcular el factor de daño: el radio interno de la TR, en caso de un proceso de perforación y el radio interno del *liner* en caso de un empaque de grava.

### 3.4 GENERALIZACIÓN DEL CONCEPTO DE FACTOR DE DAÑO.

El factor de daño representa una caída de presión adicional, localizada en la vecindad del pozo. En las secciones anteriores, la caída de presión adicional se debió a las variaciones de permeabilidad en la parte cercana de la formación al pozo.

El concepto de factor de daño puede ser generalizado a cualquier caída de presión adicional situada en las cercanías del pozo.

El factor de daño puede ser usado para considerarse en:

**Perforaciones:**

El factor de daño debido a perforaciones incluye varios fenómenos:

- la restricción al flujo debido a la perforación del agujero: *factor de daño positivo*;
- el yacimiento penetrado debido a la perforación en sí: un *factor de daño negativo* (micro fracturas);
- el hecho de que sólo algunas de las perforaciones son activas: *factor de daño positivo*.

Esos fenómenos generalmente no se disocian del efecto de daño.

**Pozos Inclínados:**

La inclinación de pozos mejora el flujo en la vecindad del pozo y contribuye a alcanzar un factor de daño negativo.

**Penetración parcial en el yacimiento:**

La perforación de una parte del espesor del yacimiento, ocasiona una restricción en las líneas de afluencia cerca del pozo y contribuye a un factor de daño positivo.

**Fracturamiento hidráulico:**

Este fracturamiento mejora considerablemente el flujo alrededor del pozo y produce un factor de daño negativo.

**Un pozo horizontal:**

Puede, bajo ciertas condiciones, ser tratado como un pozo vertical con daño negativo, debido a la mejora del flujo provocado por el pozo.

**Pozos de gas (desviación de la ley de Darcy):**

La velocidad del fluido en la vecindad del pozo de gas a menudo es alta. El flujo no obedece la ley de Darcy en las cercanías del pozo. Un factor de daño positivo, dependiendo del gasto, muestra la caída de presión adicional debida a la desviación de la ley de Darcy.

**Factor de daño por inyección:**

La inyección de un fluido (agua, polímeros, gas, etc.) al yacimiento establece una zona de movilidad diferente en la vecindad del pozo, ocasionando una caída de presión adicional que también puede ser considerada como un daño cuando la zona compresible está más allá del radio de inyección del fluido.

## IV. MÉTODOS CONVENCIONALES DE ANÁLISIS.

### 1. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN.

#### INTRODUCCIÓN.

Con frecuencia, el primer evento temporal significativo en un pozo productor es el período de producción inicial que resulta en un decremento de presión en las inmediaciones al pozo de la formación. Entonces, resulta lógico investigar qué podemos aprender acerca del pozo y del yacimiento a partir de los datos de decremento de presión. Matthews & Russell<sup>41</sup> establecieron que los datos de decremento para los períodos de acción infinita, transitorio y pseudo estacionario pueden ser analizados para obtener información del yacimiento. En este tema se analizan únicamente las pruebas de decremento de presión con flujo constante.

Aunque las pruebas de decremento no están limitadas al período productivo inicial de un pozo, éste sería el período ideal para obtener datos de decremento. Una prueba efectuada apropiadamente puede proveernos de información acerca de la permeabilidad de la formación, el factor de daño y la proporción del yacimiento comunicado con el pozo.

La **Fig. 3.1** ilustra esquemáticamente la historia de presión-producción durante una prueba de decremento de presión. Idealmente, el pozo se cierra, antes de la prueba, hasta que se alcanza la presión estática de yacimiento. Esos requerimientos se reúnen en yacimientos nuevos y secundariamente en yacimientos maduros. Afortunadamente, cuando no se satisfacen los requerimientos, los datos pueden ser analizados con otras técnicas, (siguiente tema).

La prueba de decremento se corre produciendo el pozo a un gasto constante mientras se registra continuamente la presión de fondo. En este tipo de pruebas se debe conocer, detalladamente los datos de terminación del pozo, entonces los efectos y duración de almacenamiento en el pozo pueden ser estimados.

A pesar que se obtiene más información del yacimiento a partir de las pruebas de decremento, también puede obtenerse a partir de una de incremento (**tema 4.3**), hay una ventaja económica con la primera prueba, ya que se efectúa mientras el pozo está produciendo. La principal ventaja técnica de la prueba de decremento es la posibilidad de estimar el volumen del yacimiento. La mayor desventaja es la dificultad de mantener constante la producción.

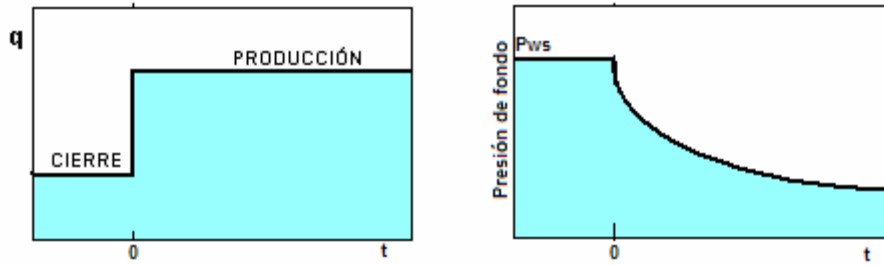


FIG. 3.1 Esquema de respuesta ideal de gasto y presión para una prueba de decremento.

Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.

### 1.1 YACIMIENTOS CON ACCIÓN INFINITA.

La presión en el pozo, produciendo a razón constante en un yacimiento de acción infinita, está dada por la ecuación:

$$p_i - p_{WF} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D, \dots) + s], \quad \dots (3.1)$$

sólo si el yacimiento se encuentra inicialmente a la  $p_i$ . La presión adimensional en el pozo ( $r_D = 1$ ) está dada por:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80907], \quad \dots (3.2)$$

donde  $\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) > 100$ , después que los efectos de almacenamiento han disminuido. El tiempo adimensional está dado por:

$$t_D = \frac{0.0002637(kt)}{\phi\mu * c_T r_w^2}. \quad \dots (3.3)$$

La ecuación 3.1, a partir de la ecuación 3.3, puede ser combinada y reestructurada a una forma familiar de la ecuación de decremento de presión:

$$p_{WF} = p_i - \frac{162.6(qB\mu)}{kh} \left[ \log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu * c_T r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.86859(S) \right]. \quad \dots (3.4)$$

La ecuación 3.4 describe una relación de línea recta entre  $p_{WF}$  y el  $\text{Log}(t)$ . Agrupando la intersección y los términos de la pendiente, puede ser reescrito como:

$$p_{WF} = (m) \log[t] + p_{1hr}. \quad \dots (3.5)$$

Teóricamente, una gráfica de datos de presión de fondo fluyendo contra el Logaritmo de tiempo acumulado (comúnmente llamado gráfica *semilogarítmica*), debe ser una línea recta con pendiente  $m$  e interceptar la recta  $p_{1hr}$ . La **Fig. 3.2** indica que la porción de línea recta aparece cuando los efectos de daño y almacenamiento han disminuido; no aparecen datos después que termina el período de acción

infinita. La pendiente de la línea recta semilogarítmica en la **Fig. 3.2** y la ecuación 3.5 pueden ser determinados a partir de la ecuación 3.4, para ser:

$$m = \frac{(162.6)qB\mu}{kh} \quad \dots\dots (3.6)$$

La intercepción al  $\text{Log } t=0$ , que ocurre a  $t=1$ , está determinada por la ecuación (5.4):

$$p_{1hr} = p_i + m \left[ \log \left( \frac{k}{\phi\mu * c_T r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859(S) \right] \quad \dots\dots (3.7)$$

Se requieren dos gráficas de decremento de presión para el análisis de la prueba. La gráfica doble Logaritmo [ $\text{Log}(p_{r-WF})$  vs  $\text{Log}(t)$ ] se usa para estimar cuando los efectos de almacenamiento no son tan importantes. Cuando la pendiente de esa gráfica es un ciclo en  $\Delta p$  por ciclo en  $t$ , el almacenamiento domina en el pozo y los datos de la prueba no nos dan información acerca de la formación. El coeficiente de almacenamiento puede estimarse de la línea de pendiente unitaria, con ayuda de la ecuación  $C = \frac{qB\Delta t}{24(\Delta p)}$ . La línea recta semilogarítmica debe estar aproximadamente entre 1

y 1.5 ciclos de  $t$  cuando empieza la desviación de datos de la pendiente unitaria. Esto corresponde a una pendiente baja, una línea ligeramente curva en la gráfica Log-Log. Alternadamente, el tiempo de inicio de la línea recta puede ser estimado con la ecuación:

$$t > \frac{(200,000 + 12,000 * S)C}{kh/\mu} \quad \dots\dots (3.8)$$

La segunda gráfica requerida es semilogarítmica,  $p_{WF}$  vs  $\text{Log } t$ . La pendiente,  $m$ , de la línea recta corregida es evaluada a partir de esta gráfica, y la permeabilidad de la formación se estima a partir de:

$$k = \frac{(162.6)qB\mu}{mh} \quad \dots\dots (3.9)$$

Evidentemente, también se pueden calcular  $kh/\mu$ ,  $kh$  o  $k/\mu$ .

El factor de daño se estima de una forma arreglada de la ecuación 5.7:

$$S = 1.1513 \left[ \frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu * c_T r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad \dots\dots (3.10)$$

En la ecuación 3.10,  $p_{1hr}$  debe leerse de la línea recta de la gráfica semilogarítmica. Si la presión medida a una hora no cae en esa línea, ésta debe ser extrapolada a una hora y el valor extrapolado de  $p_{1hr}$  debe usarse en la ecuación 3.10. Este procedimiento es necesario para evitar errores de cálculo en el factor de daño por una presión influenciada por el efecto de almacenamiento. La **Fig. 3.2** ilustra la extrapolación de  $p_{1hr}$ .

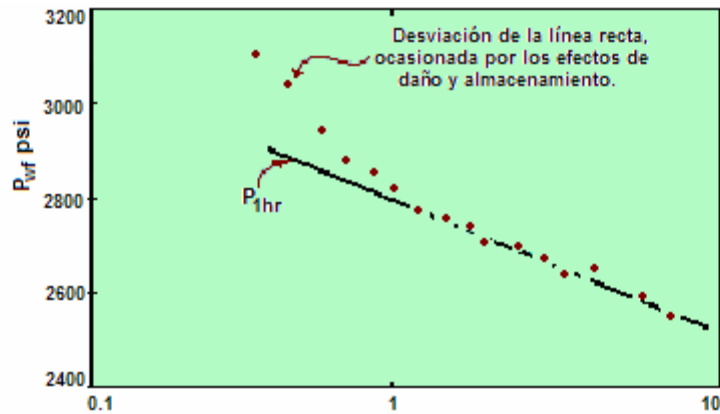


FIG. 3.2 Gráfica semilog de datos de decremento de presión para un pozo con efecto de almacenamiento y daño.

*Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.*

Si la prueba de decremento es muy larga, la presión de fondo se desviará de la línea recta semilogarítmica y hace una transición de acción infinita a un estado pseudo estacionario. Si se conocen la geometría del yacimiento y las propiedades, el fin de la línea continua semilogarítmica puede ser estimado a partir de la ecuación:

$$t_{eia} = \frac{\phi \mu c_T A}{(0.0002637)k} (t_{DA})_{eia} \quad \dots \quad (3.10a)$$

## 1.2 ANÁLISIS POR COMPARACIÓN DE CURVAS TIPO.

Cuando una prueba de decremento de presión es demasiado corta para desarrollar la línea recta semilogarítmica, los datos no pueden ser analizados con los métodos de la sección anterior. Las técnicas de cotejo de curvas tipo<sup>42-49</sup> proveen un método para analizar dichos datos. El método general aplica muchos tipos de pruebas transitorias de pozo conocidas para cualquier sistema con  $p_D$  y  $t_D$ . El cotejo de curvas tipo puede ser usado para pruebas de decremento, incremento, interferencia y presión constante. Para una prueba a un solo pozo, la comparación de curvas tipo debe ser usada sólo cuando las técnicas de análisis convencionales, como las ilustradas en la sección anterior, no puedan usarse. En estos casos, el análisis con curvas tipo puede proporcionar resultados aproximados aunque las técnicas normales de análisis pueden fallar. La técnica de las curvas tipo ha sido descrita en muchas formas; el método perfilado aquí es para usar específicamente con las **figuras 1, 2 y 3** del **Apéndice**, para pruebas de decremento en un pozo con factor de daño y almacenamiento. El material presentado está ampliamente detallado para diferenciar la técnica de cotejo de curvas tipo de otro tipo de curvas. Aunque el proceso de comparar las curvas tipo parece lento y difícil cuando se describen por escrito, son bastante precisas. A continuación se describirá el procedimiento.

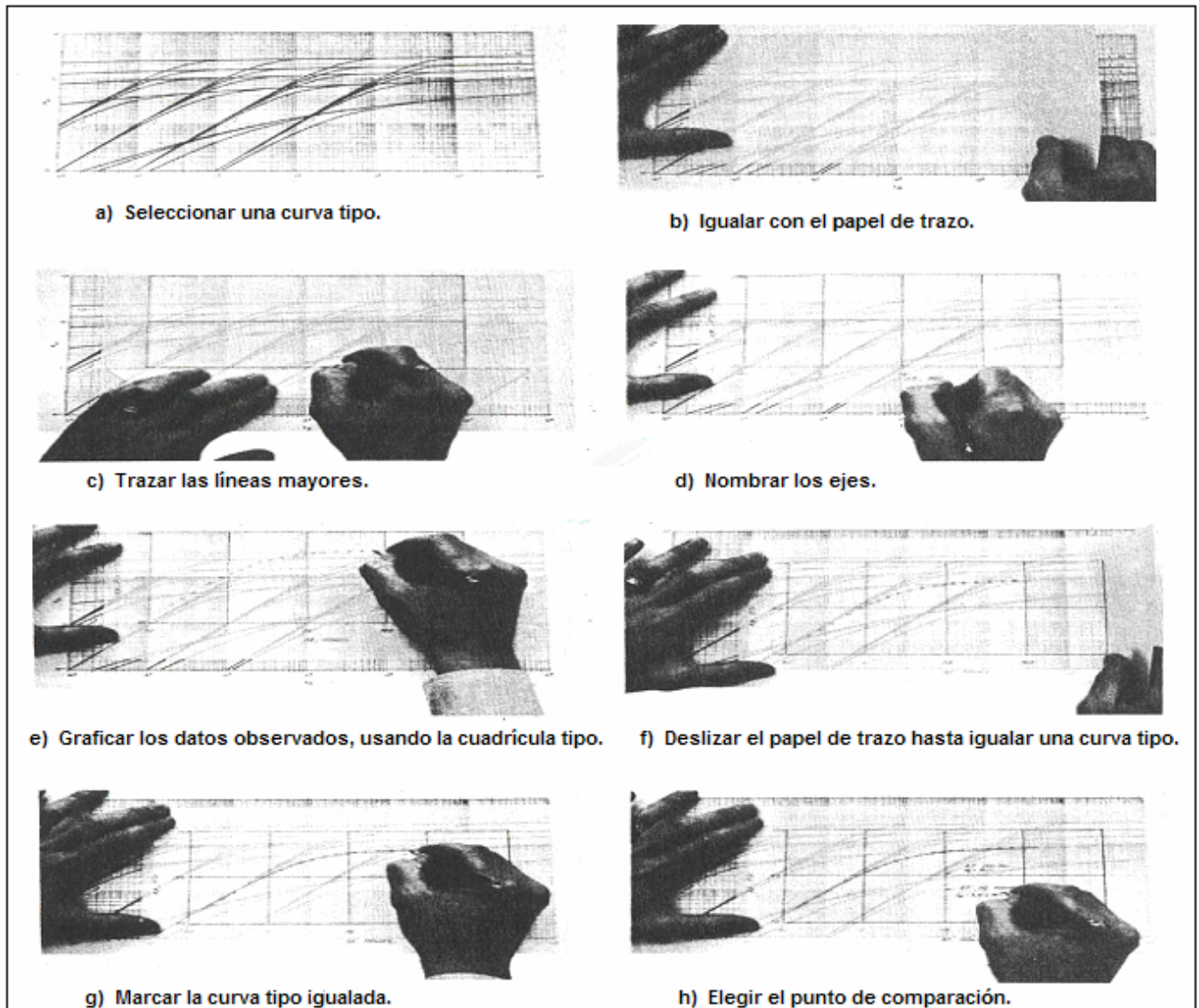


FIG. 3.3 Análisis de curvas, por el método de comparación con curvas tipo.

*Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.*

Primero, describimos una aproximación general de las curvas tipo de análisis de  $p_D$  contra  $t_D$ , similares a las de los gráficos 1 y 2 del apéndice. Entonces, tenemos una explicación y un ejemplo del análisis usando el gráfico 3 del apéndice. La aproximación general del análisis continúa. La **Fig. 3.3** ilustra fotográficamente los pasos.

1. Seleccionar la curva tipo, que usualmente es una gráfica doble Log de  $p_D$  contra  $t_D$ . Para proporcionar detalles específicos, el método se ilustra usando la gráfica 1 del apéndice, la curva tipo para un solo pozo con factor de daño y almacenamiento en un sistema infinito. Debemos trazar los datos observados de la prueba, como son  $\Delta p$  contra el tiempo de prueba ( $t$ ), a la misma escala. Para pruebas de decremento, la diferencia de presión es:

$$\Delta p = p_i - p_{WF}(t). \quad \dots (3.11)$$

Para cualquier tipo de prueba en general:

$$\Delta p = | p_w (\Delta t = 0) - p_w(\Delta t) |. \quad \dots (3.12)$$

$\Delta p$  siempre se calcula como un número positivo. El parámetro tiempo es el tiempo corriente de la prueba  $\Delta t$ . Para graficar los datos, se usa el papel de trazo sobre la curva tipo deseada (**Fig. 3.3b**); primero rastreando las líneas de mayor cuadrícula de la curva tipo de referencia (**Fig. 3.3c**), y marcando las escalas de  $\Delta p$  [psi] y  $\Delta t$  [horas] (**Fig. 3.3d**). Usando la cuadrícula de la curva tipo utilizando el papel de trazo como una guía para graficar los datos de  $\Delta p$  y  $\Delta t$  (**Fig. 3.3e**). Este proceso garantiza que los datos graficados y la curva tipo tengan la misma escala. Ignorando las curvas y la escala en la curva tipo durante la etapa de graficado; empleando solamente la base cuadrículada.

- Deslizando el papel trazado con los datos graficados, manteniendo los cuadros paralelos, hasta que los puntos de los datos se contrapongan a una de las curvas tipo (**Fig. 3.3f**) Las curvas tipo tienen generalmente una forma similar, así los procesos de comparación pueden ser difíciles. Después que la confrontación fue completada, se traza la curva cotejada (**Fig. 3.3g**) y se elige un “punto de comparación” conveniente en los datos graficados, como una intersección de las líneas más gruesas. Registré los valores del punto en la gráfica de datos  $[(\Delta p)_M$  y  $(\Delta t)_M]$  y los valores correspondientes que quedan bajo ese punto en la curva tipo  $[(p_D)_M$  y  $(t_D)_M]$  (**Fig. 3.3h**). Los datos del punto de comparación son usados para estimar las propiedades de la formación.
- En la figura A1 (la mayoría de las demás figuras también pueden ser usadas), el eje de las ordenadas de la curva corresponde a la presión adimensional,

$$P_D = \frac{\Delta p(kh)}{(141.2)qB\mu}. \quad \dots (3.13)$$

Sustituyendo los valores del punto de referencia del paso 2, y arreglando la ecuación 5.13, puede estimarse la permeabilidad de la formación:

$$k = 141.2 \frac{qB\mu (p_D)_M}{h (t_D)_M}. \quad \dots (3.14)$$

- De manera similar, se emplea la definición para el eje de las abscisas en la curva tipo, el tiempo adimensional en la Fig. A1 está dado por:

$$t_D = \frac{(0.0002637)kt}{\phi\mu * c_T r_w^2}. \quad \dots (3.15)$$

Con la misma escala se determinan la permeabilidad y el punto de comparación, para estimar el producto *porosidad-compresibilidad* del yacimiento:



$$\phi^* c_T = \left[ \frac{(0.0002637)k}{\mu^* r_w^2} \right] \frac{(\Delta t)_M}{(t_D)_M} \dots\dots (3.16)$$

5. Si la curva tipo es una de varias en el gráfico y se identifica por un parámetro, como el coeficiente adimensional de almacenamiento y el factor de daño en la Figura A1, ese parámetro puede ser usado para estimar propiedades adicionales del yacimiento o del pozo. La Figura A1 es una de muchas curvas tipo útiles. La Fig. A3 es útil para análisis de pruebas de decremento e incremento en pozos con almacenamiento y factor de daño –si la línea continua semilogarítmica no se desarrolla. A continuación el procedimiento de análisis para este tipo de curvas, que no usan  $p_D$  ni  $t_D$ .

1 grafican los datos observados de la prueba, sobre la cuadrícula de la Fig. A3, trazando en el eje de las ordenadas el cociente  $\Delta p/\Delta t$  [psi/hora] contra  $\Delta t$  [horas] en las abscisas (el arreglo es similar al ilustrado en la Fig. 3.3).

Se estima el coeficiente de almacenamiento esperado de los detalles de la operación de terminación del pozo (este paso se puede saltar y C puede ser estimado a partir del paso 2):

$$C = V_w c, \dots\dots (3.17)$$

para un pozo sin interfase gas-líquido, o

$$C = \frac{V_U}{\left( \frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c} \right)}, \dots\dots (3.18)$$

para un pozo con cambio en el nivel del líquido.

Se estima el valor  $\Delta p/\Delta t$ , donde

$$\left( \frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right)_{Fig.C8} = 1.0. \dots\dots (3.19)$$

y esta estimación se hace de

$$\left( \frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_{1.0} = \frac{qB}{24C}. \dots\dots (3.20)$$

Alineé el papel de trazo para que el valor calculado de la ecuación 3.20 sobreponga a 1.0 en las ordenadas de la Fig. A3 (Ec. 3.19).

2. al mantener las dos cuadrículas paralelas, deslizando el papel de trazo *horizontalmente* hasta obtener la mejor comparación con una de las curvas de la Fig. A3. El escaso movimiento vertical puede mejorar el cotejo. Arrastré la curva equiparada hasta la gráfica de datos y dio el valor de  $(C_D e_{2S})_{Fig.C8,M}$  de la curva comparada. Elegí un *punto*

de comparación conveniente con coordenadas  $(\Delta p / \Delta t)_M$ ,  $(\Delta t)_M$  de la gráfica de trazo; y los valores de las coordenadas quedan directamente bajo este punto de la Fig. A3,

$$\left( \frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right)_{Fig.A3,M}, \left( \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right)_{Fig.A3,M}.$$

al hacer cualquier movimiento vertical durante el proceso de comparación de curvas, recalcula el coeficiente de almacenamiento a partir de la definición de la ordenada en la figura A3:

$$C = \frac{qB \left( \frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right)_{Fig.A3,M}}{24 \left( \frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_M}. \quad \dots (3.21)$$

donde, q y B son datos observados de la prueba. Este valor del coeficiente de almacenamiento debe ser esencialmente el mismo que el estimado de la ecuación 3.17 o de la 3.18. Si éste no es el mismo, la razón, podría ser una sección de limpia del pozo, nula conexión con éste, filtraciones en los empacadores, etc.

3. Estimar la permeabilidad de la formación de la definición de la abscisa en la figura A3:

$$k = \frac{C \mu \left( \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right)_{Fig.A3,M}}{h(\Delta t)_M}. \quad \dots (3.22)$$

4. y la del factor de daño del parámetro en la curva cotejada:

$$S = \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{\phi^* c_T h r_w^2 (C_D e^{2S})_{Fig.A3,M}}{(0.89359)C} \right]. \quad \dots (3.23)$$

Esto completa el análisis usando la figura A3.

Otro tipo de análisis puede ser usado con un procedimiento de análisis similar.

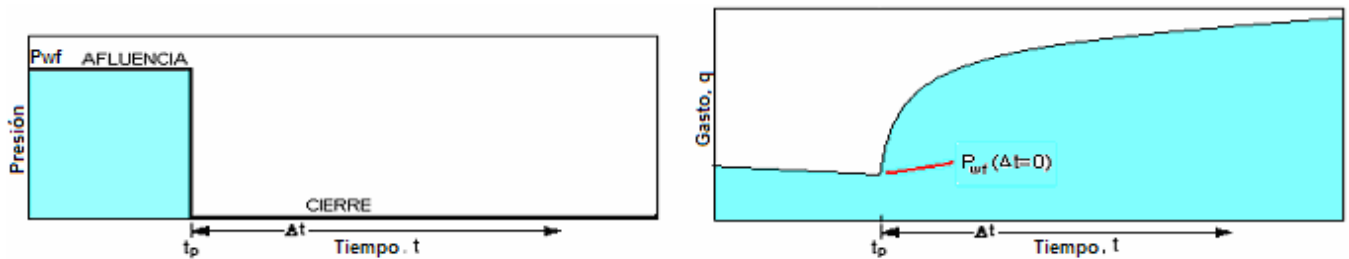
La equiparación de curvas tipo, proporciona una manera de analizar datos de pruebas transitorias *cuando no hay suficientes datos disponibles para los métodos de análisis semilogarítmica*. Si hay los datos suficientes, los métodos semilogarítmica deben usarse porque son más exactos que los cotejos de curvas tipo. No obstante, cuando no hay otra forma de analizar los datos, porque no existen datos suficientes, o cuando se encuentra una situación de pozo fracturado, el análisis con curvas tipo puede proporcionar resultados aproximados.

## 2. PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN.

### INTRODUCCIÓN.

Las pruebas de incremento de presión, son probablemente las técnicas transitorias de pruebas de pozos más conocidas. Este tipo de pruebas se introdujo primero por hidrólogos en aguas profundas<sup>42</sup>, pero se han usado extensamente en la industria petrolera.

Las técnicas de pruebas de incremento de presión, requieren cerrar un pozo productor. La técnica de análisis más común y simple requiere que el pozo produzca un gasto constante por un largo tiempo para poder establecer una distribución estabilizada de la presión ( $t_{pss}$ ) antes de cerrar. La **Fig. 3.4** muestra esquemáticamente el comportamiento de gasto y presión para una prueba ideal de incremento de presión. En esta figura, y a lo largo de este trabajo,  $t_p$  es el tiempo de producción y  $\Delta t$  es el de cierre. La presión se mide inmediatamente antes del cierre y se registra como función del tiempo durante el período de cierre. La curva de incremento de presión resultante se analiza para conocer las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo; los métodos usados se describirán a detalle en esta sección.



**FIG. 3.4 Historia ideal de presión y gasto para una prueba de incremento de presión.**

*Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.*

Como en todas las pruebas transitorias, es importante el conocimiento de las condiciones mecánicas superficiales y subsuperficiales para la interpretación de los datos de las pruebas de incremento. Por consiguiente, se recomienda se determinen, las dimensiones de la TP, la TR, la profundidad del pozo, localizaciones de los empacadores, etc. antes de iniciar la interpretación de los datos. Usualmente son necesarias las observaciones de la presión en tiempos cortos para la delineación de los efectos de almacenamiento. Pueden necesitarse datos con intervalos tan cortos como 15 segundos durante los primeros minutos de la prueba. Conforme la prueba prospere, los intervalos de datos colectados se expanden.

Parte importante de una prueba de incremento es estabilizar el pozo a un gasto constante antes de iniciar la prueba. Si la estabilización se ignora, las técnicas estándar de análisis pueden

proporcionar información errónea sobre la formación. Entonces, es importante determinar el grado y eficacia de la estabilización; una manera es verificar la amplitud del período de gasto constante de precierre contra el tiempo requerido para la estabilización. Para pozos con variación significativa del gasto, el análisis de las pruebas incremento aún es posible usando los métodos de gasto variable o las modificaciones de esos métodos.

## 2.1 ANÁLISIS DURANTE EL PERÍODO DE ACCIÓN INFINITA.

Para cualquier situación de pruebas de incremento de presión, la presión de cierre de fondo en el pozo de interés puede expresarse usando el principio de superposición para un pozo productor con gasto  $q$  hasta el tiempo  $t_p$ , y a gasto cero después de esto. A cualquier gasto después del cierre tenemos:

$$p_{ws} = p_i - \frac{141.2(qB\mu)}{kh} \{p_D([t_p + \Delta t]_D) - p_D(\Delta t_D)\}, \quad \dots (3.24)$$

donde  $p_D$  es la función de presión adimensional aplicable, y  $t_D$  está definido por la ecuación:

$$t_D = \frac{0.0002637(kt)}{\phi\mu c_T r_w^2}. \quad \dots (3.25)$$

Durante el tiempo que dura el período de acción infinita, cuando han disminuido los efectos de almacenamiento previendo que no hay fracturas inducidas mayores, el término  $p_D$  en la ecuación 3.85 puede reemplazarse por la aproximación logarítmica a la integral exponencial:

$$p_D = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907). \quad \dots (3.26)$$

La ecuación 3.87 se aplica cuando  $t_D > 100$ , que ocurre después de algunos minutos para la mayoría de sistemas sin fracturas. La ecuación 3.85 puede acomodarse con ayuda de las ecuaciones 3.86 y 3.87 como sigue:

$$p_{ws} = p_i - (m) \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right). \quad \dots (3.27)$$

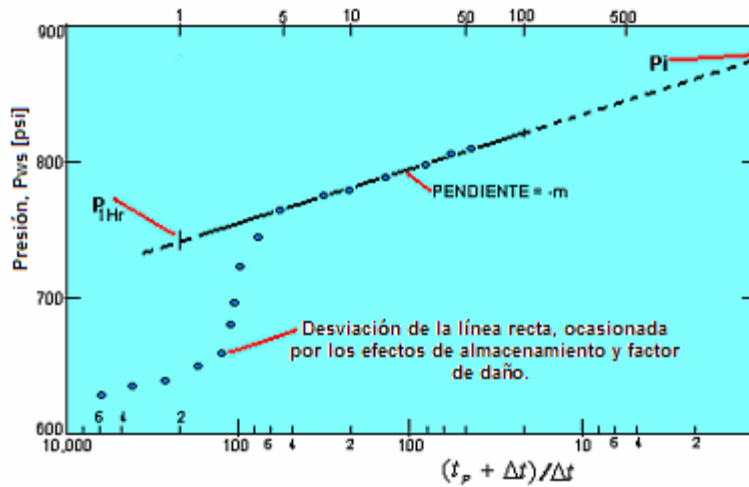
La ecuación 3.88 describe una línea recta con ordenada  $p_i$  y pendiente  $-m$ , donde

$$m = \frac{(162.6)qB\mu}{kh}. \quad \dots (3.28)$$

La ecuación 3.88 indica que una gráfica de presión de cierre de fondo  $p_{ws}$ , contra  $\log[(t_p + \Delta t) / \Delta t]$ , debe mostrar una porción de línea recta con pendiente  $-m$ , que puede usarse para estimar la permeabilidad del yacimiento,

$$k = \frac{(162.6)qB\mu}{mh} \dots\dots (3.29)$$

Theis<sup>42</sup> y Horner<sup>46</sup> propusieron estimar la permeabilidad de esta manera. La gráfica de  $p_{ws}$  contra  $\log[(tp + \Delta t) / \Delta t]$ , comúnmente es llamada en el ambiente petrolero *Gráfica de Horner* (método gráfico). La **Fig. 3.5** es una gráfica esquemática de Horner de datos de incremento de presión. Se muestra la sección de línea recta como lo indica la ecuación 3.88; esta porción de línea recta de la Gráfica de Horner puede extrapolarse hasta  $\frac{(tp + \Delta t)}{\Delta t} = 1$ ,  $\left\{ \log\left[\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}\right] = 0 \right\}$ , el equivalente a un tiempo de cierre infinito, para obtener una estimación de  $p_i$ . Una aproximación exacta sólo para períodos cortos de producción. Sin embargo, el valor extrapolado de presión es útil para estimar la presión promedio del yacimiento.



**FIG. 3.5 Gráfica de Horner de datos de incremento de presión, mostrando los efectos de almacenamiento y factor de daño.**

*Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.*

En la Fig. 3.5, como en todas las gráficas de Horner que se tratarán aquí, el eje de las ordenadas ha sido invertido, así que aumentan de derecha a izquierda, contrario a la práctica común. La graficación inversa, que es equivalente a graficar  $\log[\Delta t / (tp + \Delta t)]$ , ocasiona que el tiempo aumente de izquierda a derecha (ver escala superior Fig. 3.5) y da a la curva de incremento la forma que se esperaría. Sin embargo, significa que la pendiente, que normalmente se pensaría como positiva, **es negativa**. En la Fig. 3.5, la pendiente es -42 [psi/ciclo], así  $m = 42[\text{psi} / \text{ciclo}]$ .

Un resultado de usar el principio de superposición es que el factor de daño  $S$  no aparece en la ecuación general de incremento de presión, ecuación 3.85. Como resultado, el factor de daño no aparece en la ecuación simplificada para la gráfica de Horner, ecuación 3.88. Esto significa que la pendiente de la gráfica de Horner no está afectada por el factor de daño; sin embargo, el factor de

daño aún *afecta* la *forma* de los datos de incremento de presión. De hecho, una desviación temprana de la línea recta puede ser ocasionada por el factor de daño, tanto en el pozo como en el almacenamiento, como se indica en la Fig. 3.5. La desviación puede ser significativa para factores de daño grande y negativo que aparecen en pozos fracturados hidráulicamente. En todo caso, el factor de daño afecta la presión fluyente antes del cierre, así el factor de daño puede estimarse de los datos de la prueba de incremento más la presión fluyente inmediatamente antes de la prueba <sup>41, 48, 51</sup>:

$$S = 1.1513 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_T r_w^2} \right) + 3.2275 \right]. \quad \dots \quad (3.30)$$

En la ecuación 3.91,  $p_{wf}(\Delta t = 0)$  es la presión de fondo fluyendo inmediatamente antes del cierre, y  $-m$  es la pendiente de la gráfica de Horner. Como resultado de las consideraciones hechas en la derivación de la ecuación 3.91, el valor de  $p_{1hr}$  debe tomarse de la línea recta de Horner. Frecuentemente, los datos de presión no caen en la recta a una hora, debido a los efectos de almacenamiento que permiten flujo posterior en el pozo, o factores de daño negativos y grandes, resultantes de fracturas inducidas, etc. En este caso, la línea *semilogarítmica* debe extrapolarse a una hora y leerse la presión. La Fig. 3.15 muestra la manera correcta para determinar  $p_{1hr}$ .

En diferentes tipos de análisis de pruebas transitorias, la pendiente algunas veces es  $+m$  y otras  $-m$ ; adicionalmente,  $m$  a veces incluye un signo menos (se compara la ecuación 3.6 para pruebas de decremento con la ecuación 3.88 para pruebas de incremento). Esto puede causar confusión en el análisis de pruebas transitorias. La confusión puede evitarse realizando las siguientes acciones: **(1)** La permeabilidad siempre debe ser positiva, así el signo de  $m$  puede determinarse con la ecuación 3.89 (o su equivalente para otros tipos de pruebas); **(2)** el primer término dentro de los paréntesis de la ecuación de factor de daño,  $[p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)]/m$ , usualmente es positivo, (la excepción ocurre en pozos fracturados hidráulicamente con  $S \ll 0$ ); y **(3)** los gastos de producción son negativos. No debe haber problema con el análisis de las ecuaciones si la definición de  $m$  y su relación con la pendiente de la gráfica de datos son usadas con el signo correcto en el análisis.

La ecuación 3.91 proporciona una buena estimación del factor de daño cuando  $t_p \gg 1$  hora, pero cuando  $t_p$  está en el rango de una hora (por ejemplo, una prueba de formación), la ecuación 3.91 debe reemplazarse con:

$$S = 1.1513 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} + \log \left( \frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_T r_w^2} \right) + 3.2275 \right]. \quad \dots \quad (3.31)$$

El valor de  $t_p$  apropiado a usar para un pozo dado de un yacimiento con varios pozos, ha sido materia de frecuente preocupación para la práctica de ingenieros. La ecuaciones 3.85 y 3.88 asumen un ritmo de producción constante del tiempo 0 al tiempo  $t_p$ , una consideración no muy realista a menudo. Horner<sup>46</sup> indicó que  $t_p$  frecuentemente puede aproximarse dividiendo la producción

acumulada desde la terminación por el gasto inmediatamente antes del cierre (cuando varía el gasto). Exceptuando el breve tiempo después de la terminación, parece una práctica común, aproximar  $t_p$  usando la producción acumulativa desde la última igualación de presión, (o algún otro tiempo conveniente relativamente corto en términos del agotamiento del yacimiento), en lugar de la producción acumulativa total:

$$t_p = \frac{24(V_p)}{q} \dots\dots (3.32)$$

En la ecuación 3.93,  $V_p$  es el volumen acumulado producido desde la *última igualación de presión*, y  $q$  es el gasto constante justo antes del cierre. Para condiciones de frontera cerrada, una gráfica de Horner usando  $t_{pss}$  de manera opuesta a la gráfica de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH) (sección 3.2), tiende a prolongar la porción de línea recta de la curva de incremento. Sin embargo, usualmente la mayor importancia de emplear  $t_{pss}$  es la de minimizar errores en la estimación de la presión promedio del yacimiento.

Cuando el tiempo, a un gasto constante inmediatamente antes del cierre, es significativamente menor que  $t_{pss}$  y la variación del gasto es considerable, (por ejemplo del 20 al 50%), los valores exactos de permeabilidad, factor de daño y presión estática, generalmente se obtienen usando sólo los métodos de superposición discutidos en la sección 3.3. Cuando el tiempo de un gasto constante es significativamente menor que  $t_{pss}$ , pero aún es grande (más de cuatro veces el tiempo de incremento de interés), los valores razonablemente exactos del factor de daño y la permeabilidad aún pueden obtenerse con la gráfica normal de Horner usando la ecuación 3.93, aunque los valores de la presión estática obtenidos pueden ser pobres. Como en sistemas con fracturamiento despreciable en los cuales los efectos de almacenamiento ya han pasado o se han ajustado apropiadamente.

El flujo causado por el almacenamiento tiene una influencia considerable en los datos de incremento aunque se cierre durante la prueba de incremento. La Fig. 3.5 muestra esquemáticamente que los puntos de presión caen debajo de la línea recta semilogarítmica, mientras el almacenamiento del pozo sea importante. La duración de esos efectos puede estimarse haciendo la gráfica doble Log descrita anteriormente. Para pruebas de incremento, se grafica  $\log[p_{ws} - p_{ws}(\Delta t = 0)]$  contra  $\log(\Delta t)$ . Cuando domina el efecto de almacenamiento, ese gráfico tendrá una recta con pendiente unitaria; conforme se aproxima a la recta semilogarítmica, la curvatura de la gráfica doble logaritmo (*log-log*) de los datos se arquea con una pequeña pendiente. En todos los análisis de pruebas de incremento, la gráfica logarítmica de los datos debe hacerse antes que la línea recta sea seleccionada en el gráfico semilogarítmico, puesto que a menudo es posible dibujar una recta semilogarítmica a lo largo de los datos dominados por el efecto de almacenamiento. Este fenómeno ocurre porque el cierre en la cabeza no equivale a cerrar al nivel de la formación de interés. Cuando se cierra la válvula superficial,

el flujo continúa de la formación al pozo. Así, la presión no se incrementa tan rápido como podríamos esperar. Conforme el gasto cae a cero, la presión aumenta para acercarse rápidamente al nivel teórico. La gráfica semilogarítmica es empinada y casi lineal en este período y puede ser analizada incorrectamente. Los datos analizables aparecen después que la pendiente de la gráfica de datos se vuelve menos pronunciada, Fig. 3.5.

Cuando los efectos de almacenamiento duran tanto tiempo que no se desarrolla la recta, puede ser posible analizar los datos de la prueba usando las técnicas de contraste de curvas tipo, de manera similar a la descrita en la sección 1.2 de este capítulo, con  $\Delta p = p_{ws} - p_{wf}(\Delta t = 0)$ . Las curvas tipo de las figuras A1, A3 y A4 son particularmente útiles para pruebas de incremento, proporcionando un cambio significativo en el coeficiente de almacenamiento que no está involucrado. Si pueden usarse las técnicas de análisis semilogarítmica, no debemos hacer énfasis que la comparación de las curvas tipo no pueda usarse. El cotejo de las curvas tipo, generalmente sólo arroja resultados cercanos (con un factor de 2 ó 3). Las aproximaciones de Gladfelter-Tracy-Wilsey<sup>41,58</sup> o de Russell<sup>41,49</sup> también pueden dar resultados buenos para datos de la recta semilogarítmica (después que  $q$  es menos de 20% del gasto previo). Sin embargo, las técnicas de comparación de curvas tipo, particularmente con la Fig. A3, también pueden dar resultados cuantitativos en esta región.

## 2.2 SELECCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ANÁLISIS.

Desde un punto de vista práctico y porque es fácil de usar, se escogió la técnica de análisis de Miller-Dyes-Hutchinson. Para tiempos de producción cortos, debe usarse el método de Horner, puesto que la recta con la pendiente correcta es más larga que en la gráfica MDH. La ingeniería recomienda practicar lo siguiente:

1. Usar el método MDH como un primer paso, a menos que  $t_p > t_{pss}$ , o a menos que el sistema sea aproximadamente el de un pozo en el centro de un cuadrado, con fronteras de presión constante.
2. Usar el método de Horner como un segundo paso si las circunstancias lo dictan, o como un primer paso si  $t_p$  es pequeño.

Cuando un pozo de prueba en un yacimiento desarrollado tiene una declinación de presión extrapolable, deben usarse métodos para estos sistemas además de las ecuaciones 3.106 y 3.109. Pueden aparecer errores significantes si se usan en esos casos los métodos de graficación normales de Horner y MDH. Cuando el flujo varía significativamente antes de la prueba de incremento, debe usarse una técnica de gasto variable, como las ecuaciones 3.112 a 3.114.



El método extendido de Muskat usa datos de incremento de presión ocurriendo en la transición entre la normal de Horner o la recta MDH, y la proyección de la presión media del yacimiento<sup>50</sup>. Esta es recomendada en circunstancias inusuales debidas a 1) el tiempo considerable de prueba requerido en el análisis extendido de Muskat para exhibir la recta, 2) la facilidad de observar una recta aparente a presiones promedio incorrectas o a tiempos, antes que la recta empiece; 3) distorsión frecuente causada por los efectos de interferencia de otros pozos y 4) el efecto considerable de la forma del sistema sobre los coeficientes en las ecuaciones de análisis. El método extendido de Muskat parece ser aplicable mayormente a pozos con inyección de agua y yacimientos con empuje de agua, que se aproximan a la presión constante más estrechamente que una condición de frontera con no flujo.

### 2.3 FACTORES QUE COMPLICAN LAS PRUEBAS DE INCREMENTO.

Frecuentemente, las pruebas de incremento no son tan simples como se discuten teóricamente. Muchos factores pueden influenciar la forma de la curva de incremento. Una forma inusual puede requerir una explicación para completar un análisis apropiado, o puede evitar un análisis correcto. Adicionalmente, los efectos de almacenamiento, fracturas hidráulicas –particularmente en formaciones de baja permeabilidad, pueden tener un mayor efecto sobre la forma de la curva de incremento y su análisis.

Un ejemplo de una curva de incremento con una forma inusual, cuando se analiza con los métodos de Horner o MDH, es una corrida de prueba con gasto no estabilizado antes de la prueba. Es importante reconocer esa condición y considerarla en el análisis. Otros problemas prácticos pueden resultar molestos. Esos incluyen una medición de presión de fondo en malas condiciones de trabajo, una bomba o lubricador filtrando, problemas resultantes de mediciones deficientes en las locaciones, etc. Adicionalmente, los pozos con una alta RGA, pueden presentar colgamiento durante la prueba<sup>66</sup>. En tales casos, la presión de fondo aumenta de manera normal. En algunas situaciones, la segregación del agua y el aceite en el pozo pueden producir colgamiento.

La forma de la curva de incremento también puede afectarse por las interfaces roca-fluidos, contacto agua-aceite, estratificación, y heterogeneidades laterales del fluido o la roca. Además, el almacenamiento, el daño del pozo o las estimulaciones, y la geometría del área de drene también pueden afectar la curva de incremento.

### 3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA.

#### INTRODUCCIÓN.

En las secciones anteriores las pruebas involucran un solo pozo: la presión se mide en el pozo dentro del cual se varía el gasto llamado el *pozo activo*.

Las pruebas de interferencia son usadas para averiguar si hay comunicación entre los dos pozos y caracterizar la comunicación si es que la hay. También son las únicas pruebas que pueden determinar la permeabilidad anisotrópica horizontal de un yacimiento.

La medición de la presión en otro pozo que no sea el origen, tiene dos consecuencias prácticas:

- La señal medida es débil;
- La señal se observa después de un retraso.

#### **SEÑAL DÉBIL.**

La variación en el gasto ocasiona variaciones amplias en la presión del pozo activo. En el pozo de observación, las variaciones de presión son a menudo muy débiles. Están usualmente en el rango entre 0.1 y 10 psi. El hecho de que la señal sea muy débil tiene varias consecuencias prácticas:

- El medidor de presión en el pozo de observación debe ser sensible.
- El pozo de observación debe cerrarse durante toda la prueba de interferencia: el gasto de un pozo productor siempre fluctúa un poco.
- Las mareas<sup>66</sup> pueden perturbar la interferencia. La atracción entre el sol y la luna sobre las rocas del yacimiento y los fluidos, ocasiona variaciones cíclicas de presión de aproximadamente 0.1 psi. Las mareas hacen difícil observar cualquier interferencia por debajo de este nivel.

#### **LA SEÑAL SE OBSERVA DESPUÉS DE UN RETRASO.**

Una prueba de pozo dura entre varias horas, pero una prueba de interferencia puede durar varias semanas. Esta duración es necesaria para que la perturbación generada por el pozo activo pueda llegar al pozo de observación.

Esta larga duración tiene dos consecuencias mayores:

- Es posible que el sensor tenga poca fluctuación sobre un período largo de tiempo. Los medidores de presión usados en una prueba de interferencia, deben ser capaces de registrar pequeñas variaciones de presión de varios días a varias semanas.

Por ello, es crucial usar medidores de presión sensibles que no varíen con el tiempo. En la actualidad, sólo los medidores de presión de cuarzo reúnen esos requisitos. Los medidores de tensión tienen bastante sensibilidad, pero también variación (varios psi por semana).

- Otros pozos pueden perturbar la prueba de interferencia, considerando que el operador usualmente necesita interferencias debidas sólo a la variación del gasto en el pozo activo. En la práctica, otros pozos se localizan a una distancia comparable. Ellos también pueden interferir con el pozo de observación.

Es importante mantener el gasto constante a lo largo de la prueba en esos otros pozos, para que la señal sea fácil de interpretar.

### 3.1 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN EN UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO.

#### **LA CURVA TIPO THEIS.**

El pozo activo se pone a producir a un gasto constante. La presión medida en el pozo de observación, que está cerrado, se asume que es constante al inicio de la prueba.

La ecuación general para variaciones de presión es la desarrollada en el capítulo II de esta Tesis, sección 2.3 para un pozo en producción a un gasto constante. La presión a una distancia,  $r$ , para un pozo activo es igual a:

$$p_i - p(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi(kh)} Ei\left(\frac{-r^2}{4(K)t}\right). \quad \dots (3.33)$$

O, con variables adimensionales:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left[-\frac{r_D^2}{4t_D}\right], \quad \dots (3.34)$$

con:  $r_D = \frac{r}{r_w}$ .

Esta solución está basada en las siguientes hipótesis:

- El radio del pozo es cero;
- El efecto de almacenamiento en el pozo es despreciable para cada pozo;
- Cada pozo tiene factor de daño cero.

La ecuación 3.116, es para un tipo de curva presentado por primera vez en hidrología por Theis<sup>65</sup> en 1935. Esto se ilustra en la **Fig. 3.6**, que representa las variaciones de presión adimensional,  $p_D$ , contra el término  $t_D / r_D^2$  en una gráfica doble log.

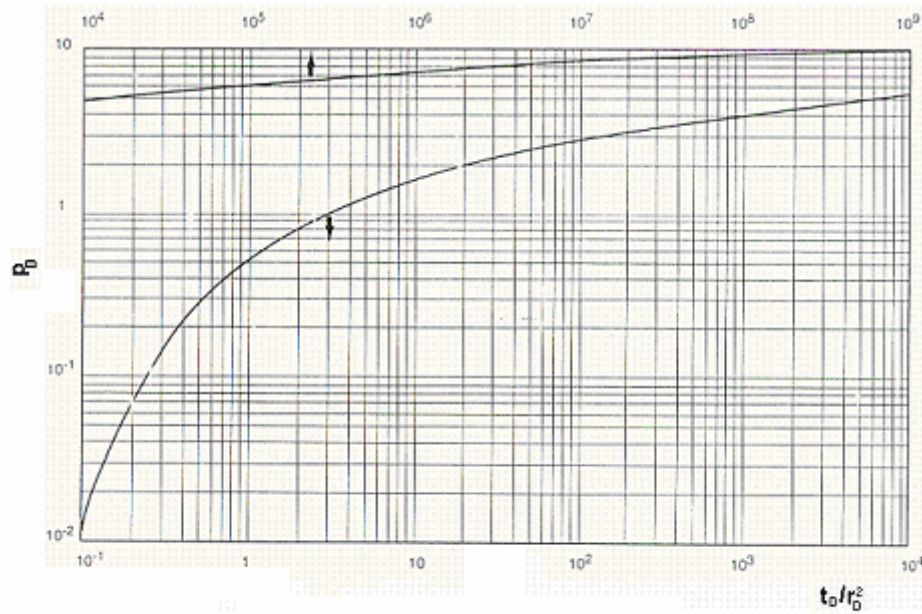


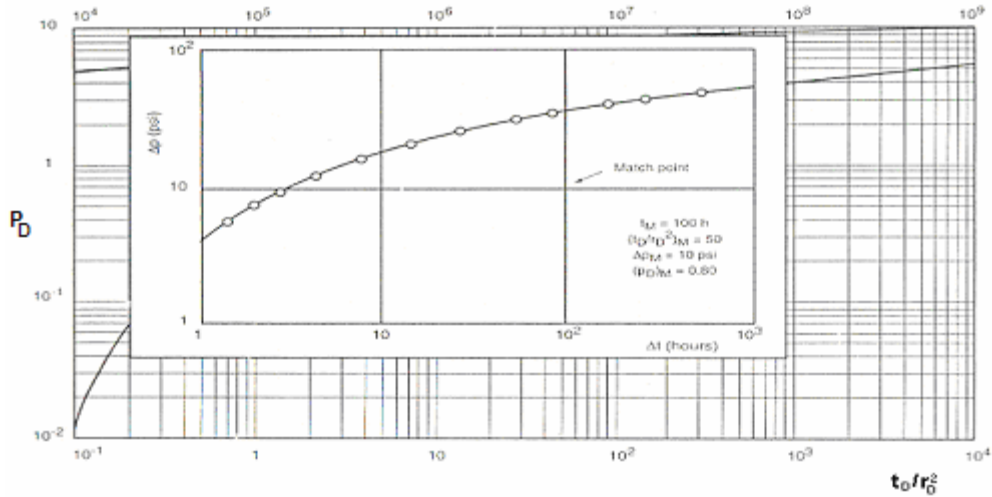
FIG. 3.6 Curva tipo Theis.

Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.

### PROCEDIMIENTO.

El procedimiento usual es seguido en el orden para analizar una prueba de interferencia con este tipo de curva:

- Graficar los puntos de medición en papel de trazo, usando la escala existente log-log debajo del papel;
- Buscar la parte de la curva tipo donde los puntos de medición coinciden mediante una traslación del papel de referencia;
- Anotar las coordenadas de un punto de comparación, tanto en los ejes del sistema de la curva tipo ( $p_D$ ,  $t_D / r_D^2$ ) y el sistema de datos de campo medidos ( $\Delta p$ ,  $\Delta t$ ). El procedimiento se ilustra en la Fig. 3.7.



**FIG. 3.7 Método de análisis de datos con la curva tipo Theis.**

*Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.*

### INTERPRETACIÓN.

El método de interpretación aquí presentado asume que el yacimiento es homogéneo e isotrópico.

La ordenada del punto de comparación,  $M$ , medido en los dos sistemas determina el factor  $kh$  del yacimiento:

$$kh = 141.2qB\mu \frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} \quad \dots\dots (3.35)$$

La abscisa del punto  $M$  está relacionado, con la siguiente ecuación:

$$(t_D / r_D^2)_M = \frac{0.000264k}{\phi\mu c_T} \frac{(\Delta t)_M}{r^2} \quad \dots\dots (3.36)$$

Esta ecuación se usa para determinar la capacidad del yacimiento  $\phi c_T$ :

$$\phi c_T = \frac{0.000264k}{\mu r^2} \frac{(\Delta t)_M}{(t_D / r_D^2)} \quad \dots\dots (3.37)$$

Normalmente, es fácil efectuar una comparación vertical y como resultado determinar de manera precisa el término  $kh$ .

Sin embargo, a menudo es más difícil comparar horizontalmente y determinar  $\phi c_T$ . Si el cotejo horizontal es exacto, debe haber puntos de comparación para  $t_D / r_D^2$  pequeños ( $t_D / r_D^2 < 10$ ). Esos puntos no pueden existir por varias razones:

- La variación de presión medida correspondiente a un  $t_D / r_D^2$  pequeño es demasiado débil.
- Algunas veces el efecto de almacenamiento y el factor de daño del pozo activo no son despreciables. En este caso, los puntos correspondientes a un  $t_D / r_D^2$  pequeño no emparejan con

la curva de Theis. Debido a esto, la porosidad y  $\phi c_T$  determinados con pruebas de interferencia, deben considerarse siempre con discreción.

### **APROXIMACIÓN SEMILOGARÍTMICA.**

La presión cumple con la ecuación general en la ecuación 3.34:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left[ -\frac{r_D^2}{4t_D} \right].$$

Esta ecuación puede ser reemplazada por su aproximación logarítmica siempre que  $4t_D / r_D^2$  no sea mayor que 100. La aproximación falla en 1% siempre que  $t_D / r_D^2$  no sea mayor que 10.

$$p_D = \frac{1}{2} \left[ \ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.81 \right]. \quad \dots (3.38)$$

O en variables reales:

$$p_i - p_{wf} = \frac{\alpha q B \mu}{kh} \left( \log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_T r^2} - \beta \right). \quad \dots (3.39)$$

$\alpha = 162.6$      $\beta = 3.23$     en unidades prácticas US.

$\alpha = 21.5$      $\beta = 3.10$     en unidades métricas prácticas.

$\alpha = 1.151$      $\beta = -0.352$     en unidades SI.

La pendiente  $m$  de la recta semi-log obtenida graficando las variaciones en  $p_i - p_{wf}$  contra  $\log t$  se usa para determinar el factor  $kh$  del yacimiento:

$$kh = \frac{\alpha q B \mu}{m}. \quad \dots (3.40)$$

El valor de la presión medida después de una hora, sirve para determinar la capacidad del yacimiento,  $\phi c_T$ :

$$\phi c_T = \frac{k}{\mu r^2} \exp \left( -\frac{p_i - p_{1hr}}{m} + \beta \right). \quad \dots (3.41)$$

## **3.2 PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS FRACTURADOS.**

D. Boudet, A. Gringarten<sup>67</sup> y B. Deruyck et al<sup>48</sup> establecieron dos conjuntos de tipos de curvas, basados en esta descripción:

Las curvas se muestran en las Figuras 3.8 y 3.9:

- La Fig. 3.8 es el juego correspondiente al modelo de flujo pseudo estacionario con matriz fracturada;
- La Fig. 3.9 es el juego de modelo transitorio.

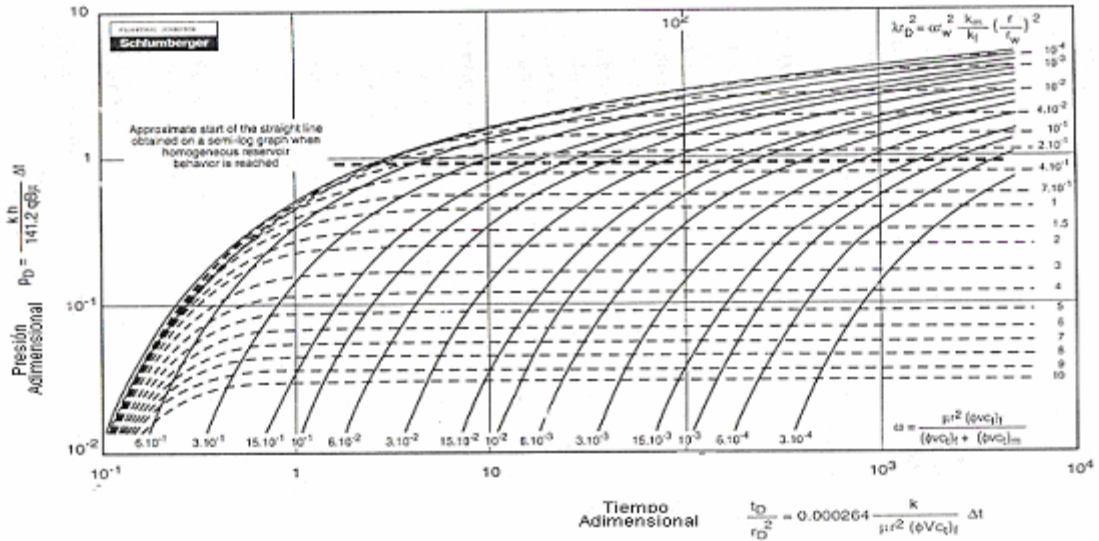


FIG. 3.8 Curvas tipo para un pozo de observación. Yacimiento con comportamiento de doble porosidad (flujo estacionario, interporosidad).

Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.

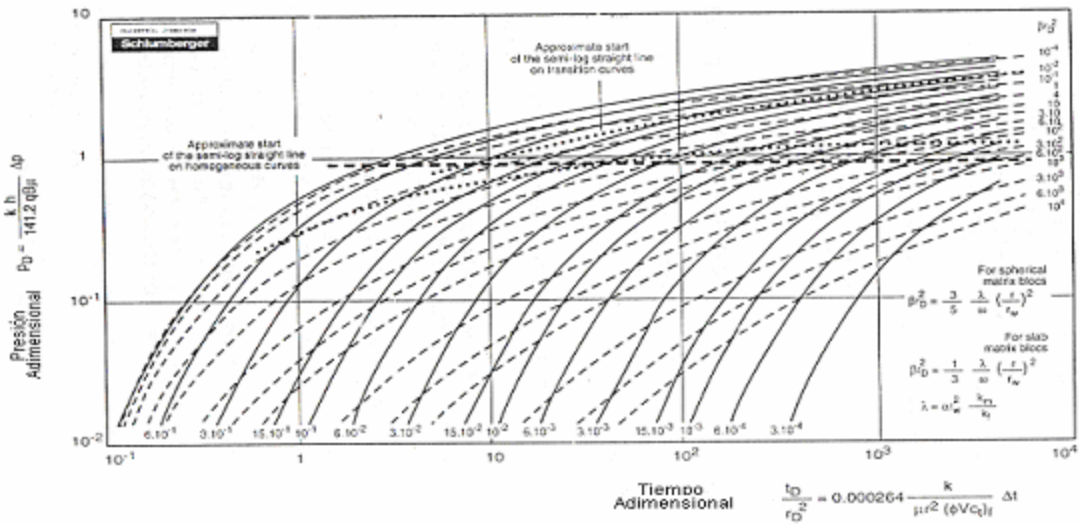


FIG. 3.9 Curvas tipo para un pozo de observación con doble porosidad, flujo transitorio interporosidad.

Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.

### DESCRIPCIÓN DE LAS CURVAS.

Las curvas representan las variaciones en  $p_D$  contra  $t_D / r_D^2$ , como la curva Theis de la Figura 3.9. Pueden verse dos tipos de curvas en cada figura:

- Un juego se dibuja en línea continua. La más alta es la curva de Theis. Las otras se deducen de la primera por simple traslación paralela al eje del tiempo. El valor de traslación es igual a  $\omega$ , el contraste de capacidad entre las fracturas y el yacimiento como un agujero.
- Otro juego de curvas está dibujado con líneas punteadas. Esas son curvas de transición y están etiquetadas en términos de  $\lambda r_D^2$  en el modelo de flujo interporosidad estado pseudo-estacionario y en términos de  $\beta r_D^2$  cuando se utiliza el modelo transitorio.

### **IGUALACIÓN.**

Igual que para pruebas de un solo pozo en medios fracturados, los puntos de medición se comparan en tres curvas:

- La curva de Theis ( $\omega=1$ ) para los primeros puntos, que corresponden al flujo de las fracturas.
- Una curva de transición ( $\lambda r_D^2$  ó  $\beta r_D^2$ ) para puntos intermedios.
- Una curva etiquetada en términos de  $\omega$  para los puntos finales, los cuales corresponden al flujo tanto de la matriz como de las fracturas.

### **INTERPRETACIÓN.**

Interpretar una prueba de interferencia en un medio fracturado puede proporcionar cuatro tipos de información:

- El valor de  $kh$  del yacimiento.
- El valor de la capacidad de las fracturas:  $(\phi_{CT})_f$ , que se obtiene por igualación horizontal.
- El valor de la capacidad total del yacimiento:  $(\phi_{CT})_f + (\phi_{CT})_m$ , el cual se obtiene de  $(\phi_{CT})_f$ , y  $\omega$ :

$$(\phi_{CT})_f + (\phi_{CT})_m = \frac{(\phi_{CT})_f}{\omega} \quad \dots \quad (3.42)$$

- El valor de  $\lambda$ , donde  $\lambda$  caracteriza la facilidad de flujo de la matriz hacia las fracturas.

Es aún más difícil caracterizar un yacimiento fracturado con una prueba de interferencia que con una prueba de un solo pozo. La información sobre las fracturas se obtiene a partir del período de transición, situado a pequeños  $t_D / r_D^2$  ( $t_D / r_D^2 < 10$ ). Igual que para un yacimiento homogéneo, dos condiciones deben cumplirse para que la interpretación sea confiable:

- ✓ Las variaciones de presión deben ser medidas a valores pequeños de  $t_D / r_D^2$ ;
- ✓ Los efectos de almacenamiento del pozo y daño deben ser despreciables.

Las curvas de pruebas de interferencia en medios fracturados tienen las mismas limitaciones que las curvas para un solo pozo.



- Son válidas sólo para un pozo productor activo;
- Las curvas de transición corresponden a  $\omega = 0$ .

### 3.3 INFLUENCIA DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

Los métodos de interpretación presentados en la sección anterior consideran que:

- El pozo activo está produciendo a un gasto constante;
- El pozo de observación no fluye y tiene presión constante antes de la interferencia.

¿Cómo puede analizarse la interferencia cuando la historia de producción de los dos pozos es muy compleja?

El método más riguroso es considerar las dos historias, usando una función de superposición del gasto. La única manera de generar curvas tipo fácilmente es usar un simulador analítico de pozos.

¿Qué pasa cuando no hay un simulador de pozo disponible para la interpretación?

La cuestión es determinar la acción debida a la última variación del gasto en el pozo activo, sobre la variación de presión en el pozo de observación.

El método más simple consiste en:

- Medir la presión en el pozo de observación antes de la interferencia;
- Extrapolar las variaciones después que inicia la interferencia;
- La variación de presión, debida a la interferencia, es la diferencia entre la presión medida y la presión extrapolada.

La dificultad reside en extrapolar la presión. Esto es crucial para medir la presión en el pozo de observación mucho antes que cambie el gasto en el pozo activo para tener una extrapolación confiable.

La extrapolación es simple de realizar con la siguiente historia de producción del pozo activo:

- Producción o inyección a un gasto constante;
- Pozo cerrado.

Primero se interpreta la interferencia, debida a la apertura del pozo para producción. La interpretación se hace con la curva tipo Theis (**Fig. 3.10**), con el método semi-log (**Fig. 3.11**), cuando es aplicable.

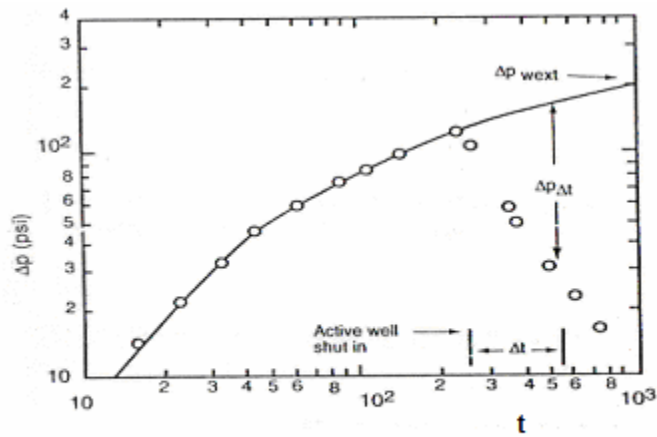


FIG. 3.10 Interferencia debida a la apertura del pozo.

Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.

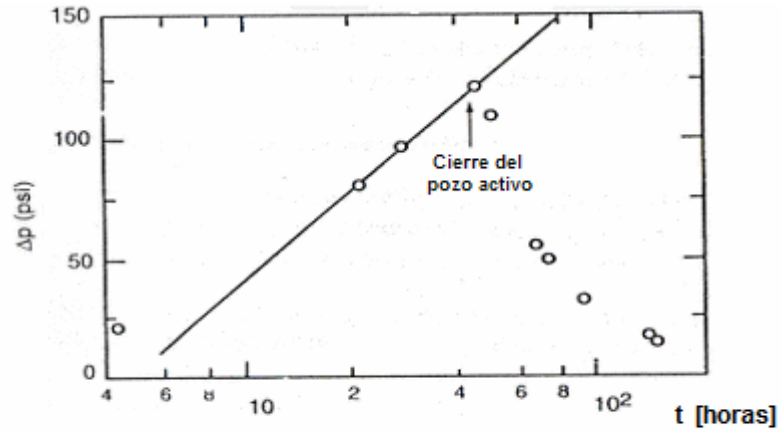


FIG. 3.11 Interpretacion de la interferencia.

Earlougher, Jr. ADVANCES IN WELL TESTING. Marathon Oil Co., SPE Monographs, 1977.

Las variaciones de presión debidas al flujo inicial, son extrapoladas (Figuras. 3.10 y 3.11) para permitir una interpretación de la interferencia debida al pozo activo estando cerrado.

## **V. INNOVACIONES EN PRUEBAS DE PRESIÓN.**

### **1. PRUEBAS DE PRESIÓN DESDE SUPERFICIE.**

#### **INTRODUCCIÓN.**

Gracias a Cullender y Smith, las presiones superficiales se han usado para calcular las presiones de fondo en pozos poco profundos. Si se modifican las ecuaciones originales de Cullender-Smith, para cuantificar los líquidos producidos, la correlación puede extenderse a pozos de gas y condensado que tengan una sola fase en el pozo. Los pozos con una sola fase líquida (inyectores de agua y pozos de aceite con presiones en la superficie superiores al punto de burbujeo), también pueden proporcionar resultados de pruebas confiables desde la superficie. Realizar una prueba de presión desde la superficie, permite reducir costos y elimina el riesgo de bajar herramientas al pozo. Las pruebas superficiales también permiten muestrear pozos con altas presión y temperatura, que no pueden ser probados con mediciones de fondo debido a las condiciones críticas.

Recientemente ha sido posible muestrear más pozos naturalmente fluyentes de gas y condensado y de aceite desde la superficie. Esto, debido a los avances en el modelado del flujo multifásico en tuberías, conjuntamente con el transductor de presión mejorado. De estos, los avances más importantes son las mejoras en la manufactura del transductor y su calibración, que hacen posible que una medición en la superficie sea efectivamente aislada del ambiente y la transición térmica del pozo. Aunque la tecnología existe para obtener datos representativos del yacimiento desde la superficie, los procedimientos de las pruebas en pozos que presentan flujo multifásico tienen que tomar en cuenta el comportamiento de los fluidos en el pozo. Por eso, el propósito de este capítulo es proponer las pautas para realizar pruebas de presión en pozos de aceite, a partir de mediciones realizadas desde la superficie.

Existen muchos ejemplos para demostrar que en una prueba, desde la superficie de un pozo con flujo multifásico, debe usarse un medidor de presión de cuarzo con compensación térmica en conjunción con el diseño y ejecución apropiados de la prueba. También se proporciona una explicación acerca de porqué la mejor prueba que puede realizarse en un pozo para determinar el daño y el tamaño del yacimiento, es una prueba de decremento con estrangulación constante.

1.1 CÁLCULOS PARA LA CONVERSION DE PRESIÓN EN LA CABEZA A PRESIÓN DE FONDO.

Para calcular la presión de fondo, a partir de la presión en la cabeza, se usa la ecuación siguiente: (la energía cinética se considera despreciable y no se incluye)

$$p_{wf} = p_{wh} + \Delta p_{fricción} + \Delta p_{elevación} + \Delta p_{gravedad} + \Delta p_{Temperatura} \dots\dots (4.1)$$

Para un pozo que está cerrado, o para un pozo con una sola fase y poco gasto, se reduce a:

$$p_{wf} = p_{wh} + \Delta p_{fricción} + \Delta p_{elevación} \dots\dots (4.2)$$

Mientras que esas ecuaciones son relativamente simples para fluidos en una sola fase, se complican cuando se introducen otras fases. De hecho, esas complejidades hacen casi imposible poder analizar datos de incremento de presión desde la superficie en pozos de aceite que presenten presiones inferiores a la presión de burbujeo. Los pozos productores pueden tener comportamientos y formas que dificultan o hacen imposible el modelado.

Para determinar la caída de presión, se emplea la ecuación general de flujo de fluidos por tuberías, presentándose tres variaciones de acuerdo al tipo de fluido que se esté manejando: gas, líquido o multifásico. En este último caso, deben determinarse en primer orden los patrones de flujo;

**Tabla 4.1**

Tipo de tubería		Patrón de flujo (multifásico)
Vertical		Burbuja
		Bache
		Anular-bache
		Anular-niebla
Horizontal	Flujo segregado	Estratificado
		Ondulado
		Anular
	Flujo intermitente	Tapón
		Bache
		Burbuja
Flujo distribuido	Niebla	

## FLUJO DE LIQUIDOS EN TUBERIAS.

### Ecuación general en unidades prácticas.

La ecuación 4.1 que expresa el gradiente de presión total, en unidades prácticas, se obtiene al considerar despreciable el efecto de la aceleración:

$$\Delta p_T = \Delta p_{\text{fricción}} + \Delta p_{\text{elevación}}, \quad \dots (4.3)$$

donde la caída de presión por elevación es:

$$\Delta p_e = 0.433 \gamma_L \Delta h. \quad \dots (4.4)$$

La pérdida de presión por fricción, en unidades prácticas, se obtiene por medio de la ecuación de Darcy:

$$\Delta p_f = f \frac{\rho v^2 L}{2 g_c d}. \quad \dots (4.5)$$

Empleando unidades prácticas:

$$\Delta p_f = 0.06056 f \frac{\gamma_L q^2 L}{d^5}. \quad \dots (4.6)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.4 y 4.6, se obtiene:

$$\Delta p_T = 0.433 \gamma_L \Delta h + 0.06056 f \frac{\gamma_L q^2 L}{d^5}. \quad \dots (4.7)$$

El número de Reynolds, en unidades prácticas:

$$N_{\text{Re}} = 92.2 \frac{q \gamma_L}{d \mu}. \quad \dots (4.8)$$

Es obvio que la rugosidad de las tuberías dependerá del proceso empleado en su fabricación, grado y tamaño. Aún las tuberías nuevas, y con mayor razón las almacenadas, mostrarán valores aleatorios en su rugosidad. Los efectos de la corrosión, erosión e incrustamientos, que ocurren en las tuberías en operación, también afectan las condiciones de flujo. Por lo anterior, los gastos calculados mediante las correlaciones raramente coinciden con los medidos.

Para compensar esta imprecisión, generalmente se introduce en los cálculos un factor de eficiencia  $E$ . Este factor se define como la fracción o porcentaje del gasto total calculado al manejo real en una tubería. Cuando se carece de datos de campo, la selección de  $E$  se basa en la experiencia; sin embargo, un valor de 0.9 es apropiado para cálculos en el diseño de las tuberías.

Para calcular el gasto real de una línea, el gasto teórico se multiplica por el factor  $E$ . Para corregir las pérdidas de presión calculadas, éstas se dividen por la raíz cuadrada de  $E$ . Este procedimiento tiene el mismo efecto que cambiar el factor de fricción por un nuevo valor de  $f/E^2$ .

Por tanto, la ecuación 4, de acuerdo con lo expuesto queda:

$$\Delta p_T = 0.433\gamma_L \Delta h + 0.06056 \frac{f\gamma_L q^2 L}{E^2 d^5}. \quad \dots (4.9)$$

La ecuación 6 permite calcular, con una aproximación más aceptable, la caída de presión en tuberías que conducen líquidos; o bien, dada la caída de presión disponible, determinar le gasto o el diámetro. La ecuación es aplicable, tanto al caso de tuberías superficiales que conducen aceite (oleoductos), como al de pozos inyectoros de agua.

Cuando el  $N_{Re} > 3,100$ , el flujo es turbulento. El factor de fricción se puede obtener con el siguiente procedimiento iterativo:

$$f = \left[ -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{\sqrt{f_s} N_{Re}} \right) \right]^{-2}, \quad \dots (4.10)$$

donde  $f_s$  es el valor supuesto, y  $f_c$  es el calculado. Esta ecuación se aplica a partir de un valor supuesto de  $f$  ( $f_s$ ), obteniéndose un valor más aproximado ( $f_c$ ). Si  $|f_c - f_s| \leq \text{tolerancia}$ ,  $f_c$  es el factor de fricción buscado, si no se hace  $f_c = f_s$  y se repite el procedimiento.

## FLUJO DE GAS POR TUBERIAS Y ESTRANGULADORES.

### Ecuación general en unidades prácticas.

De la ecuación 4.1, las pérdidas de presión por fricción se expresan según Darcy, como:

$$\Delta p_f = f \frac{\rho L v^2}{2g_c d}, \quad \dots (4.11)$$

donde

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g}{B_g}, \quad \dots (4.12)$$

$$B_g = \left( \frac{p_o}{T_o + 460} \right) \frac{\bar{Z}(\bar{T} + 460)}{\bar{p}}, \quad \dots (4.13)$$

$$y \quad \bar{v} = \frac{q}{A} = \frac{4qB_g}{\pi d^2}, \quad \dots (4.14)$$

sustituyendo las ecuaciones 4.12 y 4.14, en la ecuación 4.11 se tiene:

$$\Delta p_f = \left( \frac{f}{519.98} \right) \frac{\gamma_g q^2 B_g L}{d^5}, \quad \dots (4.15)$$

sustituyendo  $B_g$  en la ecuación 4.15

$$\Delta p_f = \left( \frac{f}{519.98} \right) \frac{p_o}{T_o + 460} \left( \frac{q^2 \gamma_g \bar{Z} (\bar{T} + 460) L}{d^5 p} \right), \quad \dots (4.16)$$

además:  $\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}$  y  $\Delta p = p_1 - p_2$ , por tanto, haciendo las sustituciones se obtiene:

$$(p_1^2 - p_2^2) = \left( \frac{f}{461.346^2} \right) \left( \frac{p_o}{T_o + 460} \right) \left( \frac{q^2 \gamma_g (\bar{T} + 460) L}{d^5} \right), \quad \dots (4.17)$$

que es la ecuación que permite evaluar las pérdidas de presión por fricción en gasoductos horizontales.

Las pérdidas de presión por elevación se expresan de la siguiente forma:

$$\Delta p_e = \bar{\rho} h, \quad \dots (4.18)$$

de las ecuaciones 4.12 y 4.13, en unidades prácticas, se obtiene:

$$\Delta p_e = p_1 - p_2 = \left( \frac{2.7044}{144} \right) \frac{\bar{p} \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)}, \quad \dots (4.19)$$

multiplicando ambos miembros por  $(p_1 + p_2)/2$ ; se obtiene finalmente:

$$p_1^2 - p_2^2 = 0.03756 \frac{p^2 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)}, \quad \dots (4.20)$$

que es la ecuación que permite calcular las pérdidas de presión por elevación únicamente.

Sumando las ecuaciones 4.17 y 4.20 se obtiene la ecuación 4.21, para calcular  $p_1$  ó  $p_2$  en unidades prácticas y bajo las siguientes suposiciones.

- ✓ Flujo en régimen permanente
- ✓ Flujo en una sola fase, y
- ✓ Energía cinética despreciable.

$$p_1^2 - p_2^2 = \left( \frac{f}{461.346^2} \right) \frac{p_o}{T_o + 460} \left( \frac{q^2 \gamma_g \bar{Z} (\bar{T} + 460) L}{d^5} \right) + 0.03756 \frac{\bar{p}^2 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)}. \quad \dots (4.21)$$

No obstante que la ecuación 4.21 se deriva de un análisis de energía y por ende su aplicación es general, numerosos autores han presentado diversas ecuaciones para calcular el flujo de gas a través de tuberías. Todas ellas se basan en la ecuación 4.21; sin embargo, en su desarrollo final se han tomado en cuenta suposiciones que establecen sus diferencias y permiten clasificarlas por la forma en que se evalúa:

- a) el factor de compresibilidad y
- b) el factor de fricción.

- a) **Factor de compresibilidad, Z.** En la mayoría de las ecuaciones se calcula a condiciones medias de flujo. Al no considerar en los cálculos el efecto de compresibilidad, se pueden obtener errores apreciables en los resultados finales.
- b) **Factor de fricción.** Se distinguen tres tipos de ecuaciones:
- i. Se basan en un valor de  $f$  constante. Su aplicación es en sistemas de transporte de gas a baja presión y casi ya no se emplean.
  - ii. Se basan en que el valor de  $f$  es función del número de Reynolds; esto sucede cuando el flujo no es completamente turbulento.
  - iii. Se basan en que el valor de  $f$  es sólo función del diámetro. Esto se presenta cuando existen condiciones de flujo francamente turbulentas. Todas las ecuaciones aquí presentadas caen en este caso.

Como la viscosidad del gas es baja y comúnmente se manejan gastos altos, el régimen de flujo es normalmente turbulento, por lo que el valor de  $f$  es:

$$f = \left( 2 \log \left( \frac{3.715d}{\varepsilon} \right) \right)^{-2} . \quad \dots (4.22)$$

### Número de Reynolds.

Al igual que para el flujo de líquidos por tuberías, es conveniente obtener una ecuación para el número de Reynolds para flujo de gas, en la que sus factores estén en unidades prácticas.

Sabemos que:

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} , \quad \dots (4.23)$$

y además:

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g}{B_g} , \quad \dots (4.24)$$

$$v = \frac{4q_g B_g}{\pi d^2} , \quad \dots (4.25)$$

$$B_g = \frac{0.02825Z(T + 460)}{p} , \quad \dots (4.26)$$

simplificando y sustituyendo en la ecuación 4.22, se tiene finalmente la expresión para evaluar el número de Reynolds en unidades prácticas:

$$N_{Re} = 0.0201056 \frac{q_g \gamma_g}{d \mu_g} . \quad \dots (4.27)$$

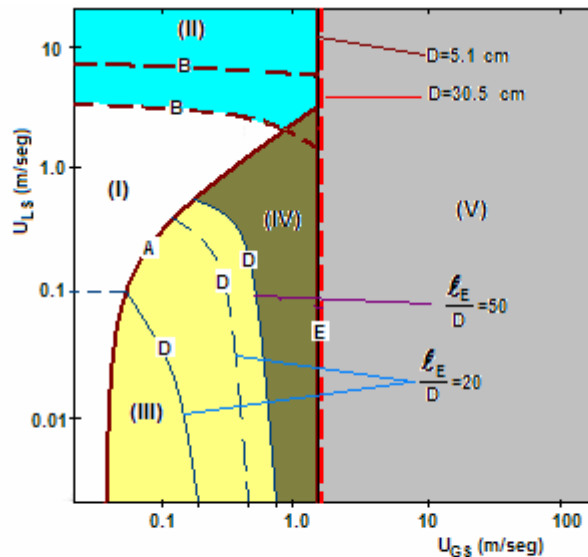


## 1.2 CLASIFICACION Y SELECCIÓN.

La clave para la exactitud de los datos de la prueba arrojados, es una apropiada modificación de la rutina de Cullender-Smith para convertir presiones en la cabeza a presiones de fondo. Al optimizar la rutina de Cullender-Smith para adecuarla a modelos con rangos más amplios de presión, en pozos de gas se hacen varias modificaciones importantes:

- Se consideran la cantidad y propiedades de los fluidos de producción.
- La TP se divide en elementos discretos, con un factor Z único para cada uno.
- Se calcula un perfil teórico de temperatura para el pozo, basado en la profundidad del pozo y las temperaturas de fondo y en la cabeza.
- Se emplean diferentes modelos de pérdidas por fricción para gastos aumentados.
- Una opción de decaimiento térmico, compensa el enfriamiento de la columna de gas en pozos con temperaturas de flujo en la cabeza arriba de 120°F.

Es necesario, además, clasificar los pozos para determinar si son candidatos o no a realizarles pruebas desde superficie; para ello debemos calcular las velocidades superficiales de las fases y observar en un mapa de patrones de flujo (mostrado en la **Fig. 4.1** para una mezcla gas-condensado) el punto donde ceden los fluidos.



**FIG. 4.1** Mapa de patrones de flujo de Taitel-Duckler para sistemas de Gas y Condensado.

Garaicochea, F.: "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

Si el fluido cae en cualquiera de las regiones anular (V) o burbuja (I y II), el pozo es un *buen* candidato. Si el fluido cae en la región turbulenta (IV) es un candidato *probable* (aunque los datos pueden ser bastante ruidosos). Si el fluido cae en la región de colgamiento (III) será muy *difícil* probar

desde la superficie. Debe notarse que hay muchos mapas de patrones de flujo, dependiendo de la temperatura, presión y composición de los fluidos. La Fig. 1 presenta el mapa de patrones de flujo para gas natural y condensado moderadamente presionados. Los diferentes mapas de patrones de flujo deben usarse para diferentes composiciones de fluidos, por ejemplo gas-agua.

Una alternativa para seleccionar los pozos, basada en los mapas de patrones de flujo, es usar las reglas del pulgar basados en la experiencia de campo. Si un pozo de gas fluye con un Número de Reynolds mayor a 500,000, es un candidato *probable* para probar desde la superficie. Si el Número de Reynolds es mayor a 1'500,000, el pozo es un *excelente* candidato para pruebas superficiales. Para pozos de aceite, si el Número de Reynolds excede 50,000 es un *posible* candidato; si excede los 100,000, es un *excelente* candidato, (tener en mente, que dependiendo de la categoría del pozo, los incrementos pueden aún no ser posibles). La adición del agua complica la situación. Sin embargo, para que los Números de Reynolds excedan los límites antes listados, el agua debe ser elevada fuera del pozo.

Una rutina de cálculo de presión de fondo o superficie efectiva debe ser capaz de realizar cálculos para  $\Delta p_{fricción}$  y  $\Delta p_{gravedad}$ , para cada uno de los regímenes de flujo continuos o pseudo continuos: Fase Sola, Niebla, Anular Niebla, Burbuja, Turbulento y Escarcha. Además, la rutina de cálculo de la presión de fondo debe considerar los cambios en las propiedades de los fluidos, así como la temperatura del pozo y el cambio de presión con el tiempo. De hecho, es más importante obtener bien esos cambios paramétricos, puesto que ellos afectan el *cambio de presión relativa* y, por tanto, tienen un impacto considerable en los resultados de la prueba.

Durante el curso de una prueba transiente de presión en un pozo multifásico, las composiciones de fase y las fracciones de volumen varían con la presión y la temperatura. Además, los cambios en el gasto afectan las temperaturas en el pozo como una función de la transferencia de calor en el pozo. Esto es más notable durante la apertura y el cierre del pozo, donde las temperaturas en la cabeza del pozo pueden aumentar hasta 250° F de las condiciones fluyentes, a condiciones de cierre<sup>77</sup>; esos cambios de temperatura afectan el comportamiento de fase de los fluidos, y de esta manera, un modelo preciso del pozo necesita considerar el cambio de temperaturas respecto al tiempo.

En la **Fig. 4.2**, se demuestra la importancia del modelado térmico correcto. Para este ejemplo la temperatura en la cabeza decae de 165°F a 70°F durante el curso del incremento. Como la temperatura en el pozo decae, la densidad de los fluidos en el pozo aumenta y la presión actual en la cabeza decae; si no se considera esto para los cálculos de presión de fondo, los resultados de las pruebas no tendrán sentido.

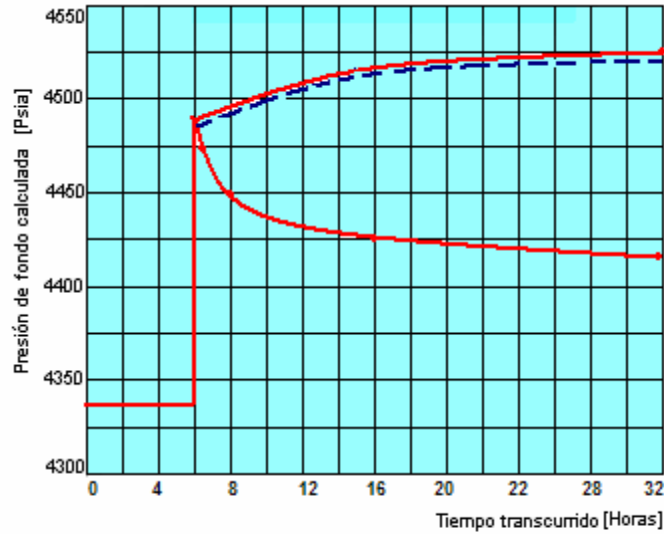


FIG. 4.2 Importancia del modelado térmico del pozo.

Fair, C.: "GAS/CONDENSATE AND OIL WELL TESTING - FROM THE SURFACE". Data Retrieval Corp. SPE 77701, Oct-2002.

Para determinar el comportamiento de fases de un fluido, debe obtenerse una muestra representativa de los fluidos del pozo y/o yacimiento. Subsecuentemente, debe desarrollarse un análisis PVT para evaluar la presión de saturación a la temperatura del yacimiento (importante para la clasificación), así como la composición de las fases y fracciones de volumen de las fases vapor y líquida, como función de la presión y la temperatura. Sin embargo, si la composición del fluido ha cambiado desde la hora de la toma de la muestra, deben hacerse algunos ajustes necesarios para los parámetros PVT para modelar el comportamiento actual del pozo. El primer ajuste es aumentar o disminuir los porcentajes de composición del metano o de los componentes pesados (C7+, C20+, etc.), para igualar con la actual RGA. La otra, es alterar el peso molecular efectivo de los componentes pesados, para considerar los cambios en la densidad del crudo en el separador.

Es importante notar que un modelo de pozo puede tener un error significativo en los valores calculados para  $\Delta p_{gravedad}$ , aún cuando proporciona resultados de la prueba útiles, tanto como la consistencia del error. Esto puede observarse en la Fig. 4.3, donde un desplazamiento escalar de 500 lb/pg<sup>2</sup> no tiene efecto sobre el factor de daño o la permeabilidad. Los errores escalares afectan los cálculos de presión absoluta y pueden afectar el factor de daño (si la  $\Delta p_{gravedad}$  es incorrecta), pero no los cálculos de la distancia a los límites del yacimiento o para permeabilidad, debido a que la permeabilidad y el radio de investigación son cantidades relativas, basadas en la variación de la respuesta de presión. Así, si el modelo del pozo tiene un error reducido y puede incorporar los cambios en las propiedades PVT de los fluidos como función de la p y T, de tal forma que pueden obtenerse resultados válidos de la prueba.

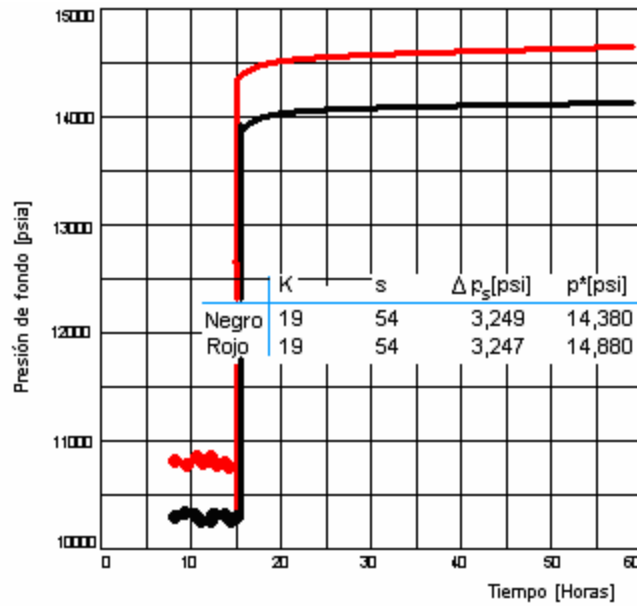


FIG. 4.3 Efecto de la Compensación escalar sobre el análisis.

Fair, C.: "GAS/CONDENSATE AND OIL WELL TESTING - FROM THE SURFACE". Data Retrieval Corp. SPE 77701, Oct-2002.

### 1.3 REQUERIMIENTOS DE INSTRUMENTACIÓN.

En esta sección se describen los obstáculos y requerimientos de equipo para obtener datos de temperatura y presiones de fondo confiables en pozos con condiciones críticas; sin embargo, puesto que la tesis propone obtener datos desde la superficie y realizar cálculos de extrapolación y compensación confiables, éste nos sirve para justificar la necesidad de obtener datos válidos sin intervenir el pozo para, evitar riesgos, ahorrar tiempo y, sobre todo, costos.

Las pruebas de formación con cable en pozos con Alta Presión y Alta Temperatura (APAT), han sido un reto, debido a las condiciones críticas de operación y a la naturaleza general de las pruebas de formación.

Adquirir mediciones de presión y extraer muestras de fluidos puede ser un proceso largo, el cual uede ser más difícil en pozos con alta temperatura, profundos y con diámetros reducidos, característicos de los pozos APAT. Para permitir operar en altas temperaturas a las herramientas de registro, se usan recipientes al vacío para proteger la electrónica, pero estos pueden ser voluminosos y ofrecer sólo protección limitada. Para operar con éxito en altas presiones, el diseño de cada compartimiento y su sello se debe analizar cuidadosamente para asegurar la integridad mecánica a presiones extremas. El probador cableado ideal de formación (*Wireline Formation Tester, WFT*) para pozos de APAT debe tener un diámetro de herramienta pequeño, y ser diseñado específicamente para ambientes hostiles.

Generalmente, los ambientes de temperatura superior a los 350°F (176° C) se consideran como de alta temperatura y plantean dificultades para la electrónica disponible en las herramientas de registro. Para operar en pozos con alta presión y temperatura, los instrumentos electrónicos deben protegerse del intenso calor del fondo del pozo. Para mantener este calor lejos de los instrumentos electrónicos, se envuelven por un recipiente o tubo de vidrio al vacío. Estos aislamientos han sido usados por varios años en la industria y, a menudo, en conjunto con la tecnología existente de registro para extender su rango de temperatura de operación. El inconveniente con los frascos al vacío, es que la disipación inherente de calor de la herramienta electrónica origina *auto-calentamiento* dentro del envase. Puesto que los recipientes evitan que el calor disipado escape, los instrumentos se sobrecalientan y eventualmente fallan. Hay dos aproximaciones eficaces en la literatura para resolver el problema de probar pozos con temperatura elevada:

- Una es diseñar instrumentos electrónicos que puedan operar a una temperatura alta, y
- La segunda es diseñar elementos muy eficientes que disipen la mínima cantidad de calor.
- ***Una tercera, propuesta en este trabajo, es no intervenir los pozos y emplear, además de cuarzos en la superficie, los modelos matemáticos aquí presentados para compensar los efectos de decaimiento térmico.***

Las nuevas herramientas WFT usan esos los dos primeros métodos en su diseño para operar en pozos con alta temperatura.

Los sistemas electrónicos en herramientas de registro convencional, generalmente han estado limitados a 350° F y, para poder hacer una prueba en pozos con rangos más amplios de temperatura, se debería instalar un recipiente alrededor del instrumento. Los instrumentos electrónicos de las nuevas herramientas, diseñados especialmente, pueden operar continuamente a 375° F (190° C), lo que se logra con la selección cuidadosa de los elementos electrónicos y con una administración térmica extensiva. Para reducir la disipación del calor, los instrumentos electrónicos usan una nueva tecnología de bajo voltaje (3.3 v), que reduce significativamente el consumo de energía del circuito integrado. Hay una disipación baja del calor en el modo *dormir*, que apaga los circuitos que no están en uso, como al moverse entre intervalos de pruebas de presión. Un convertidor DC-DC altamente eficiente y la habilidad de eliminar los excesos de energía fuera del compartimiento, reducen la disipación interna de calor. Colocando todos los elementos electrónicos en un chasis de berilio-cobre, se mejora la administración térmica dentro del recipiente. Todas esas medidas extienden el tiempo de operación en condiciones térmicas arriba de los 350° F, para cumplir los extensos programas de pruebas de formación.

Existe otro reto en el ambiente APAT para los probadores de formación, uno es suministrar cojinetes sello que sean confiables durante los grupos múltiples de un programa de pruebas típico. Extensas pruebas de laboratorio y de campo intentan demostrar que ha sido exitoso el material de

caucho especialmente reforzado y un diseño mecánico cuidadoso –que permite la expulsión del caucho a alta temperatura. Puede esperarse que la almohadilla estándar, desplegada actualmente con la herramienta, realice 75 lecturas más a temperaturas arriba de los 350° F en fluidos de perforación sintéticos sin la falla de los sellos. Para minimizar la oportunidad de que haya tiempo muerto por sólidos que tapen la sonda de prueba, la herramienta tiene un limpiador controlado hidráulicamente que abre sólo el punto de entrada del fluido después que la almohadilla se despliega firmemente contra la pared del pozo. Los sellos de elastómero, que son usados típicamente en las herramientas probadores de formación para aislar la línea de flujo de la herramienta, y las cámaras de la muestra de la columna hidrostática, han demostrado ser inestables a temperaturas arriba de los 350° F. La presencia de gas, mientras se toman muestras, agrava los problemas con elastómeros a esas temperaturas. Para superar esas dificultades y garantizar la integridad apropiada de la muestra, la herramienta usa sellos metal-metal especialmente diseñados, en lugar de elastómeros. Esos sellos esquila han probado operar confiablemente durante pruebas a 400° F (204° C), y a una presión diferencial de 20,000 psi.

Además de los elementos electrónicos especializados, la herramienta tiene otras características de diseño específicas para condiciones críticas. Una de las más importantes es que el diámetro máximo de la herramienta es de 3 1/8 pulgadas. Este tamaño reducido no solo permite tomar registros en pozos menores de 4 pulgadas, sino que también reduce el área de contacto entre la herramienta y la pared del pozo. Puesto que los probadores de formación consumen tiempo estacionario en el pozo, es importante minimizar las oportunidades de adhesión diferencial, particularmente en intervalos donde es común que no haya aportación (*depletion*).

Después de más de dos años y más de 180 trabajos exitosos en el Golfo de Tailandia, no ha habido una sola herramienta atascada que requiera una pesca. Es más, muchos de esos trabajos fueron realizados en pozos de desarrollo que a menudo presentan intervalos vacíos. El diámetro pequeño de la herramienta junto con otras características como la construcción de alojamientos permite una transmisión exitosa en pozos con geometrías sumamente difíciles. De hecho, la experiencia en el Golfo de Tailandia, ha demostrado que la tensión común del cable es menor que en los registros triples de resistividad-neutrón-densidad.

Cuando las herramientas cableadas operan en condiciones difíciles de pozo, un cable liberable controlado desde superficie elimina los puntos mecánicos débiles, y permite estirar el cable a la tensión máxima permisible. En un evento de condiciones de pozo “pegajosas”, tirar a la máxima tensión segura –en lugar de limitarse al margen de seguridad de un punto mecánico débil-, puede hacer la diferencia al evitar una operación larga de pesca. El cable se corre en conjunto con los nuevos probadores de formación de 2 3/4, y fue diseñado para operar en altas temperaturas, aún en pozos que alcanzan los 398° F (203° C).

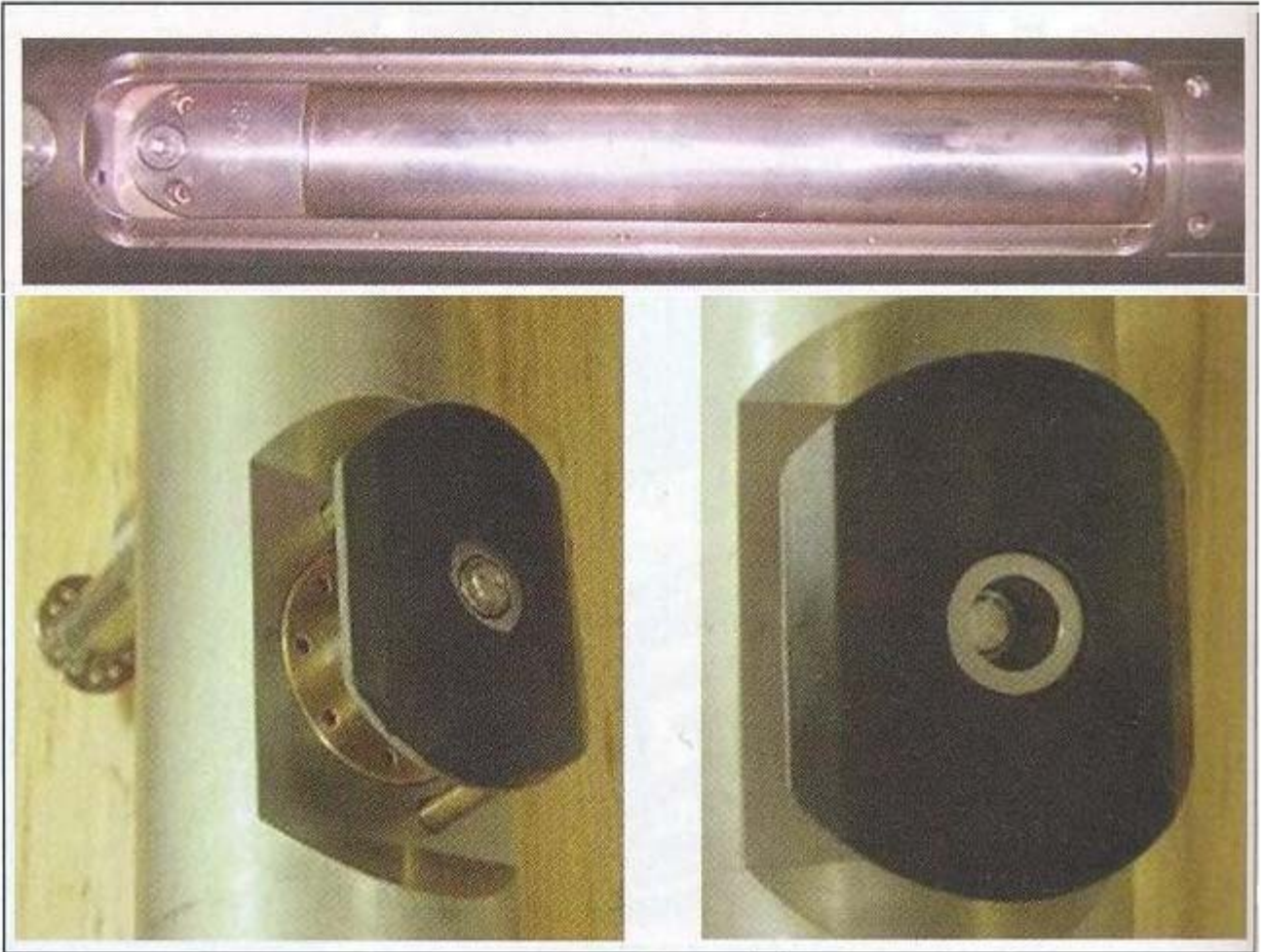
Hay grandes ventajas al trabajar en ambientes hostiles; de entrada, las mediciones se toman rápidamente cumpliendo con ello los objetivos primarios. La herramienta ha sido diseñada para obtener datos de presión a la brevedad. El registrador de presión de cuarzo, calibrado a 400° F, está alojado de tal manera que queda expuesto directamente a los fluidos (**Figura 4.4**), lo que asegura una estabilización rápida de la temperatura. El despliegue del cojinete toma unos 30 segundos, y el decremento de presión en menos de diez segundos. Una secuencia completa de prueba, como la mostrada en la **Figura 4.5**, adecuadamente toma cinco minutos, desde que se detiene la grúa hasta salir del punto en cuestión. Durante el 2004, en el Golfo de Tailandia, se hicieron más de 3,000 mediciones, que consumieron en promedio menos de 6 (seis) minutos para completar la secuencia pre-prueba, desde colocación del cojinete hasta retirarlo.

Son muchas las aplicaciones posibles para los datos de presión del yacimiento; los datos petrofísicos requieren a menudo múltiples pruebas de presión dentro de un intervalo continuo del yacimiento, para evaluar el tipo de fluido que puede contener. Cuando un operador grafica los datos de presión contra la profundidad vertical y aplica un análisis de regresión, la pendiente que se ajusta mejor puede representar la densidad del fluido de la formación a esa profundidad. El contraste de densidad entre gas, aceite y agua, generalmente es suficiente para identificar el tipo de fluido predominante del yacimiento.

Tener información adicional del fluido es muy útil a los petrofísicos durante la interpretación de registros, particularmente donde hay un contraste bajo de resistividad entre gas, aceite y agua en las formaciones productoras, o cuando la mineralogía distorsiona el análisis convencional de registros.

Los datos de presión también son usados de otras formas: los geólogos buscan correlaciones entre los pozos y tratan de inferir la conectividad del yacimiento. Los ingenieros de yacimientos y servicios al pozo, usan los datos de presión para ayudar en el diseño de las estrategias de terminación, así como a los modelos de yacimiento y simulaciones.

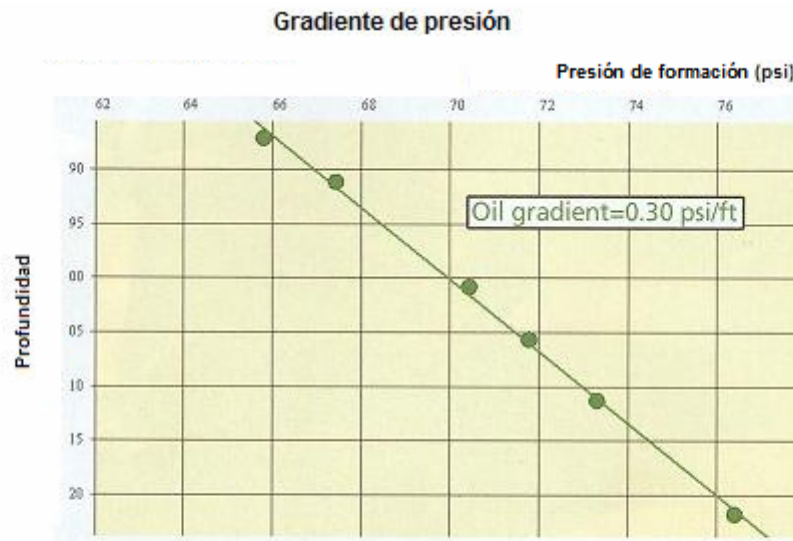
Cualquier aplicación de datos de presión fidedignos y capacidad de muestreo son importantes tanto en ambientes hostiles como en condiciones más benignas; sin embargo, han sido difíciles de adquirir hasta ahora.



**FIG. 4.4** La figura superior muestra que el recipiente portador está directamente expuesto a los fluidos del pozo, lo cual permite un rápido equilibrio térmico del registrador de cuarzo. Las dos fotografías inferiores muestran que el punto de entrada del fluido sólo se abre después que el cojinete ha sido completamente desplegado.

*Imagen Cortesía de HALLIBURTON para la Revista E&P, Abril 2005. Marvin Rourke.*





**FIG. 4.5** Una serie de mediciones de presión de un yacimiento, cuando se grafica contra la profundidad, pueden ayudar en la identificación del fluido de formación. Este ejemplo, para el Golfo de Tailandia, claramente indica un yacimiento de aceite.

*Imagen Cortesía de HALLIBURTON para la Revista E&P, Abril 2005. Marvin Rourke.*

## 2. VARIACIONES DE TEMPERATURA EN PRUEBAS DE PRESIÓN.

La producción o inyección de fluidos involucra, inevitablemente, intercambios significativos de calor entre el fluido del pozo y sus alrededores. La presencia de agua de mar y aire en los alrededores aumenta la complejidad de los procesos de transferencia de calor en un ambiente costa fuera. Durante la producción, el fluido caliente continúa cediendo calor a los ambientes que se encuentran a su paso, conforme se asciende en el pozo. En contraste, la inyección de un fluido (agua fría), puede ganar o perder calor (vapor o agua caliente) en el descenso.

El proceso de transferencia de calor sólo describe el impacto de las propiedades de los fluidos y, a su vez, la dinámica del flujo del fluido. Consecuentemente, la naturaleza conjunta de momento y transporte de energía puede requerir soluciones simultáneas para ambos procesos. Mientras que el modelado para flujo pseudoestacionario es adecuado para diseñar el equipo tubular, enfocado a optimizar la producción en la cabeza, las pruebas de presión pueden demandar un tratamiento riguroso conjunto de momento y transporte de energía, fluido y flujo de calor.

Cuando se produce aceite, su temperatura en la cara de la formación es casi la misma que en el resto de la formación. Sólo para decrementos largos se registra un aumento de temperatura, debido al efecto de Joule-Thomson (J-T). En contraste, el gas puede mostrar un enfriamiento por la misma razón. En cualquier caso, la temperatura del fluido en la cara de la formación puede estimarse con el conocimiento de la temperatura de la formación y el efecto Joule-Thomson. Sin embargo, como el fluido se eleva a la parte alta del pozo, su temperatura llega a ser más alta que la de los estratos con los que está en contacto debido al decremento de la temperatura, conforme disminuye la profundidad.

Los modelos matemáticos, cuando se emplean convenientemente, aumentan la exactitud y validez de los resultados, en la medida en que sean tomadas en cuenta en ellos todas las variables posibles que afectan el proceso en estudio.

### 1.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

**Calor.** Es una de las formas de manifestación de la energía originada por el movimiento de las moléculas. Este movimiento se incrementa al aumentar la temperatura del material y decrece cuando disminuye totalmente su temperatura. La unidad de medida del calor surgió en el sistema inglés y es el Btu.

**Calor Específico.** En forma empírica, se ha demostrado que la cantidad de calor que acepta un fluido al calentarse es proporcional a su masa y al cambio en su temperatura; en otras palabras:

$$\Delta Q = m C_f \Delta T, \quad \dots \quad (4.28)$$

dividiendo ambos términos por el tiempo tenemos:

$$\Delta Q = W_f C_f \Delta T. \quad \dots \quad (4.29)$$

El calor específico  $C_f$  de un fluido es, por definición, la cantidad de calor que se debe suministrar a una unidad de masa de dicho fluido para incrementar su temperatura en un grado. El calor específico a volumen constante no es significativo, pues el calentamiento de las moléculas del fluido sólo incrementa la energía cinética de traslación de los electrones, sin llegar a realizar trabajo alguno sobre el medio externo. Cuando un gas se calienta a presión constante, el gas se expande y efectúa un trabajo, debido a que el calor suministrado sobre las moléculas se usa no sólo para incrementar la energía cinética de traslación, sino también la energía de rotación y la de vibración de los átomos de dichas moléculas. Por esta razón, el calor específico a presión constante, es el parámetro a utilizar en el cálculo de la temperatura del flujo de fluidos en las tuberías.

Empíricamente se ha demostrado (Campbell<sup>72</sup>, Goltzberg<sup>74</sup>), que la caída de presión influye sobre el calor específico, por lo que la temperatura del mismo tiende a decrecer en el sentido de la

corriente de flujo. Las expresiones siguientes se utilizan para determinar y cuantificar los calores específicos del agua y del aceite<sup>73</sup>:

$$C_{fo} = \frac{0.388 + 0.00045T}{\gamma_o^{0.5}} \quad \dots\dots (4.30)$$

$$C_{fw} = 1.0504 - (6.05 * 10^{-4})T + (1.79 * 10^{-6})T^2 \quad \dots\dots (4.31)$$

**La unidad Btu.** La energía calorífica transmitida se mide en función de sus efectos térmicos. La unidad utilizada generalmente es el Btu, abreviación de *British thermal unit*, que es igual a la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra de agua pura en un grado Fahrenheit, a presión atmosférica normal. Sin embargo, el Btu se define de manera más precisa como el equivalente de 778.26 lb<sub>r</sub>-pie. Esta definición indica que cualquier forma de energía puede expresarse en Btu.

**Transferencia de Calor.** Es el flujo de energía en forma de calor entre un sistema termodinámico y sus alrededores. El sistema termodinámico en cuestión se constituye por la tubería, el fluido que se transporta y el tipo de material que le circunda.

Al no poder ser medida directamente<sup>75</sup>, la cantidad de energía transferida se cuantifica con la diferencia de temperaturas entre el interior del sistema y el medio ambiente que le rodea.

En el estudio de la transferencia de calor se consideran tres formas distintas de transmisión de energía, dependiendo del medio en el cual se lleve a cabo, y son: conducción, convección y radiación. En realidad, la distribución de la temperatura en un medio se rige por la combinación de estas tres formas, con predominio de las dos primeras sobre la tercera, que generalmente se desprecia. Aunque realmente no es posible aislar completamente una de otra, por simplicidad de análisis se consideran por separado.

**Conducción:** modo de transferencia de calor que se establece tanto en sólidos como en líquidos en reposo, por comunicación molecular directa, sin desplazamiento apreciable de moléculas.

La ley de Fourier, desarrollada en 1822 de manera empírica, permite determinar la transferencia de calor por conducción para flujo lineal en régimen estacionario y se expresa de la siguiente forma:

$$Q = -k_h A \frac{dT}{dx}, \quad \dots\dots (4.32)$$

o bien

$$q' = \frac{Q}{A} = -k_h \frac{dT}{dx}, \quad \dots\dots (4.33)$$

donde

$q'$  = flujo de calor por unidad de área en la dirección positiva del eje x [Btu/día-pie<sup>2</sup>]

$Q$  = flujo de calor a través del área  $A$  en la dirección positiva del eje x [Btu/día]

$k_h$  = conductividad térmica del material [Btu/día-pie-°F]

La ecuación 4.32 es análoga a la establecida por Henry Darcy para flujo de fluidos en medios porosos, de tal manera que la cantidad de calor transmitida por unidad de tiempo es proporcional al área del material, e inversamente proporcional a su longitud. La constante de proporcionalidad  $k_h$  es, en este caso, el *coeficiente de transferencia de calor por conducción*, nombrada generalmente conductividad térmica del material, siendo una propiedad de éste y similar a la movilidad de un fluido en la ecuación de Darcy. En la **tabla 4.2** se muestran los valores característicos de conductividad térmica de distintos materiales. El signo negativo de la ecuación 4.32, indica que un gradiente negativo produce transferencia de calor en la dirección positiva del eje x.

Material	$k_h$ [Btu/día-pie-°F]
Arenoso seco	10 – 20
Arenoso húmedo	22 – 29
Arenoso saturado	53 – 69
Arcilloso seco	9 – 14
Arcilloso húmedo	19 – 24
Arcillosos saturado	29 – 44
Acero	600
Aceite	1.896
Agua	9.432
Espuma de uretano	0.22
Poliestireno	0.54

**Convección:** modo de transferencia de calor que se presenta en los fluidos (líquidos o gaseosos) al interactuar con una superficie sólida. Si la interacción del fluido es producida sólo por diferencia de densidades, originada por el gradiente de temperatura, se denomina convección libre. Si por el contrario, ésta se induce mediante un agente externo, tal como una bomba o un ventilador, se dice que la transferencia de calor es por convección forzada.

De la misma forma que para determinar el flujo de calor por conducción, la ley empírica que permite cuantificar la cantidad de calor transferido por convección es la de ley de enfriamiento de Newton. Dicha ecuación, para flujo lineal en régimen permanente, se expresa como:

$$Q = h(A)\Delta T, \quad \dots\dots (4.34)$$

o bien

$$q' = \frac{Q}{A} = h\Delta T, \quad \dots\dots (4.35)$$

donde

$q'$  = flujo de calor de  $T_1$  a  $T_2$  [Btu/día-pie<sup>2</sup>]

$T_1$  = temperatura del fluido [°F]

$T_2$  = temperatura de la superficie sólida [°F]

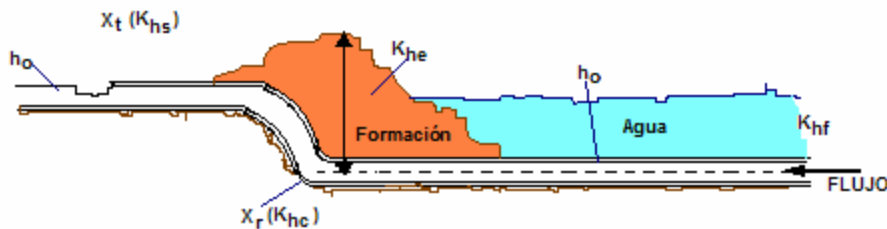
$h$  = coeficiente de transferencia de calor [Btu/día-pie<sup>2</sup>-°F]

En la ecuación 4.35,  $h$  es el coeficiente de transferencia de calor por convección. Éste puede ser determinado analíticamente si la geometría del cuerpo con el cual interactúa el fluido es simple (una placa o un tubo circular), con las correlaciones establecidas por Fand<sup>76</sup> y McAdams<sup>77</sup>. Para cuerpos geométricos más complejos se emplea una aproximación experimental<sup>73, 75</sup>.

La variación de este coeficiente depende del tipo de flujo, la geometría del cuerpo, el área de flujo, las propiedades físicas del fluido, la temperatura promedio y la posición del cuerpo en el fluido.

**Radiación:** modo de transferencia de calor sin intervención de partículas materiales. Aún cuando la emisión o absorción de energía radiante se presente en combinación con los anteriores, en este trabajo no se tomará en cuenta pues su efecto sobre los resultados es despreciable.

De las formas de transmisión de calor que han sido expuestas, y particularizando al flujo de fluidos a través de tuberías, es evidente que la distribución de la temperatura a lo largo de éstas, no resultará lineal, puesto que las tuberías atraviesan medios ambientes diversos. Por lo anterior, es indispensable contar con el valor de la resistencia térmica al flujo de calor entre el fluido, la tubería y el medio ambiente que la rodea. Los parámetros térmicos a determinar para obtener este coeficiente se muestran en la **Fig. 4.6**. Esta cantidad se conoce con el nombre de *coeficiente de transferencia de calor total*. Se representa con la letra  $U$  y depende del coeficiente de transferencia de calor de la película interior ( $h$ ), del fluido transportado en la tubería, del coeficiente de transferencia de calor de la película exterior ( $h_o$ ) de fluido, en caso de existir, y de las características termofísicas del material de la tubería, de los recubrimientos y de la formación.



**FIG. 4.6** Parámetros térmicos a determinar para obtener  $U$ .

Garaicochea, F.: "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

En la tabla 4.3 se muestran las ecuaciones que permiten determinar el coeficiente de transferencia de calor total ( $U$ ) para diferentes casos, tanto para flujo lineal como radial. Considerar flujo radial o lineal resulta prácticamente igual y no afecta sustancialmente el perfil de temperatura.

<b>Tabla 4.3</b> Ecuaciones para evaluar el Coeficiente de Transferencia de Calor Total.		
	$\frac{1}{U}$ Flujo Lineal	$\frac{1}{U}$ Flujo Radial
Pozo Productor o Inyector	$\frac{1}{h} + \frac{x_1 + x_c}{k_h} + \frac{x_{an}}{k_{han}}$ .	$\frac{1}{h} + \frac{d}{2} \sum_{i=1}^n \frac{\ln \frac{d_{ext}^{i+1}}{d_{ext}^i}}{k_{hi}}$ .
Tubería Superficial	$\frac{1}{h_o} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{x_t}{k_{hs}}$ .	$\frac{1}{h_o} + \frac{r_o \ln(r_o / r_i)}{k_{hc}}$ .
Tubería Enterrada	$\frac{1}{h_o} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{\ln\left(\frac{48z}{d}\right)}{\frac{24k_{he}}{d}}$ .	<p>donde <math>S = \frac{1}{\cos(h^{-1})(z / r_o)}</math>,</p> <p>y <math>\cos(h^{-1})(z / r_o) = \log \left[ \frac{z + (z^2 - r_o^2)^{0.5}}{r_o} \right]</math></p>
Tubería Submarina	$\frac{1}{h} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{1}{h_o}$ .	$\frac{1}{h} + \frac{d_{ext}}{24k_{hc}} \ln \left[ \frac{d_{ext} + 2x_r}{d_{ext}} \right] + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{1}{h_o}$ .
$d_{ext}^{i+1} =$ diámetro de la superficie externa del material $i+1$ .		

El coeficiente de calor de la película interior (h), es fácil de obtener para flujo de una fase; sin embargo, sólo en caso de fluidos altamente viscosos se toma en cuenta. El término mencionado es extremadamente complejo en flujo multifásico, ya que depende del patrón de flujo, además de los parámetros aceptados para flujo de una fase. Adicionalmente, tal coeficiente puede modificarse por la presencia de parafinas, incrustaciones, recubrimientos anticorrosivos, etc. Su valor puede estimarse usando la correlación siguiente, establecida por McAdams<sup>77</sup>.

$$N_u = \frac{hd}{k_{hf}} = 0.023 N_{Re}^{0.8} Pr^{0.4}, \quad \dots \quad (4.36)$$

donde:

$$N_{Re} = \frac{124(d)v_f \rho_f}{\mu_f}, \quad \dots \quad (4.37)$$

$$Pr = 58.06 \frac{C_f \mu_f}{k_{hf}}, \quad \dots \quad (4.38)$$

y donde los valores de los números adimensionales  $N_u$ ,  $N_{Re}$  y  $P_r$  corresponden al del flujo en el interior de la tubería.

De forma similar, el coeficiente de transferencia de calor de la película exterior ( $h_o$ ), puede obtenerse con la correlación propuesta por Fand<sup>76</sup>:

$$Nu = \frac{h_o d}{12k_{hf}} = (0.35 + 0.56N_{Re}^{0.52})P_r^{0.3}, \quad \dots \quad (4.39)$$

en donde todas las propiedades, se determinan al promedio de las temperaturas de flujo lineal en el exterior de la tubería y de la pared. Esta conductividad es función de la velocidad promedio del fluido del ambiente, perpendicular a la tubería.

La Fig. 4.7 muestra como influye el coeficiente de calor total en el perfil de temperatura. En general, a valores altos de  $U$ , aumenta la no linealidad del perfil de temperatura<sup>89</sup>.

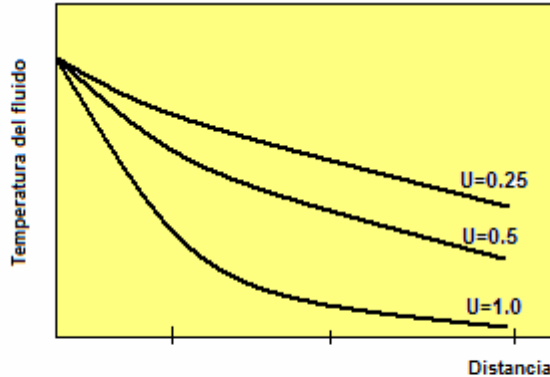


FIG. 4.7 Efecto de  $U$  sobre el perfil de temperatura del fluido.

Garaicochea, F.: "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

## 2.2 TRANSPORTE DE CALOR EN EL POZO.

### 2.2.1 Distribución de la temperatura.

**Ecuación de difusividad.** Durante la producción, el fluido caliente del pozo proporciona una fuente de calor a la formación mientras que, durante la inyección, el pozo actúa como un sumidero de calor. Para modelar el flujo de calor y la distribución de temperatura resultante en estos sistemas, se trata la formación como un sólido homogéneo. Asumiendo simetría alrededor del pozo se simplifica un problema tridimensional (3D) a un problema bidimensional (2D). Adicionalmente, la difusión de calor en dirección vertical puede ignorarse, minimizando los gradientes de temperatura verticales. Despreciando el flujo vertical de calor se reduce el sistema a un problema unidimensional (1D) de

difusión de calor. Esta aproximación, adaptada entre otros por Hasan y Kabir<sup>96</sup>, introduce un error muy pequeño y permite una solución analítica para el problema. A menudo es preferible el acercamiento analítico a las soluciones numéricas alternativas, las que pueden volverse tediosas y consumir tiempo valioso.

Un balance de energía en la formación, arroja una ecuación de diferenciales parciales, derivada en coordenadas cilíndricas, para la variación de la temperatura de la formación con la distancia radial del pozo y el tiempo de producción,

$$\frac{\partial^2 T_e}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_e}{\partial r} = \frac{c_e \rho_e}{k_e} \frac{\partial T_e}{\partial t} . \quad \dots\dots (4.40)$$

En la ecuación 4.40,  $T_e$  es la temperatura de la formación a una profundidad arbitraria, a un tiempo,  $t$ , y una distancia,  $r$ , medida desde el centro del pozo. La capacidad calorífica, la densidad y la conductividad térmica de la formación están dadas por  $c_e$ ,  $\rho_e$ , y  $k_e$ , respectivamente. La ecuación de difusividad térmica es análoga a la usada en la difusión de presión, mientras resolvíamos problemas de presión transiente.

Las tres condiciones de frontera necesarias para la solución de la ecuación 4.40, pueden obtenerse de la examinación del sistema físico. La **Fig. 4.8**, es un esquema de la distribución de la temperatura en la formación alrededor del pozo productor a una profundidad dada. A tiempos cortos, la temperatura de la formación guarda su valor inicial ( $T_{ei}$ ) excepto cerca del pozo, como se muestra en la curva interna. De esta manera, inicialmente ( $t=0$ ), asumimos  $T_e$  igual a  $T_{ei}$  en todas partes de la formación. Conforme el tiempo transcurre, el calor, transferido del fluido caliente del pozo elevará la temperatura de la formación en su vecindad. El perfil de temperatura de la formación en tal momento se parecerá un poco a la curva media mostrada en la Fig. 4.8. Sin embargo, fuera de la frontera, la temperatura de la formación no cambia con la distancia radial; esto es, la pendiente es cero, ó  $\delta T/\delta r=0$ . Finalmente, el ritmo de flujo de calor en la interfase pozo-formación está gobernado por la ley de conducción de calor de Fourier. Por consiguiente, uno puede escribir las tres condiciones de frontera:

$$\lim_{t \rightarrow 0} T_e = T_{ei} , \quad \dots\dots (4.41)$$

$$Q = 2\pi k_e \left. \frac{r \partial T_e}{\partial r} \right|_{r=r_{wb}} , \quad \dots\dots (4.42)$$

$$\text{y} \quad \lim_{r \rightarrow \infty} \frac{\partial T_e}{\partial r} = 0 . \quad \dots\dots (4.43)$$

En la ecuación 4.43,  $Q$  es el ritmo de flujo de calor de la formación al pozo por unidad de longitud del pozo, y  $r_{wb}$  es el radio externo del pozo.



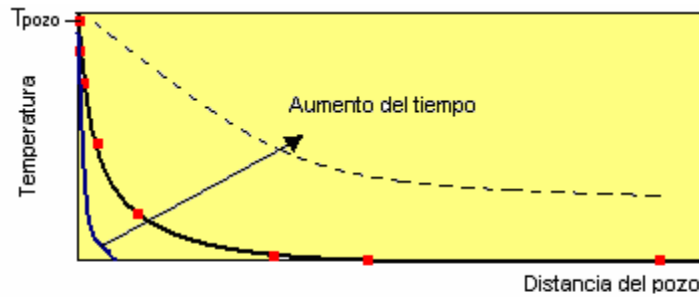


FIG. 4.8 Perfil de temperatura a una profundidad dada alrededor del pozo.

Hasan, A. y Kabir, S.: "FLUID FLOW AND HEAT TRANSFER IN WELLBORES". SPE, USA, 2000.

Conforme la producción continúa, la transferencia de calor del pozo ocasiona un aumento gradual en la temperatura de la formación circundante, que, a su vez origina una disminución lenta en el flujo de calor. Ameen<sup>89</sup> usó el principio de superposición para cuantificar el flujo de calor, usando una aproximación numérica. Su solución mostró que la consideración de flujo constante de calor introducía una inexactitud muy pequeña.

**Solución de la ecuación de difusividad.** La ecuación 4.40, se resuelve generalmente en términos de variables adimensionales,  $r_D$  (distancia radial adimensional= $r/r_{wb}$ ), y  $t_D$  (tiempo adimensional= $k_e t / \rho_e c_e r_{wb}^2$ ). Hasan y Kabir<sup>96</sup> resolvieron la ecuación resultante con la transformada de Laplace, siguiendo la aproximación sugerida por Van Everdingen y Hurst<sup>98</sup> para un conjunto de ecuaciones similares usadas para presiones transientes. Ellos presentaron la expresión para la temperatura de formación en función de la distancia radial y el tiempo. Para estimar la temperatura de flujo, se necesitan la temperatura de la formación y su derivada espacial en la interfase pozo-formación ( $r_D=1$ ). Podemos escribir la expresión para la temperatura en la interfase pozo-formación como:

$$T_{wb} = T_{ei} + \frac{Q}{\pi^2 k_e} I, \quad \dots (4.44)$$

donde 
$$I = \int_0^\infty \frac{1 - e^{-u^2 t_D}}{u^2} \frac{Y_1(u)J_0(u) - J_1(u)Y_0(u)}{J_1^2(u) + Y_1^2(u)} du. \quad \dots (4.45)$$

Análogo a la presión adimensional,  $p_D$ , usada en los análisis de presión transiente, definimos la temperatura adimensional,  $T_D$ , como

$$T_D = -\frac{2\pi k_e}{Q} (T_{wb} - T_{ei}). \quad \dots (4.46)$$

Por tanto,  $T_D = -\frac{2I}{\pi}$ .  $T_D$  siempre es positivo y representa el flujo de calor de la formación hacia el pozo. Para el caso más usual de producción de fluidos,  $T_{wb}$  es mayor que  $T_{ei}$ , ocasionando que el

valor calculado de Q sea negativo, lo que significa que el fluido del pozo pierde calor hacia los alrededores.

Los cálculos hechos con las ecuaciones 4.44 a la 4.46, requieren una evaluación tediosa de una integral involucrando las funciones modificadas de Bessel de cero y primer orden sobre límites de cero e infinito. Hasan y Kabir<sup>96</sup> encontraron las siguientes expresiones algebraicas para temperatura adimensional,  $T_D$ , en términos del tiempo adimensional,  $t_D$ , para representar las soluciones con bastante precisión.

$$T_D = \left[ 0.4063 + \frac{1}{2} \ln t_D \right] \left[ 1 + \frac{0.6}{t_D} \right], \text{ si } t_D > 1.5, \quad \dots\dots (4.47)$$

y

$$T_D = 1.1281\sqrt{t_D} (1 - 0.3\sqrt{t_D}), \text{ si } t_D < 1.5. \quad \dots\dots (4.48)$$

Las expresiones anteriores para  $T_D$ , son discontinuas en  $t_D=1.5$ . La expresión continua para  $T_D$  puede convenir más en algunas aplicaciones y se escribe como:

$$T_D = \ln \left[ e^{-0.2t_D} + (1.5 - 0.3719e^{-t_D})\sqrt{t_D} \right]. \quad \dots\dots (4.49)$$

Para tiempos largos, las ecuaciones 5.8 y 5.10 se reducen a la expresión,

$$T_D = 0.4063 + \frac{1}{2} \ln t_D. \quad \dots\dots (4.50)$$

La representación logarítmico-lineal de  $T_D$ , dada por la ecuación 4.50, fue usada primeramente por Ramey<sup>90</sup>, Edwardson y otros<sup>99</sup> y es válida para pozos con diámetros pequeños. Por consiguiente, las expresiones propuestas por Hasan y Kabir y Ramey son equivalentes para tiempos largos, aunque puede haber diferencias significativas con tiempos tempranos.

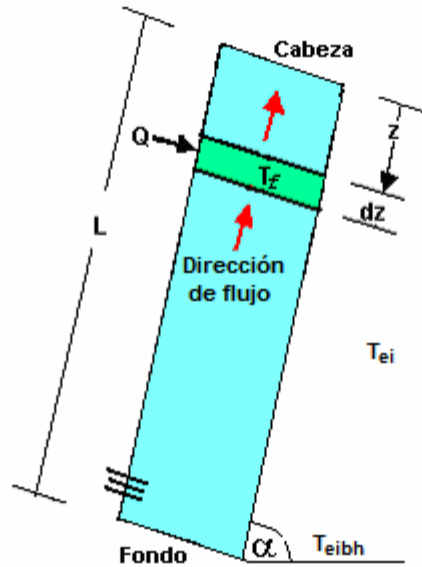


FIG. 4.9 Balance de energía para el fluido del pozo.

Hasan, A. y Kabir, S.: "FLUID FLOW AND HEAT TRANSFER IN WELLBORES". SPE, USA, 2000.

La ecuación 4.46, es una expresión conveniente que relaciona el flujo de calor con la fuerza del empuje por diferencia de temperatura,  $(T_{wb}-T_{ei})$ , y permite cálculos de transferencia de calor con las ecuaciones 4.47 a la 4.50. Sin embargo, la temperatura en la interfase pozo-formación,  $T_{wb}$ , se desconoce y debe reemplazarse por la temperatura del fluido del pozo. Esta sustitución de  $T_{wb}$  por  $T_f$  se cumple utilizando un balance de energía para el fluido del pozo.

### 2.2.2 Balance de energía para el fluido del pozo.

La diferencia de temperatura entre el fluido y los alrededores de la formación, resulta en un intercambio de energía. Un balance de energía para el fluido puede hacerse siguiendo cualquier texto estándar sobre Termodinámica. Ramey hizo un balance de energía para el fluido asumiendo flujo en una fase. Aquí se presenta un balance general de energía<sup>89</sup>, tanto para una fase como para dos fases.

La Fig. 4.9, muestra un sistema de producción usando una tubería sencilla, inclinada a un ángulo,  $\alpha$ , de la horizontal. Considerando un volumen de control de longitud  $dz$  a una distancia  $z$  de la cabeza del pozo en este sistema, donde el eje coordenado  $z$  es positivo en el sentido descendente. La cantidad de calor  $(wH|_{z+dz})$  entra en el elemento a  $(z+dz)$  por convección, mientras que la conducción de la formación agrega  $Q$  al elemento.

De manera similar, el calor  $(wH|_z)$  abandona al elemento en  $z$  por convección. Adicionando energía potencial y cinética a la energía calorífica del fluido, obtenemos:

$$wH|_{z+dz} + \frac{(z+dz)wg(\text{sen}\alpha)}{Jg_c} + \frac{wv^2|_{z+dz}}{2Jg_c} + Qdz = wH|_z + \frac{z wg(\text{sen}\alpha)}{Jg_c} + \frac{wv^2|_z}{2Jg_c} \dots\dots (4.51)$$

Durante la inyección, cada término en la ecuación 4.51, cambia de signo, excepto  $Q$ . Podemos generalizar la ecuación de balance de energía para los sistemas tanto de producción como de inyección como:

$$\frac{dH}{dz} + \frac{g(\text{sen}\alpha)}{Jg_c} + \frac{v}{Jg_c} \frac{dv}{dz} = \mp \frac{Q}{w}, \dots\dots (4.52)$$

donde el signo negativo de la derecha aplica a la producción y el signo positivo a la inyección. En la ecuación 4.52,  $g_c$  y  $J$  representan los factores apropiados de conversión. Para un fluido que no sufre cambio de fase (cuando los efectos de calor debidos a la condensación- evaporación, solución y mezclado son despreciables), la entalpía es una función de la presión y la temperatura y está dada por:

$$dH = \left( \frac{\partial H}{\partial T_p} \right) dT + \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_T dp = c_p dT - C_J c_p dp, \dots\dots (4.53)$$

donde  $C_J$  representa el coeficiente de Joule-Thomson y  $c_p$  es la capacidad calorífica media del fluido a presión constante. Debido a la condensación- vaporización significativa durante la inyección de vapor, la ecuación 4.53, es inaplicable. Usando esta ultima ecuación, podemos escribir la expresión para la temperatura del fluido del pozo en función de la profundidad como:

$$\frac{dT_f}{dz} = C_J \frac{dp}{dz} + \frac{1}{c_p} \left[ \mp \frac{Q}{w} - \frac{g(\text{sen}\alpha)}{Jg_c} - \frac{v}{Jg_c} \frac{dv}{dz} \right]. \dots\dots (4.54)$$

Al combinar las ecuación 4.54 con las ecuaciones 4.46 y 4.49, es posible llegar a una expresión para  $T_f$ . Sin embargo, para eliminar  $T_{wb}$  de la expresión resultante, debemos usar el coeficiente total de transferencia de calor para el pozo.

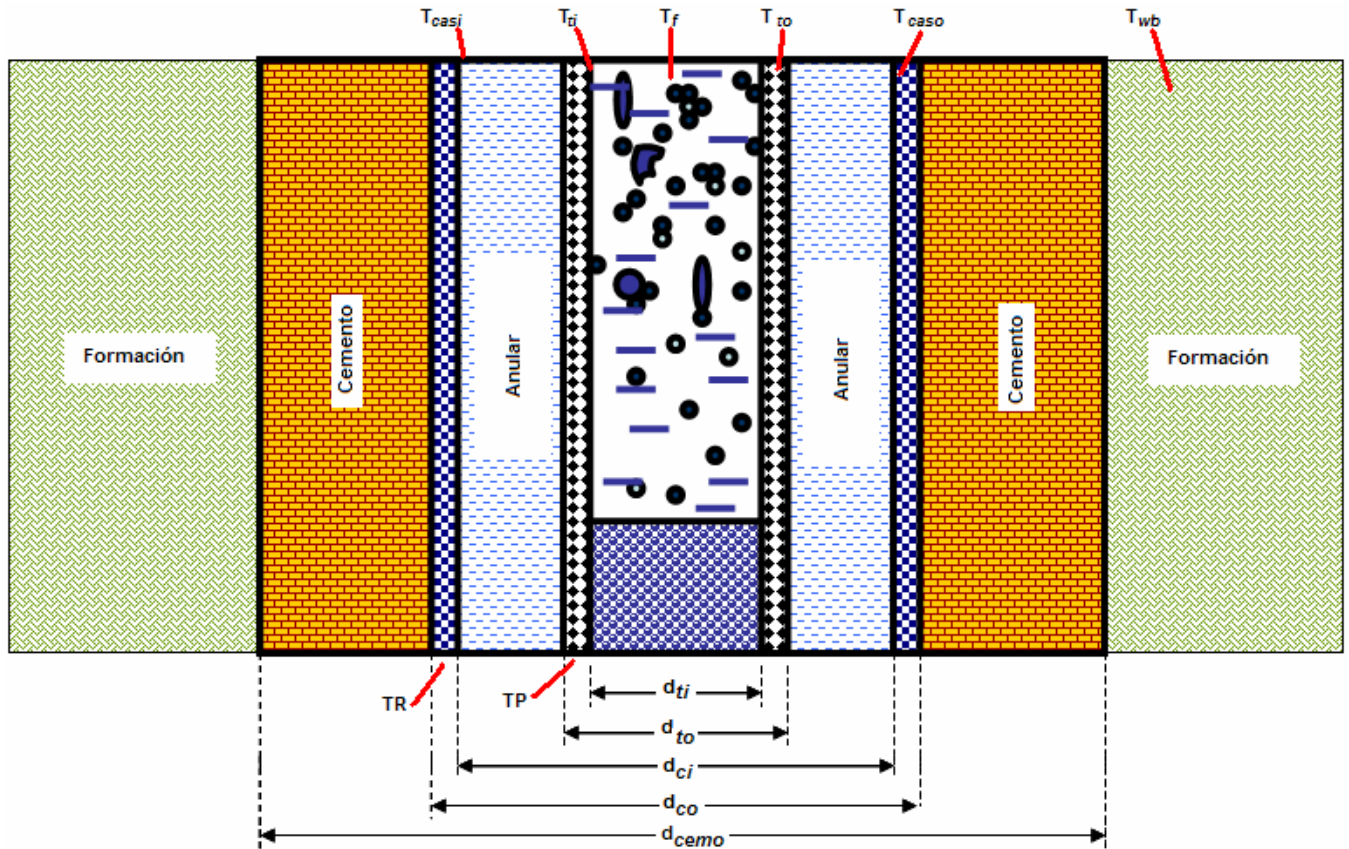


FIG. 4.10 Resistencia al flujo de calor en el pozo.

Hasan, A. y Kabir, S.: "FLUID FLOW AND HEAT TRANSFER IN WELLBORES". SPE, USA, 2000.

**Coefficiente total de transferencia de calor para pozos.** La transferencia radial de calor ocurre entre el fluido del pozo y la tierra, superando las resistencias ofrecidas por la pared de la TP, el aislamiento de la tubería, el espacio anular TP-TR, la pared de la TR y el cemento, como se muestra en la Fig. 4.10. Esas resistencias están en serie y, excepto para el espacio anular, el único mecanismo de transporte de energía es la transferencia conductiva de calor. En el estado estacionario, el gasto de flujo de calor,  $Q$ , a través del pozo por unidad de longitud del pozo, se puede expresar como:

$$Q = -2\pi * r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}). \quad \dots (4.55)$$

En la ecuación 4.55,  $U_{to}$  se define como el coeficiente total de transferencia de calor, basado en el área de la superficie externa de la TP,  $2\pi r_{to}$ , y la diferencia de temperatura entre el fluido en el pozo y la interfase pozo-formación,  $(T_f - T_{wb})$ . De esta manera, el coeficiente total de transferencia de calor para un pozo dado es un parámetro muy importante. La discusión sobre este tópico ha sido presentada por varios autores.

Cuando ocurre la transferencia de calor en estado estacionario, el calor, fluyendo a través de cada uno de los elementos (**Fig. 4.13**), debe ser el mismo. La transferencia de calor en estado estacionario nos permite derivar la expresión para el coeficiente total de transferencia de calor<sup>96,100</sup>

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ii}h_{to}} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{ii})}{k_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{ins}/r_{to})}{k_{ins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins}(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{to} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \dots \dots \quad (4.56)$$

La mayoría de los términos en la ecuación 4.56 son calculados fácilmente. Sin embargo, la resistencia a la transferencia de calor ofrecida por el espacio anular, representada por el cuarto término de la ecuación 4.56, es difícil de estimar. En el caso de inyección de vapor o producción geotérmica, la gran diferencia de temperatura entre la TP y el anular puede causar efectos de radiación y convección naturales.

**Pérdida de calor hacia la formación.** Podemos reescribir la expresión para  $T_D$  (ecuación 4.46) en la transferencia de calor de la formación a la interfase pozo-formación como:

$$Q \equiv -\frac{2\pi * k_e}{T_D} (T_{wb} - T_{ei}) \dots \dots \quad (4.57)$$

Combinando las ecuaciones 4.55 y 4.57 y eliminando  $T_{wb}$ , obtenemos:

$$Q \equiv -L_R w c_p (T_f - T_{ei}) = -\frac{w c_p}{A} (T_f - T_{ei}), \dots \dots \quad (4.58)$$

donde  $L_R$  es el parámetro de longitud de relajación definido como:

$$L_R \equiv \frac{2\pi}{c_p w} \left[ \frac{r_{to} U_{to} k_e}{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)} \right] \dots \dots \quad (4.59)$$

El parámetro de relajación,  $L_R$ , es el inverso del parámetro A, el cual es definido por Ramey como:

$$A \equiv \frac{c_p w}{2\pi} \left[ \frac{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)}{r_{to} U_{to} k_e} \right] \dots \dots \quad (4.60)$$

### 2.2.3 Temperatura del fluido en el pozo.

Relacionamos la temperatura del fluido del pozo con la profundidad de éste, sustituyendo la expresión de pérdida de calor a la formación,  $Q$ , (ecuación 4.58), en la ecuación de balance de energía (ecuación 4.54).

$$\frac{dT_f}{dz} = \pm (T_f - T_{ei}) L_R - \frac{g(\text{sen}\alpha)}{c_p J g_c} - \frac{v}{c_p J g_c} \frac{dv}{dz} + C_J \frac{dp}{dz}, \dots \dots \quad (4.61)$$

donde el signo (+) aplica a la producción y el signo (–) a la inyección. Asumimos que la temperatura sin disturbios de la formación,  $T_{ei}$ , varía linealmente con la profundidad. Por ello, se puede escribir una expresión para  $T_{ei}$ , para un pozo desviado de longitud  $L$ , como:

$$T_{ei} = T_{eibh} - (L - z)g_G \text{sen} \alpha, \quad \dots\dots (4.62)$$

donde  $g_G$  representa el gradiente geotérmico en términos de la profundidad vertical, y  $T_{eibh}$  es la temperatura estática de la tierra en el fondo del pozo. Cabe hacer notar que  $z$  es positiva en el sentido descendente. Incluso cuando la temperatura de la tierra no es lineal con la profundidad, puede representarse razonablemente bien con unas ecuaciones lineales. La ecuación 4.27 puede escribirse como:

$$\frac{dT_f}{dz} = \pm L_R (T_f - T_{ei}) - \frac{g(\text{sen} \alpha)}{c_p J g_c} + \phi, \quad \dots\dots (4.63)$$

donde

$$\phi = -\frac{v}{c_p J g_c} \frac{dv}{dz} + C_J \frac{dp}{dz}. \quad \dots\dots (4.64)$$

Como se esperaba, la ecuación 4.63 muestra que el cambio en la temperatura del fluido respecto a la profundidad, depende de la diferencia en temperatura entre el fluido del pozo y la formación circundante. Durante la producción cuando  $T_f > T_{ei}$ , la temperatura del fluido disminuye conforme el fluido asciende en el pozo ( $\Delta z$  negativo).

**Temperatura del fluido en producción.**

**Flujo en fase líquida.** Los líquidos, son esencialmente incompresibles, concediendo varias simplificaciones a la ecuación 4.63 para una fase de aceite o agua. Por ejemplo, la velocidad del fluido que cambia con la profundidad ( $dv/dz$ ), se vuelve despreciable. Además, debido a que la variación de la densidad del líquido respecto a la presión es muy pequeña, se puede escribir

$$dH = dE + d(pV) = cdT + Vdp, \quad \dots\dots (4.65)$$

y

$$C_J \equiv \frac{1}{c_p} \left[ \frac{\partial H}{\partial p} \right]_T = \frac{V}{c_p} = \frac{1}{c_p \rho}. \quad \dots\dots (4.66)$$

Por tanto, para líquidos

$$\phi \equiv -\frac{v}{c_p J g_c} \frac{dv}{dz} + C_J \frac{dp}{dz} = \frac{1}{c_p \rho} \frac{dp}{dz}. \quad \dots\dots (4.67)$$

Sin embargo, para flujo en una fase, la pérdida de presión estática en la cabeza es casi igual al gradiente de presión total. En otras palabras,  $dp/dz \sim \rho \text{sen} \alpha$ . Por consiguiente, la ecuación 4.63 se reduce a:

$$\frac{dT_f}{dz} = L_R (T_f - T_{ei}) = L_R T_f - T_{eih} + (L - z) g_G \text{sen} \alpha . \quad \dots (4.68)$$

También podemos llegar a la ecuación 4.68 notando que, para líquidos el balance de energía (ecuación 4.13), puede ser simplificada a  $c_p dT / dz = -Q / w = (T_f - T_{ei}) L_R$ .

Si la longitud de relajación,  $L_R$ , se considera invariante con la profundidad del pozo, la ecuación 4.68 se vuelve una simple ecuación diferencial lineal de primer orden, la cual puede resolverse con el método de factor de integración. La solución es:

$$T_f = T_{ei} + (g_G \text{sen} \alpha / L_R) + ICe^{(z-L)L_R} . \quad \dots (4.69)$$

donde  $IC$ , representando la constante de integración, es evaluada notando que, en el fondo del pozo ( $z=L$ ), la temperatura del fluido es igual a la temperatura de la formación ( $T_f=T_{eih}$ ). Por tanto,

$$T_f = T_{ei} + g_G \text{sen} \alpha (1 - e^{(z-L)L_R}) / L_R = T_{eih} - g_G \text{sen} \alpha [(L - z) - (1 - e^{(z-L)L_R}) / L_R] \dots (4.70)$$

La ecuación 4.70 muestra que la temperatura del fluido decrece exponencialmente del fondo del pozo ( $z=L$ ) a la cabeza del mismo. También indica que mientras la temperatura del fluido y de la formación son la misma en el fondo, la temperatura del fluido es mayor que la de la formación en cualquier otra ubicación en el pozo. La diferencia de temperatura entre el fluido del pozo y la formación gradualmente aumenta conforme el fluido sube en el pozo. Para pozos profundos,  $(z-L)L_R$  puede volverse un número negativo muy grande conduciendo a la expresión para la diferencia de temperatura entre el fluido del pozo y la formación, escrita como:

$$T_f - T_{ei} = g_G \text{sen} \alpha / L_R . \quad \dots (4.71)$$

Las ecuaciones 4.70 y 4.71, muestran que para pozos profundos, la diferencia de temperatura ( $T_f - T_{ei}$ ) puede aproximarse asintóticamente a un valor constante. La magnitud de esta diferencia de temperatura depende del valor de  $L_R$ . Así, si se mantiene la aproximación asintótica, se pueden usar los registros de temperatura para estimar el valor de  $L_R$ . Cuando las propiedades térmicas necesarias para calcular  $L_R$  (ecuación 4.60) están disponibles, se pueden usar los registros de temperatura para calcular los gastos en varias zonas productoras, como fue propuesto por Curtis y Witterholt<sup>104</sup>. Esta estimación es posible gracias a que  $L_R$  es inversamente proporcional al gasto másico. Sin embargo, varias consideraciones inherentes en este acercamiento, dan a menudo estimaciones muy aproximadas.

**Flujo en fase líquida.** Los pozos de gas presentan una pequeña complicación más que los pozos de aceite, debido a que la presión estática en la cabeza no puede cancelarse con el término  $\phi$ . Sin embargo, para gases a bajas presiones,  $\phi$  usualmente es pequeño y se desprecia. En este caso, con el procedimiento usado para resolver la ecuación 4.68, se puede derivar la siguiente expresión de la ecuación 4.63 para la temperatura del fluido.



$$T_f = T_{ei} + \frac{1 - e^{-(z-L)L_R}}{L_R} \left[ g_G \operatorname{sen} \alpha - \frac{g^* \operatorname{sen} \alpha}{c_p J g_c} \right]. \quad \dots (4.72)$$

A altas temperaturas, cuando las densidades de los gases son comparables a las de los líquidos, la ecuación 4.71 será más apropiada que la ecuación 4.72.

### 2.3 TRANSPORTE DE CALOR EN TUBERIAS SUPERFICIALES Y LÍNEAS DE CONDUCCIÓN.

La determinación de la distribución de la temperatura es un concepto importante, pues las propiedades de los fluidos están en función de ésta y, por consiguiente, las pérdidas de presión en las tuberías. Generalmente la variación de temperatura en las tuberías se supone; sin embargo, su determinación es en muchos casos de suma importancia pues, además de obtener resultados más exactos, pueden evitarse gastos extras por inversión y mantenimiento al efectuar correctamente:

- El diseño de oleoductos y gasoductos, en especial los submarinos.
- El cálculo de las caídas de presión en pozos.
- El cálculo de las variaciones en la longitud de una tubería de producción, debida a los esfuerzos a los que se encuentra sometida, al realizar tratamientos de estimulación o al poner a producir un pozo con gastos altos.
- El diseño de pozos inyectores de vapor y pozos geotérmicos.

En este tema se presentan una serie de ecuaciones para calcular el perfil de temperatura para cualquier tubería que transporte aceite, agua o gas, ya sea por separado o bien, en flujo multifásico.

#### **Perfil de temperatura en régimen permanente.**

Para establecer la ecuación que permita obtener la temperatura del fluido a una distancia cualquiera, se supondrá un tubo de longitud L, una sección del mismo será dx y flujo horizontal en una sola fase. **Fig. 4.11.**

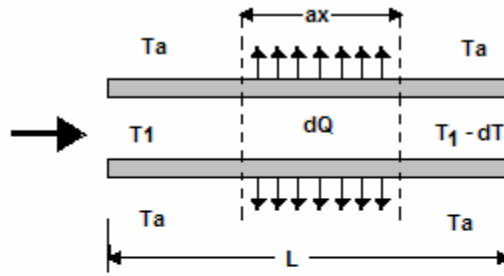


FIG. 4.11 Flujo de calor a través de placas paralelas.

Garaicochea, F.: "TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.

Al llegar la corriente del flujo al punto  $x$ , tiene una cantidad de calor  $Q$ , pero al pasar a la posición  $x+dx$ , se presenta un flujo de calor  $dQ$  del fluido del interior del tubo hacia el exterior, a través de las paredes de dicho tubo. Este flujo, de acuerdo con la ecuación 4.79 y considerando el coeficiente de transferencia total de calor, puede expresarse de la siguiente forma:

$$dQ = \frac{U\pi d(T_1 - Ta)dx}{12} \quad \dots\dots (4.73)$$

Por otra parte, según la ecuación 2, expresada en forma diferencial:

$$dQ = -W_f C_f dT, \quad \dots\dots (4.74)$$

que es la pérdida de calor del fluido al pasar de  $x$  a  $x+dx$ . Igualando las ecuaciones 4.73 y 4.74, tenemos:

$$-W_f C_f dT = d(T_1 - Ta)Udx \left( \frac{\pi}{12} \right), \quad \dots\dots (4.75)$$

agrupando términos:

$$\frac{dT}{T_1 - Ta} = -adx, \quad \dots\dots (4.76)$$

donde

$$a = \left( \frac{\pi}{12} \right) \frac{dU}{W_f C_f}, \quad \dots\dots (4.77)$$

$$a = \frac{(0.2618)dU}{W_f C_f}, \quad \dots\dots (4.78)$$

integrando la ecuación 4.76 de  $T_x$  a  $T_1$ , tenemos:

$$\ln \left( \frac{T_x - Ta}{T_1 - Ta} \right) = -ax, \quad \dots\dots (4.79)$$

o bien

$$\left( \frac{T_x - T_a}{T_1 - T_a} \right) = e^{-ax}, \quad \dots (4.80)$$

despejando  $T_x$

$$T_x = T_a + (T_1 - T_a)e^{-ax}. \quad \dots (4.81)$$

Esta ecuación permite calcular la temperatura en ductos de aceite o agua. El problema para aplicarla es la determinación del valor del coeficiente de transferencia de calor. Para oleoductos enterrados, se ha encontrado experimentalmente que el valor de  $U$  varía entre 4.8 y 14. El valor de  $C_f$  para el aceite varía de 0.35 a 0.60 [Btu/lb<sub>m</sub>-°F].

Para calcular la temperatura en un gasoducto, habrá que considerar el cambio en la temperatura por efecto de la expansión del gas, al abatirse la presión a lo largo de la tubería. Este fenómeno se conoce como efecto de Joule-Thomson y aunque se analiza, para efectos de esta tesis, no se profundizará en él, puesto que se plantea el manejo de flujo de aceite en fase líquida. La expresión que es empleada para determinar ésta temperatura es similar a la ecuación 23.

$$T_x = \left[ T_a + \frac{\eta}{a} \frac{dp}{dx} \right] + \left[ T_1 - \left( T_a + \frac{\eta}{a} \frac{dp}{dx} \right) \right] e^{-ax}, \quad \dots (4.82)$$

donde

$\eta$  = Coeficiente de Joule-Thomson.

Previamente, se debe calcular el gradiente de presión ( $dp/dx$ ), con las correlaciones para gas a través de tuberías y estranguladores.

### Coeficiente de Joule-Thomson.

Debido al efecto de Joule-Thomson, un gas real se enfría conforme disminuye la presión, al expandirse a la largo de la tubería; teóricamente a entalpía constante. El intercambio de calor debido a la diferencia de temperaturas (gas y medio ambiente) y el enfriamiento por expansión del gas sucede simultáneamente.

Por lo anterior, si en la expansión libre de un gas real, la energía contenida permanece constante, el coeficiente de Joule-Thomson ( $\eta$ ) puede definirse matemáticamente con la expresión siguiente:

$$\eta = \left( \frac{dT}{dp} \right)_H, \quad \dots (4.83)$$

que de manera explícita constituye la cantidad de trabajo interno requerido para vencer las fuerzas de atracción molecular, o de manera analítica representa la pendiente de una curva isentálpica en un gráfico T contra  $p$ <sup>78</sup>.

En 1984, Lawton<sup>79</sup> presentó gráficas para calcular el cambio de temperatura para gas natural, debido a un abatimiento de la presión en un sistema adiabático. Para ello, empleó la ecuación de Estado de Redlich-Kwong, modificada por Soave. Sus aproximaciones son aceptables, excepto para expansiones a baja presión. Las muestras de gas natural fueron analizadas a condiciones estándar de 60° F y 1,000 lb/pg<sup>2</sup>.

También, en 1984, Goldzberg<sup>74</sup> presentó la siguiente expresión analítica para evaluar tal coeficiente

$$\eta = 0.0048823T_{pc} \frac{\left( \frac{18}{T_{pr}^2 - 1} \right)}{P_{pc} C_{fg} \gamma_g} . \quad \dots (4.84)$$

Al analizar la ecuación 4.84 puede observarse que al disminuir la presión, el coeficiente de Joule-Thomson aumenta, por lo que la temperatura tiende a decrecer. De la misma forma afectan la densidad del gas y su calor específico correspondiente.

### **Inversión del efecto de Joule-Thomson (Expansión de Gas y Condensados a Alta Presión).**

Durante la producción de un yacimiento de gas y condensado APAT del Mar del Norte, se observó un incremento del condensado producido a presión de alivio. El fenómeno fue bastante sorprendente porque se esperaba que hubiera un decremento de temperatura. Es sospechoso que debido a las altas presiones y temperaturas en este yacimiento de gas y condensado, por ejemplo, temperaturas en el rango de 100 a 200°C y presiones de más de 1,000 bar, la temperatura pueda aumentar en la expansión gracias a la inversión del efecto Joule-Thomson.

Jones (1988) reportó que, debido a la inversión del efecto Joule-Thomson, las temperaturas de fondo aumentan mientras fluye, y como resultado hubo calentamiento arriba de la temperatura estática normal del yacimiento durante la producción. Los incrementos de temperatura eran típicamente en el orden de entre 2 y 7°C para presiones de yacimiento de 230 bares. Baker y Price (1990) reportaron aumentos de temperatura de unos 8 a 11°C durante una serie de pruebas de presión para un pozo del Mar del Norte. Las condiciones normales de yacimiento encontradas eran del rango de 1,100 bares y 200°C. Desafortunadamente, debido a los requisitos de confidencialidad, la composición del fluido y los resultados del modelado del yacimiento no pudieron publicarse.

Para calcular el efecto de inversión de Joule-Thomson para gases y condensados sometidos a alta temperatura y alta presión, se ha modelado la expansión isentálpica para varias composiciones de gases de condensados procedentes de la literatura técnica, utilizando las ecuaciones de estado de Soave-Redlich-Kwong y de Peng-Robinson. Estos cálculos confirman cualitativamente, los efectos del calentamiento de los gases y condensados en el momento de la expansión. A pesar de que las temperaturas de yacimiento se encuentran en la región en la que se observa un enfriamiento, o sea, en el interior de la curva de inversión, se ha demostrado que las presiones de yacimiento corresponden al exterior de esta región, de tal modo que la temperatura aumenta hasta el momento en que se alcanza la curva de inversión. El calentamiento calculado, es de 10 a 30°C para presiones de yacimiento de 1000 bares, pero su valor exacto depende de la composición del fluido, de las condiciones de yacimiento y la disminución de la presión. Un estudio de sensibilidad ha permitido demostrar que la presión del yacimiento y la composición del fluido ejercen una influencia particular, con respecto al calentamiento. Si la presión de gas de condensados o su concentración en componentes pesados son elevadas, se habrá de incrementar el efecto térmico posible. Desafortunadamente, estos cálculos no se han podido validar por carecer de datos experimentales.

### PERFIL DE TEMPERATURA EN TUBERÍAS HORIZONTALES CON FLUJO MULTIFÁSICO.

La expresión empleada para determinar este perfil es la ecuación 4.85, con la única diferencia de considerar el flujo de dos o tres fases como denominador del argumento exponencial, quedando de la forma siguiente:

$$Tx = Ta + (T_1 - Ta)e^{-ax}, \quad \dots\dots (4.85)$$

donde

$$a = \frac{0.2618Ud}{W_g C_{fg} + W_o C_{fo} + W_w C_{fw}}. \quad \dots\dots (4.86)$$

$C_{fg}$ ,  $C_{fo}$  y  $C_{fw}$  se obtienen de las ecuaciones 4.75 a la 4.78, mientras que los gastos másicos se obtienen de las siguientes expresiones:

$$W_g = \rho_g q_o (R - R_s) B_g, \quad \dots\dots (4.87)$$

$$W_o = 5.615 \rho_o q_o B_o, \quad \dots\dots (4.88)$$

$$W_w = 5.615 \rho_w q_w B_w. \quad \dots\dots (4.89)$$

La dificultad evidente para resolver estas ecuaciones ha conducido al uso de los valores de  $W_g$ ,  $W_o$  y  $W_w$  a condiciones superficiales. Como referencia, los valores típicos de  $C_{fg}$ ,  $C_{fo}$  y  $C_{fw}$  son de 0.8, 0.4 y 1.0 [Btu/lb<sub>m</sub>-°F] respectivamente, aunque estos deberán calcularse con las ecuaciones 4.75, 4.77 y 4.78.

## PERFIL DE TEMPERATURA VARIABLE EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN.

La temperatura a lo largo del pozo puede determinarse en forma sencilla y precisa, mediante el procedimiento propuesto por Romero Juárez<sup>9</sup>, basado en la ecuación de Ramey<sup>80</sup>:

$$T(D, t) = g_G D + T_{es} - g_G A + (T_{fs} + g_G A) \exp(-D/A), \quad \dots (4.90)$$

donde para un solo pozo de aceite y gas, y con  $k_{he} = 33.6$ [Btu/día-pie-°F] se tiene que:

$$A = \frac{q_o M C_{fm} (d_{ci} - d_{te}) \left( \frac{d_{ii} k_{han} f(t)}{d_{ci} - d_{te}} \right)}{(211.11) d_{ii} k_{han}}, \quad \dots (4.91)$$

pero en general

$$A = \frac{W_m C_{fm} (k_{he} + r_{ii} U f(t))}{(2\pi) r_{ii} k_{he} U}, \quad \dots (4.92)$$

donde

$$C_{fm} = \frac{C_{fo} W_o + C_{fw} W_w + C_{fg} W_g}{W_m}, \quad \dots (4.93)$$

$$W_m = q_o M_o + q_w M_w + q_g M_g, \quad \dots (4.94)$$

$$r_{ii} = \frac{d_{ii}}{24}, \quad \dots (4.95)$$

$$f(t) = 10^x, \quad \dots (4.96)$$

$$x = 0.31333 \log(Y) - 0.06(\log Y)^2 + 0.006666(\log Y)^3, \quad \dots (4.97)$$

$$Y = \frac{552t}{d_{ce}^2}. \quad \dots (4.98)$$

## POZO PRODUCTOR DE ACEITE Y GAS<sup>73, 82</sup>.

En los pozos productores con gastos altos prevalecen generalmente las altas temperaturas, lo que provoca elongaciones considerables en la TP. Por otra parte, la determinación de la temperatura permite establecer el tipo de procesamiento con el que se tratarán los fluidos producidos.

La ecuación empleada en el cálculo de la temperatura es

$$T(D, t) = T_{bh} + g_G [A(1 - e^{-(d/A)}) - D], \quad \dots (4.99)$$

donde el valor de  $A$  se obtiene de la ecuación 4.82. Cuando el espacio anular contiene aceite, el valor de  $U$  se determina con la ecuación presentada en la tabla 2, o bien, aproximándolo con la expresión siguiente, donde se aprecian los dos primeros términos de la ecuación original:

$$U = \frac{45.5}{d_{ci} - d_{te}} . \quad \dots\dots (4.100)$$

En la ecuación anterior se considera una conductividad térmica del aceite  $k_{ho} = 1.896$  [Btu/día-pie-°F.]. Si el espacio anular contiene agua, el valor de  $U$ , según se indicó, es:  $U = 226.4 / (d_{ci} - d_{te})$ .

## **CONCLUSIONES.**

La experiencia adquirida personalmente, de manera reciente, me permite reafirmar con mayor contundencia la problemática inherente al efectuar pruebas de presión de manera convencional, es decir, intervenir el pozo para bajar herramientas de fondo y tomar lecturas de presión. Una operación convencional es costosa y se requiere de un par de horas maquina-hombre para adecuar el pozo a la operación. En muchos casos los pozos no cuentan con la bajante adecuada, o alguna de las válvulas presenta fugas (válvulas superiores, válvula macho, válvulas de operación en el caso de contar con algún sistema artificial, etc.).

El área en la que actualmente me desempeño es la de sistemas artificiales para pozos de gas, y con la experiencia me queda muy claro que se podrían reducir significativamente los tiempos y, sobre todo, los costos si pudiéramos tomar lecturas desde superficie. Con herramientas y lectores superficiales, adecuando los perfiles de presión y temperatura al tipo de flujo presente, estamos en condiciones de poder diseñar tuberías de producción, líneas de descarga, oleoductos, oleogasoductos, gasoductos, separadores, etc., con mayor exactitud y más eficaces. Asimismo, pueden programarse los métodos preventivos necesarios para evitar la formación de hidratos o la precipitación de parafinas en el sitio requerido.

Para esta zona del país (Burgos), donde predominan pozos con flujo de gas seco y gas y condensado, al aplicar la metodología propuesta, puede anticiparse la condensación de componentes intermedios.

Evidentemente, el problema predominante para pozos de gas, es la acumulación de líquidos (carga hidrostática) en el fondo del pozo. Un pozo con carga de líquidos, eventualmente dejará de fluir con su propia energía, con ello, no se pueden medir con trifásicos ni tomar presiones de fondo, hasta reducir esa carga mediante algún sistema artificial (sarta de velocidad, válvula motora, productos químicos espumantes –sólidos o líquidos, o émbolo viajero). Sin embargo, una vez instalado un sistema, es necesario –la mayoría de las veces- suspender su operación para efectuar un prueba de presión, inclusive para algunos sistemas, será necesario desmantelarlos temporalmente para llevar a cabo esta prueba.

Esto implica, inminentemente, considerables pérdidas de producción. Situación que se reduciría o eliminaría con la práctica de pruebas de presión desde superficie, considerando los perfiles de presión-temperatura propuestos en este trabajo.

Por otro lado, en gasoductos, la potencia requerida en una estación de compresión depende, entre otros factores, de la temperatura del gas que llega a la estación. Si la temperatura aumenta, los requerimientos por compresión también aumentan, y si se toma en cuenta que aproximadamente el



75% del calor liberado por compresión, se transfiere al gas, se necesitará enfriar el gas para poder comprimirlo con menor potencia.

En oleoductos, contando con el perfil de temperatura, y con base en un análisis económico, puede obtenerse el número óptimo de calentadores y unidades de bombeo que permitan transportar el aceite de la forma más eficiente al menor costo. Esto se acostumbra en el manejo de aceites viscosos para elevar su temperatura y disminuir las pérdidas de presión por fricción. Por ello, se debe establecer la velocidad adecuada del fluido para evitar pérdidas excesivas de calor entre las estaciones.

En pozos productores, la obtención del gradiente de presión considerando la temperatura variable, permite, entre otras cosas: seleccionar el diámetro óptimo del estrangulador, calcular con mayor exactitud la presión de fondo fluyente, así como el mejor punto de inyección de gas en el bombeo neumático, la profundidad a la cual se alcanza la presión de burbujeo, etc.





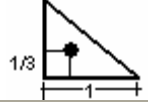








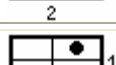

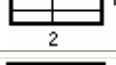


A este respecto, también he podido observar que cuando se requiere determinar las propiedades, así como el comportamiento del yacimiento, se lleva a cabo un análisis nodal del pozo y se toman Registros de Presión de Fondo Fluyente (RPFF); sin embargo, dadas las limitantes de los sistemas de medición, éstas se efectúan por estaciones y aunque los valores finales son muy acertados, siguen involucrando la intervención del pozo, que implican la intervención de una unidad de tubería flexible y una unidad motriz con brazo hidráulico, así como necesariamente se suspende, de manera temporal, la producción.

Claramente ésta es la parte más ardua, llevar a la práctica los conocimientos adquiridos en las aulas, y poner en marcha nuevas estrategias y tecnologías que se desarrollan en nuestros trabajos de titulación, con el propósito de optimizar procesos y prácticas, en pro de un PEMEX más moderno y eficiente cada día.

Sin duda, este trabajo presenta valiosas propuestas innovadoras con el fin de optimizar procesos y reducir costos; sin embargo, debido a las limitantes que representa ser estudiante, queda pendiente la puesta práctica en el campo, con su consecuente observación y validación directa en los pozos. Aún cuando esto pueda parecer una deficiencia, me parece mucho más productivo visualizarlo como una oportunidad para posteriores análisis. Resulta evidente y gratificante que en un futuro se estarán revisando técnicas de análisis de yacimientos igualmente efectivas y menos costosas. Espero que este trabajo sirva de base para siguientes generaciones que enfrentarán mayores retos para la explotación sustentable de yacimientos de hidrocarburos.

## **APÉNDICE**

**TABLA A1**

Yacimientos Cerrados	$C_A$	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left( \frac{2.2458}{C_A} \right)$			
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.1
	31.60	3.4532	-1.322	0.1	0.06	0.1
	27.60	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.10	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.90	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	1.5659	0.9	0.6	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.507	-0.349	0.6	0.3	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.383	-0.787	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.5	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	0.7	0.5	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5425	0.6758	2	0.6	0.02
	0.1109	-2.1991	1.5041	3	0.6	0.005
	5.379	1.6825	-0.4367	0.8	0.3	0.01

	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.3	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.0	0.03
	0.1155	-2.1585	1.4838	4.0	2.0	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.4	0.025
En yacimientos verticalmente fracturados	Usar $(x_e / x_f)^2$ en lugar de $A / r_w^2$ para sistemas fracturados					
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.17 5	0.08	No puede usarse
	2.0348	0.7104	0.0493	0.17 5	0.09	No puede usarse
	1.9986	0.6924	0.0583	0.17 5	0.09	No puede usarse
	1.6620	0.508	0.1505	0.17 5	0.09	No puede usarse
	1.3127	0.2721	0.2685	0.17 5	0.09	No puede usarse
	0.7887	-0.2374	0.5232	0.17 5	0.09	No puede usarse
 En yacimientos con empuje de agua	19.1	2.95	-1.07	---	---	---
 En yacimientos sin conocer el tipo de empuje	25.0	3.22	-1.20	---	---	---

## SIMBOLOGÍA.

$\sigma_t$	Presión de sobrecarga [psi]
$p$	Presión [psi]
$\sigma_e$	Esfuerzo vertical efectivo [psi]
$V_p$	Volumen de poros [m <sup>3</sup> ]
$\phi$	Porosidad [%]
$\bar{p}$	Presión media [psi]
$S$	Daño (adimensional)
$\mu$	Viscosidad [cp]
$grad(p)$	Gradiente de presión [psi/ft]
$\bar{v}$	Razón de filtración del fluido [ft/seg]
$r$	Radio de interés [ft]
$q$	Gasto de un fluido [b/d], [ft <sup>3</sup> /d]
$V$	Volumen [ft <sup>3</sup> ]
$\rho$	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]
$c_p$	Compresibilidad de los poros [psi <sup>-1</sup> ]
$S_o$	Saturación de aceite [%]
$t$	Tiempo [seg]
$K$	Difusividad hidráulica.
$k$	Permabilidad [Darcy]
$E_i$	Función Integral Exponencial.
$qB$	Gasto en el fondo del pozo
$r_i$	Radio de investigación [ft]
$r_D$	Factor de distancia adimensional ( $r_D = r / r_w$ )
$r_w$	Radio del pozo [ft]
$c_T$	Compresibilidad total [psi <sup>-1</sup> ]
$h$	Espesor el yacimiento [ft]
$p'$	Derivada de la presión
$p_i$	Presión inicial [psi]
$p_{wf}$	Presión de fondo fluyendo [psi]
$B$	Factor de volumen (adimensional)

$C$	Almacenamiento en el fondo del pozo
$C_D$	Factor adimensional de almacenamiento del pozo.
$q_f$	Gasto en el fondo del pozo.
$k_s$	Permeabilidad esférica [mD]
$[ ]_{eia}$	Parámetros en el fin del período de acción infinita ( <i>end of the infinite action period</i> )
$N_{Re}$	Número de Reynolds (adimensional)
$\gamma_L$	Peso Específico de un líquido
$f$	Factor de fricción (adimensional)
$d$	Diámetro [ft]
$v$	Velocidad [ft/seg]
$E$	Eficiencia de flujo [%]
$B_g$	Factor de volumen del gas (adimensional)
$T$	Temperatura [°F]
$Z$	Factor de compresibilidad del gas (adimensional)
$\Delta\Omega$	Calor específico en función del tiempo.
$C_f$	Calor específico de un fluido.
$A$	Área [ft <sup>2</sup> ]
$U$	Coefficiente de transferencia de calor total.
$x_e$	Espesor de la TR [ft]
$x_r$	Espesor del recubrimiento [ft]
$x_t$	Espesor de la TP [ft]
$h_o$	Coefficiente de transferencia de calor de la capa exterior del fluido.
$k_{an}$	Conductividad térmica del espacio anular.
$k_{hc}$	Conductividad térmica del recubrimiento de concreto o del material aislante.
$N_u$	Número de Nusselt.
$P_r$	Número de Prandtl.
$L_R$	Parámetro de longitud de relajación.
$a$	Potencia necesaria para comprimir 10 <sup>6</sup> ft <sup>3</sup> de gas
$\eta$	Coefficiente de Joule-Thomson.

## BIBLIOGRAFIA:

1. Poston, W. Steven and Berg, Robert R.: *“Overpressured Gas Reservoirs”*. Society of Petroleum Engineers, Richardson Tx., USA, 1997.
2. Bourdarot, G.: *“Essais de puits: Méthodes d’interprétation”*, Trans. Editions Technip and Institut Français du Pétrole, Paris 1996.
3. Earlougher, R.C. Jr.: *“Advances in Well Test Analysis”*, Marathon Oil Co., Second printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, USA 1977.
4. Hasan, A.R. and Kabir, C.S.: *“Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores”*. Society of petroleum Engineers, Richardson Tx., USA, 2000.
5. Fair, C.: “Gas/Condensate and Oil Well Testing-From the Surface”, SPE 77701, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio Texas, October 2002.
6. Jones, C.: “The Use of Bottomhole Temperature Variations in Producing Testings”, SPE 18381, presentado en la SPE European Petroleum Conference, London, UK, October 16-19, 1988.
7. Waldman, N., Fair, C., Tyrrell, C. and Rakesh K.: “Subsea Well Testing at the Subsea Tree”, SPE paper, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio Texas, 29 Sept-2 Oct., 2002.
8. Kortekaas, W.G., Peters, C.J. y Swaan A.: “High Pressure Behavior of Hydrocarbons. Joule-Thomson Expansion of Gas-Condensates”, Delft University of Technology. Institut Français du Pétrole, Paris 1998.
9. Data Retrieval Corporation: *Well Testing Without Intervention*, SPIDR Pressure Transient Test Kit. Internet technology brochures at [www.drc.com](http://www.drc.com).
10. Rourke, M., Halliburton: “Formation Testing in HP/HT Wells”, paper for *E&P, A Hart Energy Publication*, April 2005, pp. 81-82.
11. Garaicochea, F. y Bernal, C.: “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, Colegio de Ingenieros Petroleros de Mexico, 1991.
12. Pérez, N.: *Apuntes de la Asignatura de Administración de Yacimientos*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM, México 2000.
13. Gómez, J.A.: “Apuntes de manejo de la producción en superficie”, Facultad de Ingeniería UNAM, 1986.

## BIBLIOGRAFIA ADICIONAL:

1. Dickinson, G.: "Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf coast Louisiana", *AAPG Bull.* (Feb. 1953) 37, No. 2, 410.
2. Hubbert, M.K. and Rubey, W.W.: "Role of fluid pressure in Mechanics of overthrust Faulting. 1. Mechanics of fluid filled porous solids and its applications to overthrust faulting". *Bulletin*, Geological Soc. Of America (Jan 1959) 70 No. 1. 115.
3. Hostman, C.E. and Johnson, R.K.: "Estimation of formation pressures from Log-Derived shale properties 2, *JPT* (June 1965) 717, Trans., AIME, 234.
4. Palicaukas, V.V. and Domenico, P.A.: "Microfracture development in compact sediments: Relation of hydrocarbons-maturation kinetics", *AAPG Bull.* (June 1980) 64, No. 6, 927.
5. Matthews, W.R. and Kelley, J.: "How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic Logs", *Oil & Gas J.* (20 feb. 1967) 92.
6. Magara, K.: "Importance of aquathermal pressuring effect in Gulf coast", *AAPG Bull.*, (Oct. 1975)59, No. 10, 2037.
7. Flurnley, W.J.: "Abnormally high fluid pressure", *AAPG Bull.*, (Marzo 1980) 44, No. 3, 414.
8. Berg, R.R. and Habeck, M.F.: "Abnormal pressures in the lower Vicksburg, McAllen Ranch Field, South Texas", *Trans.*, Gulf coast Assn. of geological societies (1982)32, 247.
9. Burst, J.F.: "Diagenesis of Gulf coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration", *AAPG Bull.* (Feb. 1969)53, No. 1, 73.
10. Powers, M.C.: "Fluid release in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration", *AAPG Bull.*, (July 1967)51, No. 3, 1240.
11. Daviau, F., *Interprétation des essais de puits: les méthodes nouvelles*, Editions Technip, Paris, 1986.
12. van Poolen, H.K.: "Radius of drainage and stabilization time equations", *Oil and Gas Journal*, September 14, 1964, pp. 13-146.
13. Horner, D.R., "Pressure build up in wells", *Proc. Third world petroleum congress*. E.J. Brill, Leiden, 1951, II, p. 503.
14. Agarwal, R.G., "A new method to account for producing time effects when draw type curves are used to analyse pressure build-up and other test data", *SPE* 9289, 1980.
15. Matthews, C.S., Russell, D.G., "Pressure build-up and flow test in wells", *Monograph Volume 1 of the Henry L. Doherty series*.
16. Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A., Pirard, V.M., "A new set of type curves simplifies well test analysis", *World Oil*, May 1983.
17. Prasad, R.K., "Pressure transient analysis in the presence of two intersecting boundaries", *SPE* 4560, Las Vegas, Oct. 1973.
18. Earlougher, R.C., "Advances in well test analysis", *Monograph Volume 5 of the Henry L. Doherty series*.
19. Matthews, C.S. and Russell, D.G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 1, Chap 5.
20. Papadopoulos, Istavros S. and Cooper, Hilton H., Jr. "Drawdown in a Well of Large Diameter" *Water Resources Res.* (1967) 3, No. 1 241-244.
21. Earlougher, Robert C., Jr., and Kersch, Keith M.: "Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching," *J.Pet Tech* (July 1974) 793-800; Trans., AIME, 257.
22. van Everdingen, A.F. and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," *Trans*, AIME (1949) 186, 305-324.
23. Russell, D.G.: "Extensions of Pressure Build-Up Analysis Methods," *J. Pet. Tech* (Dec. 1966) 1624-1636; *Trans.*, AIME, 237. Also *Reprint Series, No.9 Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 175-187.
24. Ramey, H. J., Jr., and Cobb, William M.: "A General Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area," *J. Pet. Tech.* (Dec. 1971) 1493-1505; *Trans.*, AIME, 251.
25. van Everdingen, A.F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well," *Trans.*, AIME (1953) 198, 171-176. Also *Reprint Series, No.9 Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 45-50.
26. Ramey, Henry J., Jr., Kumar, Anil, and Gulati, Mohinder S.: *Gas Well Test Analysis Under Water- Drive Conditions*, AGA., Arlington, Va (1973).
27. Stegemeier, G.L. and Matthews, C.S.: "A Study of Anomalous Pressure Build-UP Behavior," *Trans.*, AIME (1958) 213, 44-50, Also *Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum engineers of AIME, Dallas (1967) 75-81.
28. Ramey, H.J., Jr., and Earlougher, R.C., Jr.: "A Note on Pressure Buildup Curves," *Pet. Tech.* (Feb. 1968) 119-120.
29. Deruyck, B.G., Bourdet, D.P., Daprat, G. and Ramey, H.J.: "Interpretation of interference tests in reservoirs with double porosity behavior. Theory and field examples", *SPE* 11 025, New Orleans, Sept. 1982.
30. Chapotin, D., Lomer, J.F. and Putz, A.: "The chateauguay (france) industrial microemulsion pilot design and performance", *SPE/DOE* 14 955, Tulsa, April 1986.
31. Campbell: "Gas Conditioning and processing", Tome I, Fifth edition. Campbell Petroleum Series.
32. González, G.L.: "Efecto del coeficiente Joule-Thomson en el diseño de gasoductos", Tesis, UNAM, 1985.
33. Goldzberg, V., et. Al.: "Real properties of natural gas provide base for thermal hydraulic analysis of pipelines". *Oil and gas Journal*, July 9, 1984.
34. Ozisik, M. Necati: Heat transfer; a basic approach". McGraw Hill Inc., USA 1985.
35. Fand, R.M.: "Heat transfer by forced convection from a cylinder to water in crossflow". *Int. J. Heat Mass Transfer*, 1985.
36. McAdams, W.H.: "Heat transmission". McGraw Hill Inc., N.Y. 1954.
37. Holman, J. P.: "Thermodynamics". Southern Methodist University, USA McGraw Hill 1980.
38. Lawton, L.L.: "Curves Give temperature Drop for expanding gases", *World Oil*, Jan. 1984.



39. Romero, J.A.: "A simplified method for calculating temperature changes in deep wells", *JPT*, June 1979.
40. Ramey, H.J. Jr.: "Wellbore heat transmission", *Trans. AIME*. (1962) 225.
41. Garaicochea, F.: "Apuntes de transporte de hidrocarburos", Facultad de Ingeniería UNAM, 1987.
42. Hein, M.: "Here are methods for sizing offshore pipelines", *Oil and gas journal*, May 2, 1983.
43. Nolasco, M.J.: "Utilización de gas húmedo para bombeo neumático en la zona sur", Proyecto 3370, IMP, 1973.
44. Gómez, J.A.: "Apuntes de manejo de la producción en superficie", Facultad de Ingeniería UNAM, 1986.
45. Lozano, V.E.: "Apuntes de Medición y transporte de hidrocarburos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
46. Schlumberger, M., Doll, H.G. y Perebinosoff, A.A.: "Temperature measurements in oil wells", *J. Inst. Pet. Technologists* (Jan. 1937)23, 159.
47. Bird, J.M.: "Interpretation of temperature Logs in water-and-gas injection well and gas producing wells", *Drill. & Prod. Prac.* (1954) 187.
48. Lesem, I.B., *et al*: "A method of calculating the distribution of temperature in flowing gas wells", *Trans. AIME* (1957) 210, 169.
49. Carslaw, H.S. and Jaeger, J.C.: "Conduction of heat in solids", Oxford U. Press., London (1959).
50. Satter, A.: "Heat losses of steam down a wellbore", *JPT* (July 1965) 845.
51. Shiu, K.C. and Beggs, H.D.: "Predicting temperatures inflowing wells", *J. Energy Resources Tech.*(March 1980)1.
52. Sagar, R.K., Doty, D.R.,and Schmidt, Z.: "Predicting temperature profiles in a flowing well", SPEPE (November 1991) 441.
53. Alves, I.N., Alhanati, F.J.S., and Shoham, O.: "A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines", SPE (November 1992) 363.
54. Hasan, A.R. and Kabir C.S.: "Aspects of heat transfer during two phase flow in wellbores", SPEPF (August 1994) 211.
55. Ameen, M.M.: *Unified model for two-phase flow and heat transfer in wellbores*, MS thesis, U. of North Dakota, Grand Forks, North Dakota (1992).
56. Van Everdingen, A.F, and Hurst, W.: "The application of the Laplace transformation to flow problems in Reservoirs", *Trans., AIME* (1949) 186, 305.
57. Edwarson, M.J. *et al*.: "Calculation of formation temperature disturbances caused by mud circulation" *JPT* (April 1962) 416, *Trans., AIME*, 225.
58. Willhite, G.P.: "Overall heat transfer coefficients in steam and hot water injection well", *JPT* (May 1967) 607.
59. Romero, J. and Touboul, E.: "Temperature prediction for deepwater wells: A field validated methodology", paper SPE 49056 presented at the 1998 SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans, 27-30 September.
60. Fishenden, M. and Saunders, O. A.: *An introduction to heat transfer*, first edition, Oxford U. Press, London (1950) 103.
61. Gebhart, B.:*Heat transfer*, second edition, McGraw Hill Book Co. Inc., New York City (1971) 272.
62. Curtis, M.R. and Witterholt, E.J.: "Use of temperature Log for determining flow rates in producing well", paper SPE 4637 presented at the 1973 SPE annual fall meeting, Las Vegas, Nevada, 1-3 October.
63. Dropkin, D. and Sommerscales, E.: "Heat transfer by natural convection in liquids confined by two parallel plates inclined at various angles with respect to the horizontal", *J. Heat transfer, Trans., ASME*, series C (February 1965) 87, 77.