

6
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

EVALUACION DE LA PRODUCCION

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :
GILBERTO ALEJANDRO DIAZ ALCOGER
JORGE ALBERTO HERNANDEZ GARCIA

Director: M.I. Raúl León Ventura

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



México, D.F.

1994



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Evaluación de la Producción



10^5

10^4

10^3

10^2

10^1

10^0

10^{-4}

10^{-3}

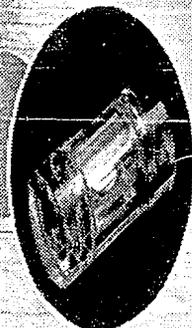
10^{-2}

10^{-1}

10^0

10^1

10^2





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-017

SRES. GILBERTO ALEJANDRO DIAZ ALCOCER
JORGE ALBERTO HERNANDEZ GARCIA
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Raúl León Ventura, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

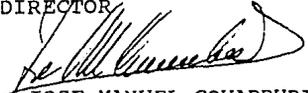
EVALUACION DE LA PRODUCCION

	RESUMEN
	PREFACIO
I	INTRODUCCION
II	SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION
III	SISTEMA DE PRODUCCION YACIMIENTO-POZO
IV	CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION
V	PRUEBAS DE PRESION
VI	REGISTROS DE PRODUCCION
	NOMENCLATURA
	REFERENCIAS

Ruego a ustedes 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 les 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 HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 18 de abril de 1994
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*gggt*

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Departamento de Explotación del Petróleo

"Evaluación de la Producción"

Jurado de Examen Profesional:

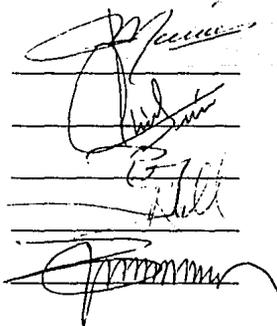
Presidente: Ing. Salvador Macías Herrera

Vocal: M. I. Raúl León Ventura

Secretario: M. I. Rafael Rodríguez Nieto

1er Suplente: Ing. Roberto Padilla Sixto

2do Suplente: Ing. Manuel Villamar Viguera



The image shows four handwritten signatures, each written on a set of three horizontal lines. The signatures are: 1. Salvador Macías Herrera (top), 2. Raúl León Ventura (second), 3. Rafael Rodríguez Nieto (third), and 4. Manuel Villamar Viguera (bottom).

Noviembre de 1994.

Agradecimientos

A mis Padres:

Quienes me dieron la vida y sin escatimar esfuerzos me han formado, educado y forjado el camino del bien y de la superación; les comparto de una manera muy especial uno de mis primeros logros más importantes en mi vida.

A mis Hermanos:

Quienes me han brindado su apoyo y amistad por muchos años.

A mi Abuelita:

Quien con todo su cariño me ha apoyado y animado para lograr mis metas.

A Dios:

Que me ha llenado de felicidad y amor.

A todos Ellos, Gracias.

Gilberto

A mis Padres:

Quienes me dieron la vida y que durante en el transcurso de esta, me han orientado con sus sabios consejos, los cuales han formado parte de mis logros personales.

Por todo el apoyo que me brindaron en los momentos difíciles, animándome para superar cualquier obstáculo que se interpusiera en mi camino.

Quienes su única ilusión ha sido verme convertido en un hombre de provecho.

A mis Hermanas:

Por su comprensión y apoyo incondicional, por ese cariño y ese amor que me hacen sentir.

A mi Abuelita:

Quien me ha enseñado que cada persona debe forjarse una vida plena dando siempre amor a los demás.

Quien su principal anhelo es verme llegar a ser un hombre de bien.

A ti Señor, mi Dios:

Te doy gracias, por que siempre estuviste cerca de mi, vigilando que mi sendero fuera menos adverso.

A todos Ustedes, Gracias.

Jorge

Contenido

Resumen	ix
Prefacio	xiii
1. Introducción	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Causas de la Baja Productividad	3
1.2.1. Problemas No Tratables	3
1.2.2. Problemas Tratables	9
A. Problemas de la Formación	9
B. Problemas en los Disparos	17
C. Problemas en el Equipo de Producción	18
1.3. Severidad de la Baja Productividad	22
1.3.1. Falta de Correlaciones Generales	22

1.3.2. Efectos del Daño y Mejoramiento de la Productividad	25
1.4. Diagnóstico de las Causas de Baja Productividad	27
1.4.1. Proceso de Diagnóstico	27
1.4.2. Datos de Superficie	30
1.4.3. Datos del Equipo	34
1.4.4. Mediciones en el Pozo	36
2. Sistema Integral de Producción	37
2.1. Introducción	37
2.2. Flujo de Fluidos del Yacimiento al Pozo	39
2.3. Flujo en Tuberías de Producción	43
2.4. Flujo en Estranguladores	56
2.4.1. Tipos de Estranguladores	60
A. Estranguladores Superficiales	61
B. Estranguladores de Fondo	64
2.5. Flujo en la Superficie	65
2.6. Pozos Fluyentes y Pozos con Sistema de Producción Artificial	72
2.7. Optimización de la Producción de Pozos	75
3. Sistema de Producción Yacimiento-Pozo	77
3.1. Entrada de Fluidos del Yacimiento al Pozo	77
3.2. Índice de Productividad y Comportamiento de Flujo	81
3.2.1. Índice de Productividad	81

3.2.2. Comportamiento de Flujo (IPR)	83
3.2.3. Comportamiento de Flujo para Pozos de Gas	92
3.3. Predicción de la Productividad	106
3.3.1. Método de Fetkovich	106
3.3.2. Método de Eckmeier	107
3.3.3. Método de Standing	109
3.3.4. Método del Punto Pivote	112
3.3.5. Método de Al-Saadoon	119
3.3.6. Curva Generalizada de IPR	125
3.4. Ejemplos	130
3.4.1. Ejemplo 1	130
3.4.2. Ejemplo 2	132
4. Curvas de Declinación de la Producción	137
4.1. Introducción	137
4.2. Curvas de Declinación de la Producción	139
4.2.1. Declinación Exponencial	139
4.2.2. Declinación Hiperbólica	143
4.2.3. Declinación Armónica	147
4.3. Métodos de Extrapolación	148
4.3.1. Log-Log	148
4.3.2. Semilog	149
4.4. Análisis de Curvas de Declinación con Curvas Tipo	152
4.4.1. Soluciones Analíticas	153

4.5. Ejemplos	165
4.5.1. Declinación Exponencial	165
4.5.2. Curvas Tipo	166
5. Pruebas de Presión	171
5.1. Diferentes Tipos de Pruebas de Presión	180
5.2. Fundamentos de Análisis de Pruebas de Presión	171
5.2.1. Ecuación Fundamental de Flujo	180
<i>a) Principio de Conservación de la Masa</i>	180
<i>b) Ecuación de Movimiento</i>	184
<i>c) Ecuación de Estado</i>	184
<i>d) Ecuación de Difusividad</i>	185
5.2.2. Soluciones de la Ecuación de Difusividad	190
<i>a) Flujo Lineal Estacionario</i>	190
<i>b) Flujo Radial Estacionario</i>	191
<i>c) Flujo Radial Pseudoestacionario</i>	192
<i>d) Flujo Radial Transitorio</i>	193
5.3. Conceptos Básicos Relacionados con el Análisis de Pruebas de Presión	208
5.3.1. Periodos de Flujo	208
5.3.2. Principio de Superposición	211
5.3.3. Factor de Daño	216
5.3.4. Efecto de Almacenamiento	219
5.3.5. Ejemplo	222
5.4. Pruebas de Decremento de Presión	223

5.4.1. Introducción	223
5.4.2. Pruebas de Decremento de Presión para Flujo Transitorio	225
5.4.3. Pruebas de Decremento de Presión para Flujo de Transición	228
5.4.4. Pruebas de Decremento de Presión para Flujo Pseudoestacionario	232
5.4.5. Pruebas a Gasto Variable	234
5.4.6. Ejemplo	239
5.5. Pruebas de Incremento de Presión	243
5.5.1. Introducción	243
5.5.2. Método de Horner	245
5.5.3. Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)	249
5.5.4. Cálculo de la Presión Media	251
<i>a) Método de Horner</i>	251
<i>b) Método de Matthews-Brons-Hazebroek (MBH)</i>	252
<i>c) Método de Muskat</i>	253
<i>d) Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)</i>	260
5.5.5. Distancia a una Frontera	262
5.5.6. Ejemplo	263
5.6. Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo	267
5.6.1. Curvas Tipo de Ramey	267
5.6.2. Curvas Tipo de McKinley	270
5.6.3. Curvas Tipo de Gringarten	276
5.6.4. La Derivada	278
5.6.5. Ejemplo	283
5.7. Pruebas de Presión en Pozos Inyectores	287

5.7.1. Introducción	287
5.7.2. Pruebas de Inyectividad	288
5.7.3. Pruebas Falloff	290
5.7.4. Ejemplo	293
5.8. Pruebas de Presión en Pozos de Gas	297
5.8.1. Procedimiento de Análisis	297
5.8.2. Cálculo y Uso de la Función $m(p)$	299
<i>a) Pruebas de Decremento de Presión</i>	300
<i>b) Pruebas de Incremento de Presión</i>	302
5.8.3. Ejemplo	303
5.9. Pruebas de Presión en Pozos Múltiples	306
5.9.1. Introducción	306
5.9.2. Pruebas de Interferencia	310
<i>a) Análisis por Curvas Tipo</i>	310
<i>b) Análisis Semilog</i>	312
5.9.3. Pruebas de Pulsos	314
5.9.4. Ejemplo	324
5.10. Pruebas de Formación	326
5.10.1. Introducción	326
5.10.2. Operaciones Básicas de las Pruebas de Formación	327
5.10.3. Interpretación de Gráficas de Pruebas de Formación	331
5.10.4. Análisis de las Pruebas de Formación	338
<i>a) Productividad de la Formación</i>	338
<i>b) Permeabilidad</i>	340

<i>c) Presión Estática de Yacimiento</i>	341
<i>d) Daño del Pozo y Radio de Investigación</i>	341
5.10.5. Análisis de Datos de Pruebas de Formación Utilizando Curvas Tipo	342
5.10.6. Recomendaciones para Obtener Datos Confiables de la Prueba	347
5.10.7. Ejemplo	350
5.11. Equipos de Medición	353
5.11.1. Registradores Amerada	353
5.11.2. Registrador de Presión de Memoria para Ambientes Hostiles (HPR)	355
5.11.3. Herramienta de Cierre de Fondo	357
5.11.4. Registrador Electrónico de Cuarzo	359
5.11.5. Aspectos Prácticos	362
6. Registros de Producción	367
6.1. Introducción	367
6.2. Registros de Producción a Condiciones Dinámicas	369
6.2.1. Medición de Gastos	369
<i>a) Medidor de Flujo Continuo (Molinete)</i>	369
<i>b) Medidor de Flujo con Empacador</i>	376
<i>c) Trazador Radioactivo</i>	378
6.2.2. Identificación de Fluidos	385
<i>a) Gradiomanómetro</i>	385
6.2.3. Registro de Temperatura	396
6.2.4. Registro de Producción Combinado	401
6.2.5. Registro de Ruidos	401

6.3. Registros de Producción a Condiciones Estáticas	403
<i>a) Registro de Calibración de Tuberías</i>	404
<i>b) Registro de Espesor de Tuberías</i>	404
<i>c) Registro de Rayos Gamma</i>	409
<i>d) Registro Neutrón</i>	411
<i>e) Registro de Tiempo de Decaimiento Termal</i>	415
Nomenclatura	419
Referencias	429

Resumen

El presente trabajo, "*Evaluación de la Producción*", está constituido por seis capítulos, los cuales tienen objetivos bien definidos que servirán de base para la formación del estudiante de ingeniería petrolera en el área de producción, capacitándolo para evaluar el comportamiento productivo de los pozos en cualquier momento de su vida fluyente.

El capítulo uno, "*Introducción*", se refiere básicamente a los tipos de problemas que se pueden presentar en un pozo debido al daño que se genera mediante las operaciones de perforación, terminación, estimulación y reparación. Además, se describe brevemente la manera de cómo se puede remover, disminuir o evitar dicho daño. Por tanto, el objetivo de este capítulo es conscientizar al ingeniero petrolero para realizar operaciones apropiadas que permitan minimizar el daño.

El capítulo dos, "*Sistema Integral de Producción*", comprende el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta los separadores, así como las ecuaciones que gobiernan el movimiento de éstos a través de todo el sistema de producción, de tal forma que se puedan localizar las secciones donde las caídas de presión sean excesivas y mediante la técnica de análisis nodal lograr su optimización. Por tanto, el objetivo principal es definir cada una de las secciones que componen el sistema integral de producción y la importancia de la interrelación del yacimiento-pozo en el comportamiento de la producción.

El capítulo tres, "*Sistema de Producción Yacimiento-Pozo*", abarca la entrada de fluidos del yacimiento al pozo, definiendo el índice de productividad y el comportamiento de afluencia al pozo, así como los métodos existentes para predecir la productividad de los pozos. Por consiguiente, el objetivo de este capítulo es determinar el comportamiento de flujo presente o futuro de los fluidos del yacimiento al pozo.

El capítulo cuatro, "*Curvas de Declinación de la Producción*", trata sobre las estimaciones que se basan en técnicas analíticas o gráficas mediante el análisis de las curvas de declinación de la producción, las cuales son consideradas como herramientas de cálculo que permiten predecir el comportamiento del pozo, y tomando en cuenta que los cálculos que se basan en este tipo de trabajo no son del todo confiables, el uso de las curvas de declinación deberán utilizarse con criterio y moderación. De lo anterior se puede definir que este capítulo tiene como objetivo establecer la aplicación de técnicas analíticas y gráficas del análisis de curvas de declinación de la producción de un pozo para predecir su comportamiento.

El capítulo cinco, denominado "*Pruebas de Presión*", describe los diferentes tipos de pruebas de presión, y define los equipos de medición con sus características generales, su utilidad, ventajas y desventajas. Igualmente se incluyen algunos aspectos prácticos de las

pruebas de presión. Siendo el objetivo de este capítulo conocer y aplicar las técnicas de análisis de cada una de las pruebas de presión para obtener información del yacimiento: presión de fondo estática, permeabilidad de la formación y el factor de daño, entre otros.

Finalmente, en el capítulo seis, "*Registros de Producción*", se presentan los registros de producción más comunes, incluyendo su principio de funcionamiento y la interpretación de los registros, con la información que de ellos se obtiene. El objetivo de este capítulo es enunciar las características y limitaciones operacionales de los registros, e interpretarlos cualitativa y cuantitativamente para determinar las condiciones de producción de un pozo.

Prefacio

En la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, la asignatura *"Evaluación de la Producción de Pozos Efluyentes"* es básica en el plan de estudios de la carrera de "Ingeniero Petrolero". Por tanto, con el propósito de satisfacer los requerimientos de los estudiantes en esta importante área del conocimiento, hemos tratado de organizar y presentar de una manera concisa, conceptos básicos y prácticos, que sean una base para la formación profesional de los futuros ingenieros.

Por estas razones desarrollamos este trabajo, y deseamos que al cumplir con sus principales objetivos, represente una retribución a nuestra Facultad de Ingeniería.

Muchas Gracias.

Noviembre de 1994

Gilberto Alejandro Díaz Alcocer

Jorge Alberto Hernández García



Introducción

1.1. Generalidades.

La duración de la etapa productiva de los pozos depende de la manera en que se realice la explotación del yacimiento, es por ello que el ingeniero petrolero tiene la responsabilidad de supervisar que la cuota de producción de cada pozo se encuentre dentro de un rango deseable, específico y óptimo.

La cuota de producción juega un papel importante en la determinación del gasto al cual se deberán operar los pozos, excediendo en algunas ocasiones el potencial que son capaces de aportar, provocando el agotamiento de éstos; y considerando el alto costo de las operaciones de exploración para encontrar yacimientos rentables, se enfatiza la importancia

del papel del ingeniero petrolero para mantener la producción de los pozos en condiciones óptimas de explotación.

El conocimiento de las condiciones de producción de los pozos, es esencial para determinar las alternativas de explotación más favorables, y para ello es fundamental contar con información sobre las características del sistema roca-fluidos, las condiciones de agotamiento del yacimiento, la eficiencia de terminación del pozo, etc.

Si se encuentra que un pozo que no está produciendo de acuerdo a su capacidad, las causas de la baja productividad deberán ser investigadas. Para definir efectivamente las razones de la declinación de la producción, un entendimiento de las causas y cómo se originan es de gran ayuda. Estas causas o problemas pueden ser divididos en cuatro grupos:

1. *Problemas del Yacimiento*: Baja permeabilidad de la formación, baja presión del yacimiento, etc.
2. *Problemas de los Fluidos*: Alta viscosidad, liberación excesiva de gas, entrada de agua, etc.
3. *Problemas del Pozo (daño)*: Arenamiento, bloqueo por emulsión, mal diseño de los disparos, etc.
4. *Problemas del Equipo*: Mal funcionamiento de válvulas y bombas, mal diseño del aparejo de producción, etc.

1.2. Causas de la Baja Productividad.

Las causas de la baja productividad son debidas principalmente a problemas que pueden tener solución o su solución puede ser parcial. Estos problemas pueden dividirse en tratables y no tratables. Por lo tanto, antes de examinar las causas de la baja productividad, es conveniente describir los factores que normalmente afectan el flujo dentro del pozo y que influyen en el tipo de flujo que se tenga. Esto puede hacerse satisfactoriamente en la mayoría de los casos analizando la ecuación para flujo radial estacionario de líquidos ligeramente compresibles y tomando como límite el área de drene:

$$q_{cs} = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(\bar{p} - p_{wf})}{\mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad (1.1)$$

Una restricción en el flujo impuesta por el yacimiento o por las propiedades de los fluidos causará un daño positivo, mientras que un daño negativo resultará de un mejoramiento en las condiciones del yacimiento, usualmente en las vecindades del pozo. La ecuación 1.1 muestra la influencia de los factores que gobiernan la productividad de los pozos.

1.2.1. Problemas No Tratables.

Son problemas asociados con la naturaleza del yacimiento y de los fluidos, sobre los cuales no se tiene un control directo, y pueden tener soluciones parciales o limitadas¹.

a) Baja Capacidad de Flujo de la Formación (kh).

El producto (kh) de la permeabilidad y del espesor representa la capacidad de flujo o la conductividad de la formación. Este producto puede ser pequeño debido a una baja permeabilidad, a un espesor pequeño o a ambos, provocando bajos gastos de producción, ya que éstos son directamente proporcionales al valor de kh .

La permeabilidad y el espesor son propiedades inherentes de la formación, por lo que no hay manera de mejorarlos. Sin embargo, la baja productividad de los pozos puede ser substancialmente incrementada mediante técnicas de fracturamiento ácido o hidráulico. Estos tratamientos producen un daño negativo que aumenta el gasto (según la ecuación 1.1).

b) Malas Características de Permeabilidades Relativas.

Las permeabilidades relativas son también una propiedad inherente de la formación, y su comportamiento depende de la geometría de los granos, del grado de clasificación, la distribución del tamaño de los poros, la viscosidad, la tensión interfacial y los gradientes de presión. En la figura 1.1 se muestra la variación de la permeabilidad relativa según la saturación de fluidos. Para una saturación dada, la k_r , es mayor cuando se trata de la fase no-mojante, que cuando es la fase mojanete.

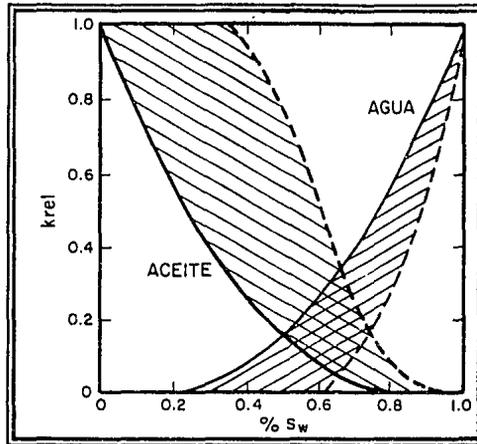


Fig. 1.1. Variaciones de las Permeabilidades Relativas¹.

c) Reducción de la Permeabilidad Absoluta.

A medida que aumentan los esfuerzos en la roca o la presión de confinamiento, la permeabilidad absoluta disminuye y por consiguiente, la producción del pozo. Este efecto es más notable en rocas con baja permeabilidad, que en aquéllas de alta permeabilidad.

Los resultados de este tipo de estudios son ilustrados en la figura 1.2, en la cual se observa que la disminución en F es mayor en los casos de bajas permeabilidades. El factor F es una relación de la permeabilidad medida con presión de confinamiento y la permeabilidad sin presión de confinamiento.

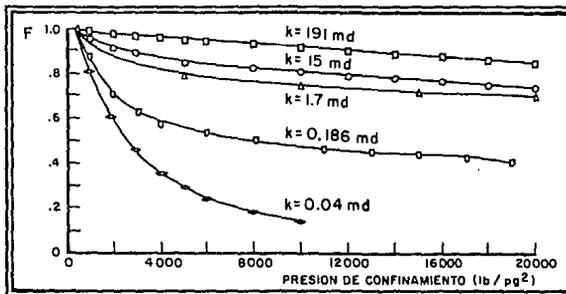


Fig. 1.2. Efecto de la Presión de Confinamiento sobre la Permeabilidad Absoluta¹.

d) Baja Porosidad.

La porosidad guarda una estrecha relación con el volumen de fluidos que la roca puede almacenar. En consecuencia, el volumen de hidrocarburos será menor si se tiene una baja porosidad, repercutiendo de manera directa en la producción.

e) Baja Presión del Yacimiento.

La recuperación de aceite depende de la presión del yacimiento y de los procesos de desplazamiento. A medida que baja dicha presión, disminuye el gradiente de presión que permite el flujo de los fluidos hacia el pozo, reduciendo los gastos de producción.

f) Alta Relación Gas-Aceite.

A medida que disminuye la presión del yacimiento por abajo de la presión de burbujeo, aumenta la liberación de gas en las vecindades del pozo y por tanto, aumentarán los volúmenes de gas producido y se reduce la producción de aceite.

g) Alta Viscosidad del Aceite.

La viscosidad de los crudos varía en un rango muy amplio, desde valores pequeños, hasta de miles de centipoises. Altos valores de viscosidad pueden ser normales en algunos yacimientos. En yacimientos con empuje por gas disuelto, la viscosidad del aceite se incrementa a medida que el gas es liberado.

Si los problemas de producción en el pozo son debidos a altas viscosidades de emulsiones agua-aceite en o cerca del fondo del agujero, podría resultar económico tratar de romper o invertir la emulsión con surfactantes para reducir la viscosidad del fluido producido².

h) Alta Relación Agua-Aceite.

Existen dos causas principales del problema de la alta producción de agua, tales como: la invasión y la digitación de agua. La producción de agua constituye un problema, ya que reduce la saturación de hidrocarburos, aumenta los gradientes de presión e incrementa los costos de operación.

La invasión de agua ocurre cuando el yacimiento está asociado a un acuífero y a medida que está produciendo los hidrocarburos extraídos son reemplazados por agua. Una posible solución sería que la terminación de los pozos fuera lo más alejada del contacto agua-aceite. La digitación de agua es provocada por la elevada permeabilidad de algunas zonas, en consecuencia el agua se canaliza más rápidamente dejando aceite aislado en la formación.

i) Efectos del Flujo No-Darciano.

Los efectos de turbulencia en el fondo del pozo se generan conforme los fluidos son producidos, principalmente a altas velocidades, ocasionando caídas de presión adicionales en las vecindades del pozo, usualmente en pozos de gas. Este efecto aparece como un daño, disminuyendo la producción. El daño puede ser definido de la manera siguiente:

$$s' = s + \beta q \quad (1.2)$$

La ecuación que incluye el daño para flujo de gas es:

$$q_g = \frac{703 k_g h (\bar{p}^2 - p_w^2)}{\mu_g T Z \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s + \beta q \right]} \quad (1.3)$$

1.2.2. Problemas Tratables.

Son aquéllos en los que se puede tener una solución total. Estos pueden ocurrir en las cercanías del fondo del pozo o en el pozo mismo. Se dividen en tres categorías o grupos, dependiendo de la ubicación en la que se presentan:

A. Problemas de la Formación.

a) Precipitados Inorgánicos.

Las aguas de la formación generalmente tienen una gran variedad de sólidos disueltos, y a medida que son producidas, las condiciones de equilibrio se alteran ocasionando la precipitación de los sólidos y en consecuencia, disminuye la capacidad de flujo de la formación.

Los precipitados son: sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, hidróxido de magnesio, sulfato de plata, hidróxido férrico, hidróxido ferroso y carbonato ferroso. Entre los más comunes están: sulfato de calcio, carbonato de calcio y sulfato de bario.

Factores como la temperatura, presión, concentración de cloruro de sodio en el agua y la presencia de ciertos tipos de bacterias tienen efecto sobre las características de solubilidad de las aguas de formación.

Al ocurrir caídas de presión por estar produciendo un pozo, puede haber depositación de material sólido en el espacio poroso; esta será más intensa en las cercanías del pozo donde se tiene la máxima caída de presión. El problema se agrava con la depositación, ya que se generará un daño que propiciará una mayor caída de presión. La figura 1.3 muestra la variación de la caída de presión con la depositación de CaSO_4 .

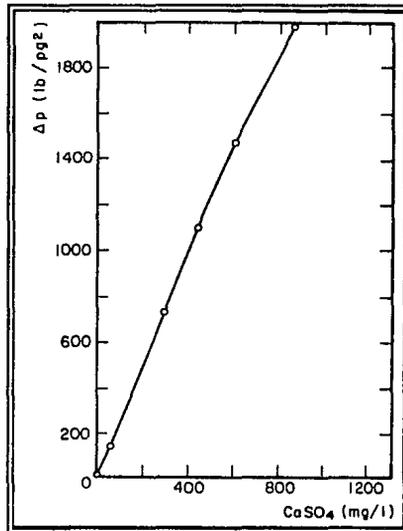


Fig. 1.3. Variación de la Caída de Presión con la Depositación de CaSO_4 ¹.

b) Depósitos Orgánicos.

Estos depósitos ocasionan grandes problemas en el equipo de producción, en la superficie y en el fondo del pozo. Pueden ser depósitos de asfaltenos o de parafinas. Los componentes de las parafinas son generalmente cadenas largas de hidrocarburos; mientras que el material

asfáltico está hecho de anillos aromáticos con pocas ramas de pesos moleculares de 100 a 140,000.

En general, la depositación de parafinas es causada por el enfriamiento del aceite, la composición del mismo también tiene influencia sobre la depositación de materiales.

La depositación de asfaltenos es un problema de floculación o dispersión coloidal. Varios factores afectan la floculación de estas partículas coloidales, incluyendo la presencia de compuestos alifáticos, la acción de iones metálicos, temperatura y presión.

La caída de presión en la vecindad del pozo puede ser bastante grande, lo cual propicia la precipitación en el espacio poroso. En la figura 1.4 se observa la variación del contenido de asfaltenos en aceites producidos de pozos después de su terminación.

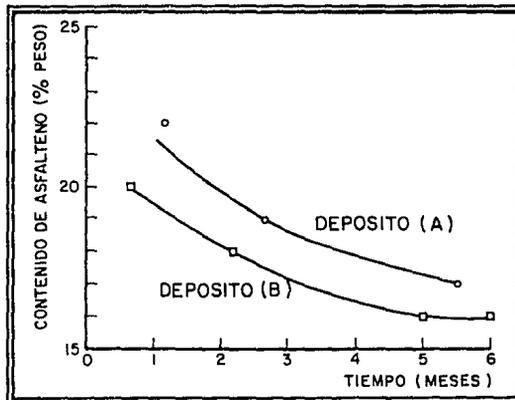


Fig. 1.4. Disminución del Contenido de Asfaltenos de los Crudos¹.

c) Baja Permeabilidad al Aceite.

La baja permeabilidad relativa al aceite es causada por el incremento en la saturación de agua o gas; cuando el gas es liberado, aumenta la saturación de gas y se reduce la saturación de aceite. Este efecto puede ser observado en la figura 1.1.

La figura 1.5 ilustra el comportamiento típico de la permeabilidad relativa observada con un fluido (fase mojante y no mojante). Si el aceite es la fase no mojante y la saturación de aceite disminuye de 80% a 50%, la permeabilidad relativa al aceite decrecerá de 0.95 a 0.19, ocasionando un decremento en la productividad.

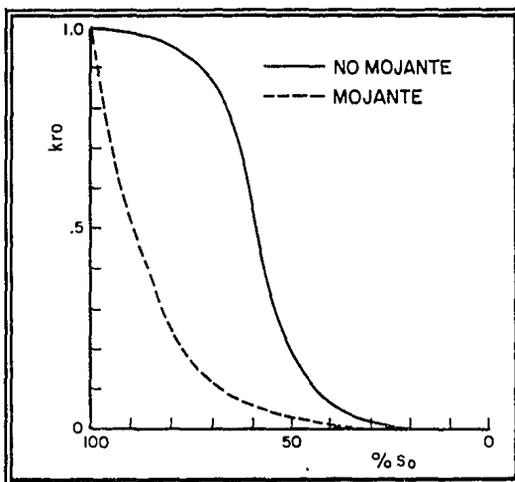


Fig. 1.5. Comportamiento Típico de k_{ro} para Fases Mojante y No Mojante¹.

Otra condición que puede reducir la saturación de aceite y por tanto, la permeabilidad del aceite, es el incremento en la saturación de gas. Aun cuando el aceite pueda ser la fase mojante o la no mojante, la saturación de gas causará una reducción en la permeabilidad del aceite.

d) Daño por Materiales de Estimulación.

Ácidos.

Algunos ácidos, particularmente clorhídrico y fluorhídrico, causan precipitación de material asfáltico; en zonas de anhídritas se pueden formar precipitados insolubles de sulfatos; en zonas que contienen más del 10% de carbonato de calcio, este se puede precipitar si se usa ácido fluorhídrico, pudiendo disolver el material cementante, con lo que la resistencia de la roca disminuye. Cuando los retardadores no son efectivos, los ácidos pueden formar compuestos de hierro que posteriormente se depositan al desgastarse el ácido.

Aditivos.

Frecuentemente al ácido se le agregan materiales especiales, designados para cumplir ciertas funciones. Estos materiales se usan para evitar pérdidas de fluidos o reductores de fricción, inhibidores de corrosión, demulsificantes, agentes gelantes, etc.

La mezcla de aditivos con los fluidos de la formación, puede provocar precipitación de partículas sólidas. También en algunas ocasiones pueden causar taponamientos, cuando no sean mezclados adecuadamente o cuando formen suspensiones y no soluciones. Los agentes

gelantes son utilizados para mejorar las técnicas de fracturamiento y conducir la arena a la formación.

Agua Incompatible.

Las aguas de formación contienen gran variedad de sales disueltas, a medida que estas provengan de otras fuentes tales como inyección, trabajos de terminación y de otras zonas pueden tener diferente composición, esto ocasionará que los iones disueltos en los diferentes tipos de aguas, reaccionen dando origen a precipitados.

e) Emulsiones.

Las emulsiones se describen como gotas de un líquido atrapadas en otro líquido en fase continua. Una emulsión se forma cuando se mezclan dos líquidos inmiscibles, tal que uno se dispersa en el otro.

Los emulsificantes (bentonita, carbón, grafito y asfaltenos) actúan con fuerzas opuestas tendiendo a reducir la tensión interfacial y forman una película entre las dos fases, permitiendo la estabilización de la emulsión. Para que la emulsión llegue a formarse es necesario tener la agitación suficiente para que las dos fases se mezclen, esta agitación es provocada por tener flujo turbulento en el paso del fluido a través de restricciones.

Los factores que afectan la estabilidad de la emulsión son: baja tensión interfacial entre las fases, gotas pequeñas, diferencia mínima de densidades, alta viscosidad del fluido, baja separación de las dos fases, etc.

f) Agua Contaminada.

Frecuentemente, las aguas de inyección contienen partículas o bacterias que pueden obstruir al grado de taponar y no permitir la admisión de fluidos.

Además de las bacterias encontradas en el agua de inyección existen sólidos (limos, arcillas, aceites) que también causan obstrucción y taponamientos cuando pasan de la cara de la formación al pozo.

g) Daño del Lodo.

Un fluido de perforación, por su propia naturaleza, es una sustancia que siempre ocasiona un daño al pozo, reduciendo la productividad, aun cuando esté cumpliendo su función para la cual fue diseñado.

Básicamente existen dos tipos de problemas asociados a los fluidos de perforación: invasión del filtrado de lodo y la penetración de los sólidos del lodo al espacio poroso.

La invasión del filtrado del lodo depende básicamente de las características de la formación y del tipo de filtrado. Los filtrados de lodo base aceite o base agua (salada) generalmente no causarán gran daño en comparación con los filtrados de agua dulce, ya que éstos causan problemas más serios, contribuyendo a aumentar la saturación de agua alrededor del agujero, con lo que la permeabilidad relativa se verá grandemente afectada.

h) Presencia de Arcillas.

Muchos investigadores han encontrado que el agua dulce causa mayores problemas en la permeabilidad de la formación que el agua salada.

Las rocas que contengan materiales tales como koalinita, illita, clorita y montmorillonita (tipos de arcillas) son más sensibles al agua dulce, ocasionando problemas debido a la presencia de éstas; tales como:

- Hinchamiento de Arcillas, que provocan la reducción de los conductos de flujo de la formación.
- Dispersión de Arcillas, que ocasionan bloqueo en los conductos de flujo de la formación.

i) Producción de Arena.

Este es un serio y costoso problema que acompaña a la producción de aceite. Ocasiona erosión en el equipo de producción, tuberías superficiales, accesorios, etc.; así mismo, causa arenamientos en el equipo y en las tuberías, provocando que la producción de hidrocarburos se reduzca.

B. Problemas en los Disparos.

a) Taponamiento.

Los disparos pueden ser taponados parcial o totalmente debido a la depositación de escamas orgánicas e incrustaciones de parafinas y asfaltenos. El daño a los disparos puede ocurrir durante el proceso de terminación, debido a la pulverización de la T.R., cementación, materiales de la formación y los escombros, reduciendo la capacidad para conducir fluidos.

b) Calidad de los Disparos.

La productividad del pozo está afectada por problemas asociados con el proceso de hacer perforaciones en la T.R. Este proceso no siempre funciona exactamente como fue diseñado, ya que muchas veces no todos los disparos contribuyen eficientemente a la producción de fluidos. Algunos factores que afectan al diseño de los disparos son:

- Diámetro del agujero
- Densidad de disparos
- Profundidad de penetración
- Patrón de disparos

c) Penetración Parcial.

Este problema ha sido investigado y discutido por mucho tiempo. La entrada limitada puede ser causada por tener restricciones en cuanto a la penetración y a los disparos.

La figura 1.6 muestra el efecto causado al analizar la penetración parcial. De esto se observa que la fracción de pérdida de productividad puede ser calculado como:

$$f = 1 - \frac{q}{q_r} \quad (1.4)$$

La relación q/q_r puede ser también usada para calcular el daño aparente debido al efecto de terminación parcial:

$$s_a = \frac{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right] \left[1 - \frac{q}{q_r} \right]}{\frac{q}{q_r}} \quad (1.5)$$

C. Problemas en el Equipo de Producción.

La baja productividad frecuentemente resulta del mal funcionamiento de alguna parte del equipo de producción. Estos problemas pueden presentarse en la superficie (líneas de descarga, estranguladores, etc.) o en el equipo dentro del pozo (T.P., bombas, válvulas de inyección de gas, etc.)

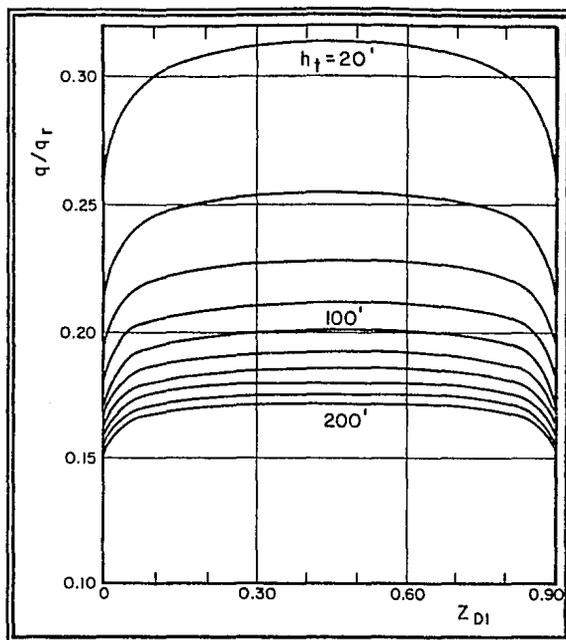


Fig. 1.6. Efecto de la Entrada Limitada sobre la Productividad¹.

a) T.R. y Cementaciones.

Generalmente los problemas asociados a la T.R. y a la cementación están íntimamente relacionados; por ejemplo, si el cemento no tiene una buena adherencia, existirá canalización de una zona a otra. Esto puede deberse a un gran número de razones; la principal es el mal fraguado del cemento debido a que la T.R. no se encuentra en buenas condiciones o cuando la hidráulica afecta en el trabajo del cemento.

La presión dentro de la T.R. puede romper la unión entre el cemento y la T.R. si no se controla durante la cementación; además, la comunicación entre zonas puede resultar en una fuga que dañará las condiciones del pozo. Esta comunicación se lleva al cabo a través de agujeros que son generalmente producto de la acción corrosiva sobre la tubería y por el colapso de la misma.

Cuando existe comunicación entre dos zonas, fluidos indeseables pueden entrar a zonas productoras causándoles daño o el gas y/o aceite pueden ser desviados a otras zonas, impidiendo la producción de éstos, en consecuencia se notará una baja producción.

b) Tubería de Producción.

La baja productividad, resultado de problemas asociados con la tubería de producción, puede ser causada por fugas, principalmente. Estas fugas son debidas a la acción corrosiva de algunos fluidos y al roce de las varillas en los pozos de bombeo mecánico.

Muchos investigadores han estudiado el problema del flujo multifásico en tuberías, para determinar qué diámetro de T.P. es el óptimo para tener una producción adecuada; se ha comprobado que un mal diseño de una tubería de producción ocasionará caídas de presión excesivas, por lo que la producción se verá afectada.

Un problema adicional que es encontrado en la T.P. es la depositación de parafinas y escamas orgánicas en las paredes, por lo que el área transversal de la tubería disponible para el flujo es reducida, incrementando las caídas de presión.

La cantidad de material depositado depende de la rugosidad en las paredes de la tubería; en base a esto se han desarrollado tuberías de plástico suave que son menos susceptibles a la acumulación de parafinas.

c) Válvulas de Inyección de Gas.

La corrosión y el desgaste de los vástagos y asientos de las válvulas de inyección de gas y la entrada de arena, son algunos factores que ocasionarán obstrucción por lo que su funcionamiento será ineficiente. La corrosión puede crear fugas a través del cuerpo de la válvula o alrededor del vástago o de los asientos.

Fugas en la T.P. permiten que el gas no circule a través de ésta, ocasionando un mal funcionamiento. Todos estos problemas reducen la producción, aumentando los costos de operación.

d) Sistemas de Bombeo.

Existen muchos tipos de sistemas de bombeo usados para el levantamiento de los fluidos dentro del pozo; éstos incluyen bombeo hidráulico, electrocentrifugo, mecánico, etc.

Los problemas asociados a estos sistemas son: producción de arena, que causará abrasión en las partes de metal; corrosión, que ocasionará fugas en las partes críticas y volumen de gas excesivo, que reducirá la eficiencia de la bomba.

e) Tapones y Empacadores.

Los empacadores generalmente fallan después de cierto período de operación, por lo que los fluidos del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción migrarán hacia la formación. Un problema más serio se deriva de daños a los tapones en el fondo (tapones mecánicos, de cemento o combinados), abajo del intervalo productor, utilizados para evitar la comunicación del pozo con zonas más bajas. Estas zonas pueden ser formaciones productoras o solamente zonas probadas no productivas.

1.3. Severidad de la Baja Productividad.

1.3.1. Falta de Correlaciones Generales.

a) Problemas del Equipo.

Existen un sin número de problemas que pueden reducir la producción de un pozo, como por ejemplo, un agujero en la T.P., el mal funcionamiento de una bomba, el mal diseño de una tubería de producción, etc. ¿ Cuánto desgaste tiene una bomba ? ¿ Qué grado de taponamiento tienen los disparos ? ¿ Qué tan grande es el daño ?. Estos factores tienen un amplio rango de valores. Por ejemplo, la eficiencia de una bomba depende del grado de desgaste que tenga, pero no existe una correlación que indique el daño que causa¹.

b) Problemas de la Formación y Disparos.

Se ha visto que una correlación entre los problemas y la magnitud de éstos, sobre el efecto de la productividad, no existe para problemas del equipo ni para problemas asociados con los disparos o con la formación.

El daño puede existir, pero no existe límite que tan fuerte o débil puede ser. Después de que se ha cementado una T.R. en un pozo, se tiene un daño infinito hasta que no sea disparado.

Han sido taponados pozos, como resultado de un mal diseño de una terminación o una estimulación, esto se aproxima a un daño infinito.

Un daño negativo puede alcanzarse a través de aplicar técnicas de estimulación como lo es el fracturamiento hidráulico, el valor mínimo negativo del daño, teóricamente posible es -7. Analizando la ecuación 1.1, se observa que el cálculo de $\ln(r_e/r_w)^{-3/4}$ para la mayoría de los pozos es 7, por lo que el denominador es cero cuando el daño es -7, en este punto la productividad llega ser infinita. Esto ilustra el argumento que el daño puede causar cambios en la productividad dentro de un rango de cero a infinito.

c) Valores del Daño.

Existe gran información en varias publicaciones que reportan los valores del daño; sin embargo, el API reporta una lista de valores de daño de una gran variedad de pozos terminados y estimulados. Los valores obtenidos se encuentran dentro del rango de -8.61 a 36.92. En general, los valores promedio del daño varían de -5 para pozos estimulados y

aproximadamente 20 para pozos no estimulados, correspondiendo a una relación de productividad promedio de 3.0 para pozos estimulados y 0.6 para pozos no estimulados.

Es impráctico correlacionar estos valores con algún problema en particular, ya que el factor de daño puede variar de problema a problema y los problemas varían de campo a campo.

d) Casos Especiales.

Existen algunas correlaciones, bajo ciertas condiciones específicas, del efecto que sobre la productividad tienen:

- *Penetración Parcial:* implica una reducción en la productividad del 10% de la penetración total, este valor puede ser el límite más bajo. A este valor, un daño de 60 sería impuesto sobre la capacidad de producción del pozo.
- *Disparos:* en la mayoría de los casos la productividad varía de 10% (1 disparo/pie) a 120% (5 disparos/pie) de la capacidad del pozo.
- *Permeabilidad Relativa al Aceite:* esta tiene un rango de 0 a 100% dependiendo de las condiciones de saturación. Durante la vida productiva de los pozos de aceite, el rango de saturación ha sido de 20 a 80% en la mayoría de los casos. Si el aceite es la fase no mojante, su permeabilidad relativa tendrá un rango de 1 a 80% de saturación a 0.01 a 20% de saturación. Si el aceite es la fase mojante, los valores tendrán un rango de 0.2 a 80% de saturación a cerca de 0 a 20%. Estos cambios en la mojabilidad producirán cambios en la productividad.

1.3.2. Efectos del Daño y Mejoramiento de la Productividad.

De un pozo en el que el efecto del daño está presente, mucha información se puede obtener; así mismo, existen predicciones que pueden ser hechas en cuanto a la cantidad de mejoramiento esperado como resultado de alteraciones en el daño para la aplicación de técnicas de mejoramiento. Estas predicciones pueden ser hechas a través del uso de ecuaciones de flujo radial que modelen el efecto del daño en un pozo.

Craft y Hawkins¹ desarrollaron la siguiente expresión que establece la permeabilidad promedio para un sistema de dos permeabilidades (permeabilidad de la formación y de la zona dañada):

$$\bar{k} = \frac{k_a k_e \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_a \ln\left(\frac{r_e}{r_a}\right) + k_e \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1.6)$$

Para observar los cambios de la productividad, se desarrolló:

$$PR = \frac{\bar{k}}{k_v} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_a}\right) + \frac{k_e}{k_a} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1.7)$$

Si $k_e = k_a \Rightarrow$ el pozo no está dañado y $PR = 1$,

Si $k_e > k_a \Rightarrow$ el pozo está dañado y $PR < 1$,

Si $k_e < k_a \Rightarrow$ el pozo está estimulado y $PR > 1$.

La figura 1.7 muestra el comportamiento de esta ecuación. Por ejemplo suponiendo que la zona dañada del pozo es de 4 pies de profundidad, en la cual la permeabilidad de la zona dañada es 1/4 de la permeabilidad de la formación; en la figura 1.7 se observa que el pozo producirá un 50% de su capacidad, por lo que será un pozo candidato a efectuársele una estimulación.

Si un pozo fue estimulado a una profundidad de 8 pies con un mejoramiento de la permeabilidad de la zona dañada de 5 veces más que la de la formación, la PR incrementará de 0.5 a 1.5. Esto es difícil si no se conoce la profundidad del daño, sin embargo Craft y Hawkins¹ definen el efecto del daño como:

$$s = \frac{(k_e - k_a)}{k_a} \ln \frac{r_a}{r_w} \quad (1.8)$$

Además, la PR se puede expresar como:

$$PR = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s} \quad (1.9)$$

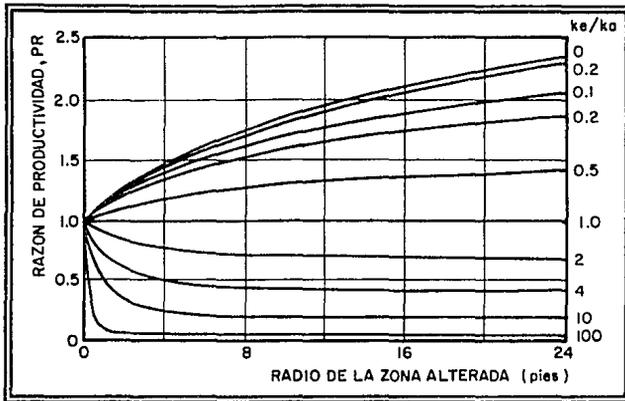


Fig. 1.7. Efecto de la Alteración de k_e alrededor del Pozo¹.

1.4. Diagnóstico de las Causas de Baja Productividad.

1.4.1. Proceso de Diagnóstico.

La importancia de conocer las causas de la baja productividad de los pozos, radica en determinar un tratamiento adecuado para contrarrestarlas. Esto solo se logrará si se realiza un buen diagnóstico del pozo¹. A continuación se describen tres puntos de consideración en el proceso de diagnóstico:

a) Variación en las Mediciones.

La variación en las mediciones es de gran ayuda en la interpretación de datos recolectados para propósitos de diagnóstico. De una sola medición, como lo es una prueba de presión se puede determinar si existen condiciones de daño en un pozo. Si este presenta daño, no se sabe si ocurrió recientemente o si ha estado presente durante un largo período de tiempo; sin embargo, hasta hoy se presentan las consecuencias. Para saber cuando ocurrió el problema es necesario realizar mediciones de varios parámetros periódicamente para detectar las variaciones del comportamiento del pozo. La periodicidad de las mediciones esta limitada por el aspecto económico.

b) Revisión de Archivos.

Un análisis preliminar de información concisa será una ayuda significativa para complementar al diagnóstico del pozo. Es por ello que todos los pozos tienen un expediente de todos los problemas que han tenido durante las etapas de perforación y explotación.

c) Selección Económica.

Un estudio económico de la inversión necesaria para reparar el daño de un pozo, es un factor de consideración, si se toma en cuenta la rentabilidad del pozo al ser tratado. Este proceso tiende hacia la optimización del dinero invertido en trabajos de perforación, terminación, reparación y estimulación.

La información que se puede utilizar en el proceso de diagnóstico se ha clasificado en tres categorías de acuerdo al tipo de datos, estas son:

- *Datos de Superficie.*

Incluye datos de cualquier tipo, obtenidos generalmente de los archivos de los pozos y de diagnósticos anteriores, los cuales pueden ser recopilados en la superficie.

- *Datos del Equipo.*

Incluye cualquier tipo de pruebas o procedimientos analíticos relacionados con el mal funcionamiento de una parte del equipo de producción.

- *Mediciones en el Pozo.*

Cualquier tipo de pruebas o inspecciones que pueden ser corridas en el pozo y que proporciona información para el diagnóstico son incluidas en esta categoría. Esto implica el uso de diversas herramientas de inspección que son operadas dentro del mismo pozo.

1.4.2. Datos de Superficie.

a) Datos de Producción.

Por varias razones la información de producción es más extensa que cualquier otro tipo de información. Del comportamiento de producción de un pozo se puede tener la primera indicación de la existencia de algún problema. Una declinación anormal en el gasto de aceite por lo general esta relacionada con cambios graduales o repentinos de altas relaciones gas-aceite y/o agua-aceite. Este análisis puede realizarse por medio de:

Comparación entre Pozos.

Si un grupo de pozos tienen un mismo comportamiento de producción y uno de ellos difiere de este, el pozo en cuestión es candidato a una investigación más ardua.

Potencial de los Pozos según Curvas de Declinación.

El análisis de los varios tipos de curvas de declinación de la producción es la mejor herramienta para hacer predicciones del potencial de los pozos. Los tipos más comunes son: Gasto de Producción-Tiempo, logaritmo del Gasto de Producción-Tiempo, Gasto de Producción-Producción Acumulada y logaritmo del Gasto de Producción-Producción Acumulada.

Potencial de los Pozos según Curvas de IPR.

Otro procedimiento para predecir el comportamiento de la producción de un pozo, es mediante el uso de las curvas de IPR. Una simple comparación de la productividad real del pozo con la esperada, según el comportamiento de la curva de IPR, puede determinar cuándo un pozo es prospecto para una estimulación.

Anomalías en la Producción.

Comportamientos distintos a los que muestran las curvas de declinación de la producción y de IPR pueden indicar la presencia de algún problema. Por ejemplo, una declinación significativa en la producción de aceite acompañada de un incremento en la relación gas-aceite, puede ser debida a una conificación de gas.

Cambios en los Ritmos de Producción.

Si el comportamiento el pozo se desvía repentinamente del pronosticado, puede ser indicativo de que fugas u otro tipo de fallas mecánicas ocasionan el problema. Si el cambio es de manera gradual se tratará de problemas relacionados con la formación.

b) Datos de Presión.

Presión de Fondo Estática.

La presión estática puede ser estimada de datos de pruebas de presión si se dispone de suficientes datos.

Presión de Fondo Fluyendo.

La presión de fondo fluyendo puede ser estimada en pozos sin empacadores a partir de la presión en la cabeza del pozo y el gradiente de fluidos en el espacio anular. Otra técnica para determinar la presión de fondo fluyendo es haciendo uso de los métodos de flujo multifásico en tuberías verticales, conociendo la presión en la superficie y los gastos de producción.

Cese del Flujo.

Los datos de presión son útiles para hacer estimaciones de la presión a la cual el pozo dejará de fluir.

Presión Superficial.

Los datos de presión superficial pueden también ser indicadores de problemas que están ocurriendo. Por ejemplo, los cambios de presión en la tubería de revestimiento pueden indicar la presencia de fugas.

c) Análisis de los Fluidos Producidos.

Análisis del Agua.

Los análisis del agua son usualmente realizados cuando los pozos son perforados por primera vez en una zona. Las características del agua de formación son definidas por estos análisis. Realizar análisis del agua de cada pozo periódicamente permite detectar la ocurrencia de fugas en tuberías de revestimiento o comunicación interzonal.

Análisis de Hidrocarburos.

Cambios en las propiedades del crudo y gas producidos pueden indicar que existe comunicación interzonal, cambios de RGA y conificación de gas.

d) Información Adicional.

Existen otros tipos de información contenidas en los archivos de los pozos que pueden ayudar en la realización del diagnóstico. En adición a las mencionadas encontramos reportes de perforación, terminación, reparación y estimulación.

Reportes de Perforación.

Describen los sistemas de lodo usados, problemas durante la perforación, zonas de pérdida de circulación y posibles zonas de derrumbes. El análisis de estos datos de perforación en la zona productora pueden ser de utilidad en el diagnóstico del daño en un pozo.

Reportes de Terminación.

Muestran los fluidos de terminación y tipos de cemento utilizados, intervalos disparados, uso de liners, empacamientos de grava y trabajos de inducción entre otros. Del análisis de estos se puede estimar el daño debido a taponamientos y penetración parcial, que servirán de base para tratamientos de estimulación futuros.

Reportes de Reparación y Estimulación.

Si anteriormente un pozo perteneciente a un campo ha sido sometido a una reparación o estimulación, es muy probable que se presenten problemas similares en los pozos restantes. Si se tratara del mismo pozo se buscarían otras técnicas de reparación o estimulación más efectivas.

1.4.3. Datos del Equipo.

Los problemas relacionados con el mal funcionamiento del equipo son generalmente más fáciles de diagnosticar en comparación con los de la formación¹. Se consideran:

Mediciones Dinamométricas.

La propia interpretación de las cartas dinamométricas proporciona información a las condiciones de bombeo como lo es: fuga a través de válvulas, varillas rotas, compresión de

gas, bomba desanclada, fricción excesiva de las varillas con la tubería de producción, etc., que impiden parcial o totalmente que el pozo produzca.

Pruebas de Nivel del Líquido.

La aplicación más común e importante de determinar el nivel del líquido es en pozos con sistemas de bombeo, para determinar la presión de fondo fluyendo, la presión de succión y la presión de fondo estática.

Pruebas de Fugas en Empacadores.

Si en un empacador se sospecha tener alguna fuga, esto puede ser verificado mediante una prueba hidráulica. Para ello la válvula de la tubería de producción y el pozo deberán estar cerrados. Si el espacio anular está en comunicación con la formación, las presiones en las tuberías de revestimiento y de producción serán las mismas.

Pruebas a los Sistemas de Bombeo.

Existen una variedad de circunstancias asociadas a sistemas de bombeo que pueden contribuir a la baja productividad del pozo, fugas o taponamientos en la tubería de producción, en válvulas de inyección y liners superficiales. Los síntomas de estas circunstancias son reflejados en el comportamiento de la presión superficial y/o la presión en la tubería de revestimiento.

1.4.4. Mediciones en el Pozo.

Una información adicional útil en el diagnóstico de un pozo son las mediciones realizadas en el pozo. Estas podrían ser divididas en dos partes esencialmente: pruebas de presión y registros de producción¹.

Pruebas de Presión.

Las pruebas de presión proporcionan información valiosa, la cual puede ser obtenida mediante corridas de instrumentos sofisticados en cables de acero o cables conductores a las profundidades deseadas en el pozo. Las pruebas de presión son la herramienta de mayor importancia en el diagnóstico de un pozo. La naturaleza de estas pruebas y su interpretación serán descritas posteriormente (Capítulo 5).

Registros de Producción.

Los registros de producción son las herramientas más comúnmente usadas en el diagnóstico de un pozo. Estos se tratan suficientemente en el Capítulo 6.



Sistema Integral de Producción

2.1. Introducción.

Un pozo fluvente es aquel que, con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, de las tuberías verticales y de descarga, de los estranguladores y del separador.

Existen factores que deben ser considerados simultáneamente para poder determinar el gasto de producción y diagnosticar apropiadamente un pozo fluvente, éstos son:

1. Comportamiento del flujo de la formación hacia el pozo.
2. Comportamiento del flujo vertical.
3. Sistema superficial.

4. Elementos subsuperficiales.
5. Elementos superficiales, etc.

Todos estos términos son conectados en una trayectoria común, y juntos gobiernan el flujo de aceite, gas y agua desde el yacimiento hasta los elementos superficiales³. La figura 2.1 ilustra esquemáticamente el sistema integral de producción.

Entre el yacimiento y el pozo productor de aceite, gas y agua, se tiene el equipo subsuperficial, el cual consiste de tuberías de revestimiento, tuberías de producción, empacadores, dispositivos de seguridad, estranguladores de fondo, válvulas, niples de asiento, conexiones, etc. Todo este equipo y la manera como esta instalado se le denomina "Estado Mecánico del Pozo".

Entre el pozo productor de aceite, gas y agua, y las líneas superficiales de flujo se tiene el equipo superficial para controlar el pozo; tal es el caso de los estranguladores que ayudan a regular la presión en la tubería de producción, tubería revestimiento y en el fondo del pozo, así como también se cuenta con equipo de seguridad y equipo para realizar operaciones especiales.

Entre las líneas de flujo y los elementos superficiales se cuenta con equipo que permite la separación de las diferentes fases (gas, aceite y agua).

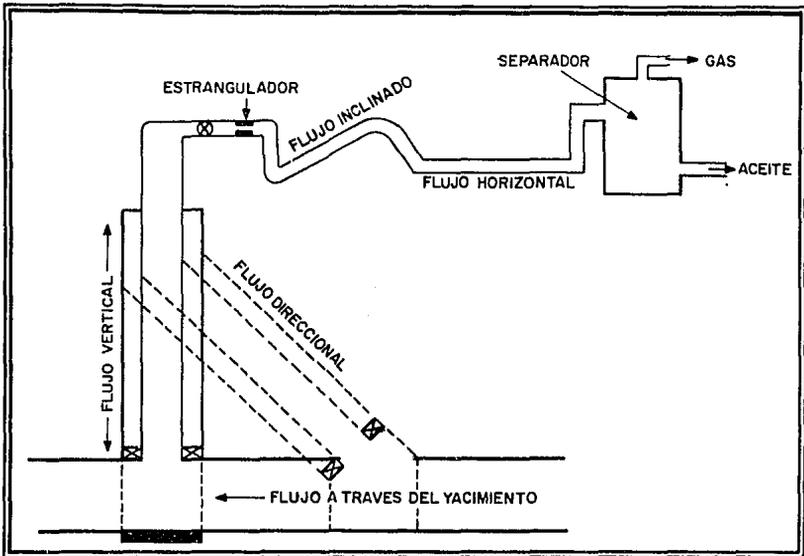


Fig. 2.1. Sistema Integral de Producción⁴.

2.2. Flujo de Fluidos del Yacimiento al Pozo.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos. Esta capacidad depende del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como: presión, permeabilidad, etc.

La permeabilidad relativa es un concepto básico en la ingeniería de yacimientos, la cual se encuentra en ecuaciones que nos permiten hacer la descripción matemática del flujo de fluidos en el medio poroso.

El comportamiento de flujo del yacimiento está relacionado con el gasto total del pozo, con la producción acumulada total tomada de dicho pozo y del yacimiento para una cierta etapa de la historia de producción; así mismo indica la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor.

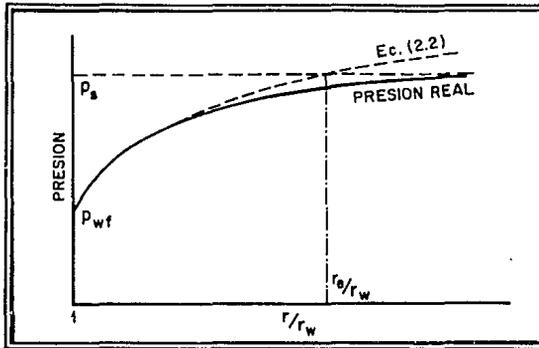
Por tanto, la ecuación general que representa la entrada de fluidos del yacimiento al pozo para flujo radial de líquido es la ecuación de Darcy la cual se puede expresar como:

$$v_r = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2.1)$$

Suponiendo que un pozo está produciendo líquido a un cierto gasto q (bl/día) de una formación homogénea, horizontal y de espesor h (pie) en una área extensamente infinita y que las condiciones de flujo no cambian con el tiempo, que la compresibilidad del líquido producido es baja y constante, es posible derivar una ecuación que relacione la presión de formación, en un punto en particular, a una distancia desde el pozo con el gasto de producción. Esta es la ecuación de Darcy para flujo radial:

$$p = p_{wf} + \frac{qB_o\mu_o}{0.007082kh} \ln \frac{r}{r_w} \quad (2.2)$$

La figura 2.2 representa la distribución de presión real en el yacimiento y la calculada con la ecuación 2.2, para valores menores que r_e , es decir esto se logrará cuando r se haga igual al valor de r_e y cuando $r = r_e$ en consecuencia la presión obtenida será p_{wr} .⁵

Fig. 2.2. Distribución de Presión en la Formación⁵.

La ley de Darcy en forma general expresa que el gasto volumétrico de flujo por unidad de área, en cualquier punto en un medio poroso uniforme, es proporcional al gradiente de potencial en la dirección de flujo. Esta ley es válida para flujo laminar y bajos números de Reynolds:

$$v = -\frac{k\rho}{\mu} \nabla \Phi \quad (2.3)$$

El signo menos indica que el flujo ocurre en dirección en la que el potencial decrece. Hubbert⁶ estudió la ley de Darcy y sus implicaciones y presentó la siguiente expresión:

$$\Phi = \int_{p_0}^p \frac{\partial p}{\rho} + gz \quad (2.4)$$

La ecuación 2.3 en las direcciones x , y , y z es:

$$\begin{aligned}v_x &= -\frac{\rho}{\mu}(k_x)\frac{\partial\Phi}{\partial x} \\v_y &= -\frac{\rho}{\mu}(k_y)\frac{\partial\Phi}{\partial y} \\v_z &= -\frac{\rho}{\mu}(k_z)\frac{\partial\Phi}{\partial z}\end{aligned}\tag{2.5}$$

Para flujo en las direcciones x , y y z , la ley de Darcy puede ser expresada como:

$$\begin{aligned}v_x &= -\frac{k_x}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x} \\v_y &= -\frac{k_y}{\mu}\frac{\partial p}{\partial y} \\v_z &= -\frac{k_z}{\mu}\left[\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g\right]\end{aligned}\tag{2.6}$$

En estas ecuaciones, v_i ($i=x$, y o z) denota el gasto volumétrico por unidad de área en la dirección i . Los símbolos k_x , k_y y k_z son las permeabilidades de la roca en la dirección del flujo⁶.

En el caso de flujo a altas velocidades la ley de Darcy no es válida completamente, para esto se ha encontrado un factor de corrección que puede ser adicionado. En consecuencia la ley puede escribirse como:

$$-\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} = v + \beta v^2 \quad (2.7)$$

Esta ecuación representa el flujo no-Darciano, el cual ocurre en yacimientos de gas cuando existe flujo turbulento.

2.3. Flujo en Tuberías de Producción.

El paso de los fluidos del yacimiento a través de las tuberías de producción, consume la mayor parte de la presión disponible para transportarlos del fondo del pozo a las baterías de separación, como se puede observar en la Tabla 2.1, por lo que es necesario contar con un perfil de presiones a lo largo de dichas tuberías, para:

1. Seleccionar correctamente los diámetros de las tuberías de producción (para flujo por T.P. o por espacio anular).
2. Diseñar sistemas artificiales de producción.
3. Determinar la presión de fondo fluyendo sin necesidad de intervenciones en los pozos.
4. Diseñar aparejos para los métodos artificiales de producción (neumático, mecánico, eléctrico, etc.).
5. Determinar las condiciones de la vida fluyente de los pozos.
6. Predicción del gasto máximo.
7. Confirmar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

Tabla 2.1.
Distribución de las Pérdidas de Presión en Flujo de Aceite⁷.

J (bl/día/lb/pg ²)	q_o (bl/día)	Yacimiento	% de Pérdida.	
			T. P.	L. D.
2.5	2,700	36	59	5
5.0	3,700	25	69	6
10.0	4,500	15	78	7
15.0	4,800	11	81	8

Características del Pozo

$$D = 10,000 \text{ pie}$$

$$R = 750 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$p_{wh} = 100 \text{ lb/pg}^2$$

$$d_{ip} = 3.5 \text{ pg}$$

Las tres componentes principales de las pérdidas de presión de cualquier fluido son:

1. Componente de Elevación.
2. Componente de Fricción.
3. Componente de Aceleración.

La ecuación que gobierna el flujo de fluidos en tuberías, la cual puede aplicarse a cualquier tipo de fluidos (monofásico o multifásico), y para cualquier ángulo de flujo (figura 2.3), queda expresada de la siguiente manera:

Pérdidas de Presión Totales = Pérdidas por Elevación + Pérdidas por Fricción + Pérdidas por Aceleración

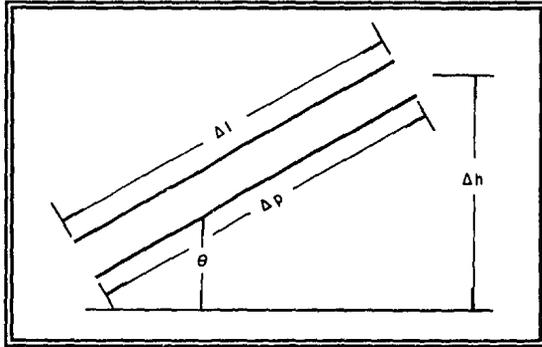


Fig. 2.3. Esquema General del Flujo⁸.

Si se toman las pérdidas de presión (Δp) que ocurren en una distancia (ΔL), se obtiene una ecuación en términos del gradiente de presión, comúnmente usada en unidades de lb/pg²/pie:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = \left(\frac{dp}{dL}\right)_e + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_a \quad (2.8)$$

Cuando se trata de flujo vertical las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma, generalmente se desprecia, quedando la ecuación de la forma siguiente:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = \left(\frac{dp}{dL}\right)_e + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f \quad (2.9)$$

Es necesario conocer el efecto de las distintas variables tales como el diámetro de la T.P., el gasto, la relación gas-líquido, viscosidad, densidad, etc., para realizar una buena terminación y diseños de aparejos de producción. La selección del tipo de terminación y del aparejo de producción debe hacerse antes de la perforación del pozo. Las siguientes figuras muestran el efecto de algunas de estas variables. Estos efectos son importantes en el cálculo de las caídas de presión y en la determinación del diámetro de las tuberías.

a) Efecto del Diámetro de la Tubería.

La figura 2.4 muestra el efecto de los diámetros de la tubería sobre la presión de fondo fluyendo para 10,000 pies de profundidad con una producción de 200 bl/día y una presión en la cabeza del pozo de 150 lb/pg². La presión varía desde 3,175 lb/pg² para una tubería de 1 pg hasta 1,150 lb/pg² para una tubería de 3 pg. El diámetro de la tubería es muy importante porque la selección del tamaño se hace previa a la perforación del pozo.

b) Efecto del Gasto.

La figura 2.5 muestra cómo el gasto de flujo a través de una tubería de 2 pg afecta los gradientes de presión. Los gastos son variados desde 4,000 hasta 50 bl/día y la presión en la cabeza del pozo es mantenida constante a 100 lb/pg². Una presión de 2,336 lb/pg² es requerida para producir 50 bl/día. La misma tendencia general existe para cualquier diámetro

de tubería, excepto que es posible que cambien los gastos máximo y mínimo. El gasto superficial establece la presión de fondo fluyendo requerida, la cual a su vez, influye en la selección del diámetro de tubería.

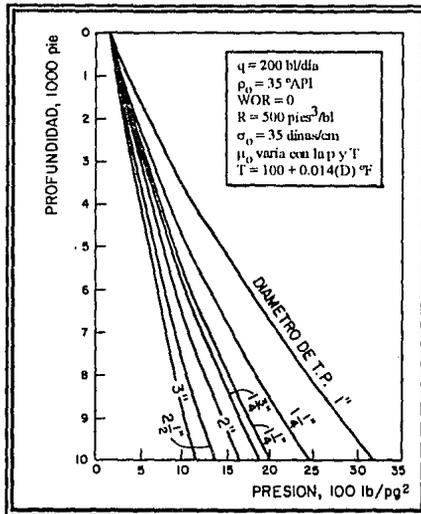


Fig. 2.4. Efecto del Diámetro de la Tubería⁴.

c) Efecto de la Relación Gas-Líquido.

El efecto de la relación gas-líquido sobre los gradientes de presión para un gasto de aceite de 500 bl/día de 35° API a través de una tubería de 2 1/2 pg se muestra en la figura 2.6. Un incremento de la relación gas-líquido causa un decremento en la presión de fondo fluyendo requerida, y se alcanza un punto donde cualquier incremento en la relación gas-líquido realmente incrementa la presión de fondo fluyendo. Este es un resultado, tanto para la

inversión del gradiente cerca de la superficie, como para el incremento de las pérdidas de presión por fricción sobre la longitud total de la tubería. Esto se explica por el hecho de que un incremento continuo en la cantidad de gas resulta un incremento en la velocidad, que a su vez, aumenta la fricción.

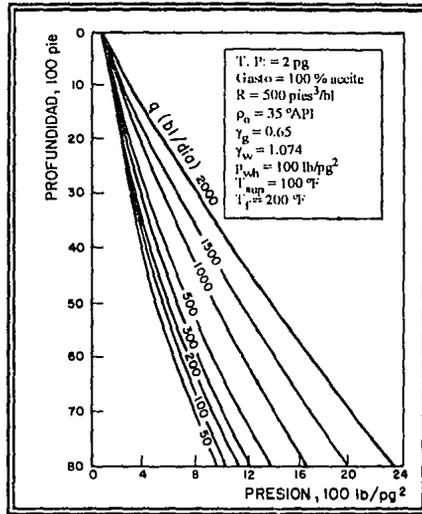


Fig. 2.5. Efecto del Gasto⁴.

d) Efecto de la Densidad.

El efecto del cambio de la densidad en términos de densidad API, cuando la viscosidad se mantiene constante a 1 cp, puede observarse en la figura 2.7. Aunque la densidad y la viscosidad están relacionadas, es necesario un ajuste en la viscosidad para aislar el efecto de la densidad del líquido. Como la densidad API se incrementa, la presión a cualquier

profundidad disminuye. Un aceite más pesado es más difícil que fluya que un aceite ligero de 50° API.

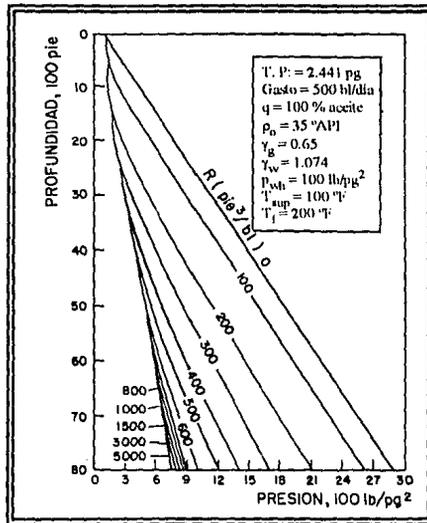


Fig. 2.6. Efecto de la Relación Gas-Líquido⁴.

e) Efecto de la Relación Agua-Aceite.

El efecto del incremento en la producción de agua se muestra en la figura 2.8. Se observa que el 100% del aceite de 35° API puede ser producido con una presión de 1750 lb/pg², mientras que la presión para 100% de agua es casi 2,250 lb/pg². En este caso la relación gas-líquido se mantiene constante.

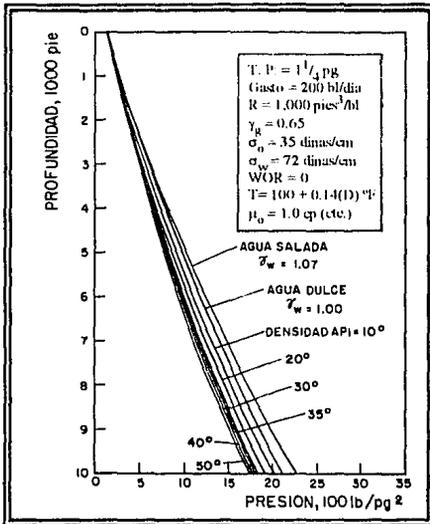


Fig. 2.7. Efecto de la Densidad⁴.

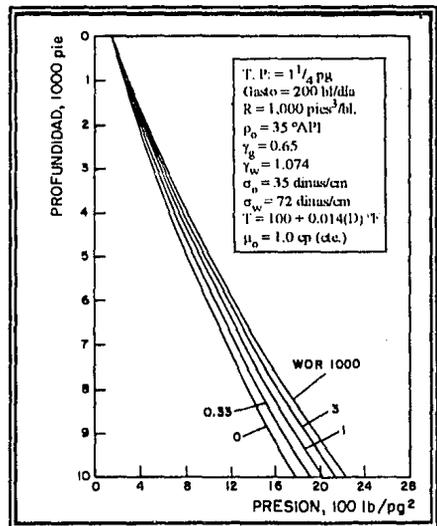


Fig. 2.8. Efecto de la Relación Agua-Aceite⁴.

f) Efecto de la Viscosidad.

La figura 2.9 muestra el efecto de la viscosidad. El efecto de la densidad ha sido mostrado junto con la viscosidad del crudo. Las ecuaciones para el cálculo de las viscosidades en la mezcla gas-líquido son muy dudosas, pues son aproximaciones de los datos reales.

Cuando se utiliza la correlación de Chew y Connally⁴ es imposible separar el efecto de la densidad del gas en solución del efecto de la viscosidad, ya que la viscosidad del aceite es función de la densidad API, temperatura y gas en solución. Prácticas reales atestiguan la dificultad para producir crudos con viscosidad muy alta.

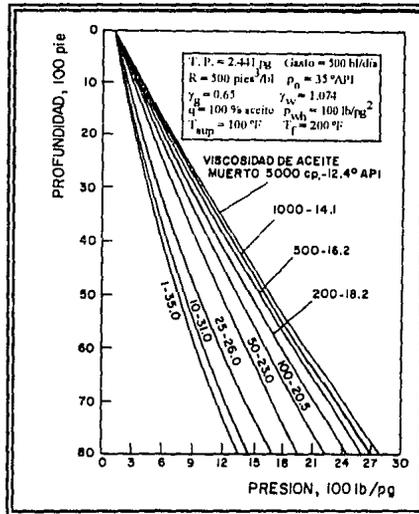


Fig. 2.9. Efecto de la Viscosidad⁴.

g) Efecto de Resbalamiento.

La relación entre el gasto y la presión de fondo fluyendo se muestra en la figura 2.10, para una tubería de 2 1/2 pg y un pozo de 8,000 pies con una presión en la cabeza de 100 lb/pg². Se observa que si la relación gas-líquido se mantiene constante, el gasto puede ser disminuido hasta un punto donde la presión requerida empiece a aumentar. Por ejemplo, para 400 pies³/bl esto ocurre entre 100 y 150 bl/día a condiciones estándar. Esto significa que el gasto de líquido es tan bajo que un resbalamiento excesivo se empieza a desarrollar, debido a que la velocidad del gas es más alta que la velocidad del líquido; por tanto, se incrementan el colgamiento del líquido, la densidad de la mezcla y la presión requerida para levantar los fluidos. Para gastos abajo de este punto se obtiene un incremento en la eficiencia con diámetros de tubería pequeños.

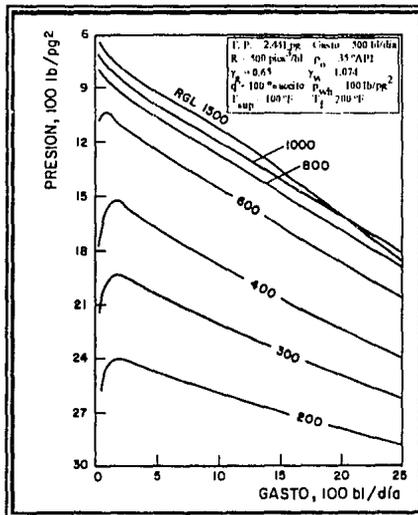


Fig. 2.10. Efecto de Resbalamiento⁴.

h) Efecto de la Tensión Superficial.

El efecto de la tensión superficial es algo cuestionable, Beggs y Brill⁴, demostraron que al aumentar la tensión superficial ocurre un incremento en el gradiente de presión, manteniendo las otras variables constantes (figura 2.11). Waldy⁴ en sus estudios de laboratorio notó el efecto contrario.

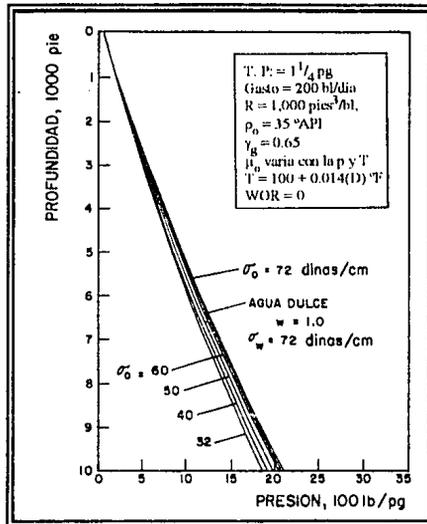


Fig. 2.11. Efecto de la Tensión Superficial⁴.

i) Efecto de la Energía Cinética.

El efecto de la energía cinética debido a la aceleración puede ser despreciado en muchos casos. La figura 2.12 muestra un pozo con fluidos alcanzando una alta velocidad. Como se nota, no hay cambios cuando el término de aceleración es incluido. Sin embargo, en cálculos por computadora se sugiere incluir el término de aceleración, no existiendo problema alguno cuando la pérdida de presión debida a la aceleración es apreciable donde se tienen velocidades muy altas (regiones de baja densidad).

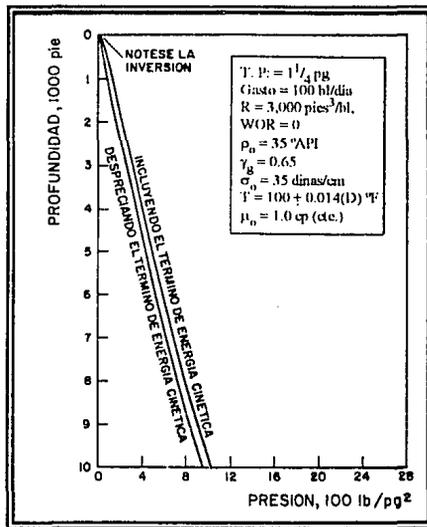


Fig. 2.12. Efecto de la Energía Cinética⁴.

Si se construye una gráfica de caídas de presión en T.P. contra el gasto del líquido, considerando el diámetro de la tubería y la relación gas-aceite constantes, figura 2.13, se observa que las caídas de presión disminuyen al aumentar el gasto del líquido hasta un punto

mínimo a partir del cual aumentan, debido a que a altos gastos de líquido las caídas de presión son causadas principalmente por la fricción, dado que la velocidad de la mezcla es alta. Conforme disminuye el gasto del líquido, la velocidad de la mezcla también disminuye, por lo que las caídas de presión por fricción van disminuyendo, hasta que la caída de presión total alcanza un valor mínimo. Después de este valor, la velocidad del líquido y la capacidad de arrastre del gas van disminuyendo, provocando que las pérdidas de presión se deban principalmente al efecto de colgamiento y el correspondiente aumento en la densidad de la mezcla, hasta llegar a un flujo inestable⁷.

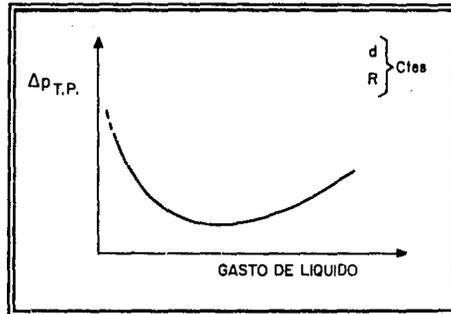


Fig. 2.13. Representación Cualitativa de la Caídas de Presión por T.P. con la Variación del Gasto de Líquido⁷.

Una gráfica de las caídas de presión en T.P. contra el diámetro de la tubería, manteniendo los gastos de gas y líquido constantes, figura 2.14, muestra que conforme va aumentando el diámetro de la tubería, las caídas de presión van disminuyendo hasta un valor mínimo, después del cual se incrementan notablemente. Para diámetros grandes de T.P. la velocidad del líquido con respecto a la velocidad del gas es menor, por lo que el resbalamiento entre fases y el consecuente colgamiento del líquido provocan las mayores caídas de presión. Al ir disminuyendo el diámetro de la tubería, los efectos anteriores se van reduciendo hasta que,

para diámetros pequeños, las velocidades del líquido y del gas van aumentando, solo que ésta lo hace en menor proporción que aquella, debido a la compresibilidad del gas. En esta etapa las pérdidas de presión se deben principalmente a la fricción.

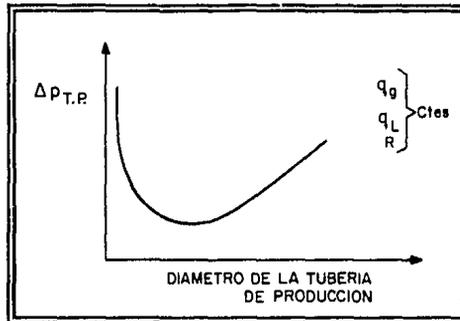


Fig. 2.14. Representación Cualitativa de las Caídas de Presión por T.P. con la Variación del Diámetro⁷.

2.4. Flujo en Estranguladores.

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirven para regular la parafina, ya que reducen los cambios de temperatura; así mismo, ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluente.

Los principios sobre los cuales se soporta esta teoría son los que se deducen de la ecuación general de balance de energía:

$$\int_1^2 \left(V dp + \frac{g}{g_c} dh + \frac{1}{2} \frac{dv^2}{g_c} + dW_s \right) \quad (2.10)$$

Esta ecuación indica que para un fluido de una sola fase, que fluye normalmente entre cualesquiera dos puntos bajo condiciones estacionarias, la suma de energía de expansión, energía potencial, energía cinética y energía debida al trabajo debe ser constante.

En la figura 2.15 se muestran las corrientes de flujo del fluido que pasa a través de un estrangulador, por lo que los límites de integración de la ecuación 2.10 son: a la entrada (1) y a la salida (2) del fluido en el estrangulador.

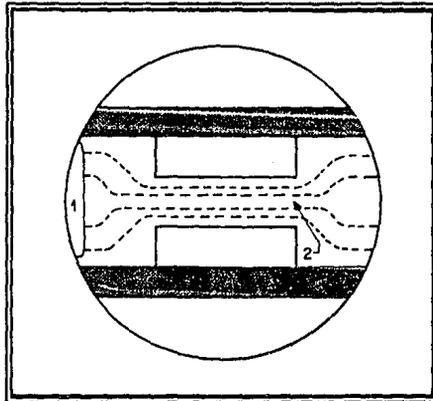


Fig. 2.15. Límites de Integración y Líneas de Flujo⁷.

Como los estranguladores que se instalan a boca de pozo para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico, esto es, cuando la presión corriente abajo (p_2) es aproximadamente menor que la mitad de la presión corriente arriba (p_1), al seleccionar uno de ellos, la presión después de la restricción no debe afectar a la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia su comportamiento.

Esto se puede lograr utilizando el número de Mach, que se define como la relación de la velocidad real del fluido (v_f) entre la velocidad de propagación de una onda acústica en el fluido (v_p).

$$M = \frac{v_f}{v_p} \quad (2.11)$$

En función de este número, se definen tres diferentes regímenes de flujo:

Para $M < 1$ el flujo es subsónico,

Para $M = 1$ el flujo es sónico (o crítico),

Para $M > 1$ el flujo es supersónico (o supercrítico).

Cuando $M = 1$, el área de flujo alcanza su valor mínimo y se dice que se ha logrado una condición de garganta a cuyas propiedades se les denomina "críticas".

El comportamiento de flujo a través de un estrangulador cuando el flujo es supersónico, se determina con la siguiente ecuación:

$$p_{wh} = \frac{CR^{0.5}q}{S^2} \quad (2.12)$$

Basado en el estudio de muchos pozos, Gilbert³ obtuvo la siguiente formula empírica:

$$p_{wh} = \frac{435R^{0.546}q}{S^{1.89}} \quad (2.13)$$

La ecuación 2.13 representa la línea recta que pasa por el origen:

$$p_{wh} = Aq \quad (2.14)$$

donde:

$$A = \frac{435R^{0.546}}{S^{1.89}} = \text{constante} \quad (2.15)$$

la cual se cumple sólo para flujo supersónico.

Gilbert³ sugirió utilizar su correlación para valores de $\frac{p_2}{p_1} \leq 0.70$.

En la figura 2.16 se observa la influencia del diámetro del estrangulador en el gasto de flujo en un pozo fluyente. La presión en la cabeza del pozo, primero se incrementa conforme el diámetro del estrangulador, ocasionando pequeños gastos de flujo pero a medida que disminuye, se tiene menos resistencia al flujo por lo que el gasto aumenta.

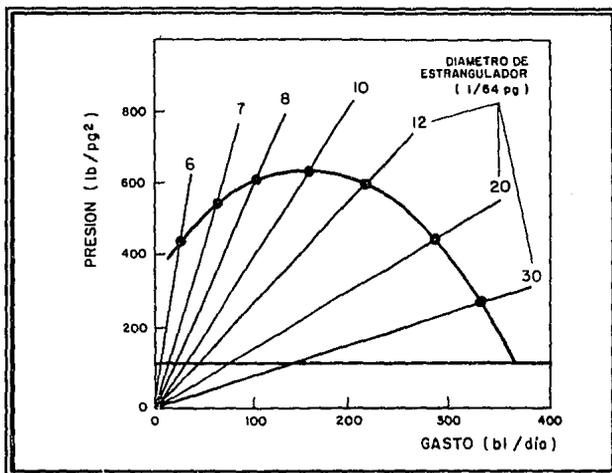


Fig. 2.16. Efecto del Diámetro del Estrangulador sobre el Gasto³.

2.4.1. Tipos de Estranguladores.

Un estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción. De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción se proporciona en diversos manuales; se pueden clasificar como se indica a continuación:

A. Estranguladores Superficiales.

Para interpretar apropiadamente el comportamiento de un pozo fluuyente, se debe conocer el efecto que causan los estranguladores superficiales. Prácticamente todos los pozo fluientes utilizan alguna restricción superficial con el propósito de regular el gasto. Solamente muy pocos pozos producen sin ninguna restricción con el objeto de obtener un gasto máximo de producción. Entre los estranguladores más comunes se tienen:

a) Estrangulador Positivo.

Este tipo de estrangulador, en la actualidad, es menos aplicable para controlar los problemas en pozos, ya que no son demasiado durables y no es posible cambiar fácilmente su diámetro de orificio. Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro (figura 2.17).

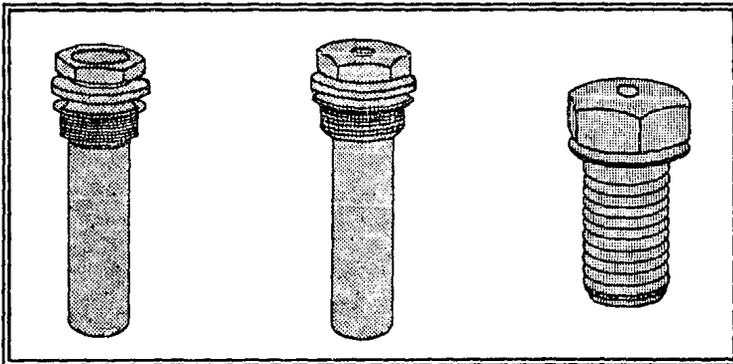


Fig. 2.17. Estranguladores Positivos⁹.

b) Estranguladores Ajustables.

Estrangulador Autoajutable de Acero.

Es uno de los tipos de estranguladores más viejos y crean una contrapresión mediante un vástago y un mecanismo de asientos biselados. En este tipo se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver (figura 2.18). El fluido pasa a través del orificio y cuando alguna alteración es requerida en la contrapresión, el vástago es posicionado en el asiento para crear una resistencia al flujo. El control de la contrapresión es logrado por el grado mediante el cual el vástago es forzado o extraído dentro del asiento

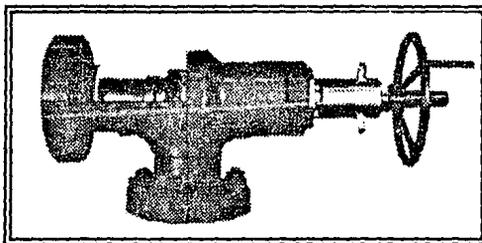


Fig. 2.18. Estrangulador Autoajutable¹⁰.

Con este estrangulador ciertos tipos de problemas han sido notados gracias a la experiencia de campo; el vástago y el asiento exhiben una tendencia a la erosión por lo que su habilidad para sellar disminuye y los recortes de lutita han traído como consecuencia el taponamiento de estos estranguladores, debido a que no están diseñados para abrir lo suficiente y permitir el paso de estos recortes.

Estrangulador Ajustable de Hule operado a Control Remoto.

Este es operado hidráulicamente y consiste de una camisa de hule en un cilindro de acero en donde la contrapresión se genera por aplicar presión a un plato, permitiendo la compresión de la camisa de hule y en consecuencia la reducción del orificio.

Este diseño fue un avance significativo en el equipo de control de pozos, ya que ofrece un control de la presión, una operación desde el piso del equipo y puede permitir el paso de obstrucciones tales como recortes de lutita o piezas de hule del protector de tuberías¹⁰.

Los problemas asociados con este tipo de estranguladores fueron bajos ritmos de trabajo y susceptibilidad a la abrasión por hidrocarburos y recortes, estos problemas dieron como consecuencia el desarrollo de estranguladores de acero operados a control remoto.

Estrangulador Ajustable de Acero operado a Control Remoto.

Con este tipo de estrangulador se puede tener el control de la presión en casi todas las situaciones concebibles, ya que puede tolerar todos los tipos de brotes de fluidos a altas presiones y por grandes periodos de tiempo.

Este estrangulador (figura 2.19) consiste de dos platos de carburo de tungsteno con orificios, que dependiendo de su posición relativa permiten o no el flujo de fluidos. Si los orificios están mal alineados el empacador estará cerrado y a medida que un plato sea rotado sobre el otro, los orificios se alinearán permitiendo el flujo de fluidos a través del estrangulador. Puede ser operado hidráulicamente por medio de una bomba con equipo de aire o por un bomba de mano, su presión de trabajo es de 10,000 lb/pg².

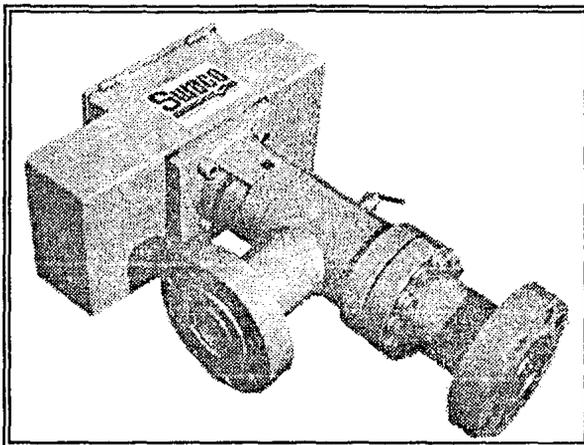


Fig. 2.19. Estrangulador Ajustable de Acero Operado a Control Remoto¹⁰.

B. Estranguladores de Fondo.

a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado niple de asiento, que va conectado en el fondo de la tubería de producción. Estos pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la tubería de producción por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería y que es accionado con línea de acero.

2.5. Flujo en la Superficie.

El estudio de flujo multifásico en tuberías horizontales data desde mediados del siglo XIX, pero ha sido en los últimos años cuando se le ha dedicado especial interés y atención. En numerosas instalaciones, tales como líneas de conducción superficiales, reactores químicos e intercambiadores de calor, existe flujo multifásico. En las operaciones de producción de crudo es necesario considerar el transporte de aceite y gas a través de una tubería común, desde los campos productores hasta la planta de tratamiento y separación.

El incremento en la capacidad de producción de algunos pozos, debido a la utilización de nuevas técnicas, ha creado la necesidad de revisar y rediseñar las líneas de conducción superficiales para así tener un manejo adecuado del incremento de producción.

La predicción de las pérdidas de presión en tuberías horizontales en las que existe flujo multifásico, es de gran utilidad para resolver problemas operativos y optimizar la capacidad de transporte: 1) en la producción de campos en zonas marinas; dimensionar las líneas de conducción de las mezclas de aceite y gas; 2) dimensionar las líneas de conducción superficiales desde el cabezal hasta la batería; 3) con las pérdidas de presión predichas para la línea de conducción existente y dependiendo de las condiciones deseadas (presión de separación o presión en la cabeza) determinar el gasto que el pozo puede producir.

Los métodos y técnicas utilizadas para la predicción de las pérdidas de presión en flujo multifásico horizontal también se aplican en la determinación del tamaño de las líneas para: sistemas de tuberías en plantas industriales, incluyendo refinerías, sistemas de transporte de gas con agua o condensado, o gas con una mezcla multicomponente de gas, condensado y agua, etc.

Los factores básicos involucrados en el flujo horizontal de fluidos en tuberías son esencialmente los mismo que para flujo multifásico en tuberías verticales. En un flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la ecuación de gradiente de pérdida de presión total es la suma del gradiente de pérdida por fricción y el gradiente de energía cinética, de esta manera la ecuación queda:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_a \quad (2.16)$$

El flujo horizontal no incluye flujo inclinado; sin embargo, diferentes correlaciones utilizan datos de tuberías donde su inclinación varía pocos grados con respecto a la horizontal, también existen correlaciones que requieren conocer primeramente el patrón de flujo, para posteriormente seleccionar la correlación más adecuada.

Existen variables las cuales tiene influencia sobre los cálculos de las pérdidas de presión y sobre las longitudes de tuberías. El estudio del efecto de estas variables fue hecho por López⁴ y los resultados se presentan a continuación:

a) Efecto del Diámetro de la Línea de Descarga.

El efecto del diámetro de las tuberías sobre las pérdidas de presión se ilustra en la figura 2.20 para ritmos de flujo de 1,000 bl/día, donde se observa que las pérdidas de presión para un longitud dada de tubería decrecen rápidamente conforme el diámetro se incrementa.

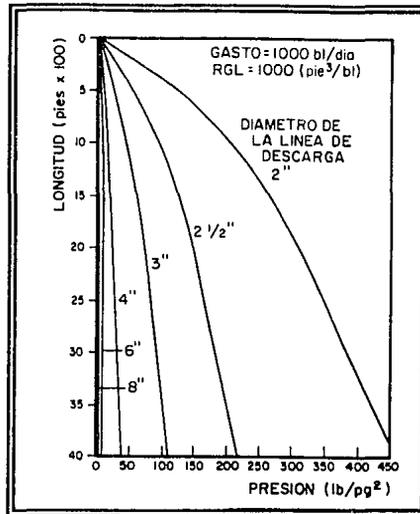


Fig. 2.20. Efecto del Diámetro de la Línea de Descarga⁴.

b) Efecto del Gasto de Flujo.

La figura 2.21 ilustra el efecto del gasto de flujo sobre las pérdidas de presión a través de una tubería de 2 pg. de diámetro. Se observa que a medida que el gasto se incrementa las caídas de presión también se incrementan.

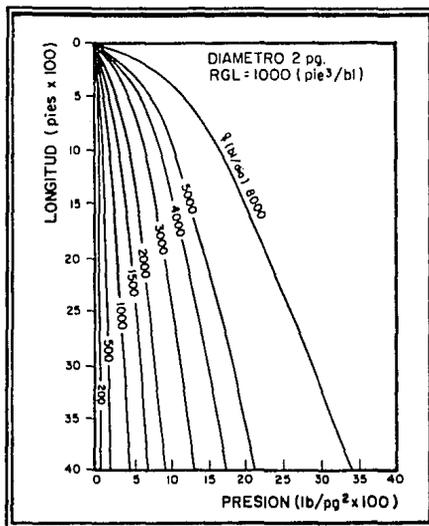


Fig. 2.21. Efecto del Gasto de Flujo⁴.

c) Efecto de la Relación Gas-Líquido.

Este efecto sobre las caídas de presión horizontales se muestra en la figura 2.22, donde se observa que a medida que la relación gas-líquido disminuye las caídas de presión también disminuyen, esto es debido a que el gas representa simplemente un fluido adicional a ser movido en la línea horizontal.

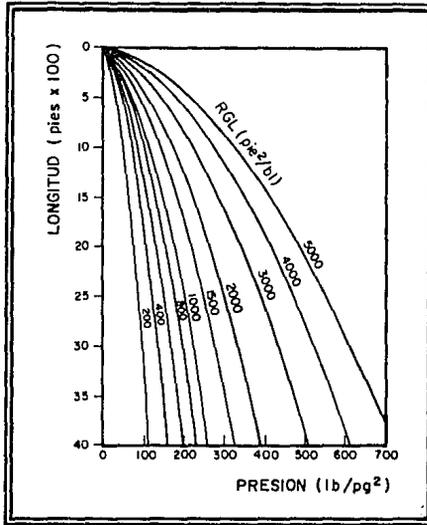


Fig. 2.22. Efecto de la Relación Gas-Líquido⁴.

d) Efecto de la Viscosidad.

Este efecto se muestra en la figura 2.23, a medida que la viscosidad aumenta la caída de presión aumenta también. Los crudos viscosos representan más problema en flujo horizontal que en el flujo vertical, la razón de esto es que los fluidos generalmente son enfriados en la tubería horizontal con lo cual su viscosidad aumenta.

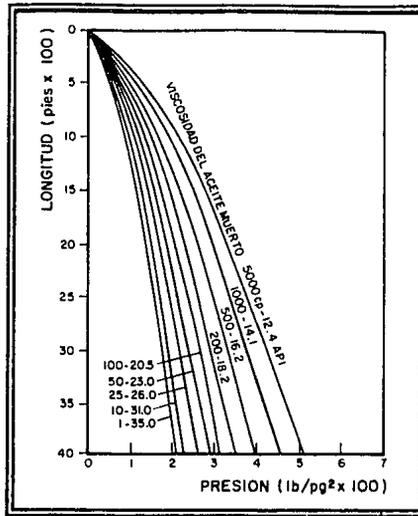


Fig. 2.23. Efecto de la Viscosidad⁴.

e) Efecto de la Relación Agua-Aceite.

En la figura 2.24 se muestra la superposición de todas las curvas cuando la relación agua-aceite cambia entre 0.1 y 1,000 [bl_w @ c.s. / bl_o @ c.s.]. Los resultados de la Tabla 2.2 muestran que a medida que la relación agua-aceite aumenta, la presión disminuye.

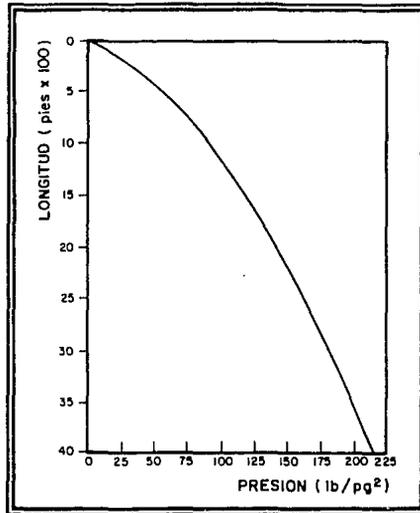
Fig. 2.24. Efecto de la Relación Agua-Aceite⁴.

Tabla 2.2.
Relación Agua-Aceite⁴.

Relación Agua-Aceite	Caída de Presión
0.10	223
0.25	224
0.33	224
0.50	224
1.00	223
2.00	222
3.00	221
5.00	220
10.00	218
1,000.00	216

f) Efecto de Otros Factores.

El efecto del resbalamiento tiene influencia en los cálculos de las caídas de presión, pero no es tan importante como para flujo vertical, debido a que ningún fluido está siendo bombeado verticalmente. El efecto de la energía cinética es despreciable para muchos casos, pero para altos gastos en los sistemas de baja presión donde la velocidad aumenta repentinamente y la densidad es baja, el término de aceleración puede ser significativo.

2.6. Pozos Fluyentes y Pozos con Sistema de Producción Artificial.

Cuando las presiones de la formación son suficientemente altas, los pozos pueden fluir libremente; esto es, que el aceite y el gas se produzcan debido a la energía natural en los fluidos tal como existen dentro de las rocas de depósito. Esta energía no sólo es utilizada para expulsar el aceite de la roca de depósito hacia los pozos, sino frecuentemente, también para elevarlo a la superficie. Los pozos que fluyen libremente su producción bajo la influencia de fuerzas naturales son conocidos como "pozos fluyentes"¹¹.

Eventualmente, en la última etapa de la vida fluente del pozo, este es capaz de producir solamente una porción de los fluidos deseados, hasta que llega un momento en que el pozo muere, por lo que, resultaría apropiado la implantación de un sistema de producción artificial para que la presión de fondo fluendo requerida pueda ser mantenida. Mantener la presión de fondo fluendo es el propósito de un sistema de producción artificial, de modo que la formación pueda aportar el volumen de fluidos deseado.

Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de producción artificial, en términos generales se pueden mencionar los siguientes:

Bombeo Neumático.

El bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg² mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico. El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación: reduciendo la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido, expansión del gas inyectado y el desplazamiento del fluido. Esto se lleva a cabo por uno de los siguientes métodos: bombeo neumático continuo y bombeo neumático intermitente¹².

Bombeo Hidráulico.

En el caso del bombeo hidráulico tipo pistón, este proceso se efectúa mediante un fluido conocido como "fluido motriz", el cual es inyectado a presión al pozo por una unidad de potencia. El fluido motriz es conducido a través de una tubería de producción, accionando los pistones, tanto del motor como de la bomba que se encuentra instalada abajo del nivel de trabajo del fluido producido por el pozo. Este proceso está basado en el principio hidráulico que establece que: "Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmite en todas direcciones con igual intensidad". Esto significa que la presión proporcionada en la superficie al fluido motriz es la misma que se

aplica a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie.

El bombeo subsuperficial a chorro (jet) es un sistema de bombeo hidráulico, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos¹³.

Bombeo Mecánico.

El Bombeo mecánico es el más común de todos los sistemas de levantamiento artificial. Ha probado ser duradero y económico en operación, aunque es relativamente simple, muchos factores tienen que ser considerados en el diseño de un sistema de bombeo apropiado.

Históricamente, la ventaja principal ha sido la familiaridad de este tipo de bombeo con el personal de operación y una de las desventajas principales ha sido las limitaciones de profundidad, sin embargo, se han alcanzado profundidades de 12,000 pies aproximadamente¹².

Bombeo Electro-Centrífugo.

Este método de levantamiento está asociado con grandes volúmenes de fluido producido. El costo elevado y las limitaciones de profundidad son sus desventajas. Una unidad de bombeo electro-centrífugo consiste de un motor eléctrico, sección sellante, sección de admisión, bomba centrífuga multi-etapa, cable de potencia, tablero de control, caja de venteo y

transformador. Como equipo opcional puede incluirse registrador de presión y temperatura de fondo, válvulas de paso y purgadores¹³.

2.7. Optimización de la Producción de Pozos.

La técnica de análisis nodal aplicada a un sistema de producción permite contar con una panorámica general del comportamiento del pozo, debido a que en sus cálculos involucra a todos los elementos que lo conforman. El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores, mediante un equipo artificial de producción (su aplicación al bombeo neumático es muy común). Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que afectan la capacidad de transporte. Así mismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

En la figura 2.25 se muestran los nodos principales y las diferentes pérdidas de presión que pueden ocurrir en un sistema integral de producción desde el yacimiento hasta los separadores.

El análisis nodal se emplea para obtener el efecto que sobre el gasto tendrían las acciones siguientes:

- a. Disminuir la presión de separación.
- b. Eliminar o cambiar válvulas o conexiones inapropiadas.

- c. Colocar separadores a boca de pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - Separar con la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección.
 - Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección.
- d. Cambiar la T.P.
- e. Cambiar la L.D., o instalar una adicional.
- f. Instalar un sistema artificial de producción.

Es evidente que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación debe basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que sea necesario realizar.

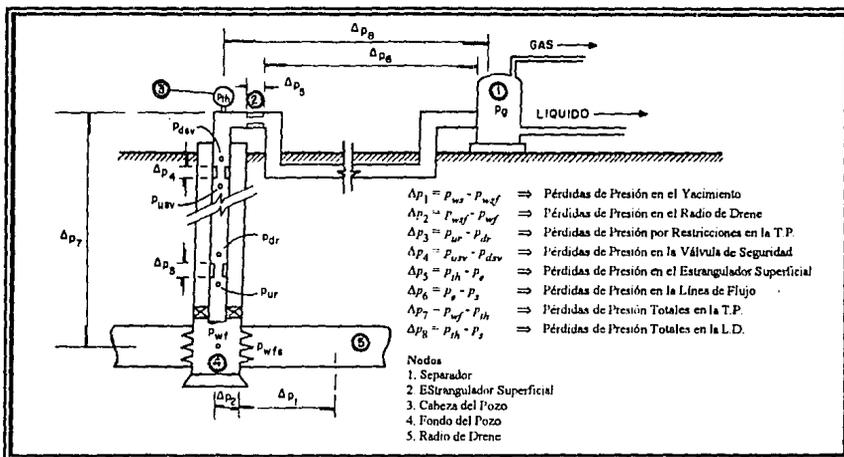


Fig. 2.25. Pérdidas de Presión y Nodos Principales en un Sistema de Producción⁷.



Sistema de Producción Yacimiento-Pozo

3.1. Entrada de Fluidos del Yacimiento al Pozo.

Las mezclas de hidrocarburos en los yacimientos pueden estar en estado líquido y/o gaseoso dependiendo de las condiciones iniciales de presión y temperatura, por lo que el flujo de fluidos del yacimiento al pozo estará sujeto a las condiciones anteriores y a las condiciones de explotación prevaletientes.

En la figura 3.1 se ilustra esquemáticamente como ocurre el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

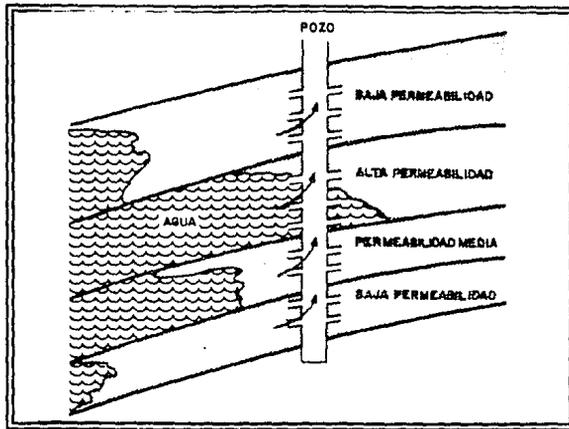


Fig. 3.1. Flujo de Fluidos del Yacimiento al Pozo².

Aceites de Bajo Encogimiento (Aceite Negro)

Un yacimiento bajo saturado (capaz de disolver mas gas) se tiene cuando la presión inicial del yacimiento es más grande que la presión de saturación. Al explotar este tipo de yacimientos la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el que se formará la primera burbuja de gas. Durante la etapa inicial de explotación tendremos solo flujo de líquidos en el yacimiento y a medida que la presión de burbujeo se alcance, el flujo de fluidos será de aceite y gas.

La liberación de gas junto con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación y flujo de gas hasta que se abandone el yacimiento.

Aceites de Alto Encogimiento (Aceite Saturado).

Cuando las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento se encuentren sobre la curva de burbujeo, el yacimiento será de aceite saturado, esto quiere decir que el aceite se encuentra en equilibrio con su gas y para cualquier decremento de presión en el yacimiento, el flujo de fluidos será en dos fases (líquido y gas).

Gas y Condensado.

En este tipo de yacimiento la temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma del fluido en el yacimiento.

Al iniciarse la explotación, existirá una sola fase en el yacimiento (gas) por lo que solo se tendrá flujo de gas y a medida que la presión del yacimiento disminuya durante la producción, ocurrirá una condensación retrograda en el yacimiento en donde existirá flujo de las dos fases (líquido y gas). Esta condensación retrograda ocurre cuando la presión alcanza la curva de rocío por lo que el líquido comenzara a liberarse y aumentara a medida que la presión disminuye en el yacimiento.

Gas Húmedo.

En este caso el fluido existe como gas en toda la declinación de la presión del yacimiento ya que la temperatura del yacimiento excede de la cricondenterma. Por esta razón el flujo de fluidos en el yacimiento será solamente de gas.

Gas Seco.

En este tipo de yacimientos los hidrocarburos en el yacimiento se encuentran en fase gaseosa por lo que el flujo de fluidos será solamente de gas.

Los diagramas de fases de los diferentes yacimientos se ilustran en la figura 3.2.

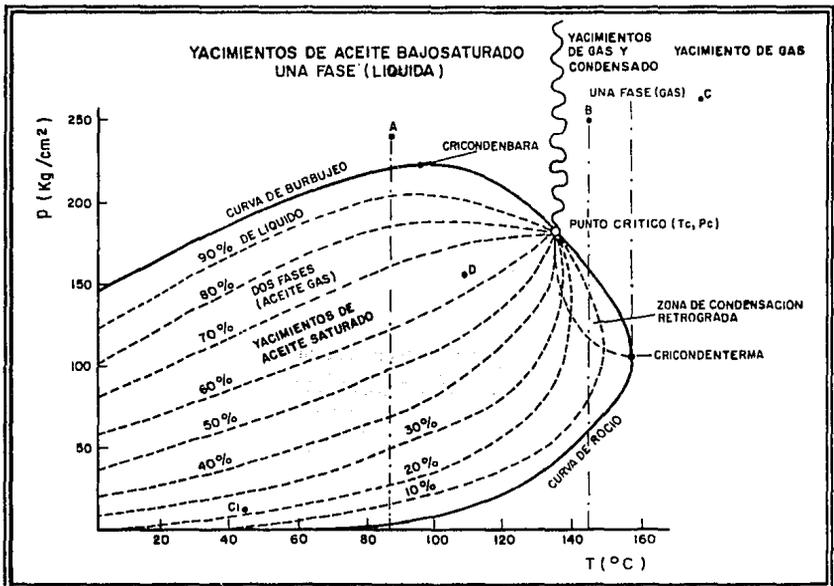


Fig. 3.2. Diagrama de Fases de una Mezcla de Hidrocarburos¹⁴.

3.2. Índice de Productividad y Comportamiento de Flujo.

3.2.1. Índice de Productividad.

La presión p_{wf} en el fondo del pozo es conocida generalmente como la presión de fondo fluyendo, la diferencia entre esta presión y la presión estática del yacimiento p_{ws} , es la caída de presión en el pozo la cual se puede expresar como:

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wf} \quad (3.1)$$

La relación entre el gasto de producción de un pozo y la caída de presión es conocida como índice de productividad. Si el gasto q es dado en bl/día @ c.s. y la diferencia de presión en lb/pg², el índice de productividad se puede definir como:

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (3.2)$$

Si se construye una gráfica de los gastos de producción contra su correspondiente p_{wf} , resulta una línea recta como se muestra en la figura 3.3, donde la pendiente es:

$$m = -\frac{\partial p}{\partial q} = -\frac{\Delta p}{\Delta q} = -\frac{(p_{ws} - p_{wf})}{q} \quad (3.3)$$

y el índice de productividad también se puede expresar como:

$$J = -\frac{1}{m} \quad (3.4)$$

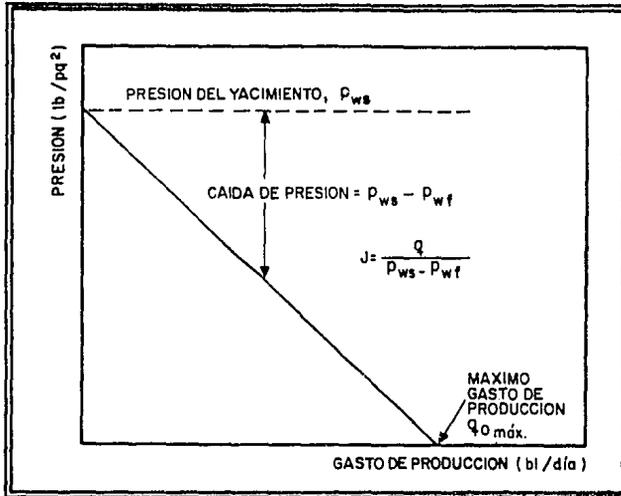


Fig. 3.3. Índice de Productividad Constante¹⁵.

El índice de productividad cambia con la recuperación acumulativa y también existen cambios cuando se tienen en el yacimiento mecanismos de empuje de gas disuelto y de expansión de gas; sin embargo, el empuje por entrada de agua en el yacimiento muestra un J constante con el tiempo, pero en éste también se pueden dar cambios debidos principalmente a variaciones en la permeabilidad (agua y aceite) y cuando el fluido está por abajo de la presión de saturación.

La mayoría de los cambios en el J se deben al aumento de la saturación de gas libre alrededor del fondo del pozo, mediante el cual aumenta la permeabilidad del gas y se reduce

la permeabilidad del aceite. Otras razones son el incremento en la viscosidad del aceite cuando la presión está por debajo del punto de burbujeo y cuando existe una reducción en la permeabilidad debida a la compresibilidad de la formación.

3.2.2. Comportamiento de Flujo (IPR)

Muskat, Gilbert, Vogel y otros¹⁵ señalaron que cuando existen dos fases (líquido-gas) fluyendo en el yacimiento, no se debe esperar una relación semejante a la del índice de productividad; Muskat¹⁵ muestra gráficas de gastos de producción contra la presión de fondo para dos fases fluyendo y encontró que en lugar de ser líneas rectas, se tienen curvas como se muestra en la figura 3.4.

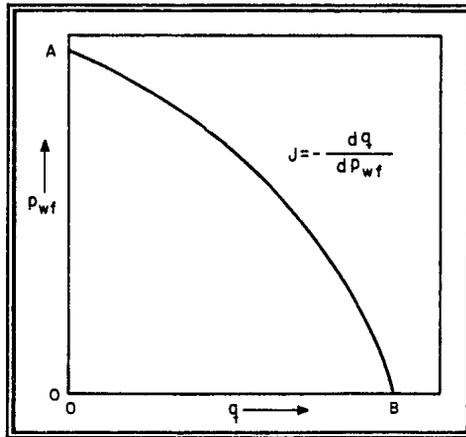


Fig. 3.4. Relación de Comportamiento de Flujo (IPR)⁴.

Cuando existe una curva, un pozo no puede tener un solo valor de J ya que el valor de la pendiente varía continuamente con la presión. Por esta razón, Gilbert propuso métodos de análisis de pozos que utilizan completamente la curva de gastos de producción contra la presión y a esta gráfica le llamó relación de comportamiento de flujo de un pozo (IPR).

Considerando un yacimiento circular, flujo radial, saturación de agua constante, la aceleración de la gravedad despreciable y flujo de dos fases en el yacimiento, Vogel dio una solución más completa, demostrando que el gasto contra la presión en el fondo del pozo están en función de la producción acumulativa, figura 3.5.

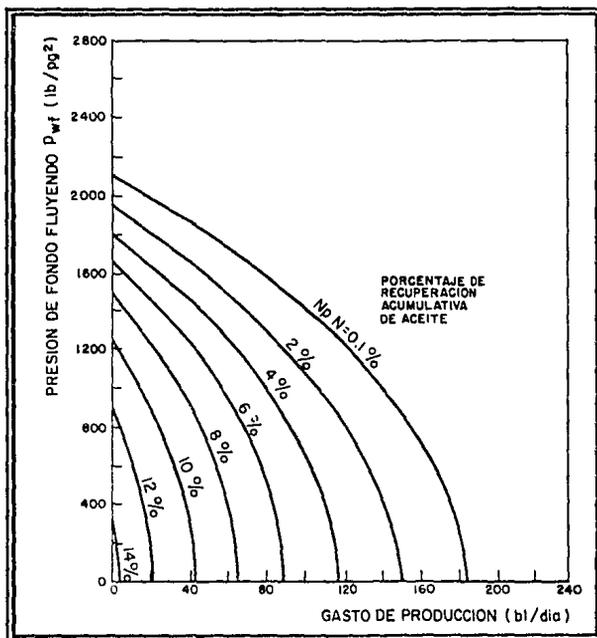


Fig. 3.5. Relación de Comportamiento de Flujo para Yacimientos con Empuje de Gas Disuelto⁴.

Voguel también muestra el efecto de la viscosidad y la relación gas-aceite, figura 3.6. En la curva B utilizó aceite crudo con 1/2 de la viscosidad del crudo de la curva A, y una relación gas-aceite aproximadamente dos veces más que la de curva A. En cada punto de la curva, dividió la p_{wf} entre la presión media del yacimiento y el correspondiente gasto lo dividió entre el gasto máximo, el resultado se presenta en la figura 3.7.

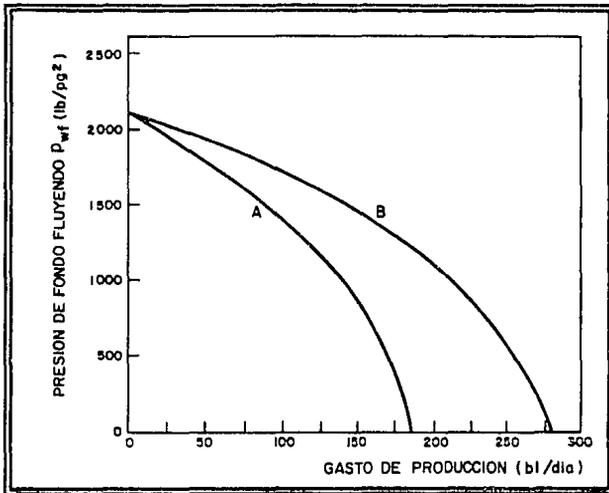


Fig. 3.6 Efecto de la Viscosidad y de la Relación Gas-Aceite sobre las Curvas de IPR⁴.

Por tanto, demostró que las curvas de IPR, calculadas para las diferentes condiciones, exhibían casi el mismo comportamiento y desarrolló una ecuación general para poder calcular la producción que puede aportar un pozo:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx.}}} = 1 - 0.20 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} - 0.80 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad (3.5)$$

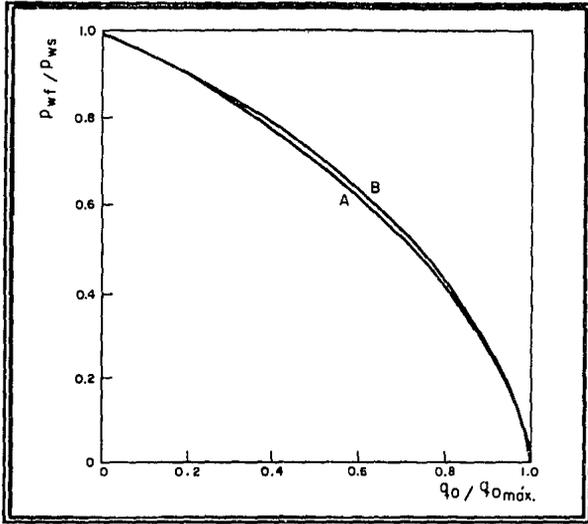


Fig. 3.7. Efecto de las Propiedades del Crudo sobre las Curvas de IPR⁴.

La figura 3.8 muestra la representación gráfica de la ecuación 3.5. De aquí se puede estimar el valor de la p_{wf} para cualquier gasto, quedando de la siguiente manera:

$$p_{wf} = 0.125 p_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \frac{q_o}{q_{o\text{máx.}}}} \right] \quad (3.6)$$

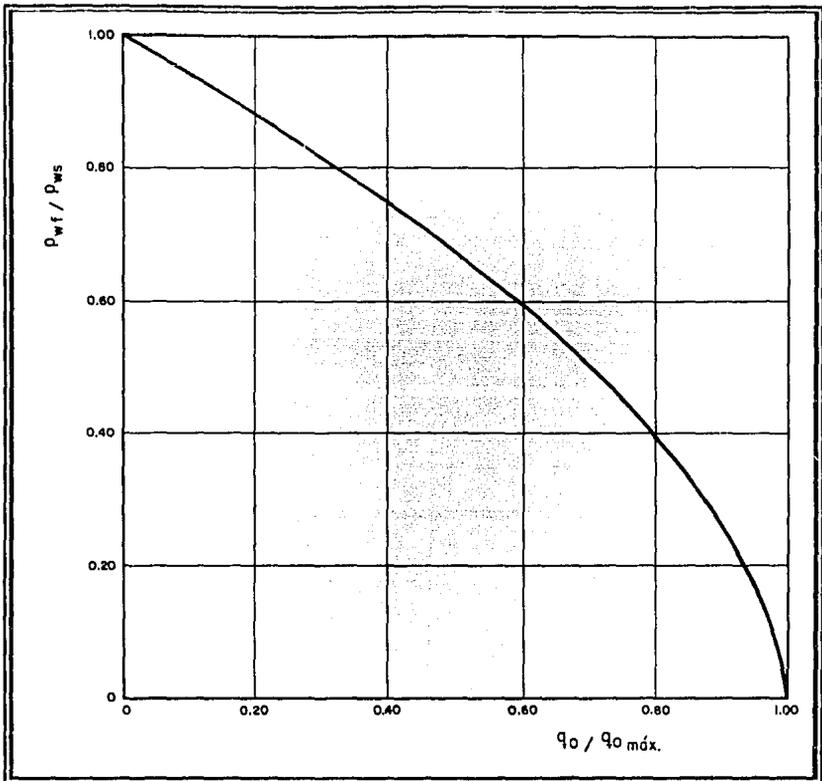


Fig. 3.8. Comportamiento de Afluencia al Pozo de un Yacimiento con Empuje por Gas Disuelto⁴.

Esta ecuación solamente es válida para yacimientos con empuje de gas disuelto y cuando fluyen dos fases (aceite-gas).

En la figura 3.9 la eficiencia de flujo está definida como:

$$EF = \frac{\Delta p_{ideal}}{\Delta p_{real}} = \frac{P_{ws} - p'_{wf}}{P_{ws} - p_{wf}} \quad (3.7)$$

donde: $p'_{wf} = p_{wf} + \Delta p_s$

sustituyendo:

$$EF = \frac{P_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{P_{ws} - p_{wf}} \quad (3.8)$$

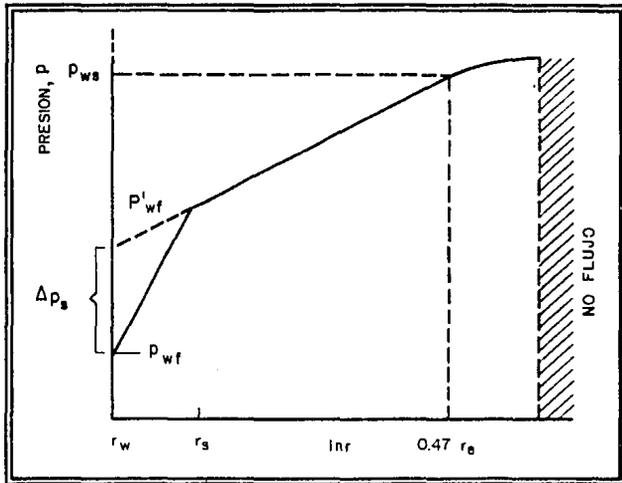


Fig. 3.9. Perfil de Presión de Pozos Dañados¹⁶.

La EF' también expresa la relación del gasto de flujo de un pozo dañado entre el gasto de flujo de un pozo sin daño.

Standing⁴ construyó la figura 3.10 la cual muestra curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5. La abscisa es la relación del gasto de producción entre el gasto máximo de producción para un pozo sin daño, es decir, cada lectura de la curva es útil para calcular el gasto máximo con una EF' corregida a 1.

Fetkovich⁴ encontró que el gasto máximo ($q_{o_{máx.}}$) puede ser diferente dependiendo del gasto de flujo y su correspondiente presión de fondo fluyendo a la cual fue medido, y que esto se debía principalmente a que el gasto depende del factor de daño.

Los pozos que producen debajo de la presión de burbujeo se asemejan más a los pozos de gas, esto significa que si se grafica en papel doble logarítmico ($p_{ws}^2 - p_{wf}^2$) contra q_o debe ser una línea recta con la pendiente cercana a la unidad. La ecuación propuesta por Fetkovich es más general y similar a la usada en los pozos de gas:

$$q_o = J_o' (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.9)$$

Examinando algunos 40 pozos de aceite se encontró que el exponente n estaba en el rango de 0.568 a 1.0. Esto fue muy cercano a los valores encontrados para pozos de gas.

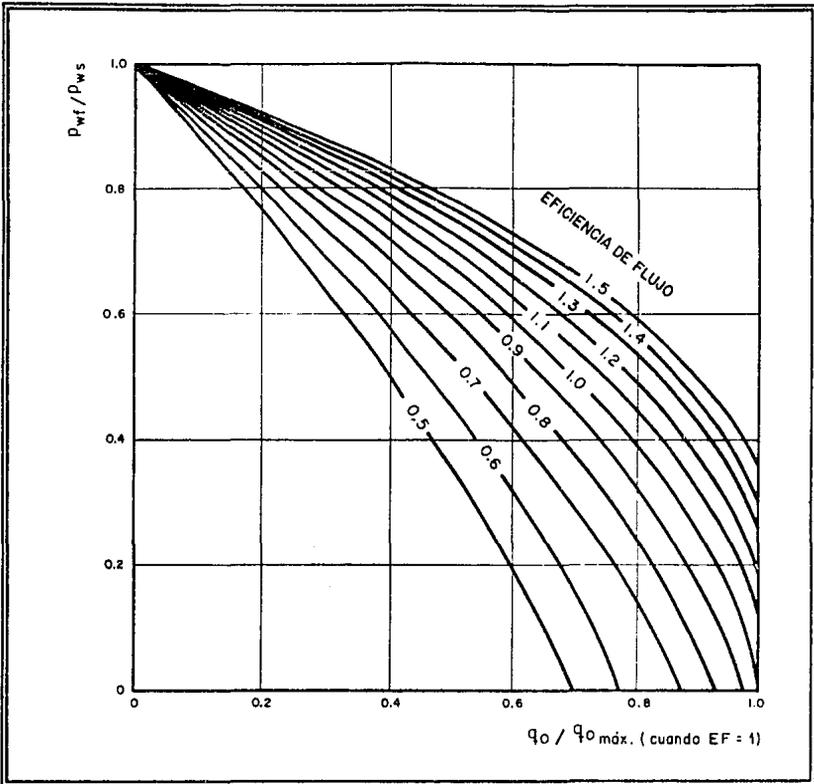


Fig. 3.10. Curvas de IPR para Pozos Dañados y Mejorados de un Yacimiento con Empuje de Gas Disuelto¹⁶.

En la figura 3.11 se presenta la curva de Vogel, comparada con las obtenidas por Fetkovich.

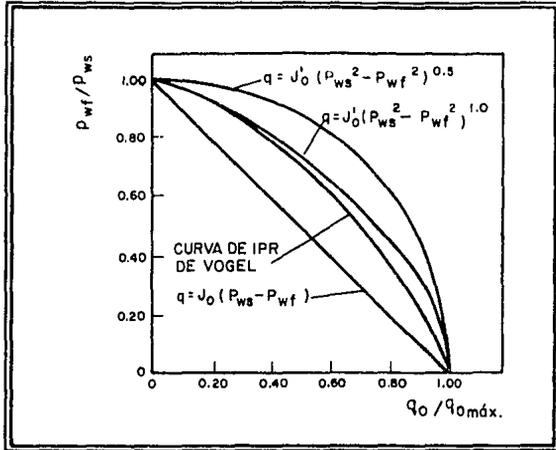


Fig. 3.11. Comparación entre Curvas⁴.

Cuando las EF son muy altas y las presiones de fondo fluendo son bajas, al graficar la ecuación de Vogel para unas ciertas condiciones puede darse el caso de tener valores negativos de presiones de fondo fluendo (figura 3.12) con lo que se caería en un error, para corregir esto se tienen dos procedimientos alternativos de solución:

- Utilizando la ecuación de Fetkovich a partir del primer valor negativo de la presión. El resultado de aplicar esta ecuación se muestra figura 3.13.
- Utilizando la ecuación propuesta por Harrison⁷ la cual se puede expresar como:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx.}}} = 1.2 - 0.2e^{-1.792 \frac{P_{wf}}{P_{ws}}} \quad (3.10)$$

Esta ecuación se utiliza para cualquier valor de p'_{wf} .

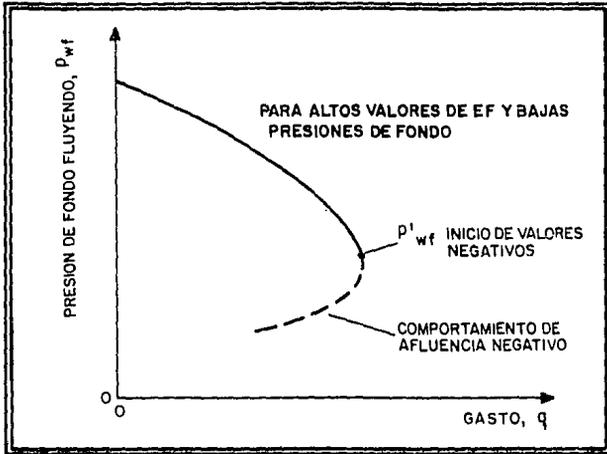


Fig. 3.12. Curva de Vogel con Errores de Extrapolación⁷.

3.2.3. Comportamiento de Flujo para Pozos de Gas.

Al-Hussainy y Ramey^{8, 17} encontraron la solución de la ecuación para flujo de gas real resolviendo la ecuación diferencial parcial de flujo de gas real, aplicando las condiciones de frontera y tomando 14.7 lb/pg² y 60 °F como la presión y temperatura a condiciones estándar, respectivamente:

$$m(p_{ws}) - m(p_{wf}) = \frac{1,637q_g T}{k_g h} \left\{ \log \left(\frac{k_g t}{\phi(\mu_g c_i)_i (r_w^2)} \right) - 3.23 + 0.87(s + \beta q) \right\} \quad (3.11)$$

La ecuación 3.11 puede ser aplicada para calcular presiones en pozos de gas que producen a gasto constante en un yacimiento infinito o para calcular el gasto a una presión de fondo fluyendo constante, incluyendo el efecto de daño y el flujo no-darciano para cortos periodos de producción.

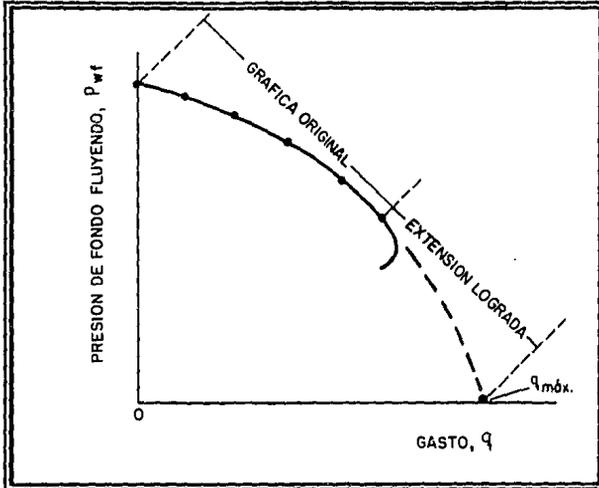


Fig. 3.13. Curva Corregida con la Ecuación de Fetkovich⁷.

Para largos periodos de producción, la ecuación 3.11 cambia a:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} (k_g h) [m(p_{ws}) - m(p_{wf})]}{T \left(\ln \left(\frac{r_o}{r_w} \right) - 0.75 + s + \beta q \right)} \quad (3.12)$$

La función de la pseudo-presión, $m(p)$, está definida como sigue:

$$m(p) = \int_{p_b}^p \frac{2p}{\mu_g \bar{Z}} dp \quad (3.13)$$

Una gráfica típica de $\mu_g \bar{Z}$ contra presión es mostrada en la figura 3.14 (la gráfica esta elaborada para una densidad relativa del gas = 0.65 y un rango de temperatura de 150 °F a 225 °F) y en la figura 3.15 para una temperatura constante de 200 °F y un rango de densidades relativas del gas 0.60 a 0.75. De estas gráficas, se puede concluir que los valores de $\mu_g \bar{Z}$ serán constantes para presiones entre 0 y 1,000 lb/pg² aproximadamente. Por tanto, en este caso, $\mu_g \bar{Z}$ puede ser acomodada fuera de la integral, quedando definida la función de la pseudo-presión como:

$$m(p) = \frac{2}{\bar{\mu}_g \bar{Z}} \int_{p_b}^p p dp \quad (3.14)$$

resolviendo la integral de la ecuación 3.14, la función de pseudo-presión llega a ser:

$$m(p) = \frac{1}{\bar{\mu}_g \bar{Z}} (p^2 - p_b^2) \quad (3.15)$$

$\bar{\mu}$ y \bar{Z} sean evaluadas a una presión promedio, \bar{p} :

$$\bar{p} = \left(\frac{p^2 + p_b^2}{2} \right)^{0.5} \quad (3.16)$$

sustituyendo la ecuación 3.15 en la ecuación 3.12, se tiene:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)}{T \bar{\mu}_g \bar{Z} \left(\ln \left(\frac{r_g}{r_w} \right) - 0.75 + s + \beta q \right)} \quad (3.17)$$

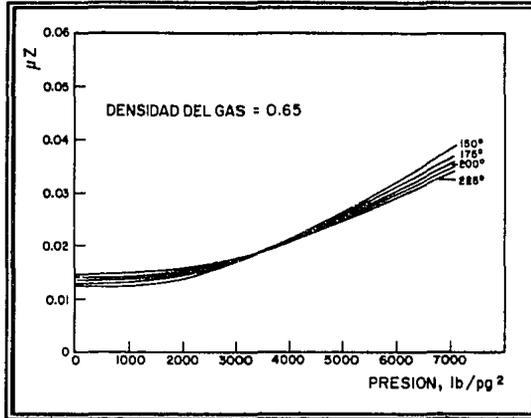


Fig. 3.14. Gráfica de μZ contra Presión ($\gamma_g = 0.65$)⁸.

De las figuras 3.14 y 3.15, es obvio que la ecuación 3.17 es válida para presiones menores de 1,000 lb/pg², pero varios autores sugieren que esta ecuación es válida para presiones menores de 2,500 lb/pg². Esto es razonable, si se considera que la gráfica de $2p^2 / \mu_g Z$ contra presión se desvía del comportamiento de la gráfica de $m(p)$ contra presión para presiones mayores de 2,500 lb/pg², lo cual es mostrado en la figura 3.15⁸.

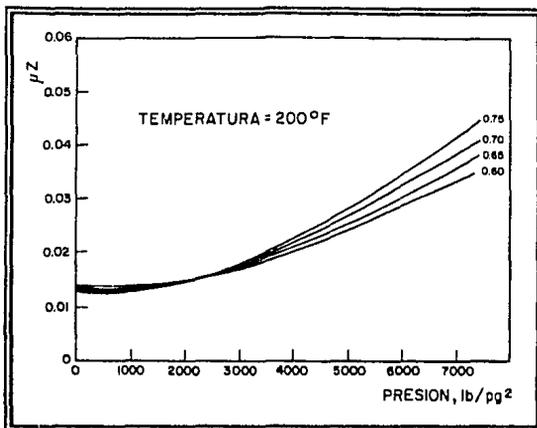


Fig. 3.15. Gráfica de μZ contra Presión para Temperatura Constante⁸.

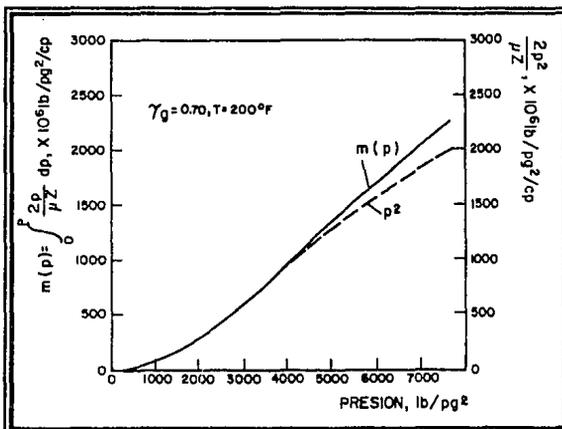


Fig. 3.16. Gráfica de $m(p)$ contra Presión⁸.

A altas presiones las figuras 3.14 y 3.15 muestran que la declinación de las curvas, $\Delta(\mu Z) / \Delta p$, es constante, así que:

$$\frac{2p}{\mu_g Z} = C \quad (3.18)$$

La función de la pseudo-presión puede ser definida por:

$$m(p) = C \int_{p_b}^p dp \quad (3.19)$$

$$m(p) = C(p - p_b) \quad (3.20)$$

donde $C = (2p) / (\mu_g Z)$.

Sustituyendo la ecuación 3.20 en la ecuación 3.12 se obtiene:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h C (p_{ws} - p_{wf})}{T \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s + \beta q \right)} \quad (3.21)$$

La ecuación 3.21 es válida para presiones arriba de 5,000 lb/pg². La gráfica de $2p / \mu Z$ contra presión para densidad relativa del gas de 0.7 y una temperatura de 200 °F se muestra en la figura 3.17. El área sombreada es la diferencia de dos valores de la función de la pseudo-presión ($m(5,000)$ y $m(4,000)$), y puede ser calculada por integración. Un

procedimiento analítico tal como la regla trapezoidal o la regla de Simpson para ciertos valores de Δp , pueden ser usados para resolver la integral.

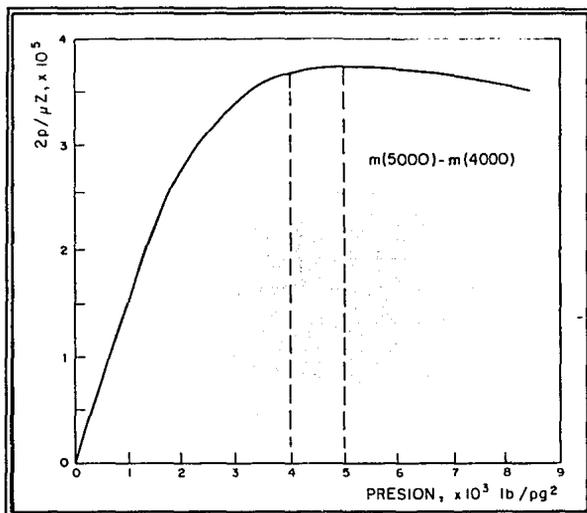


Fig. 3.17. Gráfica de $2p / \mu Z$ contra Presión⁸.

Usando 0 como la presión base y aplicando la regla de Simpson, el valor de la función de la pseudo-presión para algunas presiones puede ser calculado y graficado como se muestra en la figura 3.16.

Usando una gráfica como la de la figura 3.16, el valor de $m(p)$ para ciertos valores de presión puede ser obtenido, y aplicando la ecuación 3.2, puede ser calculado el comportamiento de afluencia al pozo.

Una forma de estimar rápidamente el gasto máximo en pozos de gas de profundidades medianas y permeabilidades menores a 7 md, es utilizando la siguiente ecuación:

$$q_{k_{max.}} = 77 \times 10^{-7} k_g h (\bar{p}_{ws})^2 \quad (3.22)$$

Una breve discusión de cada término y como puede ser obtenido, se describe a continuación:

1. La permeabilidad del gas (k_g) puede ser obtenida de un análisis de núcleos.
2. El espesor de la zona productora (h) es obtenido de registros de pozos.
3. La presión estática (p_{ws}) es obtenida de pruebas de presión o de una mejor fuente disponible.
4. La viscosidad promedio ($\bar{\mu}_g$). Si las pruebas de laboratorio no son disponibles, nomogramas como los que se muestran en las figuras 3.18 y 3.19 pueden ser utilizados. Además, existen diversas correlaciones para calcular las propiedades de los fluidos, una de las correlaciones más precisas para el cálculo de la viscosidad es la de Lee y sus ecuaciones se muestran a continuación:

$$\mu_g = K \times 10^{-4} e^{(X \rho_g^2)} \quad (3.23)$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (3.24)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (3.25)$$

$$y = 2.4 - 0.2X \quad (3.26)$$

La densidad del gas expresada en gr/cm^3 puede ser determinada a condiciones in-situ mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_g = 0.0433 \gamma_g \frac{P}{ZT} \quad (3.27)$$

5. La temperatura (T) se obtiene de valores medidos mediante registros o del gradiente geotérmico del área.
6. El factor de compresibilidad (Z). Si datos PVT no son disponibles, nomogramas como los de las figuras 3.20 a 3.22 pueden ser usados.
7. El radio de drenaje (r_e) es el mismo que para los pozos de aceite basado en el espaciamiento y la forma.
8. El radio del pozo (r_w) es determinado de registros de calibración y tamaños de barrenas.
9. El daño (s) es determinado de pruebas de presión.
10. El factor de turbulencia (βq) es calculado.

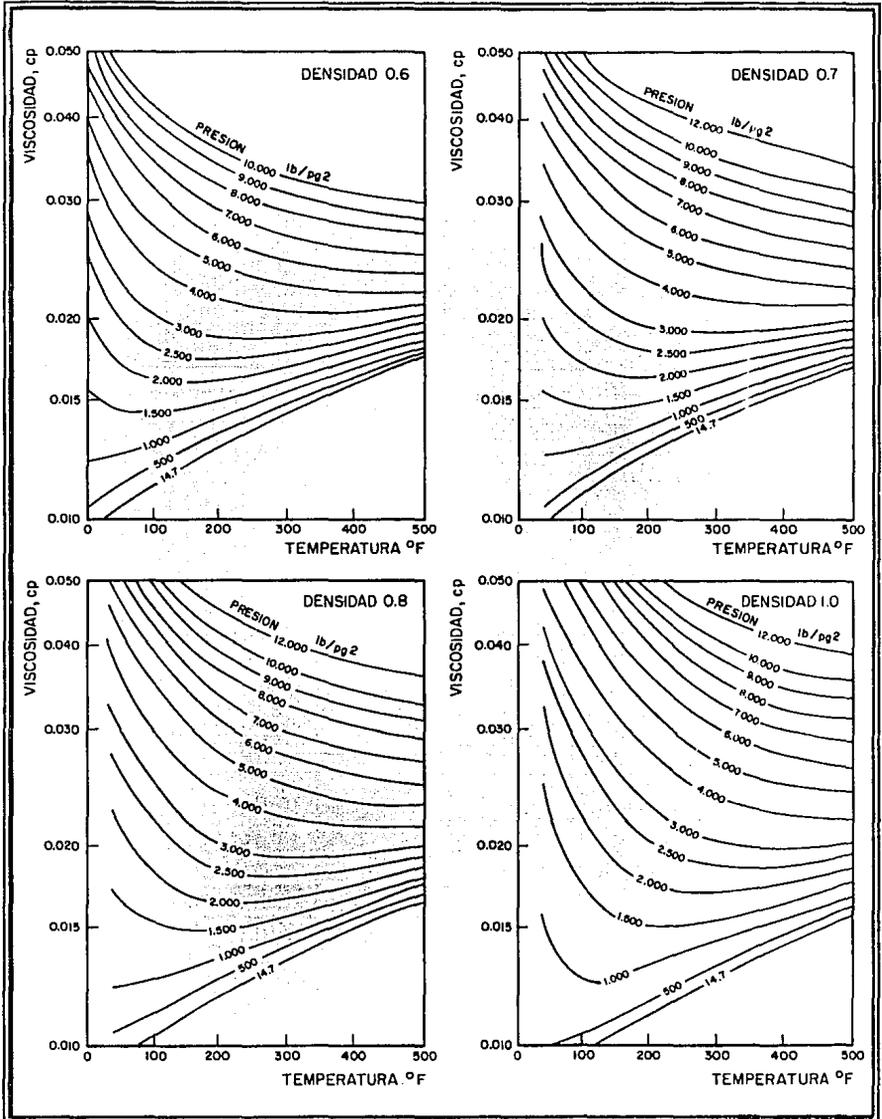


Fig. 3.18. Nomograma para la Obtención de la Viscosidad^R.

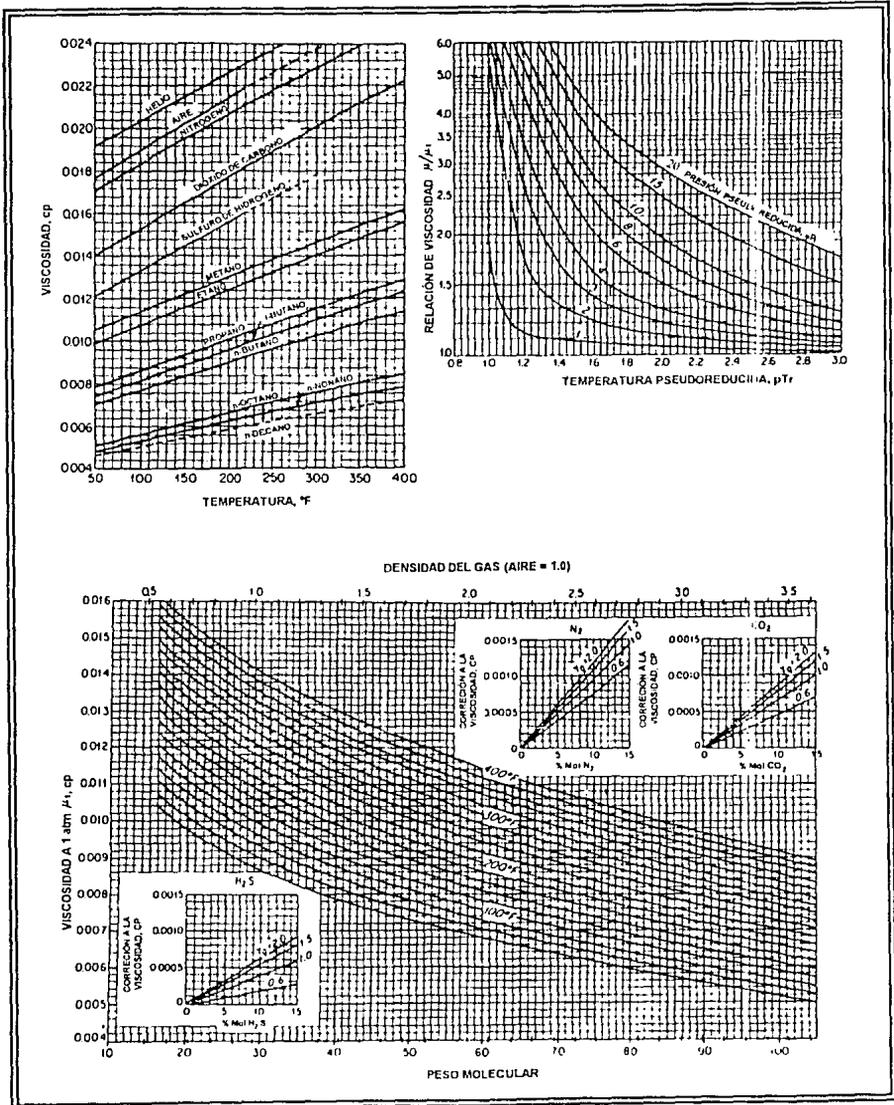


Fig. 3.19. Nomograma para la Obtención de la Viscosidad^R.

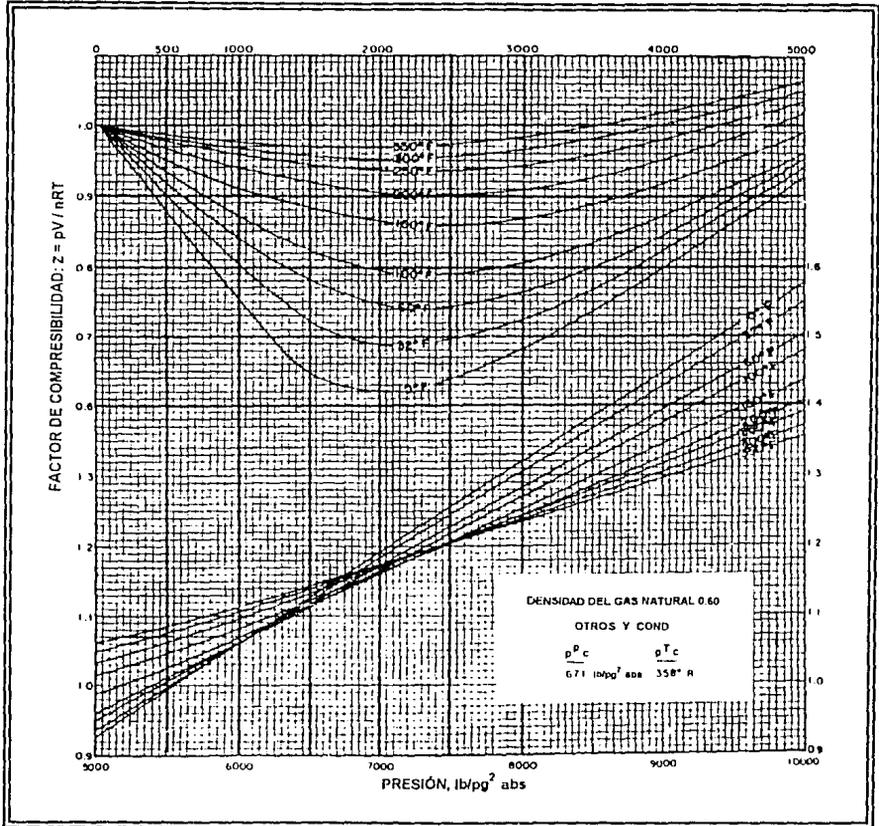


Fig. 3.20. Factor de Compresibilidad para Gas Natural de Densidad 0.60^K.

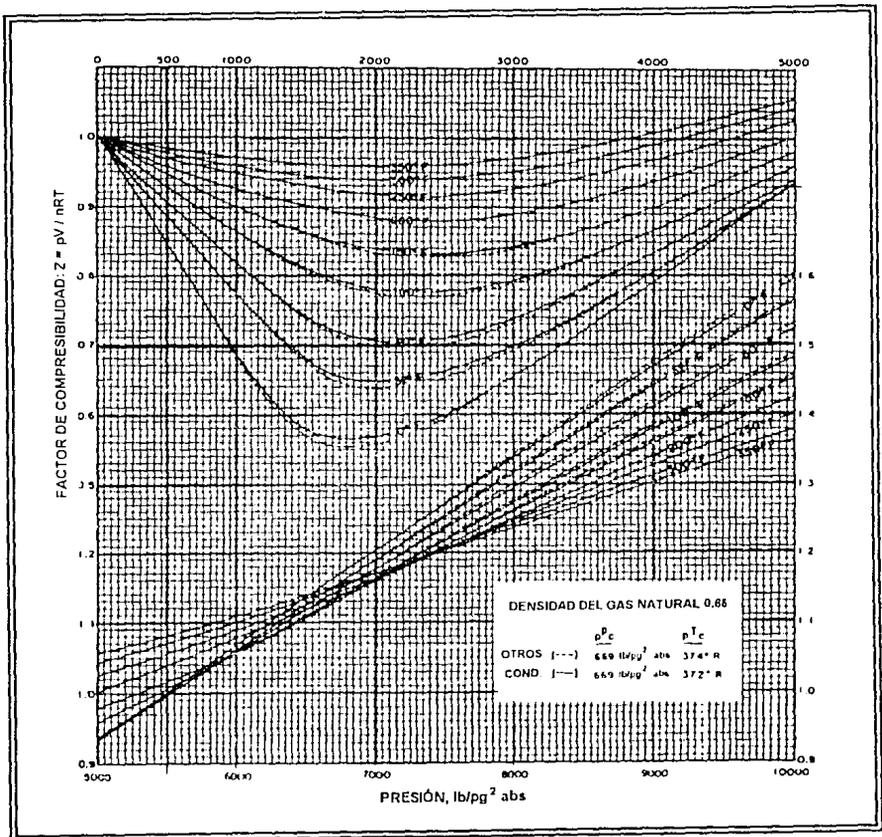


Fig. 3.21. Factor de Compresibilidad para Gas Natural de Densidad 0.65^g.

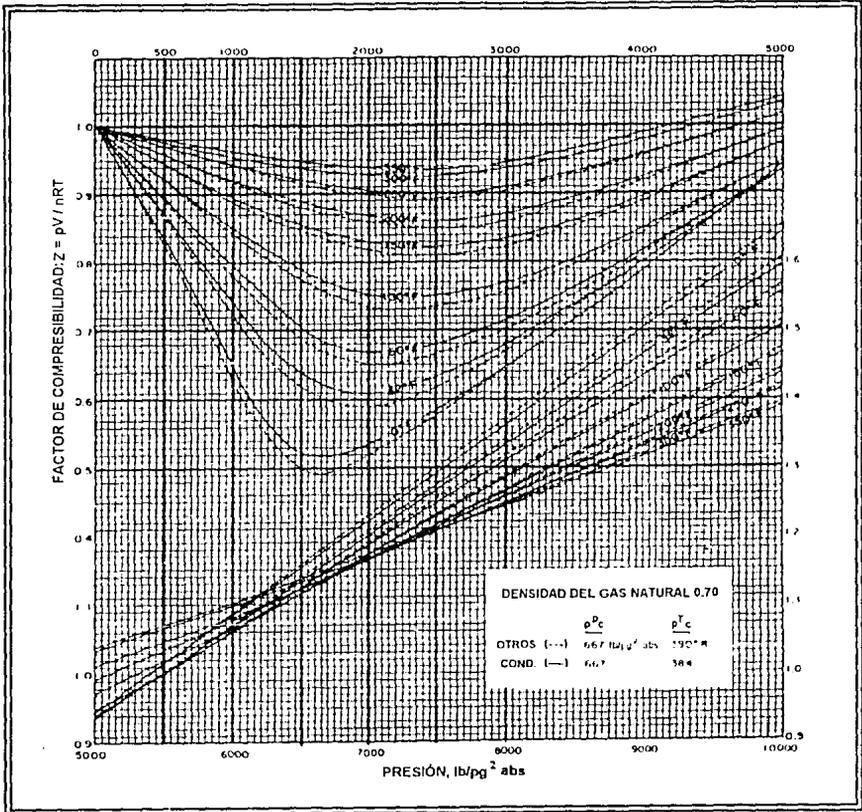


Fig. 3.22. Factor de Compresibilidad para Gas Natural de Densidad 0.70^R

3.3. Predicción de la Productividad.

La importancia de la elaboración de las curvas de IPR consiste en poder realizar el pronóstico del gasto de producción, tanto para pozos fluyentes como para aquellos que cuentan con sistemas artificiales de producción instalados. Las curvas de IPR también representan un medio para determinar cuando un pozo puede ser considerado para implementarle un sistema artificial de producción.

3.3.1. Método de Fetkovich.

En 1957, Muskat⁷ indicó que el índice de productividad en un pozo al tiempo t_1 podría ser relacionado con el índice de productividad al tiempo t_2 mediante la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2} \quad (3.28)$$

A partir de un balance de materia, Fetkovich⁷ observó que para un yacimiento con empuje por gas disuelto, la k_{ro} tiene un comportamiento aproximadamente lineal con la presión del yacimiento, y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\frac{k_o(p_{ws})}{k_i} = \frac{p_{ws}}{p_{wst}} \quad (3.29)$$

o bien:

$$k_{ro}(p_{ws}) = \frac{p_{ws}}{p_{ws1}} \quad (3.30)$$

donde k_{ro} es tomada con respecto a k_p , y se define en un lugar geométrico donde no existe abatimiento. La figura 3.23 define el lugar geométrico de los valores de $(k_{ro} / (\mu_o B_o)) p_{ws}$ contra presión a $\Delta p = 0$, usando las ecuaciones 3.9 y 3.30, las cuales representan el gasto contra el abatimiento de presión y la corrección por declinación de la presión, respectivamente. La ecuación final propuesta por Fetkovich es:

$$q_{o2} = J'_{o1} \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) \left(p_{ws2}^2 - p_{wf}^2 \right)^n \quad (3.31)$$

Si se realiza una prueba de flujo de tres ó cuatro puntos, usando la ecuación 3.31 es posible predecir las curvas de IPR para otras presiones estáticas⁷.

3.3.2. Método de Eckmeier.

Eckmeier⁷, realizando el cociente de las ecuaciones 3.9 y 3.31, considerando $n = 1$ y $p_{wf} = 0$, para dos diferentes presiones estáticas tomadas en los tiempos t_1 y t_2 , obtuvo una ecuación para determinar el $q_{o_{máx}}$ a t_2 .

$$\frac{q_{o_{máx1}}}{q_{o_{máx2}}} = \left(\frac{p_{ws1}}{p_{ws2}} \right)^3 \quad (3.32)$$

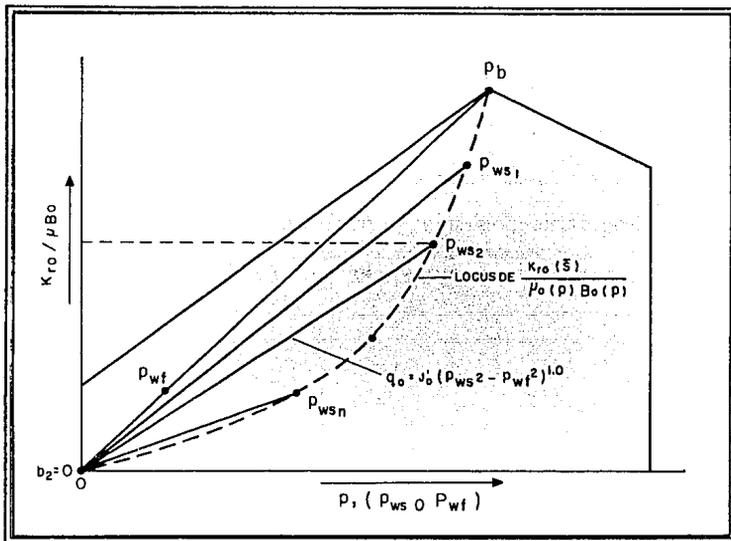


Fig. 3.23. Función de la Presión $f(p)^{18}$.

Por tanto, se necesita solamente una prueba de pozo al tiempo t_1 , a partir del cual se puede obtener $q_{o_{máx1}}$. Conociendo $q_{o_{máx1}}$ y p_{ws1} , se puede encontrar $q_{o_{máx2}}$ a cualquier otra presión estática deseada p_{ws2} y como complemento, usando la ecuación de Vogel, puede ser construida la curva de IPR para p_{ws2} .

3.3.3. Método de Standing.

Standing¹⁹ usó la ecuación de Voguel en combinación con la relación de Muskat, respecto a índices de productividad presentes y futuros, para presentar un método de predicción de curvas de comportamiento de afluencia futuras. El procedimiento requiere de cálculos de balance de materia para poder determinar saturaciones futuras, a partir de las cuales se pueden obtener los valores de k_{ro} .

Considerando la ecuación 3.5 que puede ser ordenada de la siguiente forma:

$$\frac{q_o}{q_{o_{máx.}}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) \left[1 + 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)\right] \quad (3.33)$$

y con la definición del índice de productividad (ecuación 3.2), se obtiene de la combinación de ambas la siguiente relación:

$$J = \frac{q_{o_{máx.}}}{P_{ws}} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) \quad (3.34)$$

Las condiciones físicas inherentes en la ecuación 3.34 son que la presión estática y las saturaciones de gas y aceite del yacimiento varían con la distancia, conforme se alejan del agujero, y que el factor de daño del pozo es cero.

Si se considera que las saturaciones de fluidos son las mismas en cualquier parte del yacimiento, lo cual es análogo a un abatimiento de presión igual a cero ($\Delta p = 0$) y

considerando J^* el índice de productividad bajo estas condiciones, matemáticamente se tiene:

$$J^* = \lim_{p_{wf} \rightarrow p_{ws}} J \quad (3.35)$$

o aplicando la misma analogía a la ecuación 3.34 se convierte en:

$$J^* = \frac{1.8q_{o_{máx.}}}{p_{ws}} \quad (3.36)$$

La relación de J con J^* es entonces:

$$\frac{J}{J^*} = \frac{1}{1.8} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.37)$$

J^* también puede ser evaluada a partir de la siguiente ecuación:

$$J^* = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o (\bar{S}_o, \bar{S}_g) h}{\mu_o(p_{ws}) B_o(p_{ws}) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (3.38)$$

combinando las ecuaciones 3.5 y 3.36 se elimina el término de $q_{o_{máx.}}$:

$$q_o = \frac{J^* p_{ws}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \quad (3.39)$$

El valor futuro de J^* (J_f^*) se puede calcular a partir del valor presente (J_p^*), para cualquier p_{ws} futura. Este valor se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p} \quad (3.40)$$

Para la aplicación de la ecuación 3.40, es necesario contar con los valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o y B_o . Estos valores se pueden obtener mediante el empleo de cualquier correlación, en particular, Standing sugiere el empleo de la correlación de Corey para el cálculo de k_{ro} .

$$k_{ro} = \left(\frac{S_l - S_{lr}}{1 - S_{lr}} \right)^n \quad (3.41)$$

donde:

$$S_l = S_o + S_{wi}$$

$$S_{lr} = S_{or} + S_{wi}$$

o bien:

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right) \quad (3.42)$$

donde n es aproximadamente 4 para arenas consolidadas y calizas. El valor de n es menor para arenas no consolidadas.

Para una correcta aplicación del método, se sugiere:

- a) Realizar una prueba de producción, de tal manera que el valor a tiempo presente de p_{wf} y J puedan ser determinados.
- b) Calcular el valor presente J_p^* con la ecuación 3.37, o bien, de la ecuación 3.38.
- c) Obtener el valor futuro J_f^* aplicando la ecuación 3.40.
- d) Construir la curva de IPR con la ecuación 3.39 suponiendo diferentes valores de p_{wf} .

3.3.4. Método del Punto Pivote.

Uhri y Blount* derivaron el método de punto pivote para predecir el comportamiento futuro de afluencia al pozo, considerando dos curvas de IPR de un pozo, las cuales representan las diferentes etapas de declinación de un yacimiento con empuje por gas disuelto. Este método puede ser aplicado gráfica o numéricamente.

Diferenciando la ecuación de Vogel:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = \frac{q_{o_{mix}}}{p_{ws}} \left(-0.2 - 1.6 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.43)$$

para el gasto máximo, $p_{wf} = 0$, la ecuación cambia a:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = 0.2 \frac{q_{o_{mix}}}{p_{ws}} \quad (3.44)$$

y para $p_{wf} = p_{ws}$:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = 1.8 \frac{q_{o_{mix}}}{p_{ws}} \quad (3.45)$$

Con base en las ecuaciones 3.44 y 3.45, el índice de productividad para $p_{wf} = p_{ws}$ es igual a nueve veces el índice de productividad para $p_{wf} = 0$, es decir:

$$\left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=p_{ws}} = 9 \times \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=0} \quad (3.46)$$

Para predecir el comportamiento futuro de afluencia, este método necesita dos pruebas de producción a diferentes tiempos. Usando estas dos pruebas y aplicando las ecuaciones 3.44, 3.45 y 3.46, la relación entre (dq_o / dp_{wf}) contra p_{ws} puede ser obtenida.

El siguiente procedimiento es utilizado para predecir las curvas futuras de IPR, mediante el uso del método de punto pivote gráfico:

1. Calcular el gasto máximo para cada prueba de producción utilizando la ecuación de Vogel.
2. Para cada prueba de producción, calcular dq_o / dp_{wf} para $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = p_{ws}$, usando las ecuaciones 3.44 y 3.45.
3. Elaborar una gráfica X-Y con dq_o / dp_{wf} como eje vertical y p_{wf} como eje horizontal.
4. Gráficar los valores de (dq_o / dp_{wf}) contra p_{wf} como se muestra en la figura 3.24 para cada prueba de producción.

Punto:

P = dq_o / dp_{wf} para $p_{wf} = 0$ de la primera prueba

Q = dq_o / dp_{wf} para $p_{wf} = p_{ws}$ de la primera prueba

R = dq_o / dp_{wf} para $p_{wf} = 0$ de la segunda prueba

S = dq_o / dp_{wf} para $p_{wf} = p_{ws}$ de la segunda prueba

5. Dibujar una línea entre P-Q y R-S y extender estas líneas hasta que se intersecten. Esta intersección es llamada punto pivote (PP).

- Si O es el origen, dividir la línea OP (sobre el eje vertical) en varias partes, por ejemplo en cuatro partes (P_1 , P_2 y P_3) y dibujar líneas desde el PP a P_1 , P_2 y P_3 , extendiendo las líneas lo suficiente para trazar la envolvente.
- En el eje vertical localizar los puntos q_1 , q_2 y q_3 , donde las distancias Oq_1 , Oq_2 y Oq_3 , son determinadas por el valor de OP_1 , OP_2 y OP_3 , respectivamente, aplicando la ecuación 3.46:

$$Oq_1 = OP_1 \times 9$$

$$Oq_2 = OP_2 \times 9$$

$$Oq_3 = OP_3 \times 9$$

- A partir de los puntos q_1 , q_2 y q_3 dibujar líneas horizontales hasta intersectar las extensiones de PP- P_1 , PP- P_2 y PP- P_3 , respectivamente, y obtener los puntos R_1 , R_2 y R_3 .
- Unir los puntos S, R_3 , R_2 , R_1 , Q y O. Esta curva es llamada envolvente de presiones estáticas.
- Si el eje horizontal es considerado para ser la presión estática p_{ws} , el eje vertical es $1.8(q_{o_{m\acute{a}x}} / p_{ws})$.
- Usando la envolvente de presiones estáticas del paso 9 y para ciertos valores de presiones estáticas en el futuro, el valor de $1.8(q_{o_{m\acute{a}x}} / p_{ws})$ puede ser determinado; y entonces el gasto máximo puede ser calculado.

12. La curva de IPR futura se puede predecir aplicando la ecuación de Vogel basada en la presión estática futura y el gasto máximo obtenido en el paso 11.

Uhri y Blount* también derivaron ecuaciones para predecir las curvas de IPR numéricamente.

$$p_{wf}^* = \frac{1/8 \left[(q_{o_{máx.2}}) p_{ws_2}^2 \times p_{ws_1} - (q_{o_{máx.1}}) p_{ws_2}^2 \times p_{ws_1} \right]}{(q_{o_{máx.1}}) p_{ws_2}^2 - (q_{o_{máx.2}}) p_{ws_1}^2} \quad (3.47)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)^* = (q_{o_{máx.1}}) \left[\frac{0.2}{p_{ws_1}} + 1.6 \frac{p_{wf}^*}{p_{ws_1}^2} \right] \quad (3.48)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)_f \Big|_{p_{wf}=0} = \frac{\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)^*}{1 + 8 \left(\frac{p_{wf}^*}{p_{ws_f}} \right)} \quad (3.49)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)_f \Big|_{p_{wf}=0} = \frac{0.2(q_{o_{máx.f}})}{p_{ws_f}} \quad (3.50)$$

p_{wf}^* y $(-dq_o / dp_{wf})^*$ son las coordenadas del punto pivote, y los subíndices 1 y 2 se refieren a las pruebas de producción 1 y 2, respectivamente; el subíndice f indica las condiciones de la curva de IPR futura.

El siguiente procedimiento puede ser usado para predecir curvas de IPR futuras:

1. Usando la ecuación de Vogel calcular el gasto máximo para ambas pruebas.
2. Calcular p_{wf}^* mediante la ecuación 3.47.
3. Usando la ecuación 3.48, calcular $(-dq_o / dp_{wf})^*$.
4. Para una presión estática en particular, calcular $(-dq_o / dp_{wf})_f^*$ @ $p_{wf} = 0$, mediante la ecuación 3.49.
5. Basándose en el resultado del paso 4, puede obtenerse el gasto máximo para una presión estática futura en particular, usando la ecuación 3.50.
6. La curva de IPR futura puede ser obtenida usando la ecuación de Vogel para los valores de p_{wf} y $q_{o,máx,f}$.

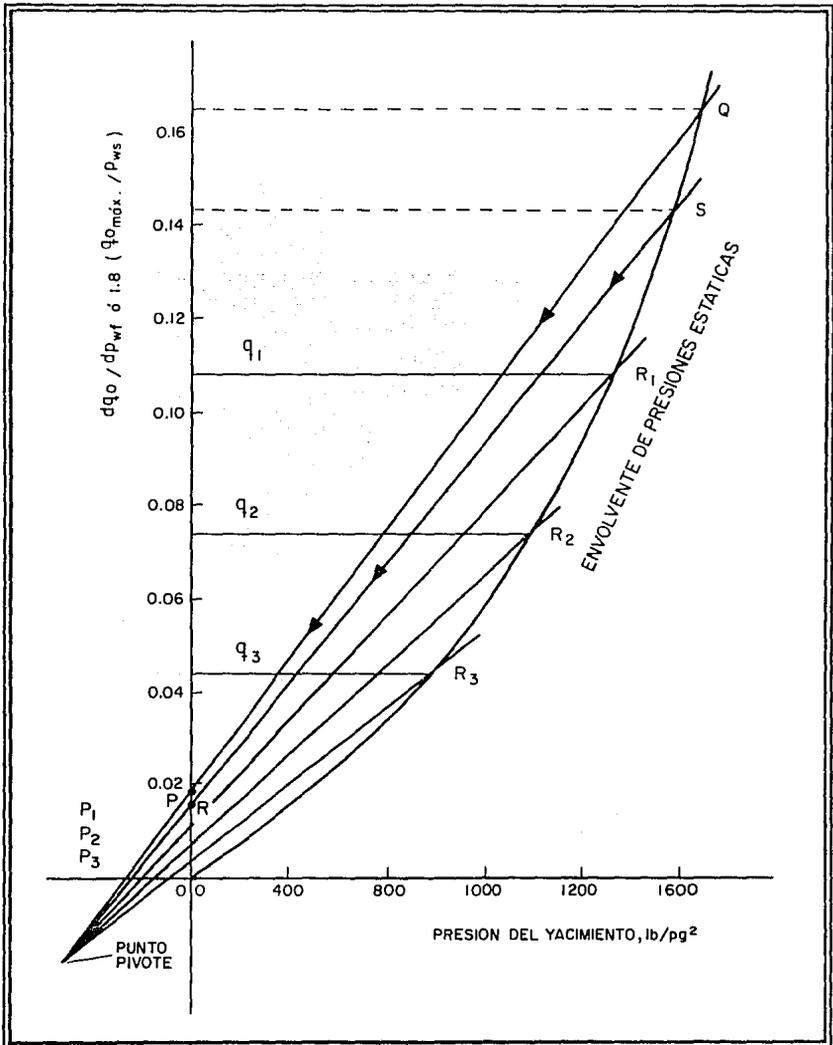


Fig. 3.24. Ilustración para Construir la Envolverte de Presiones Estáticas⁸.

3.3.5. Método de Al-Saadoon.

El trabajo desarrollado por Al-Saadoon es una respuesta a algunos errores que aparecen en la literatura. Standing, por ejemplo, define el índice de productividad de un pozo como $J = q_o / (p_{ws} - p_{wf})$. Esta definición es cierta, no obstante, solamente si J es considerado constante. Esta suposición ha conducido a resultados erróneos según pruebas recientes.

Es importante enfatizar que, en general,

$$\int_{q=0}^{q=q_o} dq = - \int_{p_{wf}=p_{ws}}^{p_{wf}=p_{wf}} J dp_{wf} \quad (3.51)$$

Si J es considerada como constante (como en el caso para pozos de aceite bajosaturado), entonces:

$$q = J(p_{ws} - p_{wf}) \quad (3.52)$$

La ecuación 3.52 es válida solamente cuando J se considera constante.

Si J no se considera constante (como para yacimientos con empuje por gas disuelto), entonces J puede ser obtenido de la ecuación de Vogel (ecuación 3.5). Como $J = -(dq_o) / (dp_{wf})$, entonces diferenciando ambos lados de la ecuación 3.5 con respecto a p_{wf} , se obtiene:

$$J = \frac{q_{o_{máx}}}{5 p_{ws}} \left(1 + 8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.53)$$

De la ecuación 3.53 es evidente que conforme se incrementa la caída de presión, J decrece. Cuando p_{wf} se aproxima a p_{ws} , entonces J llega a ser J^* , donde:

$$J^* = \frac{9}{5} \cdot \frac{q_{o_{máx}}}{p_{ws}} \quad (3.54)$$

Así que,

$$\frac{J}{J^*} = \frac{1}{9} \left(1 + 8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.55)$$

Las ecuaciones 3.53 y 3.55 son diferentes de las obtenidas por Standing. El Asumió que $J = q_o / (p_{ws} - p_{wf})$, lo cual no es cierto para yacimientos con empuje por gas disuelto.

La ecuación de Vogel puede ser arreglada de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} q_o &= \frac{q_{o_{máx}}}{p_{ws}} \left(p_{ws}^2 - 0.2 p_{ws} p_{wf} - 0.8 p_{wf}^2 \right) \\ &= J'_o \left(p_{ws}^2 - 0.2 p_{ws} p_{wf} - 0.8 p_{wf}^2 \right) \\ &= J'_o \left(p_{ws}^2 - p_{wf}^2 \right)^n \end{aligned} \quad (3.56)$$

donde J'_o es el índice de productividad definido por Fetkovich. El valor de n , está en un rango de 0.992 a 0.997 para todas las pruebas de contrapresión examinadas por Fetkovich sin considerar el estado de declinación. Fetkovich, sin embargo, reportó un valor aproximado de 1.24 para n (figura 3.25), el cual no es correcto. Parece que ambas aproximaciones son equivalentes, pero la que a continuación se muestra es más simple²⁰.

Una sola gráfica generalizada es construida con $q_o / q_{o_{máx}}$ y J / J^* en las ordenadas y p_{wf} / p_{ws} en las abscisas, como se muestra en la figura 3.25.

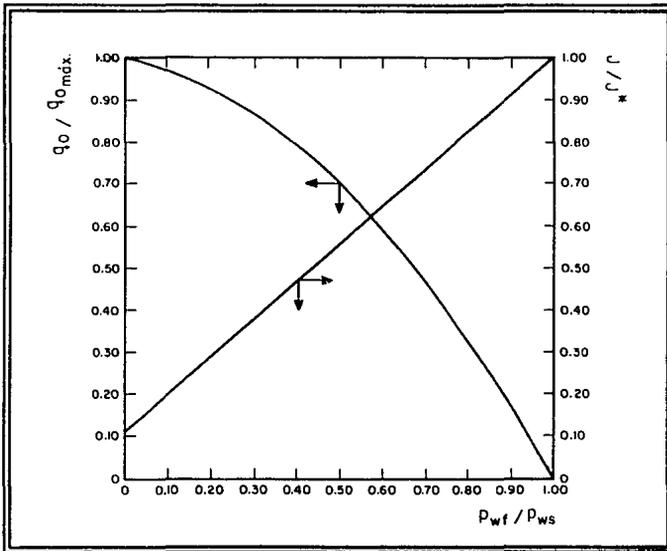


Fig. 3.25. Relación de Comportamiento de Flujo e Índice de Productividad²⁰.

Para condiciones pseudo-estacionarias en un pozo con área de drenaje no circular, q_o está dado por:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{B_o \mu_o (\ln X - 0.75 + s)} \quad (3.57)$$

o por:

$$q_{o_{m\acute{a}x}} = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h p_{ws}}{B_o \mu_o (\ln X - 0.75 + s)}$$

Entonces,

$$J^* = \frac{9}{5} \cdot \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h}{B_o \mu_o (\ln X - 0.75 + s)}$$

Así que,

$$\frac{J_p^*}{J_f^*} = \frac{\left(\frac{k_o}{B_o \mu_o} \right)_p}{\left(\frac{k_o}{B_o \mu_o} \right)_f} \quad (3.58)$$

Los subíndices p y f representan los tiempos presente y futuro. La ecuación 3.58 es idéntica a la obtenida por Standing.

El procedimiento a ser seguido para desarrollar las curvas de IPR presentes y futuras es como se describe a continuación:

Curva de IPR presente.

1. Usando la gráfica generalizada, encontrar $q_o / q_{o_{máx.}}$ y J / J_p^* para cualquier valor de p_{wf} / p_{ws} .
2. Calcular $q_{o_{máx.}}$ de $q_o / (q_o / q_{o_{máx.}})$.
3. Encontrar J_p^* de $q_{o_{máx.}}$ por medio de la ecuación 3.54.
4. Encontrar J de $(J_p^*) (J / J_p^*)$.
5. Usando la gráfica generalizada, encontrar $q_o / q_{o_{máx.}}$ y J / J_p^* para cualquier otro valor de p_{wf} / p_{ws} .
6. Encontrar q_o de $(q_{o_{máx.}})(q_o / q_{o_{máx.}})$.
7. Encontrar J de $(J_p^*)(J / J_p^*)$.
8. Repetir los pasos 5 al 7 para otros valores de p_{wf} / p_{ws} .
9. Graficar q contra p_{wf} . Esta gráfica es la curva de IPR presente.

Curva de IPR futura.

1. Arbitrariamente seleccionar un valor de p_{ws} . El uso de un pequeño incremento de presión es recomendado para obtener mayor precisión en los cálculos.
2. Calcular J_f^* de J_p^* por medio de la ecuación 3.58 para el valor seleccionado de p_{ws} .
3. Encontrar $q_{o,máx.}$ de J_f^* por medio de la ecuación 3.54.
4. Usando la gráfica generalizada, encontrar $q_o / q_{o,máx.}$ y J / J_f^* para cualquier valor de p_{wf} / p_{ws} .
5. Encontrar J de $J / J_f^* (J_f^*)$.
6. Encontrar q_o de $q_o / q_{o,máx.} (q_{o,máx.})$.
7. Repetir los pasos 4 al 6 para otros valores de p_{wf} / p_{ws} .
8. Gráficar q contra p_{wf} . Esta gráfica es la curva de IPR para la p_{ws} seleccionada.
9. Repetir los pasos 1 al 8 para desarrollar las curvas de IPR para otros valores futuros de p_{ws} .

3.3.6. Curva Generalizada de IPR.

Patton y Goland²¹, conjuntaron los trabajos desarrollados por Muskat, Voguel y Fetkovich, obteniendo una serie de ecuaciones para construir la curva generalizada de IPR.

El índice de productividad, ecuación 3.2, es aplicable para los casos donde: $p_{ws} > p_{wf} > p_b$. Pero para los casos donde $p_{ws} > p_b > p_{wf}$, Fetkovich propone una ecuación que combina flujo en una o dos fases:

$$q_o = J_o' (p_b^2 - p_{wf}^2)^n + J_o (p_{ws} - p_b) \quad (3.59)$$

Además, presentó un método para determinar n y J_o' de un pozo aplicando pruebas de presión. Sin embargo, cuando no se cuenta con los datos necesarios, la ecuación de Voguel (ecuación 3.5) es una buena aproximación para predecir el flujo en dos fases.

Igualando las ecuaciones 3.2 y 3.59:

$$J_o' (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n = q_c \left[1 - 0.2 (p_{wf} / p_b) - 0.8 (p_{wf} / p_b)^2 \right] \quad (3.60)$$

donde:

$$q_b = \text{gasto para } p_{wf} = p_b$$

$$q_c = q_{omáx.} - q_b$$

Sustituyendo la ecuación 3.60 en la ecuación 3.59:

$$q_o = q_c \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] + J_o (p_{ws} - p_b) \quad (3.61)$$

Definiendo el gasto en el punto de burbujeo como:

$$q_b = J_o (p_{ws} - p_b) \quad (3.62)$$

cuando $p_{wf} = p_b$, y sustituyendo la ecuación 3.62 en la ecuación 3.61:

$$\frac{q_o - q_b}{q_c} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \quad (3.63)$$

Si las funciones de las ecuaciones 3.2 y 3.63 son continuas para p_b , ambas derivadas son iguales:

$$\left. \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right|_{p_{wf}=p_b} = -J_o \Big|_{p_{wf}>p_b} \quad (3.64)$$

o bien:

$$-0.2 \frac{q_c}{p_b} - \left(1.6 \frac{q_c}{p_b^2} \right) p_b = -J_o = \frac{q_b}{p_{ws} - p_b} \quad (3.65)$$

Resolviendo la ecuación 3.65 para q_b , cuando $p_{ws} > p_b$:

$$q_b = 1.8 \left(\frac{p_{ws}}{p_b} - 1 \right) q_c \quad (3.66)$$

$$q_c = \frac{q_b}{\left[1.8 \left(\frac{p_{ws}}{p_b} - 1 \right) \right]} \quad (3.67)$$

Un término útil es el gasto pseudo-absoluto (${}^p q_{o_{m\acute{a}x}}$), obtenido por extender la línea del índice de productividad por debajo del punto de burbujeo cuando $p_{wf} = 0$.

De relaciones de triángulos semejantes (figura 3.26), se puede escribir:

$${}^p q_{o_{m\acute{a}x}} - q_{o_{m\acute{a}r}} = J_o p_{ws} - q_b - q_c$$

$${}^p q_{o_{m\acute{a}r}} - q_{o_{m\acute{a}r}} = q_b \left[\frac{p_{ws}}{(p_{ws} - p_b)} \right] - q_c - q_b \quad (3.68)$$

$${}^p q_{o_{m\acute{a}r}} = q_b \left[\frac{p_{ws}}{(p_{ws} - p_b)} - 1 \right] - q_c \quad (3.69)$$

Sustituyendo la ecuación 3.66 en la ecuación 3.68:

$$q_{o_{m\acute{a}r}} = {}^p q_{o_{m\acute{a}r}} - 0.8 q_c \quad (3.70)$$

Resolviendo la ecuación 3.63 para q_c con respecto a q_o y q_b se obtiene:

$$q_c = \frac{q_o}{\left[1.8(p_{ws}/p_b) - 0.8 - 0.2(p_{wf}/p_b) - 0.8(p_{wf}/p_b)^2 \right]} \quad (3.71)$$

Considerando $p_{ws} = p_b$, la ecuación 3.71 se convierte en la ecuación de Vogel, y $q_c = q_{o_{máx}}$.

Sabiendo que:

$$q_{o_{máx}} = q_b + q_c \quad (3.72)$$

y sustituyendo q_c de la ecuación 3.71 a la ecuación 3.72 se llega a:

$$q_{o_{máx}} = q_b + \left(\frac{q_o}{q_{o_{máx}}} - q_b \right) / 1.8 \quad (3.73)$$

De las ecuaciones 3.66, 3.70 y 3.73, otras dos importantes relaciones son derivadas:

$$\frac{q_{o_{máx}}}{q_b} = \frac{1.8(p_{ws}/p_b) - 0.8}{1.8(p_{ws}/p_b) - 1.8} \quad (3.74)$$

$$\frac{q_{o_{máx}}}{p q_{o_{máx}}} = \frac{1.8(p_{ws}/p_b) - 0.8}{1.8(p_{ws}/p_b)} \quad (3.75)$$

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo matemático está basado en la suposición de que la derivada de la función IPR con respecto a la presión (dq/dp), es continua en el punto de burbujeo.

Las ecuaciones 3.62, 3.63, 3.66, 3.71, 3.72 y 3.73 especifican todas las relaciones geométricas requeridas para construir la curva generalizada de IPR (figura 3.26).

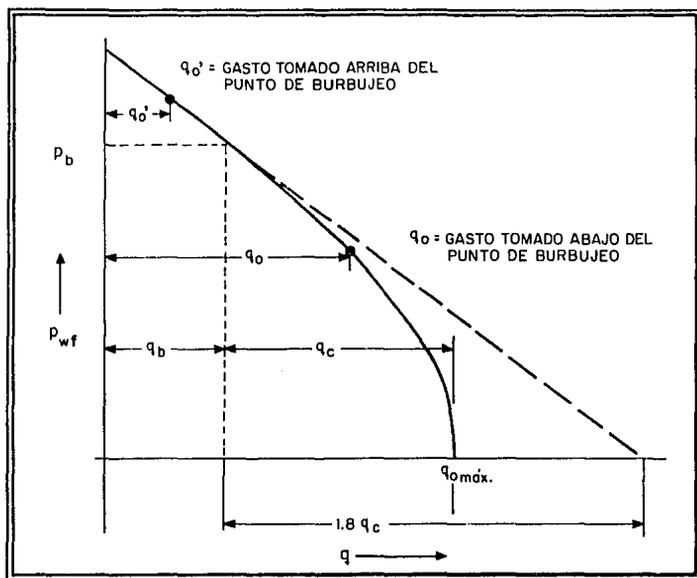


Fig. 3.26. Curva Generalizada de IPR²¹.

Para predecir el comportamiento de afluencia al pozo, el procedimiento a seguir es:

- Determinar la relación entre p_{ws} , p_b y p_{wf} .
- Si $p_{wi} > p_{wf} > p_b$, obtener J , q_b , q_c y $q_{o,máx}$, en ese orden, empleando las ecuaciones 3.2, 3.62, 3.67 y 3.72; o las ecuaciones 3.2, 3.62, 3.73 y 3.72.
- Si $p_{ws} > p_b > p_{wf}$, obtener q_c , q_b y $q_{o,máx}$, empleando las siguientes ecuaciones 3.71, 3.66 y 3.72.

3.4. Ejemplos.

3.4.1. Ejemplo 1.

Sea un pozo ubicado en la región marina, del cual se conocen los siguientes datos de pruebas de producción:

Prueba	Fecha	p_{ws} (lb/pg ²)	p_{wf} (lb/pg ²)	q_o (bl/día)
1	30/03/91	2,089.616	1,907.54	9,086
2	10/10/91	2,042.674	1,866.287	8,220

Calcular:

- El gasto máximo cuando la presión del yacimiento sea 1,563.3 lb/pg².
- El gasto para $p_{wf} = 1,200$ lb/pg² cuando $p_{ws} = 1,563.3$ lb/pg².

Solución.

- a) Aplicando la ecuación 3.5 de Vogel se obtienen los gastos máximos para cada prueba:

$$q_{o_{\max 1}} = \frac{9,086}{1 - 0.2(1,907.54/2,089.616) - 0.8(1,907.54/2,089.616)^2} = 60,265.235 \text{ bl / día}$$

$$q_{o_{\max 2}} = 54,995.546 \text{ bl/día}$$

Con la ecuación 3.47 se calcula p_{wf}^* :

$$p_{wf}^* = \frac{1/8 \left[(54,995.546 \times 2,089.615^2 \times 2,042.674) - (60,265.235 \times 2,042.674^2 \times 2,089.615) \right]}{(60,265.235 \times 2,042.674^2) - (54,995.546 \times 2,089.615^2)}$$

$$p_{wf}^* = -385.93 \text{ lb/pg}^2$$

Usando la Ec. 3.48:

$$\left(\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)^* = (60,265.235) \left[\frac{0.2}{2,089.615} + 1.6 \frac{(-385.93)}{(2,089.615)^2} \right] = -2.754$$

y mediante la ecuación 3.49 se calcula:

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right) \Big|_{p_{wf}=0} = \frac{-2.754}{1 + 8 \left(\frac{-385.93}{1,563.3} \right)} = 2.825$$

Por último, se obtiene el gasto máximo futuro aplicando la ecuación 3.50:

$$q_{o_{\max f}} = \frac{2.825 \times 1,563.3}{0.2} = 22,081.613 \text{ bl/día}$$

b) El gasto para $p_{wf} = 1,200 \text{ lb/pg}^2$ puede ser calculado usando la ecuación de Vogel de la forma siguiente:

$$q_{o_{\max f}} = 22,081.613 \left[1 - 0.2 \frac{1,200}{1,563.3} - 0.8 \left(\frac{1,200}{1,563.3} \right)^2 \right] = 8,282.862 \text{ bl/día}$$

3.4.2. Ejemplo 2.

Construir a partir de la información dada, la curva de IPR para cada uno de los pozos, considerando que no están dañados y que se encuentran en un yacimiento con empuje por gas disuelto.

Pozo No. 1:

$$q = 7,108 \text{ bl/día}$$

$$p_{wf} = 4,599.15 \text{ lb/pg}^2$$

$$p_{ws} = 4,974.68 \text{ lb/pg}^2$$

$$p_b = 4,200 \text{ lb/pg}^2$$

Pozo No. 2:

$$q = 5,963 \text{ bl/día}$$

$$p_{wf} = 5,202.13 \text{ lb/pg}^2$$

$$p_{ws} = 5,242.67 \text{ lb/pg}^2$$

$$p_b = 5,220 \text{ lb/pg}^2$$

Solución.

Pozo No. 1.

Para este caso se tiene $p_{ws} > p_{wf} > p_b$, por tanto, con la ecuación 3.2:

$$J_o = \frac{7,108}{4,974.68 - 4,599.15} = 18.928 \frac{\text{bl.}}{\text{día}} \cdot \frac{\text{lb.}}{\text{pg}^2}$$

Se obtiene q_b :

$$q_b = 18.928(4,974.68 - 4,200) = 14,663.143 \text{ bl/día}$$

Calcular ${}_{\rho}q_{o_{m\acute{d}r}}$:

$${}_{\rho}q_{o_{m\acute{d}r}} = J_o(p_{ws} - 0) = 18.928 \times 4,974.68 = 94,160.743 \text{ bl/día}$$

Se encuentra $q_{o_{m\acute{d}r}}$:

$$q_{o_{m\acute{d}r}} = q_b + \frac{({}_{\rho}q_{o_{m\acute{d}r}} - q_b)}{1.8}$$

$$q_{o_{m\acute{d}r}} = 14,663.143 + \frac{(94,160.743 - 14,663.143)}{1.8} = 58,828.476 \text{ bl/día}$$

Se obtiene q_c :

$$q_c = q_{o_{m\acute{d}r}} - q_b = 58,828.476 - 14,663.143 = 44,165.33 \text{ bl/día}$$

Usando la ecuación de la curva generalizada, cualquier número de puntos puede ser calculado para obtener la curva de IPR:

q_o (bl/día)	P_{wf} (lb/pg ²)
0	4,974.68
8,804.476	4,500
18,368.624	4,000
34,492.476	3,000
46,610.402	2,000
54,722.402	1,000
57,276.180	500
58,828.476	0

Estos puntos son suficientes para graficar la curva de IPR que a continuación se muestra:

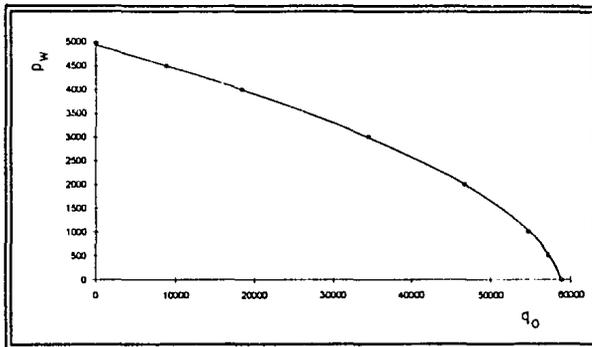


Fig. 3.27. Comportamiento de Afluencia para el Pozo No. 1.

Pozo No. 2.

En este caso se tiene: $p_{ws} > p_b > p_{wf}$, por lo que se resuelve para q_c :

$$q_c = \frac{q_o}{\left[1.8(p_{ws}/p_b) - 0.8 - 0.2(p_{wf}/p_b) - 0.8(p_{wf}/p_b)^2 \right]}$$

$$q_c = \frac{5,963}{\left[1.8(5,242.67/5,220) - 0.8 - 0.2(5,202.13/5,220) - 0.8(5,202.13/5,220)^2 \right]} = 426,317.068 \text{ bl/día}$$

$$q_b = 1.8q_c(p_{ws}/p_b - 1) = 1.8 \times 426,845.21 \times (5,242.67/5,220 - 1) = 3,332.624 \text{ bl/día}$$

$$q_{o_{máx.}} = q_b + q_c = 3,336.624 + 426,317.068 = 429,649.692 \text{ bl/día}$$

q_o bl/día	p_{wf} lb/pg ²
0	5,242.67
3,332.634	5,220
102,688.325	4,500
310,586	2,500
418,353.582	500
429,649.692	0

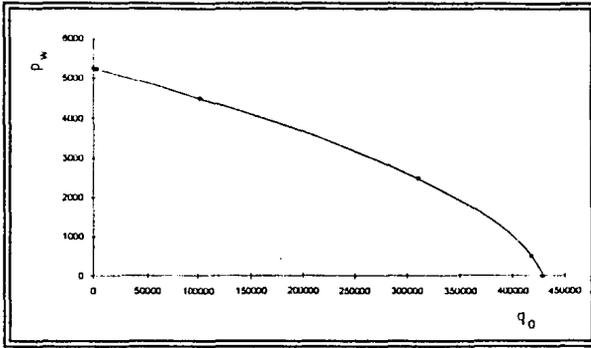


Fig. 3.28. Comportamiento de Afluencia para el Pozo No. 2.



Curvas de Declinación de la Producción

4.1. Introducción.

Las curvas de declinación son una herramienta de gran utilidad para dar una estimación de los gastos futuros de producción de un pozo, y con estos gastos es posible determinar la reserva del yacimiento. El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento del equipo, personal empleado, pago de regalías, etc. es conocido con el nombre de límite económico.

Cabe aclarar que cualquier método de declinación de la producción debe ser usado con precaución cuando se hacen las predicciones de las reservas en algún campo.

Cutler²² definió cinco tipos de curvas:

1. *Curvas de Declinación de la Producción.*- Estas muestran la cantidad de aceite producido, por un pozo o por un grupo de pozos, durante un mismo período de tiempo.
2. *Curvas de Predicción Futura.*- Estas muestran el promedio de la producción futura estimada, llevada al límite económico para pozos en el mismo yacimiento o campo, con relación a la cantidad de aceite que se produce durante el año inmediato anterior o tomando cualquier unidad de tiempo.
3. *Curvas de Evaluación.*- Estas muestran la última producción promedio estimada, llevada al límite económico para pozos del mismo yacimiento o campo, con relación a la cantidad de aceite que se producirá durante el primer año.
4. *Curvas Futuras.*- Estas muestran la producción futura, llevada al límite económico de un pozo o de un promedio de pozos, con referencia a la vida remanente del pozo.
5. *Curvas de Gastos de Producción.*- Estas muestran el gasto diario de producción de aquellos pozos en los que la producción anual es mostrada por la curva de declinación de la producción.

Muchos investigadores han notado que las ecuaciones de las curvas arriba mencionadas son muy parecidas a aquellas que mostraban un comportamiento lineal al graficarlas en papel semilogarítmico o doble-logarítmico. Por tanto, solamente se describirán a las curvas de declinación de la producción.

4.2. Curvas de Declinación de la Producción.

Los datos de producción pueden ser graficados en²³:

1. Gastos de producción contra tiempo.
2. Gastos de producción contra producción acumulada.
3. Porcentaje de agua producido contra producción acumulada.
4. Profundidad del contacto agua aceite contra producción acumulada.
5. Producción acumulada de gas contra producción acumulada de aceite.
6. Presión contra presión acumulada.

Las curvas de gasto de producción contra tiempo y las de gastos de producción contra producción acumulada son las más utilizadas por el Ingeniero de Producción. Por esta razón, estas curvas pueden ser clasificadas dentro de tres tipos de declinación:

4.2.1. Declinación Exponencial.

La curva de declinación exponencial también se conoce como geométrica, semilog o de porcentaje constante. Esta curva es caracterizada porque la caída de gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción²⁴.

a) Relación Gasto-Tiempo.

La curva de gasto contra tiempo para el caso de declinación exponencial tiene una relación de pérdida (α) constante.

La expresión matemática que define esta declinación es:

$$-\alpha = \frac{q}{dq/dt} \quad (4.1)$$

donde α es una constante positiva. Integrando la ecuación 4.1 y eliminando la constante de integración estableciendo que $q = q_0$ para $t = 0$ se obtiene:

$$q = q_0 e^{-\alpha t} \quad (4.2)$$

La expresión anterior es del tipo exponencial y al graficarla en papel semilog el comportamiento es una línea recta. Esta recta puede ser extrapolada continuando su tendencia, como se ilustra en la figura 4.1.

b) Relación Gasto-Producción Acumulada.

Estas curvas son muy convenientes para estimar gráficamente la recuperación, para obtener recuperaciones futuras por diferencia, etc.

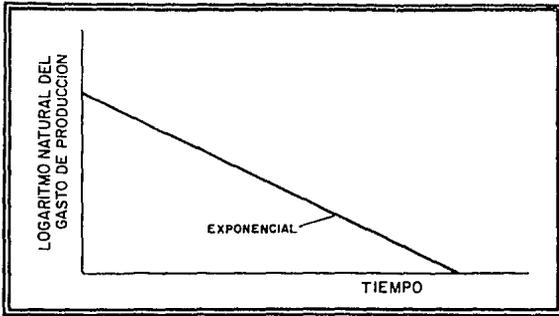


Fig. 4.1. Gráfica Semilogarítmica de Gasto contra Tiempo⁵.

Al graficar el gasto contra la producción acumulada en coordenadas cartesianas, se obtiene una línea recta que será un indicativo de la declinación exponencial. La tendencia puede ser extrapolada para cualquier tiempo futuro al límite económico al que se puede producir aceite, figura 4.2.

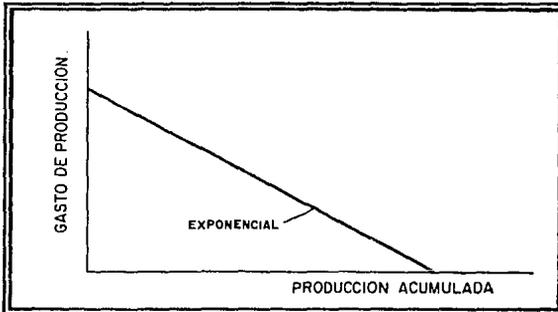


Fig. 4.2. Gráfica Típica de Gasto contra Producción Acumulada⁵.

La expresión para la curva de gasto contra presión acumulada puede ser encontrada integrando la relación de gasto-tiempo con respecto al tiempo, como sigue:

$$N_p = \int q dt = \int q_0 e^{-at} dt \quad (4.3)$$

$$N_p = a(q_0 - q) = 100 \frac{(q_0 - q)}{D} \quad (4.4)$$

c) Porcentaje de Declinación Mensual.

El porcentaje de declinación mensual puede ser expresado como:

$$D = -100 \frac{dq / dt}{q} \quad (4.5)$$

o con el uso de las ecuaciones 4.1 y 4.4 se tiene:

$$D = \frac{100}{a} = 100 \frac{(q_0 - q)}{N_p} \quad (4.6)$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce con una presión de fondo fluyendo (p_{wf}) constante y cuando se han alcanzado los efectos de frontera.

4.2.2. Declinación Hiperbólica.

Las curvas de declinación hiperbólica han sido extensamente utilizadas para evaluar la producción de aceite y para predecir el comportamiento futuro de los pozos.

Esta curva es la que ocurre más frecuentemente y también es llamada log-log. Puede ser reconocida por el hecho de que la relación de pérdida muestra una serie aritmética y que por lo tanto su primera derivada con respecto al tiempo es constante o aproximadamente constante²⁴.

a) Relación Gasto-Tiempo.

La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$-b = \frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt} \quad (4.7)$$

donde b es una constante positiva menor que la unidad. Integrando la ecuación 4.7 se tiene:

$$-bt - a_0 = \frac{q}{dq/dt} \quad (4.8)$$

donde a_n es una constante positiva que representa la relación de pérdida para $t = 0$. La ecuación 4.8 puede ordenarse como:

$$\frac{dq}{q} = - \frac{dt}{a_n + bt} \quad (4.9)$$

Esta puede ser integrada tomando como límites $q = q_n$ para $t = 0$, por lo que la ecuación resultante es:

$$q = q_n \left(1 + \frac{bt}{a_n} \right)^{-1/b} \quad (4.10)$$

que es la relación de gasto contra tiempo para la declinación hiperbólica. Esta expresión puede ser alineada en papel log-log cuando haya un cambio horizontal sobre la distancia a_n / b (figura 4.3). La pendiente de la línea recta así obtenida será $1 / b$.

b) Relación Gasto-Producción Acumulada.

Para encontrar la expresión matemática que relacione el gasto y la producción acumulativa es necesario integrar la ecuación 4.10.

$$N_p = \int q dt = \int q_n \left(1 + \frac{bt}{a_n} \right)^{-1/b} dt \quad (4.11)$$

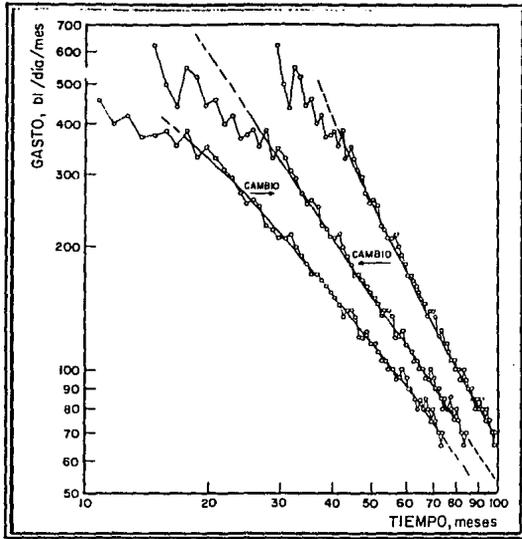


Fig. 4.3. Curvas de Declinación Hiperbólica de Gasto contra Tiempo²².

Después de realizar la integración para cuando b no es igual a la unidad y considerando que $N_p = 0$ para $t = 0$, se obtiene:

$$N_p = \frac{a_o q_o}{b-1} \left[\left(1 + \frac{bt}{a_o} \right)^{1-\frac{1}{b}} - 1 \right] \quad (4.12)$$

Eliminando t mediante el uso de la ecuación 4.10, se tiene:

$$N_p = \frac{a_o q_o^b}{1-b} (q_o^{1-b} - q^{1-b}) \quad (4.13)$$

La relación gasto-producción acumulativa puede también comportarse como una línea recta, si se grafica en papel log-log y si se cambia horizontalmente la escala de producción acumulativa.

c) Porcentaje de Declinación Mensual.

De la ecuación 4.8, puede encontrarse que la declinación mensual es:

$$D = -100 \frac{dq / dt}{q} = \frac{100}{a_0 + bt} \quad (4.14)$$

Eliminando t con la ecuación 4.10, se tiene:

$$D = \frac{100}{a_0 a_0^b} q^b \quad (4.15)$$

La declinación hiperbólica se presenta cuando el yacimiento produce por segregación gravitacional y empuje por gas disuelto.

4.2.3. Declinación Armónica.

a) Relación Gasto-Tiempo.

Este tipo de declinación es un caso especial de la declinación hiperbólica, ocurre cuando el valor de b es igual a la unidad. De esta modo la expresión matemática es:

$$q = \frac{q_o}{\left(1 + \frac{t}{\alpha_o}\right)} \quad (4.16)$$

b) Relación Gasto-Producción Acumulada.

La expresión matemática que representa este tipo de declinación es:

$$N_p = \alpha_o q_o (\log q_o - \log q) \quad (4.17)$$

Esta ecuación puede ser representada por una línea recta al graficar en papel semilogarítmico, el gasto de producción en la escala logarítmica contra la producción acumulada.

c) Porcentaje de Declinación.

Este porcentaje es igual al de la declinación hiperbólica, con la única diferencia de que el coeficiente b es igual a la unidad. De esta manera la expresión matemática es:

$$D = 100 \frac{q}{a_0 q_0} \quad (4.18)$$

4.3. Métodos de Extrapolación.

4.3.1. Log-Log.

Como se mencionó anteriormente las curvas de gasto contra tiempo y gasto contra producción acumulada para la declinación hiperbólica pueden ser representadas y extrapoladas como líneas rectas en papel log-log.

La curva de gasto contra producción acumulada para el caso especial en que el valor de $b = 1$ (declinación armónica) puede ser extrapolada como una línea recta en papel semilogarítmico.

Las extrapolaciones en coordenadas log-log tienen la desventaja de dar poca exactitud en el punto de interés, así como también es difícil encontrar la mejor relación de la línea recta²⁴.

4.3.2. Semilog.

Aun cuando el papel log-log es usado grandemente para las curvas de producción en la declinación hiperbólica, en ocasiones se grafican las curvas de producción en coordenadas semilogarítmicas. Sin embargo, cuando se grafica el gasto contra el tiempo en estas coordenadas, la extrapolación se dificulta.

Con la ayuda de la regla de los tres puntos, es posible extrapolar una curva de declinación hiperbólica de gasto contra tiempo en papel semilogarítmico con una exactitud razonable²⁴.

a) Regla de los Tres Puntos.

Esta regla dice: "Para dos puntos cualesquiera sobre la curva con declinación hiperbólica de gasto contra tiempo, en los cuales el gasto de producción en cada punto tiene un cierto valor, existirá un punto medio entre ellos que tendrá un valor de gasto de producción."

De acuerdo con la ecuación 4.10, los gastos de producción al tiempo $t - \nu$, t y $t + \nu$ serán:

$$q_{t-\nu}^{-h} = q_o^{-h} \left[1 + \frac{h}{a_o} (t - \nu) \right] \quad (4.19)$$

$$q_t^{-h} = q_o^{-h} \left(1 + \frac{h}{a_o} t \right) \quad (4.20)$$

$$q_{t+v}^{-b} = q_o^{-b} \left[1 + \frac{b}{a_o} (t+v) \right] \quad (4.21)$$

Sumando el lado derecho de las ecuaciones 4.19 y 4.21, el intervalo de tiempo v es eliminado y la expresión obtenida es dos veces el valor de la ecuación 4.20, por tanto:

$$2q_t^{-b} = q_{t-v}^{-b} + q_{t+v}^{-b} \quad (4.22)$$

Si el gasto en el primer punto es n veces el gasto del último punto, el valor del gasto en el punto medio es:

$$q_t = \left(\frac{n^{-b} + 1}{2} \right)^{-\frac{1}{b}} q_{t+v} \quad (4.23)$$

Esta relación es usada para la construcción de una simple extrapolación gráfica para la curva de declinación hiperbólica en coordenadas semilogarítmicas.

El procedimiento se muestra en la figura 4.4 como sigue:

Tres puntos (A, E y B) son seleccionados a intervalos de tiempo iguales sobre la curva AB. De acuerdo con la regla de los tres puntos, el valor del punto E es una simple función del primero y tercer puntos sin importar el intervalo de tiempo o la localización de la curva. Los valores de estos puntos es posible trasladarlos, dibujando líneas paralelas, ya que la escala vertical es logarítmica. El punto B es usado como el punto medio de un nuevo conjunto de 3 puntos equidistantes que tienen la misma relación de aquellos que fueron seleccionados

anteriormente. El tercer punto de este nuevo conjunto de 3 puntos representa el punto extrapolado el cual se observa en la figura 4.4.

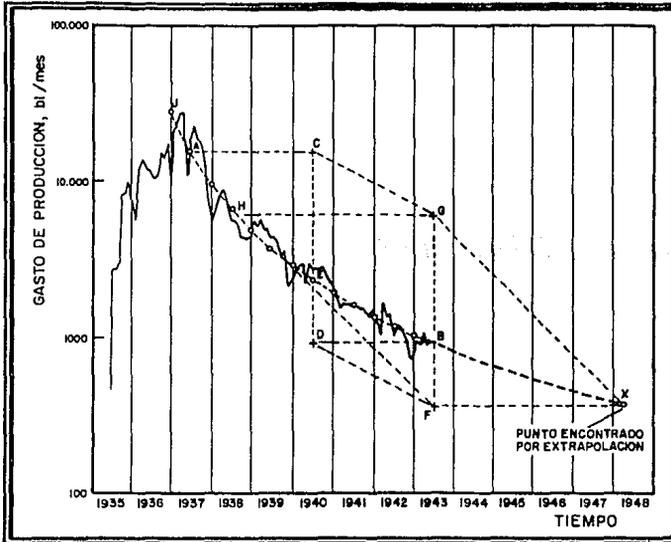


Fig. 4.4. Extrapolación Gráfica de la Curva de Declinación Hiperbólica de Gasto contra-Tiempo²⁴.

A continuación se mencionarán los pasos detallados para realizar la extrapolación:

1. Dibujar una curva suave que una los puntos A y B.
2. Dibujar una línea vertical CD a la mitad entre A y B.
3. Dibujar una línea horizontal a través de los puntos A y B para encontrar los puntos C y D.
4. Dibujar los segmentos CG y DF paralelos a EB.

5. Proyectar el punto G horizontalmente sobre la curva para encontrar el punto H.
6. Dibujar el segmento GX paralelo a HF. La intersección de este segmento con la línea horizontal a través del punto F, representará el punto X extrapolado

Este método de extrapolación puede ser usado para curvas con declinación hiperbólica, para gastos contra tiempo y para gastos contra producción acumulada.

4.4. Análisis de Curvas de Declinación con Curvas Tipo.

Casi todos los métodos de análisis convencionales están basados en las ecuaciones empíricas dadas por Arps²⁴:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{[1 + bD_i t]^{\frac{1}{b}}} \quad (4.24)$$

Para $b = 0$, se tiene la ecuación que define la declinación exponencial:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{e^{D_i t}} \quad (4.25)$$

y para $b = 1$, se tienen la ecuación que define la declinación armónica:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{[1 + D_i t]} \quad (4.26)$$

La solución unitaria ($D_i = 1$) de la ecuación 4.24 desarrollada para valores de b entre 0 y 1, con incrementos de 0.1. Los resultados son graficados (como curvas tipo) en escalas log-log, en términos de una curva de declinación con gasto adimensional (figura 4.5):

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \quad (4.27)$$

y una curva de declinación con tiempo adimensional:

$$t_{Dd} = D_i t \quad (4.28)$$

De la figura 4.5, se observa que todas las curvas coinciden y llegan a confundirse cuando t_{Dd} toma el valor de aproximadamente 0.3. Cualquier dato que tenga el valor de t_{Dd} menor a 0.3 se toma como dato de declinación exponencial, haciendo caso omiso del verdadero valor de b y así graficar dicho dato o datos en papel semilogarítmico para obtener una línea recta.

4.4.1. Soluciones Analíticas.

Las soluciones para predecir la declinación de los gastos de producción con el tiempo con presión de fondo fluyendo constante, fueron primeramente publicadas en 1933 por Moore, Schilthuis y Hurst²⁵. Los resultados fueron presentados para sistemas infinitos y finitos, con una sola fase, en un solo plano y con flujo radial, en forma gráfica en términos de gasto y tiempo adimensionales. El gasto adimensional puede ser expresado como:

$$q_D = \frac{141.3q(t)\mu B}{kh(p_i - p_{wf})} \quad (4.29)$$

y el tiempo adimensional como:

$$t_D = \frac{0.00634 kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \quad (4.30)$$

Las soluciones finitas e infinitas para r_e / r_w de 10 a 100,000, son mostradas en las figuras 4.6 y 4.7.

Generalmente no se utiliza la solución de presión constante en problemas de presión constante, sino como una serie de elementos de funciones de presión constante, para resolver problemas de entrada de agua con la producción acumulada adimensional Q_D . La relación entre Q_D y q_D es:

$$\frac{d(Q_D)}{dt_D} = q_D \quad (4.31)$$

Fetkovich⁷ presentó una aproximación simplificada para calcular la entrada de agua en sistemas finitos, que da resultados que pueden ser comparados favorablemente con las soluciones más rigurosas de presión constante. La ecuación que permite determinar el gasto a una presión de fondo fluyendo constante es:

$$q(t) = \frac{J_o (p_i - p_{wf})}{e^{\left(\frac{q_{max} \mu h L}{N p_i} \right) t}} \quad (4.32)$$

pero

$$q_l = J_o (p_l - p_{wf}) \quad (4.33)$$

y

$$J_o = \frac{q_{l_{max.}}}{p_l} \quad (4.34)$$

sustituyendo la ecuación 4.34 en la ecuación 4.33 se obtiene:

$$q_{l_{max.}} = \frac{q_l}{\left(1 - \frac{p_{wf}}{p_l}\right)} \quad (4.35)$$

ahora sustituyendo las ecuaciones 4.33 y 4.35 en la ecuación 4.32, se obtiene:

$$\frac{q(t)}{q_l} = e^{-\left[\frac{q_l t}{\left(1 - \frac{p_{wf}}{p_l}\right)^{N_{pl}}} \right]} \quad (4.36)$$

Esta ecuación puede ser considerada como una derivación de la ecuación de declinación exponencial en términos de las variables del yacimiento y la presión constante impuesta en el pozo. Para el mismo pozo, los diferentes valores de la única contrapresión constante, p_{wf}

siempre resultan como una declinación exponencial. Esto quiere decir que el nivel de contrapresión no cambia el tipo de declinación. Para $p_{wf} = 0$, se tiene:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left(\frac{q_{i\text{máx.}}}{N_{p_i}}\right)t} \quad (4.37)$$

En términos de la curva de declinación exponencial, de la ecuación 4.25, D_i es definido como:

$$D_i = \frac{q_{i\text{máx.}}}{N_{p_i}} \quad (4.38)$$

En términos del tiempo adimensional, para el análisis de la curva de declinación, de las ecuaciones 4.28 y 4.38, se tiene:

$$t_{Dd} = \left(\frac{q_{i\text{máx.}}}{N_{p_i}}\right)t \quad (4.39)$$

Definiendo N_{p_i} y $q_{i\text{máx.}}$ en términos de las variables del yacimiento:

$$N_{p_i} = \frac{\pi(r_e^2 - r_w^2)\phi c_i h p_i}{5.615B} \quad (4.40)$$

y

$$q_{i\text{máx.}} = \frac{kh p_i}{141.3\mu B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (4.41)$$

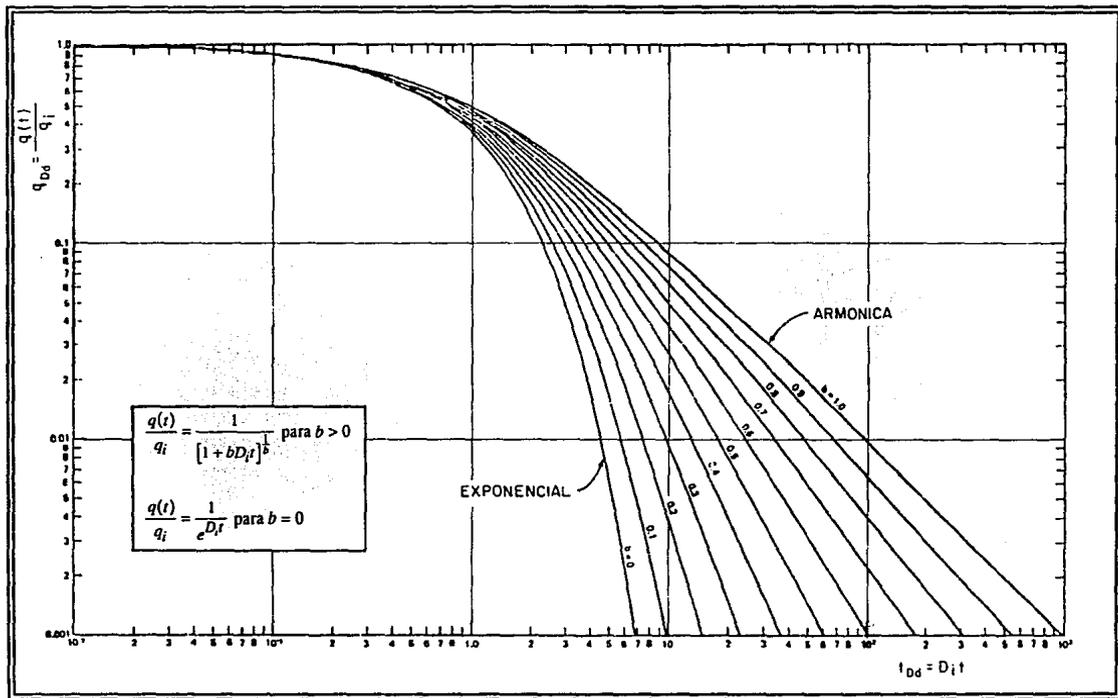


Fig. 4.5. Curvas Tipo para las Ecuaciones Empíricas de Arps de Declinación de Gasto contra Tiempo para la Solución Unitaria ($D_i = 1$)²⁵.

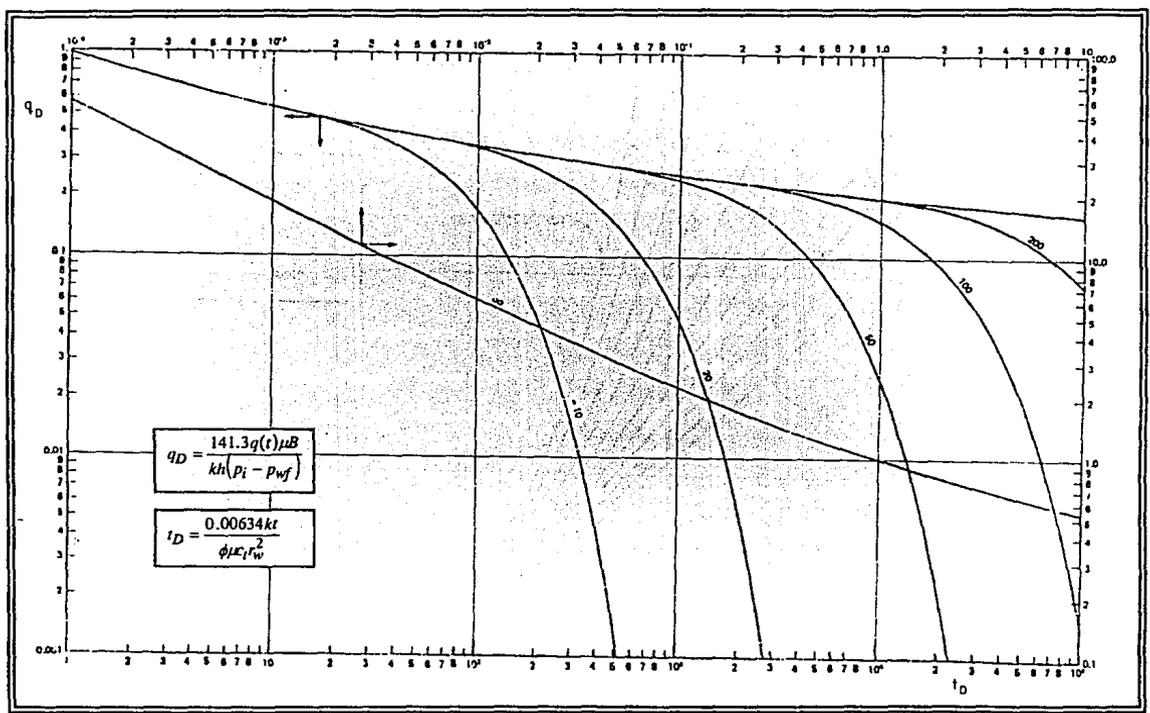


Fig. 4.6. Funciones de Gasto Adimensional para un Sistema Radial con Frontera Externa Finita e Infinita con Presión Constante en la Frontera Interna²⁵.

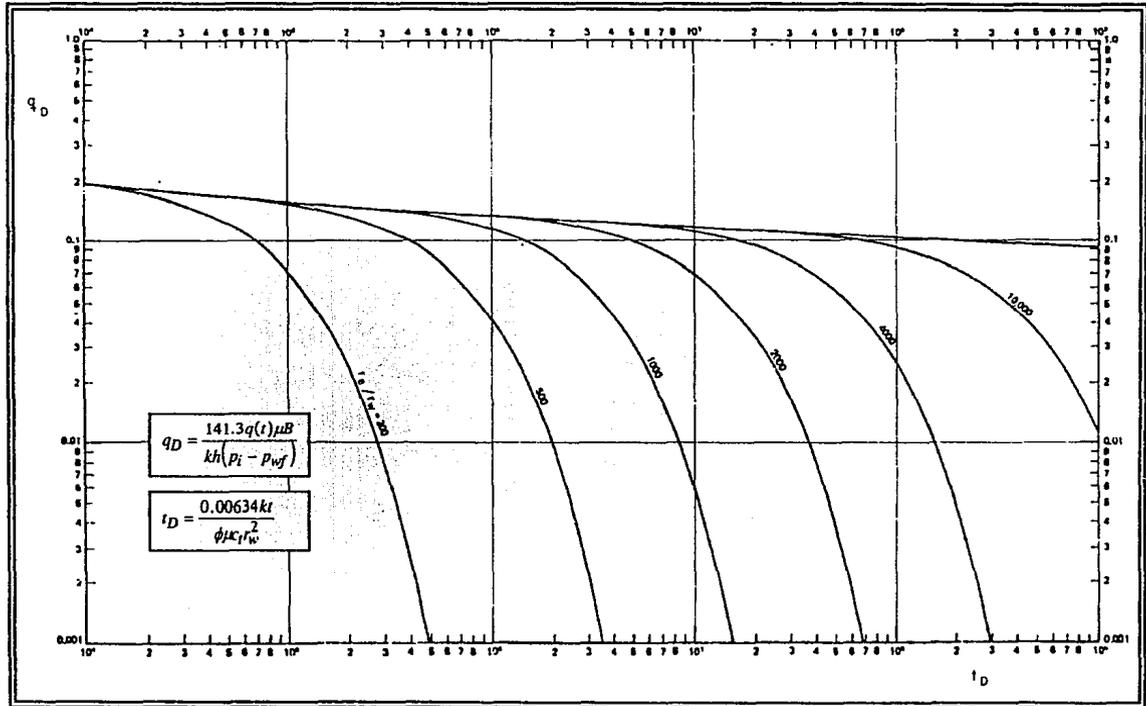


Fig. 4.7. Funciones de Gasto Adimensional para un Sistema Plano Radial con Frontera Externa Finita e Infinita con Presión Constante en la Frontera Interna²⁵.

La curva de declinación de tiempo adimensional, en términos de las variables del yacimiento es:

$$t_{Dd} = \frac{0.00634 kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \left[\frac{1}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \right] \quad (4.42)$$

o también:

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (4.43)$$

Para obtener una curva de declinación de gasto adimensional (q_{Dd}) en términos de q_D :

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (4.44)$$

o también:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{kh(p_i - p_{wf}) / 141.3B\mu [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} \quad (4.45)$$

De esta manera, los valores de q_D y t_D para las soluciones de presión constante, finitas e infinitas, son transformadas a una curva de declinación de gasto, q_{Dd} y tiempo t_{Dd} adimensionales usando las ecuaciones 4.43 y 4.44. La figura 4.8 es una gráfica que muestra el comportamiento de q_{Dd} y t_{Dd} para varios valores de r_e / r_w .

La figura 4.9 es una combinación de la solución de presión constante y las curvas empíricas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica.

Van Poolen²⁵ demostró la aplicación del procedimiento de las curvas tipo, para analizar datos de gastos obtenidos de un pozo de aceite con presión de fondo constante. Todos sus datos corresponden a la parte inicial del período transitorio.

Este mismo procedimiento de ajuste de curvas tipo puede ser usado para el análisis de curvas de declinación. Los pasos básicos usados en el ajuste de curvas tipo para el análisis de datos contra tiempo son:

1. Graficar datos de gastos contra tiempo en unidades convenientes sobre papel transparente log-log del mismo tamaño del ciclo de las curvas tipo.
2. La curva de datos en papel transparente es colocada sobre la curva tipo, los ejes de las dos curvas deben conservarse paralelos y deben moverse hasta una posición que represente el mejor ajuste de los datos a una curva tipo.
3. Los datos graficados en el papel transparente se ajustan a una recta y se extrapolan de acuerdo a la curva tipo ajustada, de esta manera se pueden leer los gastos futuros en la escala de tiempo real.

4. Para evaluar las constantes de la curva de declinación o las variables del yacimiento, se selecciona un punto de ajuste en cualquier posición de la porción sobrepuesta, anotando el valor de las coordenadas que se leen en la curva de datos y la curva tipo, de dicho punto.

5. Si ninguna de las curvas se ajusta razonablemente a todos los datos, se puede aplicar el método de desviación. Este método asume que el dato es una composición de dos o mas curvas de declinación diferente.

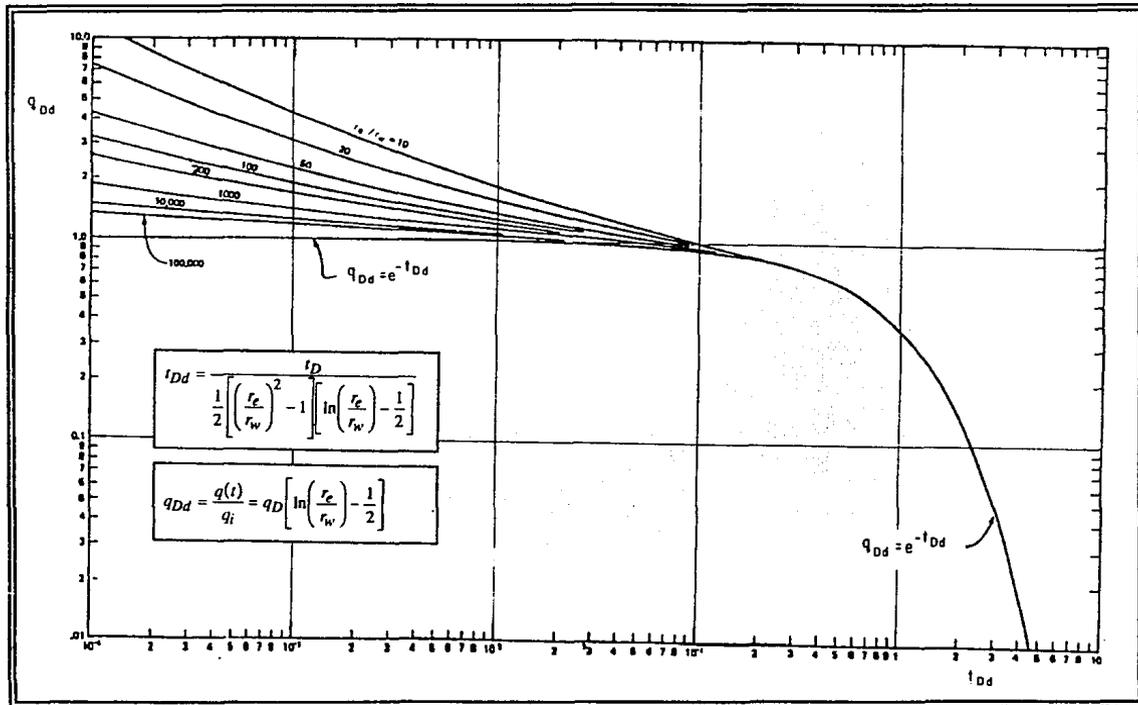
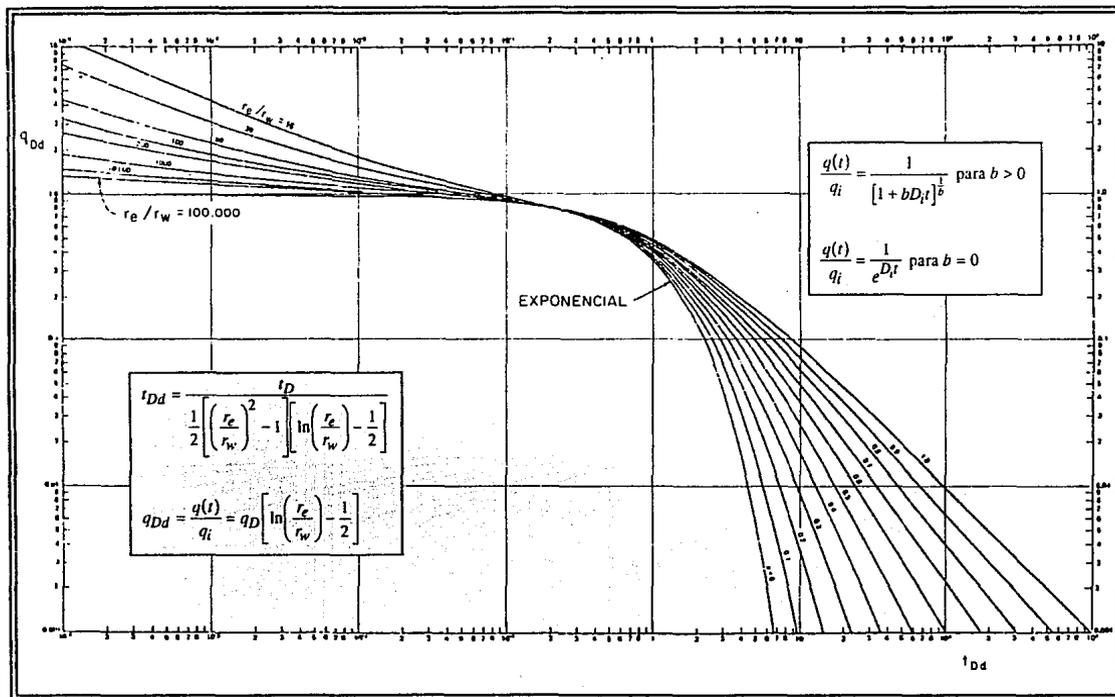


Fig. 4.8. Funciones de Gasto Adimensional para un Sistema Plano Radial con Frontera Externa Finita e Infinita y Presión Constante en la Frontera Interna²⁵.

Fig. 4.9. Curvas Tipo Compuesta de las Ecuaciones Empíricas y Analíticas²⁵.

4.5. Ejemplos.

4.5.1. Declinación Exponencial.

El ejemplo de la Tabla 4.1 muestra los datos de un campo donde los gastos de producción mensual son tomados a intervalos de 6 meses.

Tabla 4.1.
Caso Típico de una Declinación Exponencial²⁴.

Mes	Año	Producción Mensual q (bl / mes)	Pérdida en Producción en Intervalos de 6 Meses Δq (bl / mes)	Rel. de Pérdida $a = 6 \frac{q}{\Delta q}$
Julio	1940	460		
Enero	1941	431	-29	-89.2
Julio	1941	403	-28	-86.4
Enero	1942	377	-26	-87.0
Julio	1942	352	-25	-84.5
Enero	1943	330	-22	-90.0
Julio	1943	309	-21	-88.3
Enero	1944	288	-21	-82.3
Julio	1944	269.4	-18.6	-86.3
Enero	1945	252.0	-17.4	-86.3
Julio	1945	235.7	-16.3	-86.3
Enero	1946	220.4	-15.3	-86.3
Julio	1946	206.1	-14.3	-86.3
Enero	1947	192.7	-13.4	-86.3

La relación de pérdida (a) hay que afectarla por un factor de 6 para corregir la caída en el gasto de producción durante los 6 intervalos mensuales anteriores a la base mensual.

El valor promedio de la relación de pérdida de Julio de 1940 a Enero de 1944 fue de 86.8, este valor fue usado para extrapolar el ritmo de producción a Enero de 1947.

El porcentaje de declinación mensual puede ser calculado con la ecuación 4.6 como:

$$D = \frac{100}{86.8} = 1.15 \%$$

El procedimiento seguido para la extrapolación se explica por si mismo. El método que fue usado para llegar a la relación de pérdida a partir de los gastos de producción conocidos fue el mismo que se utilizo pero en sentido contrario para encontrar los gastos de producción desconocidos para un valor constante de relación de pérdida.

4.5.2. Curvas Tipo.

La figura 4.10 muestra los datos graficados de un pozo de gasto contra tiempo y el ajuste que resulta al sobreponer los datos graficados sobre la curva tipo de la figura 4.5. En éste caso se observa que no hay suficientes datos para establecer únicamente un valor de b , ya que los datos caen esencialmente en la región donde todas las curvas coinciden con la solución exponencial. Debido a lo anterior se separara el problema para la declinación exponencial y la armónica.

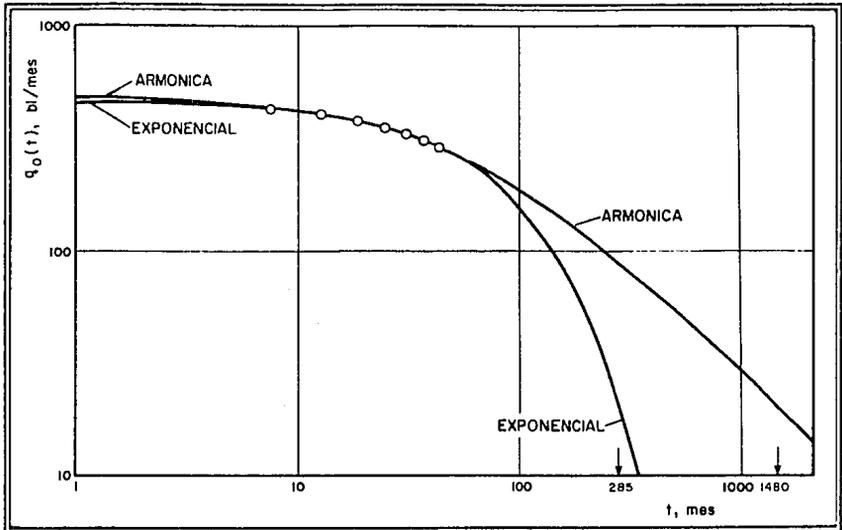


Fig. 4.10. Análisis de la Curva Exponencial de Arps²⁵.

a) Declinación Exponencial.

El dato de b , los datos del punto de ajuste sobre el papel transparente y sobre la curva tipo que se obtuvieron son:

$$b = 0$$

$$t = 100 \text{ mes y } q(t) = 100 \text{ bl / mes}$$

$$t_{1,d} = 1,10 \text{ y } q_{1,d} = 0,212$$

Las determinaciones de q_t y D_t se hacen considerando la definición de q_{lud} y t_{lud} ; así como las coordenadas del punto de ajuste sobre el papel transparente. El gasto q_t puede ser determinado mediante la ecuación 4.27 como:

$$q_t = \frac{100}{0.212} = 471.70 \text{ bl/mes}$$

De la ecuación 4.28:

$$D_t = \frac{1.10}{100} = 0.011 (\text{mes})^{-1}$$

La producción acumulada inicial se puede calcular con la ecuación 4.38 como:

$$N_n = \frac{471.70}{0.011} = 37972.73 \text{ bl}$$

b) Declinación Armónica.

El dato de h , los datos del punto de ajuste sobre el papel transparente y sobre la curva tipo que se obtuvieron son:

$$h = 1$$

$$l = 100 \text{ mes y } q(t) = 100 \text{ bl / mes}$$

$$t_{lud} = 1.60 \text{ y } q_{lud} = 0.202$$

De la ecuación 4.27:

$$q_i = \frac{100}{0.202} = 495.05 \text{ bl/mes}$$

De la ecuación 4.28:

$$D_i = \frac{1.60}{100} = 0.016 \text{ (mes)}^{-1}$$

y de la ecuación 4.38:

$$N_{p_i} = \frac{495.05}{0.016} = 30940.63 \text{ bl}$$



Pruebas de Presión

5.1. Diferentes Tipos de Pruebas de Presión.

Con las pruebas de presión es posible obtener información del sistema roca-fluidos y de las condiciones de producción de los pozos. Por tanto, constituyen una poderosa herramienta en la caracterización de los yacimientos. Entre otras fuentes de información destacan las siguientes ventajas:

- i) Con una sola prueba de presión es posible determinar las condiciones de producción de un pozo y las características del yacimiento.
- ii) Se pueden registrar en cualquier momento de la vida productiva del pozo.
- iii) Los parámetros que se obtienen están a condiciones de yacimiento.

Para que las pruebas de presión den datos confiables y representativos del yacimiento, se debe contar con información de buena calidad, aplicar las técnicas adecuadas de interpretación y el analista debe tener experiencia y suficiente conocimiento del área en estudio.

Las pruebas de presión pueden ser de varios tipos como por ejemplo: incremento, decremento, interferencia, de pulsos, de límite de yacimientos, inyectividad, de formación etc., cuyas características mas importantes son:

a) Prueba de Incremento de Presión.

Este tipo de prueba consiste en tener al pozo produciendo a gasto constante durante un tiempo de producción, posteriormente se cierra en la superficie y se registra la variación de la presión como función del tiempo (figura 5.1). Con una prueba de incremento de presión es posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión media en el área de drene, el daño, la eficiencia de flujo, las heterogeneidades del yacimiento, las fronteras, etc.

b) Prueba de Decremento de Presión.

Estas pruebas consisten en tener al pozo cerrado por un cierto tiempo para posteriormente abrirlo, el gasto y la presión son registrados en función del tiempo (figura 5.2). Con estas pruebas es posible estimar la permeabilidad, el factor de daño, el volumen poroso asociado, las heterogeneidades, las fronteras, etc.

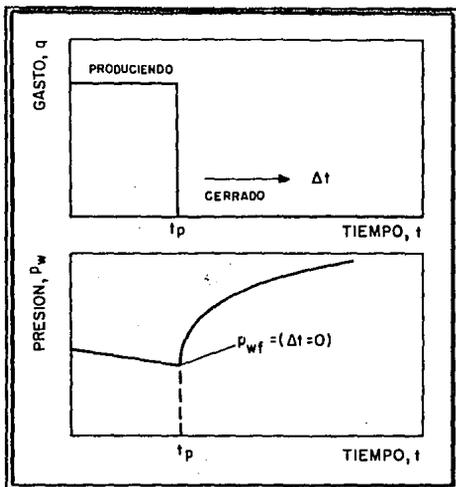


Fig. 5.1. Prueba de Incremento de Presión²³.

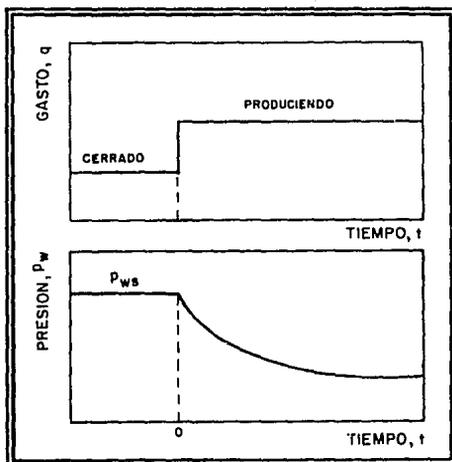


Fig. 5.2. Prueba de Decremento de Presión²³.

c) Prueba de Inyectividad.

El principio es el mismo que el de las pruebas de incremento de presión, excepto que la restauración de la presión se logra mediante la inyección de un fluido en el yacimiento (pozos inyectores). El comportamiento se ilustra en la figura 5.3.

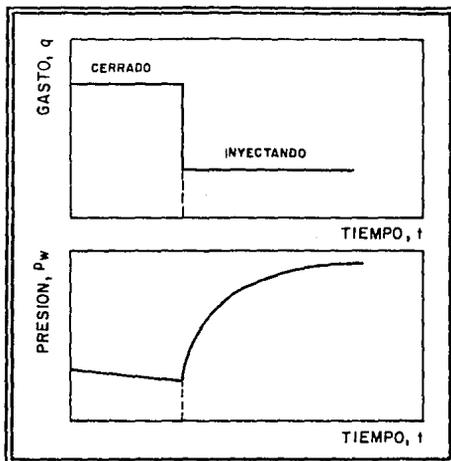
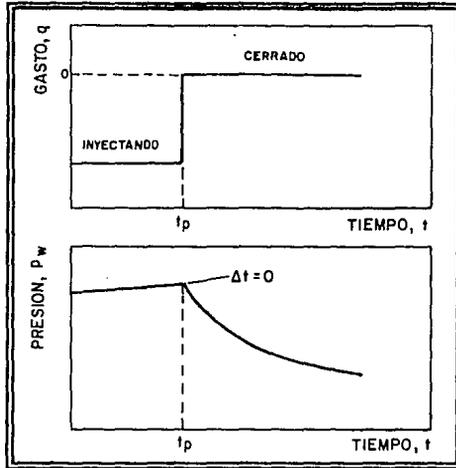


Fig. 5.3. Prueba de Inyectividad²³.

d) Pruebas de Decremento en Pozos Inyectores (Falloff).

Igualmente que las pruebas de decremento de presión, en las pruebas "falloff" se mide una declinación de la presión, lo cual se logra después de inyectar un gasto constante durante un tiempo y al cerrar el pozo (suspensión de inyección) se tiene el comportamiento mostrado en la figura 5.4.

Fig. 5.4. Prueba Falloff²³.

e) Pruebas de Interferencia.

Esta prueba consiste en abrir o cerrar un pozo (activo) y se debe de observar la respuesta de la presión en otro pozo (observador) como se observa en la figura 5.5. Con una prueba de interferencia es posible saber si dos o mas pozos están comunicados y cuando existe comunicación estimar la permeabilidad, porosidad, transmisibilidad, fracturamiento, etc.

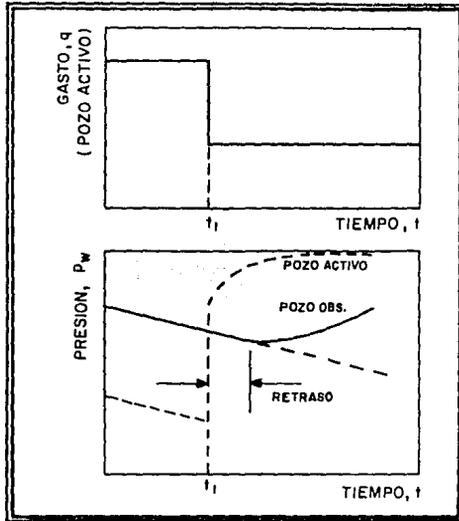


Fig. 5.5. Prueba de Interferencia de Presión²³.

f) Prueba de Formación (DST).

El equipo utilizado para una prueba DST (Drill Stem Test) constituye una herramienta que cuenta con empacadores y válvulas colocadas al final de la tubería de perforación, y se utiliza para aislar la zona de interés y permitir la producción por la tubería de perforación. Desde la superficie se controla una secuencia de periodos de flujo seguidos por periodos de cierre (figura 5.6). Los registros de presión durante los periodos de cierre puede ser útiles para estimar las características de la formación tales como: producto de la permeabilidad-espesor y factor de daño; también es posible conocer los tipos de fluido que el pozo producirá de la formación probada.

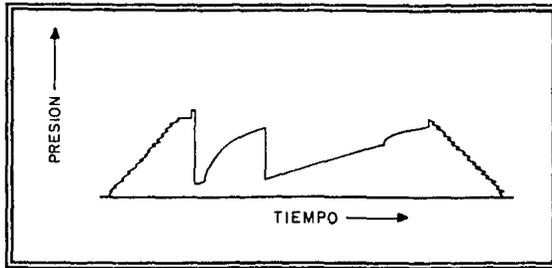


Fig. 5.6. Prueba de formación²⁶.

En una prueba de presión se conoce la señal de entrada (gasto) aplicada al sistema (pozo-yacimiento) y se mide la señal de salida (presión). El propósito de estas pruebas es identificar el sistema (pozo-yacimiento), para la cual se debe apoyar en el uso de modelos basados en diferentes fuentes de información para representar al yacimiento, estos modelos son: Geológico, de Registros de Presión y de Pruebas en Pozos. El modelo del yacimiento es lo que constituye el modelo básico y este puede ser:

a) Homogéneo.

Constituido por un solo medio poroso con sus propiedades constantes y es el único que aporta fluidos de la formación hacia el pozo.

b) Doble-Porosidad.

Este sistema considera dos medios porosos homogéneos con diferentes propiedades y características entre sí, donde solamente un medio poroso aporta fluidos al pozo y el otro

funciona como una fuente que alimenta al primero. En este tipo de modelo se encuentran los yacimientos naturalmente fracturados y los yacimientos estratificados.

c) Doble-Permeabilidad.

Este sistema está constituido por dos medios porosos y simultáneamente los dos aportan fluidos al pozo.

Para que un modelo básico tenga aplicación práctica se le deben asociar las siguientes condiciones de frontera:

a) Internas: almacenamiento del pozo, daño, fracturas, penetración parcial, etc.

b) Externas: no flujo y presión constante.

Combinando los modelos básicos con las diferentes condiciones de frontera (externa e interna), es posible obtener todos los modelos de interpretación.

Los medios porosos se pueden clasificar en:

a) Homogéneo; donde todas sus propiedades son constantes, $\phi = \text{cte.}$, $k = \text{cte.}$

b) Heterogéneo; todas sus propiedades son variables, $\phi = \phi(x,y,z)$, $k = k(x,y,z)$

c) Isótropo; la permeabilidad en cualquier dirección es la misma.

d) Anisótropo; la permeabilidad en cualquier dirección es diferente.

de tal manera que los yacimientos petroleros pueden ser: homogéneos isótropos, homogéneo anisótropo, heterogéneo isótropo o heterogéneo anisótropo.

Por otro lado, los tipos de flujo se pueden clasificar de acuerdo a sus dimensiones en:

- a) *Unidimensional*; flujo en una dirección (lineal, radial, esférico).
- b) *Bidimensional*; flujo en dos direcciones.
- c) *Tridimensional*; flujo en tres direcciones.

o bien, en base al tiempo:

- a) *estacionario o permanente*, $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$,
- b) *pseudoestacionario o semipermanente*, $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{cte.}$,
- c) *transitorio o variable*, $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{variable}$

y finalmente con base en las fases fluyendo:

- a) *Monofásico*, fluye una sola fase.
- b) *Multifásico*, fluyen varias fases (bifásico o trifásico).

5.2. Fundamentos de Análisis de Pruebas de Presión.

5.2.1. Ecuación Fundamental de Flujo.

El flujo de fluidos a través de los medios porosos puede representarse matemáticamente en base a los siguientes conceptos físicos:

a) Principio de Conservación de Masa.

En cualquier fenómeno de flujo (fluidos, calor, electricidad, etc.) uno de los más útiles conceptos es el principio de conservación de masa, el cual establece:

"(cantidad de masa que entra en Δt) - (cantidad de masa que sale en Δt) \pm (masa neta introducida por fuentes y/o sumideros) = (cantidad de masa acumulada en Δt)"

Considerando un solo fluido que fluye a través de un medio poroso y eligiendo un volumen elemental de referencia como el que se observa en la figura 5.7 al cual se le aplicará el principio de la conservación de masa, es posible deducir la ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas asumiendo que la masa suministrada por fuentes y sumideros es cero, de la siguiente manera:

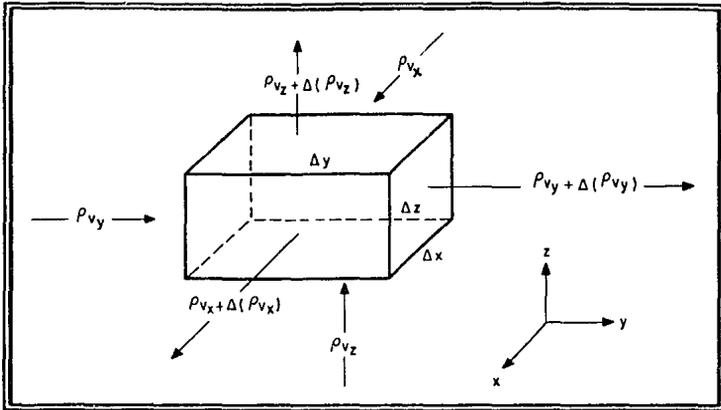


Fig. 5.7. Elemento de Volumen para un Flujo en Coordenadas Cartesianas⁶.

$$\begin{aligned}
 & \{ \rho v_x \Delta y \Delta z - [\rho v_x + \Delta(\rho v_x)] \Delta y \Delta z \} + \{ \rho v_y \Delta x \Delta z - [\rho v_y + \Delta(\rho v_y)] \Delta x \Delta z \} \\
 & + \{ \rho v_z \Delta x \Delta y - [\rho v_z + \Delta(\rho v_z)] \Delta x \Delta y \} = \frac{[(\rho \phi)_{t+\Delta t} - (\rho \phi)_t]}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Desarrollando términos y simplificando la ecuación 5.1 se tiene:

$$\Delta(\rho v_x) \Delta y \Delta z + \Delta(\rho v_y) \Delta x \Delta z + \Delta(\rho v_z) \Delta x \Delta y = - \frac{[(\rho \phi)_{t+\Delta t} - (\rho \phi)_t]}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z \tag{5.2}$$

dividiendo entre $\Delta x \Delta y \Delta z$ y sacando los límites cuando Δx , Δy , Δz y Δt tienden a cero:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\Delta(\rho v_x)}{\Delta x} + \lim_{\Delta y \rightarrow 0} \frac{\Delta(\rho v_y)}{\Delta y} + \lim_{\Delta z \rightarrow 0} \frac{\Delta(\rho v_z)}{\Delta z} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} - \frac{[(\rho\phi)_{t+\Delta t} - (\rho\phi)_t]}{\Delta t} \quad (5.3)$$

y se obtiene:

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} = - \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \quad (5.4)$$

que es la ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas.

Haciendo un procedimiento similar se deduce la ecuación de continuidad para flujo radial; aplicando el principio de conservación de masa a un elemento de volumen que se muestra en la figura 5.8 como sigue:

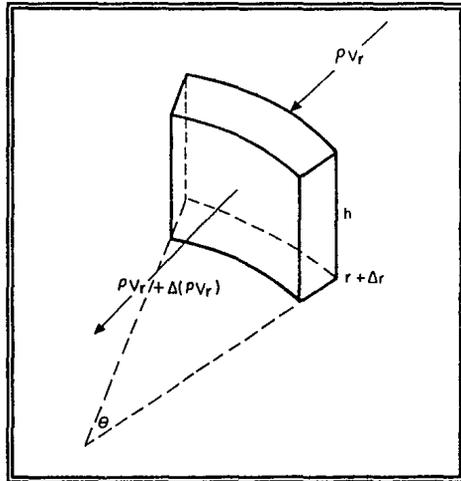
$$-\{\rho v_r (r + \Delta r) \theta \Delta z - [\rho v_r + \Delta(\rho v_r)] r \theta \Delta z\} = \left[\frac{(\rho\phi)_{t+\Delta t} - (\rho\phi)_t}{\Delta t} \right] r \theta \Delta r \Delta z \quad (5.5)$$

desarrollando y simplificando la ecuación 5.5 se tiene:

$$-\{\rho v_r r \theta \Delta z + \rho v_r \Delta r \theta \Delta z - \rho v_r r \theta \Delta z - \Delta(\rho v_r) r \theta \Delta z\} = - \frac{\Delta(\rho\phi)}{\Delta t} r \theta \Delta r \Delta z \quad (5.6)$$

dividiendo entre $r \theta \Delta r \Delta z$ la ecuación 5.6, se tiene:

$$-\left[\frac{\rho v_r}{r} - \frac{\Delta(\rho v_r)}{\Delta r} \right] = - \frac{\Delta(\rho\phi)}{\Delta t} \quad (5.7)$$

Fig. 5.8. Elemento de Volumen para Flujo Radial⁶.

considerando la dirección del flujo y sacando límites en la ecuación 5.7, se tiene:

$$\frac{1}{r} \left[\rho v_r + r \frac{\partial(\rho v_r)}{\partial r} \right] = - \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} \quad (5.8)$$

que es la ecuación de continuidad para flujo radial.

b) Ecuación de Movimiento.

El movimiento de los fluidos a través de los medios porosos está regido por la ley de Darcy (ecuaciones 2.6 para flujo en las direcciones x, y, z, y la ecuación 2.1 para flujo radial).

c) Ecuación de Estado.

Una ecuación de estado representa la variación de la densidad del fluido con respecto a la presión y temperatura. La compresibilidad del fluido a condiciones isotérmicas se define como²⁷:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (5.9)$$

Para líquidos la ecuación de estado es:

$$c = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (5.10)$$

Para líquidos ligeramente compresibles se tiene:

$$\rho = \rho_o e^{c(p-p_o)} \quad (5.11)$$

o bien,

$$\rho = \rho_o [1 + c(p - p_o)] \quad (5.12)$$

Para gases ideales se tiene:

$$\rho = \frac{M}{RT} p \quad (5.13)$$

Para gases reales se tiene:

$$\rho = \frac{M}{RT} \frac{p}{Z} \quad (5.14)$$

d) Ecuación de Difusividad.

Combinando las ecuaciones 5.4, 2.6 y 5.12, de continuidad, de movimiento y de estado, respectivamente, se obtiene la ecuación fundamental de flujo de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \rho_o [1 + c(p - p_o)] \left[-\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] \right\} + \frac{\partial}{\partial y} \left\{ \rho_o [1 + c(p - p_o)] \left[-\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right] \right\} \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left\{ \rho_o [1 + c(p - p_o)] \left[-\frac{k_z}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right) \right] \right\} = -\frac{\partial}{\partial t} \left\{ \rho_o [1 + c(p - p_o)] \phi \right\} \end{aligned}$$

Simplificando y desarrollando:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{c}{1+c(p-p_o)} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \frac{c}{1+c(p-p_o)} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_z}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right) \right] + \frac{k_z}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right) \frac{c}{1+c(p-p_o)} \frac{\partial p}{\partial z} = \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{c}{1+c(p-p_o)} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Considerando que el medio poroso es homogéneo e isotrópico ($k_x = k_y = k_z = k$), que $\mu = \text{cte.}$ y despreciando los efectos gravitacionales:

$$\frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{c}{1+c(p-p_o)} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{c}{1+c(p-p_o)} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)^2 + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} + \frac{c}{1+c(p-p_o)} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)^2 \right] = \phi \left[\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{c}{1+c(p-p_o)} \right] \frac{\partial p}{\partial t}$$

Definiendo a $c_i = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{c}{1+c(p-p_o)}$ y despreciando los gradientes de presión al cuadrado,

se tiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.15)$$

que es la ecuación de difusividad en coordenadas cartesianas.

Para el caso en que se tiene flujo radial, pueden combinarse las ecuaciones 2.1 y 5.12 con la ecuación 5.8:

$$\frac{1}{r} \left\{ \left[\rho_o [1+c(p-p_o)] \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] + \left[r \frac{\partial \left(\left[\rho_o [1+c(p-p_o)] \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \right)}{\partial r} \right] \right\} = -\frac{\partial \rho_o [1+c(p-p_o)\phi]}{\partial t} \quad (5.16)$$

Desarrollando:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \rho_o [1+c(p-p_o)] \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \rho_o [1+c(p-p_o)] \frac{\partial \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right)}{\partial r} + \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \frac{\partial \rho_o [1+c(p-p_o)]}{\partial r} \\ & = -\rho_o [1+c(p-p_o)] \frac{\partial \phi}{\partial t} - \phi \frac{\partial \rho_o [1+c(p-p_o)]}{\partial t} \end{aligned} \quad (5.17)$$

dividiendo entre $\rho_o [1+c(p-p_o)]$ se tiene:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right)}{\partial r} + \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \rho_o \frac{c}{\rho_o [1+c(p-p_o)]} \frac{\partial p}{\partial r} \\ & = - \left[\frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \rho_o \frac{c}{\rho_o [1+c(p-p_o)]} \frac{\partial p}{\partial t} \right] \end{aligned} \quad (5.18)$$

Considerando que el medio poroso es homogéneo, isótropo ($k_r=k$), que $\mu=\text{cte.}$ y simplificando:

$$\frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial r} + r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \frac{c}{[1+c(p-p_o)]} \right] = \frac{\partial p}{\partial t} \phi \left[\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{c}{[1+c(p-p_o)]} \right] \quad (5.19)$$

suponiendo además que los gradientes de presión al cuadrado son despreciables, $\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2$, y

definiendo a $c_t = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + c_{\text{fluido}}$, se tiene finalmente:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.20)$$

que es la ecuación de difusividad para flujo radial.

De manera similar, se puede obtener la ecuación de difusividad para un flujo de gas ideal:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (5.21)$$

Para el flujo radial de gas ideal :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (5.22)$$

Para flujo de gases reales se introduce el concepto de potencial de gas real:

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (5.23)$$

de tal forma que la ecuación de difusividad es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (5.24)$$

Si un medio poroso contiene aceite, agua y gas, la ecuación diferencial para flujo multifásico es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi c_i}{\lambda_i} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.25)$$

donde:

$$c_i = S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g \quad (5.26)$$

$$\lambda_i = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \quad (5.27)$$

5.2.2. Soluciones de la Ecuación de Difusividad.

La ecuación de difusividad relaciona la variación de la presión con respecto al tiempo y la distancia en un sistema poroso saturado con un fluido ligeramente compresible. Se puede aplicar a todos los sistemas porosos; sin embargo, su solución depende de las condiciones iniciales y de frontera establecidas en el sistema²⁷.

a) Flujo Lineal Estacionario.

Considerando la ecuación de difusividad en coordenadas cartesianas y que el fluido se desplaza únicamente en la dirección x (figura 5.9), es decir, no existe variación de la presión en las direcciones "y" y "z" ($\frac{\partial p}{\partial y} = 0$ y $\frac{\partial p}{\partial z} = 0$).

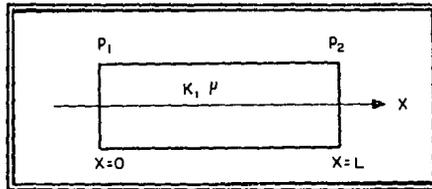


Fig. 5.9. Representación de las Condiciones de Frontera para Flujo Lineal Estacionario²⁷.

Además, como se trata de flujo estacionario ($\frac{\partial p}{\partial t} = 0$), queda:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0 \quad (5.28)$$

y aplicando las siguientes condiciones de frontera:

$$x = 0 \Rightarrow p = p_1$$

$$x = L \Rightarrow p = p_2$$

se obtiene:

$$p(x) = p_1 - \left(\frac{p_1 - p_2}{L} \right) x \quad (5.29)$$

b) Flujo Radial Estacionario.

Utilizando la ecuación de difusividad para flujo radial (figura 5.10), y aplicando las siguientes condiciones de frontera:

$$r = r_w \Rightarrow p = p_w$$

$$r = r_e \Rightarrow p = p_e$$

Se obtiene:

$$p(r) = p_w + \left(\frac{p_e - p_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (5.30)$$

Esta ecuación representa una línea recta si se grafica $p(r)$ contra $\ln(r)$, y la pendiente es $[(p_e - p_w)/\ln(r_e/r_w)]$.

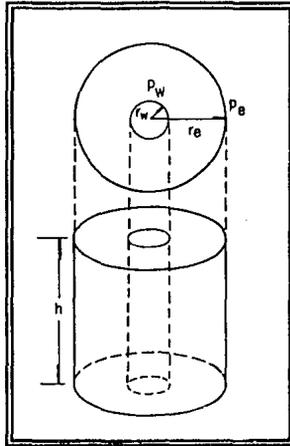


Fig. 5.10. Representación de las Condiciones de Frontera para Flujo Radial Estacionario²⁷.

c) Flujo Radial Pseudoestacionario.

Una condición necesaria para que exista flujo pseudoestacionario es que el yacimiento esté cerrado. Cuando se presenta este tipo de flujo, la presión del yacimiento varía linealmente con el tiempo, es decir, $(\partial p / \partial t) = cte$.

Durante el periodo de flujo pseudoestacionario se puede demostrar que:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{-q}{cV_p} \quad (5.31)$$

De tal forma que considerando un flujo radial a través de un medio poroso homogéneo e isótropo se puede encontrar:

$$p = p_w + \frac{q\mu}{2\pi kh(r_e^2 - r_w^2)} \left[r_e^2 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \left(\frac{r^2 - r_w^2}{2}\right) \right] \quad (5.32)$$

d) Flujo Radial Transitorio.

Las soluciones que se presentan a continuación son de utilidad en el desarrollo de los métodos de análisis de datos de presión. Las soluciones consideran que el pozo está localizado en la parte central del yacimiento y que el gasto de producción es constante. Existen 3 casos de interés: yacimiento infinito, yacimiento limitado y yacimiento con frontera a presión constante.

Como se trata de flujo transitorio sabemos que $\frac{\partial p}{\partial t}$ es variable. En todos los casos se requiere que para $t = 0$ el yacimiento tenga la misma presión (p_i) en cualquier punto.

Para expresar la condición de gasto constante en el pozo, de la ley de Darcy se puede escribir la siguiente expresión:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} \quad (5.33)$$

Así, si existe un gasto constante en el pozo, es necesario establecer la siguiente condición en el gradiente de presión del pozo:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \frac{1}{r_w} \quad (5.34)$$

Caso 1) Yacimiento Infinito.

El pozo se encuentra situado en un medio poroso de radio de extensión infinita, figura 5.11.

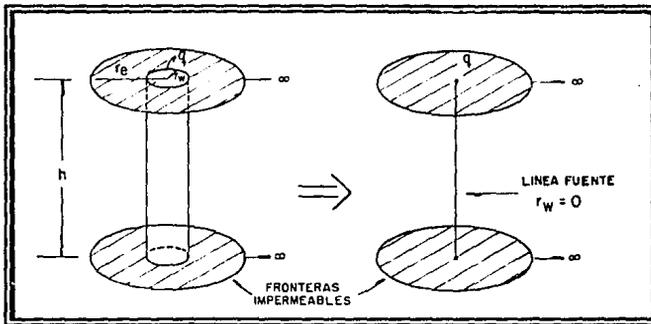


Fig. 5.11. Concepto de un Yacimiento Infinito²⁸.

Aplicando las condiciones inicial y de frontera apropiadas:

(i) $p(r,0) = p_i \Rightarrow t = 0$ y para todo r (condición inicial)

$$(ii) \quad \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \Rightarrow \text{para } t > 0 \quad (\text{condición de frontera interna})$$

$$(iii) \quad \lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i \Rightarrow \text{para todo } t \quad (\text{condición de frontera externa})$$

Para desarrollar la solución, primero se reemplaza la segunda condición de frontera por la condición:

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q\mu}{2\pi kh} \Rightarrow \text{para } t > 0 \quad (5.35)$$

Esta condición de frontera es la aproximación de línea fuente a la condición de frontera original, figura 5.11.

Usando la transformación de Boltzmann, la ecuación diferencial parcial se transforma en una ecuación diferencial ordinaria⁶.

$$y = \frac{\phi\mu c_i r^2}{4kt} \quad (5.36)$$

De la ecuación 5.36 se obtiene:

$$\frac{\partial y}{\partial r} = \frac{\phi\mu c_i r}{2kt} = \frac{2y}{r} \quad (5.37)$$

y también:

$$\frac{\partial y}{\partial t} = -\frac{\phi \mu c_r r^2}{4kt^2} = -\frac{y}{t} \quad (5.38)$$

Aplicando la regla de la cadena:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial r} &= \frac{\partial p}{\partial y} \left(\frac{\partial y}{\partial r} \right) & y & & \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial p}{\partial y} \left(\frac{\partial y}{\partial t} \right) \\ \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} &= \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial^2 y}{\partial r^2} + \frac{\partial y}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \\ &= \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial^2 y}{\partial r^2} + \frac{\partial y}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \right] \left(\frac{\partial y}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial^2 y}{\partial r^2} + \frac{\partial y}{\partial r} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \frac{\partial y}{\partial r} \right) \\ &= \frac{\partial p}{\partial y} \frac{2y}{r^2} + \frac{4y^2}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \end{aligned}$$

Sustituyendo en la ecuación de difusividad $\frac{\partial p}{\partial r}$, $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2}$ y $\frac{\partial p}{\partial t}$ y simplificando:

$$y \frac{d^2 p}{dy^2} + \frac{dp}{dy} (1+y) = 0 \quad (5.39)$$

que es la ecuación de difusividad en términos de la transformación de Boltzmann.

De las condiciones (ii) y (iii), y tomando en cuenta la ecuación 5.36 se tiene, respectivamente:

$$(ii.a) \quad \lim_{y \rightarrow 0} y \frac{dp}{dy} = \frac{q\mu}{4\pi kh}$$

$$(iii.a) \quad \lim_{y \rightarrow \infty} p(y) = p_1$$

Haciendo $p' = \frac{dp}{dy}$, la ecuación 5.39 se puede escribir como:

$$y \frac{dp'}{dy} + (1+y)p' = 0 \quad (5.40)$$

y resolviendo se tiene:

$$\int \frac{dp'}{p'} = - \int \left(\frac{1+y}{y} \right) dy$$

$$\ln p' = -\ln y - y + c \quad (5.41)$$

o bien,

$$p' = \frac{1}{e^{\ln y}} e^{-y} e^c = \frac{c_1 e^{-y}}{y} \quad (5.42)$$

donde $e^c = c_1$.

De acuerdo a la condición de frontera interna (ii.a):

$$\lim_{y \rightarrow 0} y \frac{dp}{dy} = \frac{q\mu}{4\pi kh} = \lim_{y \rightarrow 0} c_1 e^{-y}$$

de este modo;

$$c_1 = \frac{q\mu}{4\pi kh} \quad (5.43)$$

La ecuación 5.42 ahora se puede escribir:

$$\frac{dp}{dy} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \frac{e^{-y}}{y} \quad (5.44)$$

La cual puede ser integrada

$$p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{-\infty}^y \frac{e^{-y}}{y} dy + c_2 \quad (5.45)$$

El limite inferior de la integral en la ecuación 5.45 puede ser asignado arbitrariamente. Se escogió $y = \infty$ y se obtuvo:

$$p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{-\infty}^y \frac{e^{-y}}{y} dy + c_2 = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy + c_2$$

o bien:

$$p = \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei(-y) + c_2 \quad (5.46)$$

Aplicando la condición de frontera (iii.a) se encuentra que: $c_2 = p_i$, por lo que finalmente:

$$p_i - p(r, t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[-Ei \left(-\frac{\phi\mu c_i r^2}{4kt} \right) \right] \quad (5.47)$$

La ecuación 5.47 es conocida como la solución de línea fuente para flujo radial no-estacionario. La función Ei o integral exponencial figura 5.12 es definida de la siguiente manera:

$$Ei(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-x}}{x} dx \quad (5.48)$$

En la Tabla 5.1 se dan valores de la integral exponencial. Se ha demostrado que para $x < 0.0025$ la función $Ei(-x)$ puede aproximarse a:

$$Ei(-x) = \ln(1.781x) \quad (5.49)$$

es decir que para $x = \frac{\phi\mu c_i r^2}{4kt} < 0.0025$ ó $\frac{kt}{\phi\mu c_i r^2} > 100$, la ecuación 5.47 puede escribirse como:

$$p(r, t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{kt}{\phi\mu c_i r^2} \right) + 0.80907 \right] \quad (5.50)$$

que se denomina " aproximación logarítmica de la solución de línea fuente ".

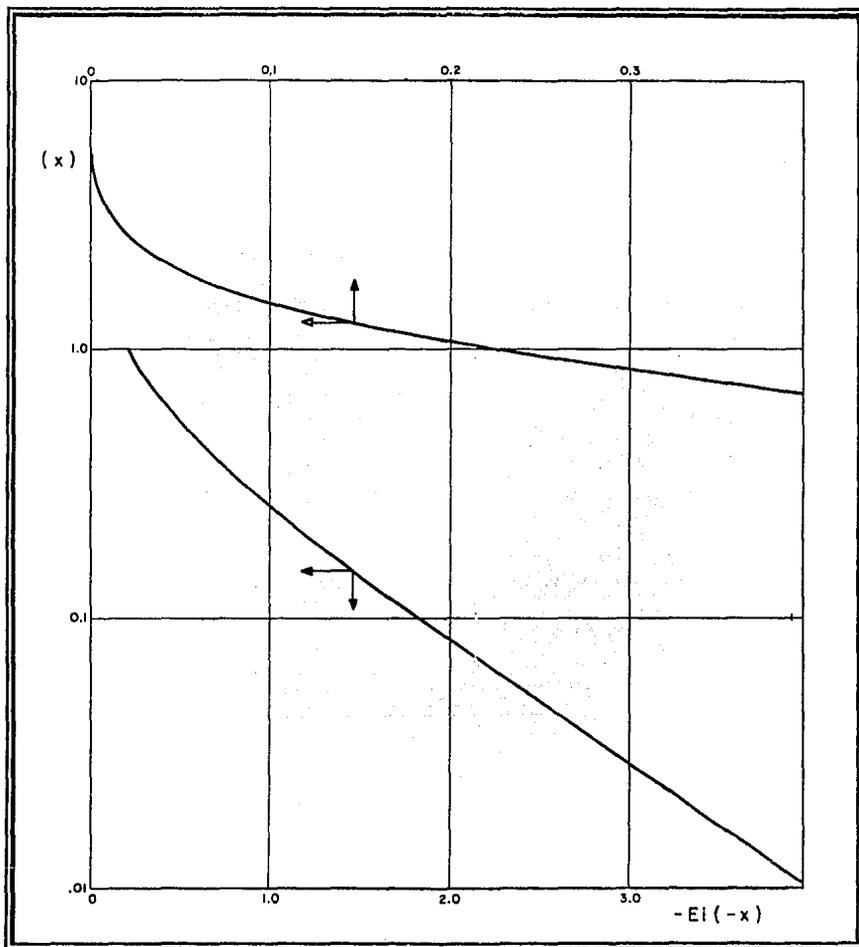


Fig. 5.12. Integral Exponencial²³.

Tabla 5.1.
Valores de la Integral Exponencial²³.

$-Ei(-x), 0.000 < x < 0.209, \text{Intervalo} = 0.001$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.00	+ ∞	6.332	5.639	5.235	1.948	4.726	4.545	4.392	4.259	4.142
0.01	4.038	3.944	3.858	3.779	3.705	3.637	3.574	3.514	3.458	3.405
0.02	3.355	3.307	3.261	3.218	3.176	3.137	3.098	3.062	3.026	2.992
0.03	2.959	2.927	2.897	2.867	2.838	2.810	2.783	2.756	2.731	2.706
0.04	2.681	2.658	2.634	2.612	2.590	2.568	2.547	2.527	2.507	2.487
0.05	2.468	2.446	2.431	2.413	2.395	2.377	2.360	2.344	2.327	2.311
0.06	2.295	2.279	2.264	2.249	2.235	2.220	2.206	2.192	2.178	2.164
0.07	2.151	2.138	2.125	2.112	2.099	2.087	2.074	2.062	2.050	2.039
0.08	2.027	2.015	2.004	1.993	1.982	1.971	1.960	1.950	1.939	1.929
0.09	1.919	1.909	1.899	1.889	1.879	1.869	1.860	1.850	1.841	1.832
0.10	1.823	1.814	1.805	1.796	1.788	1.779	1.770	1.762	1.754	1.745
0.11	1.737	1.729	1.721	1.713	1.705	1.697	1.689	1.682	1.674	1.667
0.12	1.660	1.652	1.645	1.638	1.631	1.623	1.616	1.609	1.603	1.596
0.13	1.589	1.582	1.578	1.569	1.562	1.558	1.549	1.543	1.537	1.530
0.14	1.524	1.518	1.512	1.506	1.500	1.494	1.488	1.482	1.476	1.470
0.15	1.464	1.459	1.453	1.447	1.442	1.436	1.431	1.425	1.420	1.415
0.16	1.409	1.404	1.399	1.393	1.388	1.383	1.378	1.373	1.368	1.363
0.17	1.358	1.353	1.348	1.343	1.338	1.333	1.329	1.324	1.319	1.314
0.18	1.310	1.305	1.301	1.296	1.291	1.287	1.282	1.278	1.274	1.269
0.19	1.265	1.261	1.256	1.252	1.248	1.243	1.239	1.235	1.231	1.227
0.20	1.223	1.219	1.215	1.210	1.206	1.202	1.198	1.195	1.191	1.187

$-Ei(-x), 0.00 < x < 2.09, \text{Intervalo} = 0.01$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	+ ∞	4.038	3.335	2.959	2.681	2.468	2.295	2.151	2.027	1.919
0.1	1.823	1.737	1.660	1.589	1.524	1.464	1.409	1.358	1.309	1.265
0.2	1.223	1.163	1.145	1.110	1.078	1.044	1.014	0.985	0.957	0.931
0.3	0.906	0.882	0.858	0.836	0.815	0.794	0.774	0.755	0.737	0.719
0.4	0.702	0.688	0.670	0.655	0.640	0.625	0.611	0.608	0.585	0.572
0.5	0.580	0.548	0.538	0.528	0.514	0.503	0.493	0.483	0.473	0.464
0.6	0.454	0.445	0.437	0.428	0.420	0.412	0.404	0.396	0.388	0.381
0.7	0.374	0.367	0.360	0.353	0.347	0.340	0.334	0.328	0.322	0.316
0.8	0.311	0.305	0.300	0.295	0.289	0.284	0.279	0.274	0.269	0.265
0.9	0.280	0.258	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.227	0.223
1.0	0.219	0.218	0.212	0.209	0.205	0.202	0.198	0.195	0.192	0.189
1.1	0.186	0.183	0.180	0.177	0.174	0.172	0.169	0.166	0.164	0.161
1.2	0.158	0.156	0.153	0.151	0.149	0.146	0.144	0.142	0.140	0.138
1.3	0.135	0.133	0.131	0.129	0.127	0.125	0.124	0.122	0.120	0.118
1.4	0.116	0.114	0.113	0.111	0.109	0.108	0.106	0.105	0.103	0.102
1.5	0.1000	0.0985	0.0971	0.0957	0.0943	0.0929	0.0915	0.0902	0.0889	0.0876
1.6	0.0863	0.0851	0.0838	0.0826	0.0814	0.0802	0.0791	0.0780	0.0768	0.0757
1.7	0.0747	0.0736	0.0725	0.0715	0.0705	0.0695	0.0685	0.0675	0.0666	0.0658
1.8	0.0647	0.0638	0.0629	0.0620	0.0612	0.0603	0.0595	0.0586	0.0578	0.0570
1.9	0.0582	0.0554	0.0546	0.0539	0.0531	0.0524	0.0517	0.0510	0.0503	0.0496
2.0	0.0489	0.0482	0.0476	0.0469	0.0463	0.0456	0.0450	0.0444	0.0438	0.0432

$2.0 < x < 10.9, \text{Intervalo} = 0.1$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	4.89×10^{-2}	4.26×10^{-2}	3.72×10^{-2}	3.25×10^{-2}	2.84×10^{-2}	2.49×10^{-2}	2.19×10^{-2}	1.92×10^{-2}	1.69×10^{-2}	1.48×10^{-2}
3	1.30×10^{-2}	1.15×10^{-2}	1.01×10^{-2}	8.94×10^{-3}	7.89×10^{-3}	6.87×10^{-3}	6.16×10^{-3}	5.45×10^{-3}	4.82×10^{-3}	4.27×10^{-3}
4	3.78×10^{-3}	3.35×10^{-3}	2.97×10^{-3}	2.64×10^{-3}	2.34×10^{-3}	2.07×10^{-3}	1.84×10^{-3}	1.64×10^{-3}	1.45×10^{-3}	1.29×10^{-3}
5	1.15×10^{-3}	1.02×10^{-3}	9.06×10^{-4}	8.09×10^{-4}	7.19×10^{-4}	6.41×10^{-4}	5.71×10^{-4}	5.09×10^{-4}	4.53×10^{-4}	4.04×10^{-4}
6	3.60×10^{-4}	3.21×10^{-4}	2.86×10^{-4}	2.55×10^{-4}	2.28×10^{-4}	2.03×10^{-4}	1.82×10^{-4}	1.62×10^{-4}	1.45×10^{-4}	1.29×10^{-4}
7	1.13×10^{-4}	1.03×10^{-4}	9.22×10^{-5}	8.24×10^{-5}	7.36×10^{-5}	6.59×10^{-5}	5.89×10^{-5}	5.26×10^{-5}	4.71×10^{-5}	4.21×10^{-5}
8	3.77×10^{-5}	3.37×10^{-5}	3.02×10^{-5}	2.70×10^{-5}	2.42×10^{-5}	2.18×10^{-5}	1.94×10^{-5}	1.73×10^{-5}	1.55×10^{-5}	1.39×10^{-5}
9	1.24×10^{-5}	1.11×10^{-5}	9.99×10^{-6}	8.95×10^{-6}	8.02×10^{-6}	7.18×10^{-6}	6.44×10^{-6}	5.77×10^{-6}	5.17×10^{-6}	4.64×10^{-6}
10	4.15×10^{-6}	3.73×10^{-6}	3.34×10^{-6}	3.00×10^{-6}	2.69×10^{-6}	2.41×10^{-6}	2.16×10^{-6}	1.94×10^{-6}	1.74×10^{-6}	1.56×10^{-6}

Variables Adimensionales.

Las variables adimensionales agrupan variables reales en una misma, son de uso general en el área de análisis de presiones, principalmente por que de esta manera es posible incluir en las soluciones cualquier valor de los parámetros involucrados²³.

Las principales variables que se manejan en este capítulo son radio, tiempo y presión. Estas variables en forma adimensional, utilizando unidades prácticas de campo se representan, respectivamente, como sigue:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (5.51)$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_r r_w^2} \quad (5.52)$$

$$p_D = \frac{2\pi kh[p_i - p(r,t)]}{141.2qB\mu} \quad (5.53)$$

Con la definición de estas variables adimensionales, la ecuación de difusividad puede transformarse en forma adimensional:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (5.54)$$

y la solución de línea fuente:

$$p_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \quad (5.55)$$

o bien, para $t_D/r_D^2 > 100$, la aproximación logarítmica:

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.80907 \right] \quad (5.56)$$

La figura 5.13 muestra gráficamente el comportamiento de la solución de línea fuente.

Caso 2) Yacimiento Limitado.

El pozo se encuentra localizado en el centro de un yacimiento circular finito, en cuya frontera exterior no existe flujo. Para que no exista flujo en la frontera exterior, $r = r_e$, forzosamente la velocidad de flujo tiene que ser cero; por consiguiente, el gradiente de presión también. Entonces,

$$(iii) \quad \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r_e} = 0 \quad (5.57)$$

Las condiciones de frontera (i) y (ii) son las mismas que para el caso de yacimiento infinito. La solución obtenida para este caso es:

$$\begin{aligned}
 p(r, t) = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left(\frac{r_D^2}{4} + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2 \ln r_D}{r_{eD}^2 - 1} \right. \\
 \left. \frac{(3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1)}{4(r_{eD}^2 - 1)^2} \right. \\
 \left. + \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD}) [J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_D) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n r_D)]}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right\}
 \end{aligned} \tag{5.58}$$

donde α_n son las raíces de la ecuación:

$$J_1(\alpha_n r_{eD}) Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n) Y_1(\alpha_n r_{eD}) = 0 \tag{5.59}$$

Para $r_e \gg r_w$ la ecuación 5.58 puede ser escrita como:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right\} \tag{5.60}$$

Así también para tiempos suficientemente grandes el término de la sumatoria se aproxima a cero y la ecuación 5.58 cambia a la solución para flujo pseudoestacionario:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right) \tag{5.61}$$

La figura 5.14 es una representación gráfica de la ecuación 5.58 para varios valores de r_{eD} .

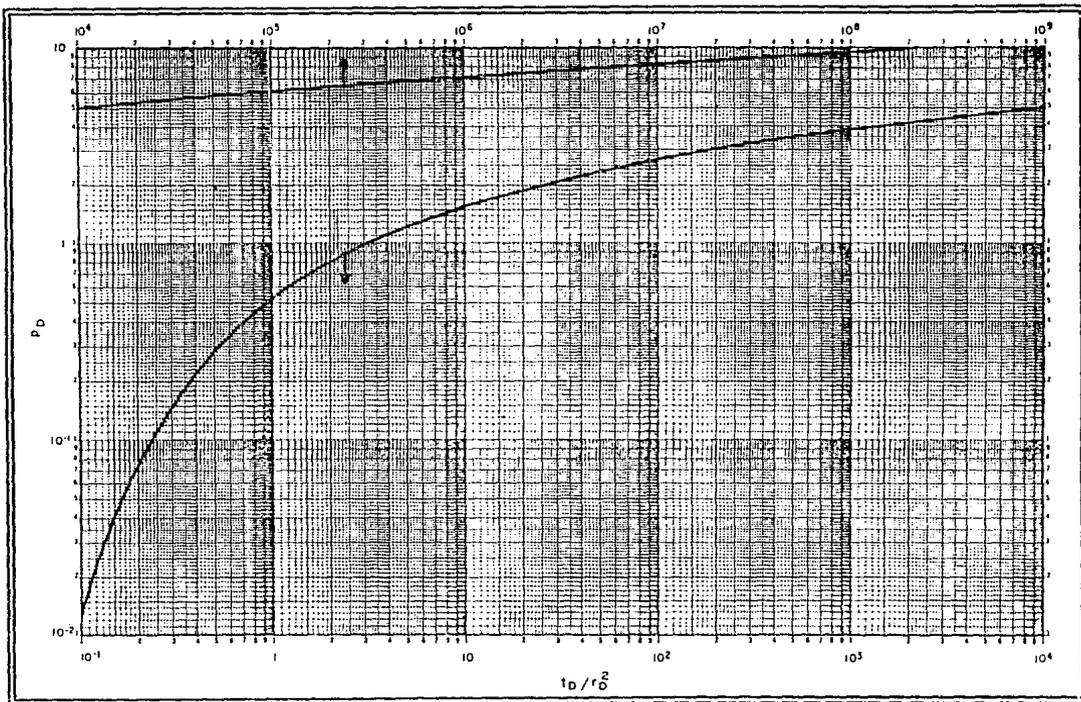


Fig. 5.13. Presión Adimensional para un solo Pozo en un Yacimiento Infinito. Solución de Línea Fuente²⁹.

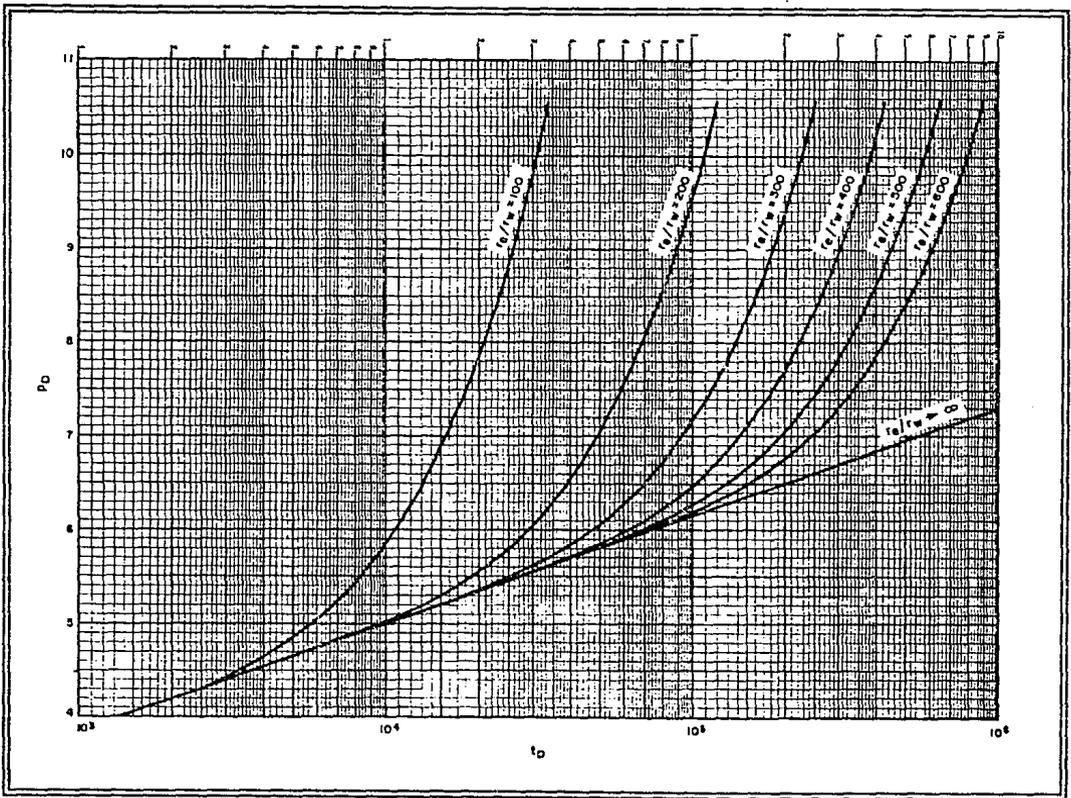


Fig. 5.14. Solución para un Yacimiento Circular Limitado²⁹.

Caso 3) Yacimiento con Frontera a Presión Constante.

El pozo está situado en el centro de un área cilíndrica con presión constante en la frontera exterior del yacimiento.

Al igual que en el caso anterior la tercera condición cambia, debido a que se considera presión constante, quedando como:

$$(iii) \quad p(r_e, t) = p_l \quad \Rightarrow \quad \text{para } t \geq 0$$

La siguiente expresión es la solución obtenida para el caso en cuestión:

$$p_{wf} = p_l - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_D} J_0^2(\beta_n r_{eD}) [J_0(r_D \beta_n) Y_1(\beta_n) - Y_0(\beta_n r_D) J_1(\beta_n)]}{\beta_n^2 [J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{eD})]} \right\} \quad (5.62)$$

donde β_n es la raíz de la ecuación:

$$J_1(\beta_n) Y_0(\beta_n r_{eD}) - Y_1(\beta_n) J_0(\beta_n r_{eD}) = 0 \quad (5.63)$$

Para tiempos grandes el flujo llega a estar en régimen permanente. En este período la presión está dada por:

$$p_{wf} = p_l - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln r_{eD} \quad (5.64)$$

En la figura 5.15 se muestra una representación gráfica de la ecuación 5.62 para diferentes valores de r_{eD} .

5.3. Conceptos Básicos Relacionados con el Análisis de Pruebas de Presión.

5.3.1. Períodos de Flujo.

En el comportamiento de la presión contra el tiempo de un pozo que produce a gasto constante se pueden distinguir 3 tipos de periodos o regimenes de flujo: transitorio, transitorio tardío (transición) y pseudoestacionario. Estos periodos se muestran en la figura 5.16.

De acuerdo a la figura 5.16, al inicio de la explotación el yacimiento se comporta como un yacimiento infinito y el flujo se encuentra en estado transitorio, la ecuación que representa a este periodo es la solución de línea fuente. En este periodo de flujo es posible determinar la capacidad de flujo de la formación, la permeabilidad, el daño, el volumen poroso asociado al pozo, etc.

A medida que transcurre el tiempo los efectos de frontera se empiezan a sentir, ocurriendo generalmente al final del período transitorio. A partir de este tiempo el flujo se encuentra el período de transición y es posible determinar el volumen poroso asociado al pozo, el daño, la capacidad de flujo de la formación, etc.

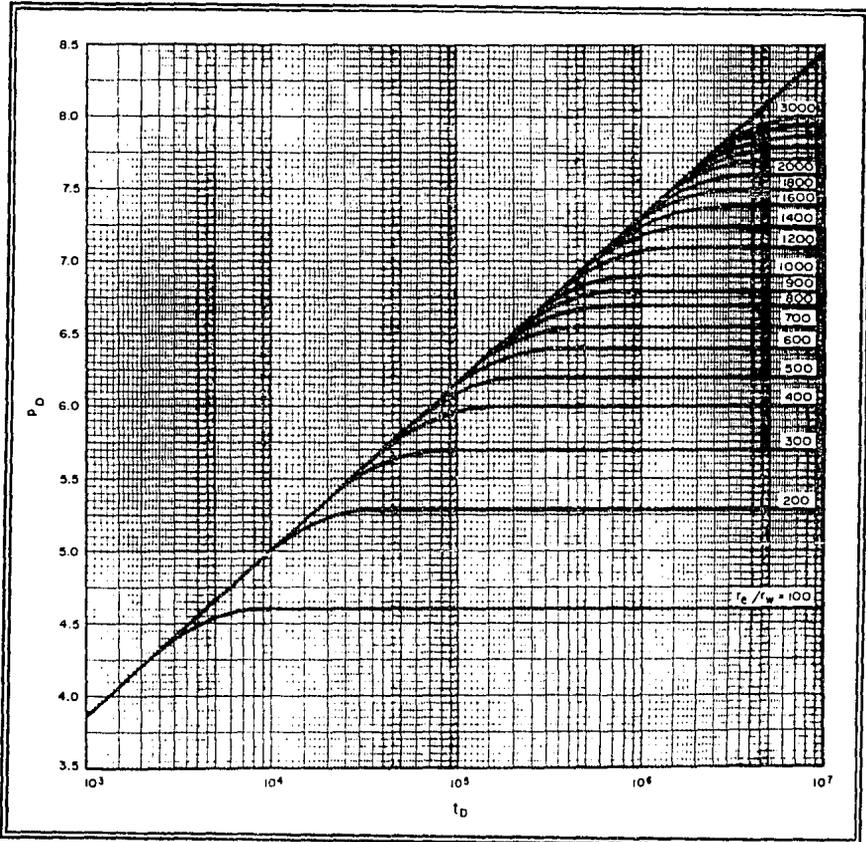


Fig. 5.15. Solución para un Yacimiento con Presión Constante en la Frontera Exterior²⁹.

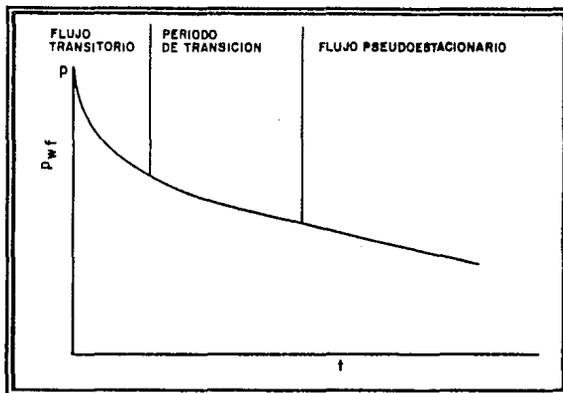


Fig. 5.16. Declinación de la Presión en un Pozo⁶.

Si se tiene un yacimiento limitado y se han alcanzado todos los efectos de frontera, el periodo de flujo que se origina es el pseudoestacionario. Aquí la declinación de la presión con respecto al tiempo es constante y es posible determinar el volumen drenado al pozo, el radio de drene, el espaciamiento entre pozos, y en algunas circunstancias la capacidad de flujo de la formación.

Si se tiene un yacimiento con fronteras externas a presión constante y se han alcanzado todos los efectos de frontera, el periodo de flujo que ocurre es el estacionario. En este caso la declinación de la presión con respecto al tiempo es cero y es posible determinar el gasto de flujo.

5.3.2. Principio de Superposición.

Debido a que la respuesta de presión de un pozo, en algunas ocasiones, está influenciada por el efecto de otros pozos del yacimiento o cuando los pozos no producen a gastos constantes durante su vida productiva, algunas pruebas de presión registran datos obtenidos de pozos que están fluyendo a diferentes gastos. Para involucrar los efectos de otros pozos o de diferentes gastos se puede utilizar el principio de superposición. Este principio establece que una combinación lineal de soluciones de una ecuación diferencial lineal homogénea es también solución de dicha ecuación diferencial. En otras palabras este principio se aplica cuando la ecuación es lineal, es decir cuando la variable dependiente, en este caso la presión, aparece a la misma potencia que todos los términos.

a) Principio de Superposición en el Espacio.

Considerando dos pozos que fluyen a gastos aproximadamente constantes y que se desea calcular la caída de presión en el punto "p" (figura 5.17), aplicando el principio de superposición se tiene:

$$\Delta p_p = \Delta p_1 + \Delta p_2$$

sustituyendo las variables adimensionales se tiene:

$$\Delta p_p = \frac{141.2 q_1 B \mu}{kh} p_{D_1} + \frac{141.2 q_2 B \mu}{kh} p_{D_2} \quad (5.65)$$

desarrollando esta ecuación y considerando que la solución de línea fuente en términos de las variables adimensionales es una ecuación lineal se tiene:

$$\Delta p_p = -\frac{70.6q_1 B\mu}{kh} Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_1 r_1^2}{kt}\right) - \frac{70.6q_2 B\mu}{kh} Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_2 r_2^2}{kt}\right) \quad (5.66)$$

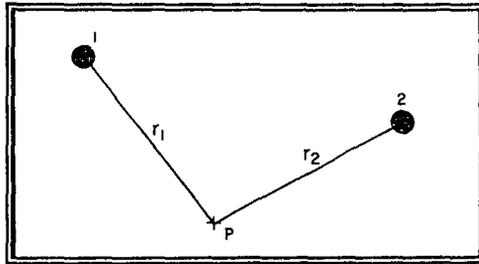


Fig. 5.17. Dos Pozos que Producen Simultáneamente con Gastos Constantes en un Yacimiento²⁷.

De la misma manera, si se quiere calcular la caída de presión en un cierto punto "p" y se tiene un número n de pozos (figura 5.18), al aplicar este principio se tiene:

$$\Delta p_p = \frac{141.2q_1 B\mu}{kh} p_{D_1} + \frac{141.2q_2 B\mu}{kh} p_{D_2} + \dots + \frac{141.2q_n B\mu}{kh} p_{D_n} \quad (5.67)$$

sustituyendo en la ecuación anterior la solución de línea fuente y desarrollando:

$$\Delta p_p = -\frac{70.6q_1 B\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_1 r_w^2}\right) + 0.80907 \right] - \frac{70.6B\mu}{kh} \sum_{j=2}^n q_j Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_j r_j^2}{kt}\right) \quad (5.68)$$

que es la ecuación general obtenida al aplicar el principio de superposición en el espacio.

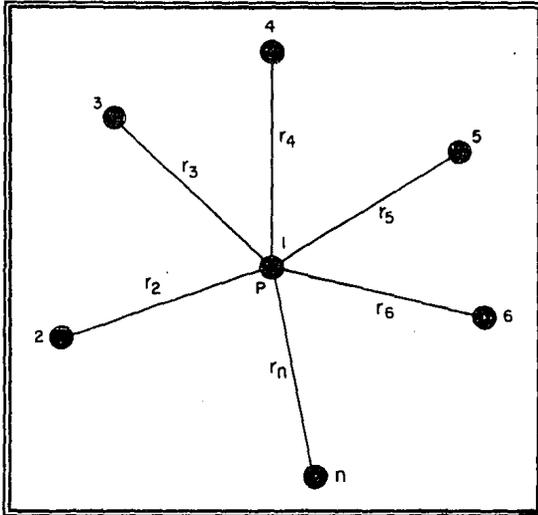


Fig. 5.18. Principio de Superposición en el Espacio con el Efecto de n pozos²⁷.

Nótese que en la ecuación 5.68, el primer término es diferente, debido a que durante el desarrollo se aplicó la aproximación logarítmica de la solución de línea fuente, ya que en el punto 1 de la figura 5.18, $(t_D/r_D^2) > 100$.

b) Principio de Superposición en el Tiempo.

Considerando que un pozo produce a diferentes gastos en distintos intervalos de tiempo como se muestra en la figura 5.19, entonces:

$$\Delta p_T = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3$$

sustituyendo las variables adimensionales:

$$\Delta p_T = \frac{141.2(q_1 - q_0)B\mu}{kh} P_{D(t-t_0)_n} + \frac{141.2(q_2 - q_1)B\mu}{kh} P_{D(t-t_1)_D} + \frac{141.2(q_3 - q_2)B\mu}{kh} P_{D(t-t_2)_D} \quad (5.69)$$

por lo que la ecuación general, para n cambios de gasto, queda:

$$\Delta p_T = \frac{141.2B\mu}{kh} \sum_{i=0}^n (q_{i+1} - q_i) P_{D(t-t_i)_D} \quad (5.70)$$

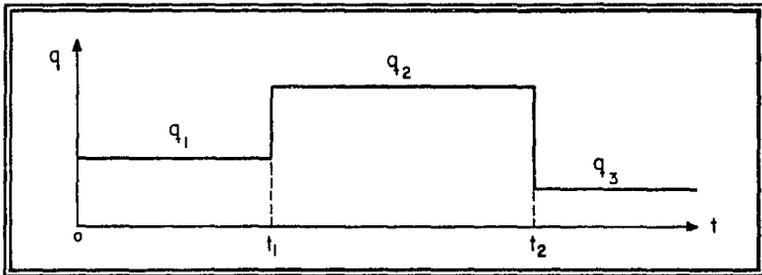


Fig. 5.19. Principio de Superposición en el Tiempo²⁷.

c) Principio de Superposición en Tiempo y Espacio.

Sean los pozos A y B que producen a diferentes gastos (figura 5.20) y se desea calcular la caída de presión en el pozo C que se encuentra cerrado, aplicando el principio de superposición se tiene:

$$\Delta p_C(r, t) = \Delta p_A(r_A, t) + \Delta p_B(r_B, t) \tag{5.71}$$

donde:

$$\Delta p_A(r_A, t) = -\frac{70.6B\mu}{kh} \left[(q_A - q_A) Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_i r_A^2}{k(t-t_A)} \right) + (q_A - q_A) Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_i r_A^2}{k(t-t_A)} \right) + (q_A - q_A) Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_i r_A^2}{k(t-t_A)} \right) \right] \tag{5.72}$$

$$\Delta p_B(r_B, t) = -\frac{70.6B\mu}{kh} \left[(q_{B_1} - q_{B_1}) Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_i r_B^2}{k(t-t_{B_1})} \right) + (q_{B_2} - q_{B_2}) Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_i r_B^2}{k(t-t_{B_2})} \right) + (q_{B_3} - q_{B_3}) Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_i r_B^2}{k(t-t_{B_3})} \right) \right] \tag{5.73}$$

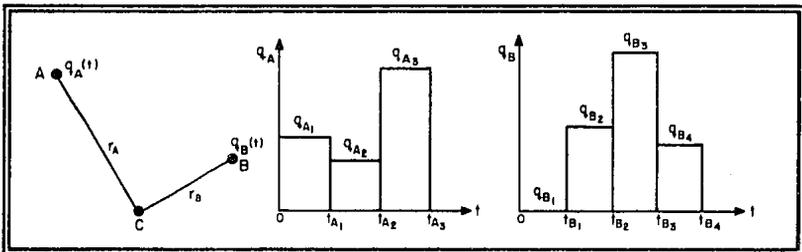


Fig. 5.20. Principio de Superposición en Tiempo y Espacio²⁷.

5.3.3. Factor de Daño.

En muchos casos se ha encontrado que la permeabilidad de la formación en las vecindades del pozo es reducida como resultado de los trabajos de perforación y terminación. La invasión de fluidos de perforación, la dispersión de arcillas, el enjarre del lodo, la presencia de alta saturación de gas alrededor del agujero, la penetración parcial, el taponamiento en los disparos, etc. son algunos factores que causan esta reducción en la permeabilidad. El efecto de la reducción de permeabilidad cerca del pozo, causa una caída de presión proporcional al gasto de producción⁶.

La zona de baja permeabilidad ha sido llamada zona alterada o dañada y el efecto del daño se ilustra en la figura 5.21.

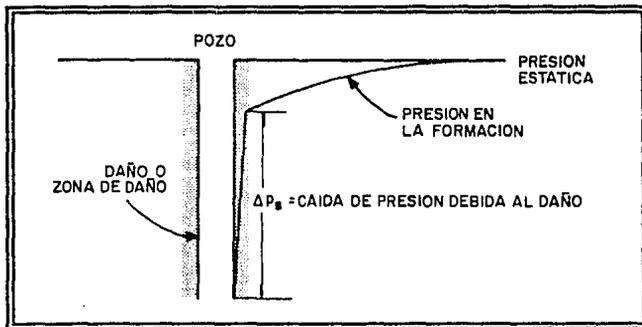


Fig. 5.21. Distribución de Presión en un Yacimiento con Daño⁶.

Van Everdingen⁶ definió el factor de daño como:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \quad (5.74)$$

Sumando esta Δp_s a la ecuación de aproximación logarítmica se tiene:

$$\Delta p_T = \Delta p + \Delta p_s,$$

$$\Delta p_T = \frac{q\mu}{4\mu kh} \left[\ln \left(\frac{kt}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + 0.80907 \right] + \frac{q\mu}{2\pi kh} s \quad (5.75)$$

desarrollando la ecuación anterior en unidades prácticas:

$$\Delta p_T = \frac{70.6qB\mu}{kh} (2.303) \left[\log(0.0002637) + \log \left(\frac{kt}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + \frac{2}{2.303} s \right]$$

$$\Delta p_T = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[-3.2275 + \log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + 0.87s \right] \quad (5.76)$$

para $t = 1$:

$$\Delta p_T = p_i - p_{wf} = p_i - p_{1hr}$$

$$p_i - p_{1hr} = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[-3.2275 + \log(1) + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + 0.87s \right] \quad (5.77)$$

considerando que $m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$ y simplificando y ordenando términos:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_1 r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.78)$$

Por otro lado, Hawkins²⁷ estableció que el radio r_s de la zona dañada alrededor del agujero y la k_s de la zona dañada pueden estar relacionadas con el factor de daño como sigue:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (5.79)$$

lo cual indica que:

- si $k_s < k$, el pozo está dañado ($s > 0$),
- si $k_s = k$, el pozo no tiene daño ($s = 0$) y
- si $k_s > k$, el pozo está estimulado ($s < 0$).

Nótese que incluso si k , s , y r_w son conocidos, no es posible conocer el radio r_s y su correspondiente permeabilidad. Esto se puede solucionar definiendo el radio efectivo del pozo como sigue:

$$\ln \frac{r_e}{r_w} = \ln \frac{r_s}{r_w} + s \quad (5.80)$$

ordenando términos:

$$r_w' = r_w e^{-z} \quad (5.81)$$

La caída de presión debida al daño es:

$$\Delta p_s = 0.87ms \quad (5.82)$$

5.3.4. Efecto de Almacenamiento.

Si se considera que un pozo se encuentra cerrado en la superficie y que la formación continúa aportando fluidos, entonces estos serán almacenados en el agujero a medida que el nivel del líquido ascienda hasta que la presión ejercida por los fluidos sea lo suficientemente grande para detener efectivamente el flujo de la formación. Esto es conocido como efecto de almacenamiento y puede ocurrir por expansión o compresión de fluidos y por cambio en el nivel del líquido (interfase). Este concepto fue introducido por Van Evendingen y Hurst en 1949²³.

La presión del yacimiento es afectada por el almacenamiento en un período de tiempo corto, ya que no será la misma cuando este efecto ocurra.

Cuando el pozo es abierto, el gasto en la superficie es la suma del gasto de almacenamiento (q_w) más el gasto que aporta la formación (q_f). El gasto de almacenamiento disminuye de q a cero, mientras que el gasto de la formación aumenta de cero a q .

El coeficiente de almacenamiento, C , está definido como:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (5.83)$$

$$C = \frac{V_u}{\frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c}} \quad (5.84)$$

El coeficiente de almacenamiento en términos adimensionales es:

$$C_D = \frac{5.6146C}{2\pi\phi c_i hr_w^2} = \frac{0.894C}{\phi c_i hr_w^2} \quad (5.85)$$

si se tiene que:

$$\frac{q_{sf}}{q} = 1 - C_D \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (5.86)$$

y si $q_{sf} = 0$, entonces:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (5.87)$$

Lo cual indica que el gasto de producción se debe a los fluidos almacenados (tiempos cortos).

En la figura 5.22 se muestra el comportamiento de p_D contra t_D para distintos valores de C_D , donde se observa que la pendiente de las curvas es uno durante el dominio del efecto de almacenamiento y a medida que este efecto llega a ser menos severo, la formación empieza a influenciar a la presión de fondo fluendo y los datos caen por debajo de la pendiente unitaria aproximándose a la curva de $C_D = 0$.

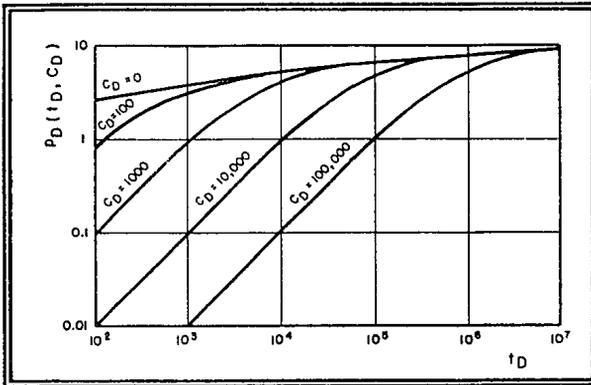


Fig. 5.22. Presión Adimensional incluyendo el Efecto de Almacenamiento⁶.

Como regla de dedo, el tiempo en el que termina el efecto de almacenamiento es aproximadamente de 1 a 1 1/2 ciclos después de que los datos empiezan a tener una desviación significativa de la pendiente unitaria. Este tiempo también puede ser estimado como²⁹:

$$t_D \geq (60 + 3.5s)C_D \quad (5.88)$$

5.3.5. Ejemplo²⁶.

Un pozo fluyente es terminado en un yacimiento que tiene las siguientes características:

$$p_i = 2,500 \text{ lb / pg}^2$$

$$B = 1.32 \text{ bl / bl}$$

$$\mu = 0.44 \text{ cp}$$

$$k = 25 \text{ md}$$

$$c_i = 0.000018 \text{ (lb / pg}^2\text{)}^{-1}$$

$$\phi = 0.16$$

¿Cuál será la caída de presión en un pozo cerrado que se encuentra a 500 pies del pozo fluyente cuando éste ha estado cerrado por 1 día después de que ha producido 300 bl/día por un periodo de 5 días ?

Solución.

Aplicando el principio de superposición (ecuación 5.72):

$$\Delta p = -\frac{70.6\mu B}{kh} \left\{ (q_1 - q_o) Ei \left(\frac{-948\phi\mu c_i r^2}{k(t-t_o)} \right) + (q_2 - q_1) Ei \left(\frac{-948\phi\mu c_i r^2}{k(t-t_1)} \right) \right\}$$

Ahora, sustituyendo:

$$\frac{948\phi\mu c_i r^2}{k} = \frac{948(0.16)(0.44)(0.000018)(500)^2}{25} = 12.01$$

Entonces,

$$\Delta p = -\frac{70.6(0.44)(1.32)}{(25)(43)} \left\{ (300-0)Ei\left(\frac{-12.01}{6 \times 24}\right) + (0-300)Ei\left(\frac{-12.01}{1 \times 24}\right) \right\}$$

$$\Delta p = 11.44 \{-Ei(-0.0834) + Ei(-0.5)\} = 11.44(1.989 - 0.560)$$

$$\Delta p = 16.35 \text{ lb / pg}^2$$

5.4. Pruebas de Decremento de Presión.

5.4.1. Introducción.

Una prueba de decremento de presión es simplemente una serie de mediciones de presiones de fondo tomadas durante un período de flujo a gasto constante. Comúnmente el pozo se cierra antes de la prueba durante un periodo de tiempo suficiente para permitir la estabilización de la presión del yacimiento. Se baja el equipo de medición y se inicia el flujo del pozo, figura 5.23. La pruebas de decremento pueden tener una duración que va desde unas pocas horas a varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba. También existen pruebas de decremento de presión en las cuales no es posible mantener un gasto de producción constante o que no se puede estabilizar la presión del yacimiento.

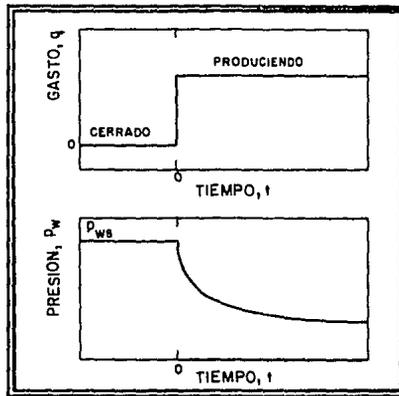


Fig. 5.23. Esquema de Producción y Respuesta de Presión para una Prueba de Decremento de Presión²⁹.

Una prueba de decremento se recomienda cuando la presión en el yacimiento es uniforme, por lo que los pozos nuevos son excelentes candidatos. Así también, si un pozo ha sido cerrado por razones tales como una reparación u una intervención, o si las consideraciones económicas impiden el cierre del pozo para realizar una prueba de incremento, entonces una prueba de decremento puede ser la solución. La principal ventaja técnica de una prueba de decremento, es la posibilidad de estimar el volumen del yacimiento y la mayor desventaja es la dificultad para mantener un gasto de producción constante.

Las técnicas de análisis para pruebas de decremento de presión están basadas en las relaciones obtenidas de la solución de la ecuación de difusividad para flujo radial de un fluido con un valor de compresibilidad pequeño y constante. En esta sección se presentan 3 técnicas diferentes de análisis para datos de caídas de presión. Estos métodos son aplicables a diferentes periodos de flujo, durante la prueba de decremento⁶.

5.4.2. Pruebas de Decremento de Presión para Flujo Transitorio.

El comportamiento de la presión de un pozo que fluye a gasto constante en un yacimiento infinito está dado por:

$$p_{wf} = p_i - \frac{70.6qB\mu}{kh} \left[-Ei \left(-\frac{948\phi\mu c_r r_w^2}{kt} \right) + 2s \right] \quad (5.89)$$

Esta ecuación puede ser arreglada como:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (5.90)$$

Resolviendo para $t = 1$ hora se tiene:

$$p_{wf} = p_{1hr} - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log t \quad (5.91)$$

donde:

$$p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (5.92)$$

Teóricamente una gráfica de p_{wf} contra $\log t$ (comúnmente llamada gráfica semilog) debe ser una línea recta con pendiente m e intersección con el origen p_{1hr} . En la figura 5.24 se muestra que la porción de la línea recta (semilog) se presenta después de que aparecen los

efectos de almacenamiento, manteniéndose hasta que empieza la desviación del periodo de flujo transitorio. La pendiente de la línea recta semilog es:

$$m = -\frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (5.93)$$

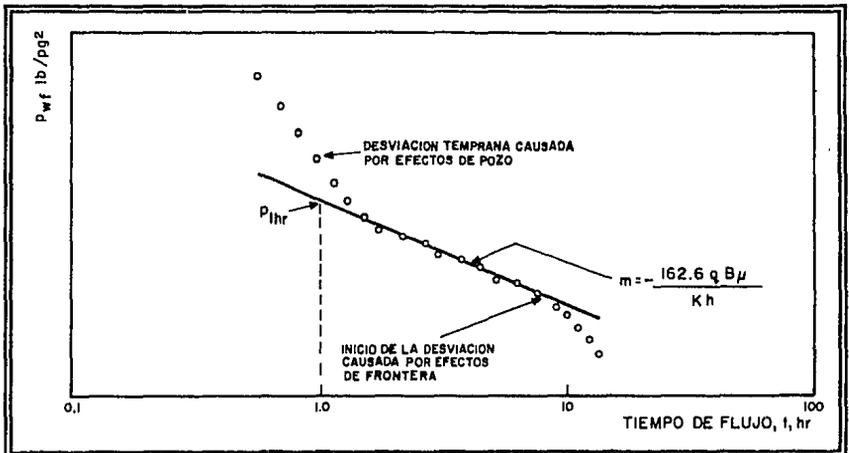


Fig. 5.24. Gráfica de Análisis de Datos de Variación de Presión para Pruebas de Decremento⁶.

Para realizar el análisis de los datos de una prueba de decremento se requiere una gráfica log-log [$\log(p_i - p_{wf})$ vs $\log t$], necesaria para estimar el final de los efectos de almacenamiento. Cuando la pendiente de la línea recta, definida por los datos de tiempo cortos, es unitaria, predominan dichos efectos y por tanto, no es posible obtener información del yacimiento en este periodo, pero el coeficiente de almacenamiento puede ser estimado de la línea recta de pendiente unitaria con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta p} \quad (5.94)$$

La línea recta semilog puede empezar de 1 a 1.5 ciclos en t , después de que los datos inician su desviación de la pendiente unitaria. Alternativamente, el tiempo de inicio de la línea recta semilog, puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$t > \frac{(200,000 + 12,000s)C}{(kh/\mu)} \quad (5.95)$$

y una segunda gráfica semilog, p_{wf} vs $\log t$. La pendiente m es la obtenida de la línea recta de esta gráfica y la permeabilidad de la formación es estimada de:

$$k = -\frac{162.6qB\mu}{mh} \quad (5.96)$$

El factor de daño se obtiene arreglando la ecuación 5.92:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_l}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.97)$$

Si los datos de presión medidos para una hora no caen sobre la línea recta, la línea tiene que ser extrapolada a 1 hr y el valor extrapolado de p_{1hr} debe ser el usado en la ecuación 5.97, figura 5.24.

5.4.3. Pruebas de Decremento de Presión para el Flujo de Transición.

Para desarrollar la teoría del análisis de pruebas de decremento en el periodo de transición, se parte de la ecuación del comportamiento de la presión en yacimientos limitados (ecuación 5.58), y se adiciona la caída de presión debida al daño, s ($q\mu/2\pi kh$), para obtener:

$$p_i - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\frac{2kt}{\phi\mu c_i r_e^2} + \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + 2 \sum_{n=1}^{\infty} B_n(\alpha_n, r_{eD}) e^{-\alpha_n^2 t_D} \right] \quad (5.98)$$

donde

$$B_n(\alpha_n, r_{eD}) = \frac{J_1^2(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \quad (5.99)$$

Para un gasto constante de producción, la presión promedio en el yacimiento está dada por:

$$\bar{p} = p_i - \frac{qt}{\pi\phi c_i h r_e^2} \quad (5.100)$$

Combinando y arreglando se obtiene:

$$p_{wf} - \bar{p} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \sum_{n=1}^{\infty} \left[-2B_n(\alpha_n, r_{eD}) e^{-\alpha_n^2 t_D} \right] \quad (5.101)$$

donde,

$$\hat{p} = \bar{p} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad (5.102)$$

Nótese que el parámetro \hat{p} es una constante, si se asume que el cambio en \bar{p} con el tiempo es despreciable durante el periodo de flujo de interés. Físicamente, \hat{p} es simplemente p_{wf} durante el periodo de flujo pseudoestacionario.

Cuando transcurre un tiempo de producción suficiente para alcanzar el periodo de transición, todos los términos excepto el primero en la ecuación 5.101 son despreciables.

Por lo que puede escribirse:

$$p_{wf} - \hat{p} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[-2B_1(\alpha_1, r_{eD})e^{-\alpha_1^2 t_D} \right] \quad (5.103)$$

Según Jahnke y Emde⁶, para valores de r_{eD} mayores de 100,

$$-2B_1 \cong 0.84 \quad (5.104)$$

y

$$-\alpha_1^2 = -\frac{14.6819}{r_{eD}^2} \quad (5.105)$$

Así que, la ecuación 5.103 puede ser escrita como:

$$p_{wf} - \hat{p} = 0.84 \frac{q\mu}{2\pi kh} e^{-\frac{14.6819kt}{\phi\mu c_r r_e^2}} \quad (5.106)$$

la cual en unidades prácticas es:

$$p_{wf} - \hat{p} = 118.6 \frac{q\mu}{2\pi kh} e^{-\frac{(14.6819)(0.000264)kt}{\phi\mu c_r r_e^2}} \quad (5.107)$$

La ecuación 5.107 también puede ser escrita como:

$$\log(p_{wf} - \hat{p}) = \log\left(118.6 \frac{qB\mu}{kh}\right) - 0.00168 \frac{kt}{\phi\mu c_r r_e^2} \quad (5.108)$$

Esta ecuación en una gráfica de $\log(p_{wf} - \hat{p})$ vs t representa una línea recta con pendiente de magnitud $\beta = 0.00168 \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_e^2}\right)$ e intersección $b = 118.6 \left(\frac{qB\mu}{kh}\right)$.

Por tanto, la gráfica de $\log(p_{wf} - \hat{p})$ vs t será lineal si el valor de \hat{p} es conocido. Usualmente esto no es así, lo que significa que tiene que aplicarse un proceso de ensayo y error usando valores supuestos de \hat{p} . El valor de kh puede ser determinado de la ecuación:

$$kh = \frac{118.6qB\mu}{b} \quad (5.109)$$

El volumen poroso que contribuye (volumen de drene del pozo) puede ser determinado de la pendiente de la línea recta. Este valor, en barriles, está dado por:

$$V_p = 0.1115 \frac{qB}{\beta b c_t} \quad (5.110)$$

Las pruebas de decremento de presión son usualmente llevadas a cabo después de que el pozo ha sido cerrado y que la presión sea estable. Si se considera que este valor es la presión promedio del yacimiento \bar{p} sin considerar sus cambios durante la prueba, entonces el valor $\bar{p} - \hat{p}$ es conocido. Entonces, el factor de daño puede ser encontrado con:

$$s = 0.84 \left[\frac{\bar{p} - \hat{p}}{b} \right] - \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{3}{4} \quad (5.111)$$

La caída de presión debida al daño está dada por:

$$\Delta p_s = \frac{bs}{0.84} \quad (5.112)$$

Este método de análisis, gráfica de ensayo y error, la obtención de la pendiente de la línea recta y su intersección con el origen, es mostrada esquemáticamente en la figura 5.25.

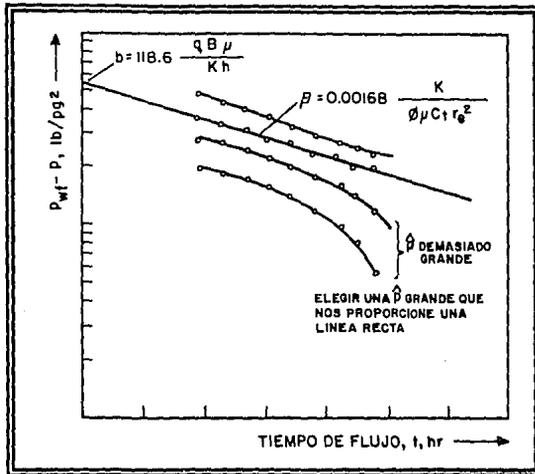


Fig. 5.25. Representación Esquemática del Análisis⁶.

5.4.4. Pruebas de Decremento de Presión para Flujo Pseudoestacionario.

Si una prueba de decremento de presión es corrida por un periodo de tiempo suficiente ($t_{De} = 0.3$), entonces las condiciones de flujo pseudoestacionario son alcanzadas y el comportamiento de la presión en el pozo está dado por:

$$P_i - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\frac{2kt}{\phi\mu c_i r_e^2} + \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right] \quad (5.113)$$

Esta ecuación también puede ser escrita como:

$$p_i - p_{wf} = \frac{qt}{\pi\phi c_i h r_e^2} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right] \quad (5.114)$$

El valor de $t_{De} = 0.3$ citado arriba es para yacimientos cilíndricos. Para otras formas de yacimientos, especialmente aquellas que sean menos simétricas, varían los tiempos del inicio del periodo de flujo pseudoestacionario. Las curvas de Matthews, Brons y Hazebroek⁶ pueden ser consultadas para averiguar estos tiempos correspondientes a varias formas de yacimientos.

De la ecuación 5.114, es obvio que solamente en circunstancias fortuitas (si s y r_e son conocidos) es posible determinar el producto kh para el comportamiento de la presión en periodo pseudoestacionario. El parámetro de vital importancia que se puede determinar de estas condiciones de flujo es el volumen del yacimiento que drena hacia el pozo probado. De la ecuación 5.114, se observa que graficando p_{wf} vs t debe obtenerse una relación lineal con una pendiente:

$$\beta_L = \frac{q}{\pi\phi c_i h r_e^2} \quad (5.115)$$

De la pendiente, β_L , el volumen de drene puede ser calculado. En unidades prácticas la fórmula para el volumen poroso es:

$$V_p = 0.0418 \frac{qB}{\beta_L c_i} \quad (5.116)$$

Las pruebas de decremento de presión corridas con el propósito de determinar el volumen del yacimiento que drena hacia el pozo en condiciones de flujo pseudoestacionario son conocidas popularmente como "pruebas de límite de yacimiento". Este tipo de pruebas han llegado a ser herramienta popular para obtener información sobre el tamaño de yacimientos de hidrocarburos recientemente descubiertos.

5.4.5. Pruebas a Gasto Variable.

Los métodos para el análisis del comportamiento de la presión en pozos fluyentes, hasta aquí se han basado en la suposición de que el gasto de producción es constante; sin embargo, el gasto varía con el tiempo, por lo que se requieren hacer pruebas de flujo para una serie de gastos diferentes.

La figura 5.26 muestra esquemáticamente la variación de gastos de producción, aunque estos se consideran como una serie de gastos discretos constantes para propósitos de análisis. Para involucrar los cambios de producción durante una prueba de presión, es necesario aplicar el principio de superposición a la aproximación logarítmica de la solución de línea fuente, encontrándose:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + m' \bar{s} \quad (5.117)$$

donde:

$$m' = \frac{162.6B\mu}{kh} \quad (5.118)$$

$$\bar{s} = \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.86859s \quad (5.119)$$

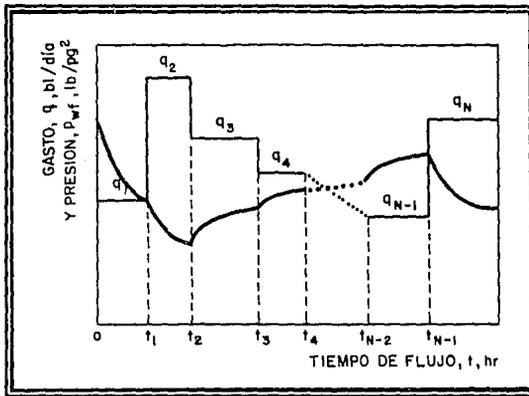


Fig. 5.26. Representación Esquemática de una Prueba de Presión con Gastos Variables²⁹.

A partir de la ecuación 5.117 se pueden tener los siguientes casos:

a) *Pruebas de Decremento de Presión* ($n = 1$).

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} [\log t + \bar{s}] \quad (5.120)$$

y se obtiene:

$$p_{wf} = p_{thr} - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log t \quad (5.121)$$

b) Prueba de Dos Gastos (n = 2).

Desarrollando la ecuación 5.117 para $n = 2$ se encuentra:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6(q_1 - q_0)B\mu}{kh} [\log(t - t_0) + \bar{s}] + \frac{162.6(q_2 - q_1)B\mu}{kh} [\log(t - t_1) + \bar{s}] \quad (5.122)$$

Los comportamientos de la presión de fondo y el gasto de producción con el tiempo son mostrados esquemáticamente en la figura 5.27.

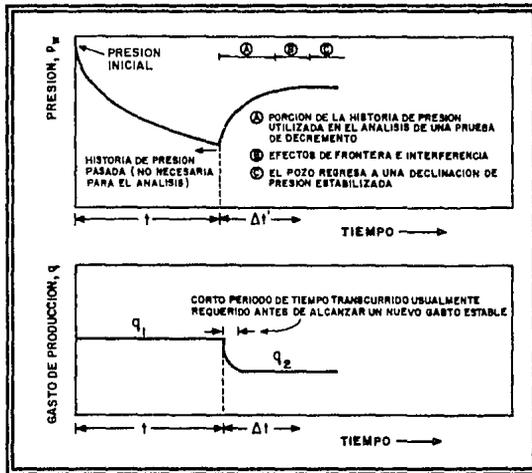


Fig. 5.27. Comportamiento de Presión y Gasto de Producción con el Tiempo durante una Prueba de Dos Gastos⁶.

La ecuación 5.122 se puede arreglar para aplicar la técnica de análisis desarrollada por Russell²⁹, quedando:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6q_2B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] - \frac{162.6q_1B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t' \right] \quad (5.123)$$

De la ecuación 5.123 se observa que una gráfica de p_{wf} vs $\left[\log \left(\frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log (\Delta t') \right]$ describe una línea recta. De la pendiente de esta gráfica se puede determinar el producto kh ,

$$kh = - \frac{162.6q_1B\mu}{m} \quad (5.124)$$

de manera similar el factor de daño está dado por:

$$s = 1.1513 \left[\left(\frac{q_1}{q_1 - q_2} \right) \left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{-m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.125)$$

donde p_{wf} es la presión de fondo fluyendo al tiempo del gasto de cambio y p_{1hr} es la presión a 1 hora después del gasto de cambio sobre la sección de línea recta de la gráfica de esta prueba.

c) Pruebas de n-Gastos.

Arreglando la ecuación 5.117 para n-gastos se obtiene:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = \frac{162.6B\mu}{kh} \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + \frac{162.6B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (5.126)$$

De esta ecuación, al graficar $\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$ vs $\sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right]$ se obtiene una línea recta de pendiente m' e intersección b' . De estos valores se puede determinar el producto kh y el factor de daño con las ecuaciones:

$$kh = \frac{162.6B\mu}{m'} \quad (5.127)$$

y

$$s = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \frac{k}{\phi\mu c_r w^2} + 3.2275 \right] \quad (5.128)$$

5.4.6. Ejemplo²⁶.

A partir de los datos de la Tabla 5.2, los cuales fueron registrados durante una prueba de decremento a gasto constante, determinar la permeabilidad de la formación y el factor de daño, así como el volumen poroso cuando son alcanzadas las condiciones de flujo pseudoestacionario.

Tabla 5.2.

Datos de una Prueba de Decremento de Presión a Gasto Constante²⁶.

t (hr)	P_{wf} (lb/pg ²)	$P_i - P_{wf}$ (lb/pg ²)	t (hr)	P_{wf} (lb/pg ²)	$P_i - P_{wf}$ (lb/pg ²)
0	4,412	0	35.8	3,544	868
0.12	3,812	600	43.0	3,537	875
1.94	3,699	713	51.5	3,532	880
2.79	3,653	759	61.8	3,526	886
4.01	3,636	776	74.2	3,521	891
4.82	3,616	796	89.1	3,515	897
5.78	3,607	805	107	3,509	903
6.94	3,600	812	128	3,503	909
8.32	3,593	819	154	3,497	915
9.99	3,586	826	185	3,490	922
14.4	3,573	839	222	3,481	931
17.3	3,567	845	266	3,472	940
207	3,561	851	319	3,460	952
24.9	3,555	857	383	3,446	966
29.8	3,549	863	460	3,429	983

Otros datos que son los siguientes:

$$q = 250 \text{ bl/día @ c.s.}$$

$$r_w = 0.198 \text{ pie}$$

$$c_f = 17 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$$

$$B = 1.136 \text{ bl/bl}$$

$$h = 69 \text{ pies}$$

$$\mu = 0.8 \text{ cp}$$

$$\phi = 0.039$$

El área de la tubería de producción es 0.0218 pie². La densidad del líquido en el pozo es 53 lbm/pie³.

Solución.

Se grafica p_{wf} contra t en coordenadas semilogarítmicas y $(p_i - p_{wf})$ contra t en coordenadas log-log. Entonces se determina cuando los efectos de almacenamiento dejan de afectar la curva. Según la forma de la gráfica semilog (figura 5.28), esto parece ser a las 12 hrs; sin embargo, se puede verificar esta suposición con la gráfica log-log, figura 5.29.

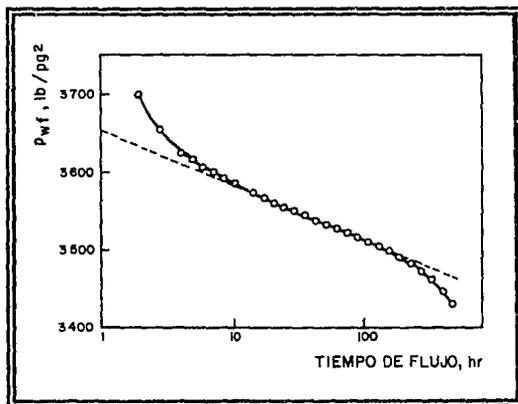


Fig. 5.28. Gráfica Semilog para una Prueba de Decremento de Presión a Gasto Constante²⁶.

No se tiene información sobre la existencia de fronteras; sin embargo, en la figura 5.28 se observa que los efectos de frontera inician cuando la curva de decremento es desviada de la línea recta, para un tiempo de flujo de 150 horas. Esto es confirmado cuantitativamente en la

gráfica log-log mediante el inicio de la desviación para $t \cong 260$ horas. La pendiente de la línea recta semilog es:

$$m = 3,652 - 3,582 = 70 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$$

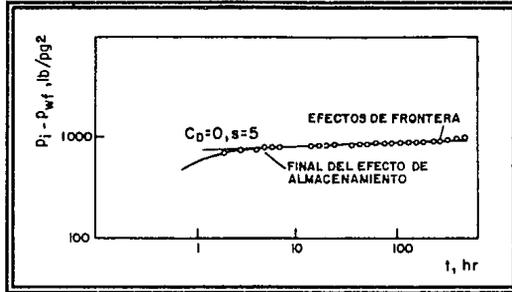


Fig. 5.29. Gráfica Log-Log para un Prueba de Decremento de Presión a Gasto Constante²⁶.

Así, la permeabilidad de la formación, según la ecuación 5.96 es:

$$k = \frac{(162.6)(250)(1.136)(0.8)}{(70)(69)} = 7.65 \text{ md}$$

Calculando el factor de daño, ecuación 5.97, se tiene:

$$s = 1.1513 \left[\frac{4,412 - 3,652}{70} - \log \left(\frac{1.442 \times 10^7}{(0.198)^2} \right) + 3.2275 \right] = 6.37$$

A partir del área del pozo y la densidad del líquido dentro del pozo, se puede estimar el coeficiente de almacenamiento de la siguiente ecuación:

$$C = \frac{25.65 A_{wb}}{\rho}$$
$$C = \frac{(25.65)(0.0218)}{53} = 0.0106 \text{ bl/lb/pg}^2$$

Se puede obtener el final del efecto del almacenamiento en el pozo usando la ecuación 5.95:

$$t = \frac{[200,000 + 12,000(6.37)](0.0106)}{(7.65)(69)/(0.8)} = 4.44 \text{ hr}$$

Para estimar el V_p , el primer paso es graficar p_{wf} contra t (figura 5.30). La pendiente de la línea recta encontrada, para $t > 130$ hr; es:

$$m = \frac{3,531 - 3,420}{0 - 500} = -0.222 \text{ lb/pg}^2/\text{hr}$$

Así, de la ecuación 5.116 se obtiene el V_p :

$$V_p = 0.0418 \frac{(250)(1.136)}{(1.7 \times 10^{-5})(0.222)} = 3.14 \times 10^6 \text{ bl @ c. yac.}$$

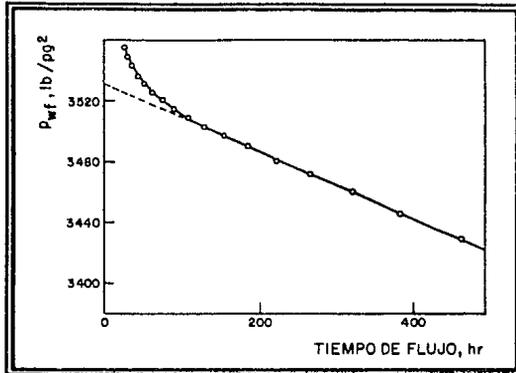


Fig. 5.30. Gráfica Cartesiana para una Prueba de Decremento de Presión a Gasto Constante²⁶.

5.5. Pruebas de Incremento de Presión.

5.5.1. Introducción.

Estas pruebas de variación de presión son probablemente las más comunes para la evaluación de parámetros del pozo y del yacimiento, principalmente cuando se tiene flujo transitorio y aunque primeramente fueron utilizadas por los hidrólogos, en la actualidad son ampliamente usadas en ingeniería petrolera. Para llevar a cabo estas pruebas se requiere que el pozo esté produciendo a un gasto constante y que la presión se mantenga estabilizada antes de que sea cerrado²⁹.

En la figura 5.31 se muestra el comportamiento de gasto y presión para el caso ideal de una prueba de incremento de presión. La presión es medida inmediatamente antes del cierre y es registrada como una función del tiempo durante el periodo de cierre. Para realizar la interpretación es necesario conocer las condiciones subsuperficiales y superficiales, tales como: la tubería de producción, el tamaño de la tubería de revestimiento, la profundidad del pozo, la localización de los disparos, etc.

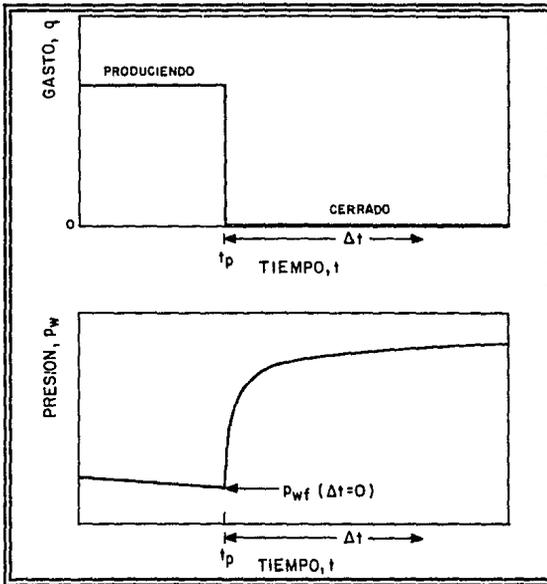


Fig. 5.31. Comportamiento de Presión y Gasto para una Prueba de Incremento de Presión²⁹.

Existen varios métodos para analizar estas pruebas, entre los que destacan:

5.5.2. Método de Horner^{6,29}.

Para cualquier tiempo después del cierre, la presión en el fondo del pozo, usando el principio de superposición para un pozo que produce a gasto constante (q) durante un tiempo (t_p) antes del cierre, puede ser expresada como:

$$p_{ws} = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[p_D(t_p + \Delta t)_D - p_D(\Delta t)_D \right] \quad (5.129)$$

Después de que los efectos de almacenamiento han cesado, la presión adimensional de la ecuación anterior puede ser sustituida por la aproximación logarítmica de la solución de línea fuente (Ecuación 5.56). De esta manera, la ecuación 5.129 puede ser escrita como:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (5.130)$$

que es la ecuación de Horner y representa el incremento de presión durante el cierre de un pozo. Esta ecuación describe una línea recta con pendiente negativa al graficar p_{ws} contra

$\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ como se muestra en la figura 5.32, donde la pendiente es:

$$m = - \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (5.131)$$

y con la cual puede calcularse la permeabilidad de la formación.

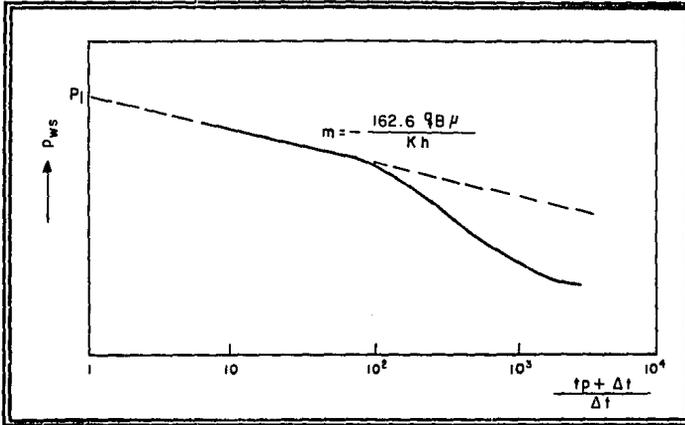


Fig. 5.32. Gráfica de Horner²⁷.

La línea recta de esta gráfica puede ser extrapolada a $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = 0$, para obtener la p_i del yacimiento.

Horner⁶ indicó que el tiempo de producción (t_p) es la relación entre la producción acumulativa y el gasto antes del cierre:

$$t_p = \frac{24 N_p}{q} \tag{5.132}$$

De la gráfica de Horner también se obtiene la p_{1hr} necesaria para calcular el factor de daño, mediante:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.133)$$

Yacimientos Limitados.

Cuando se tiene un yacimiento limitado, usando el principio de superposición sobre la solución para un yacimiento finito, ecuación 5.58, en una prueba de incremento de presión y considerando los efectos de límite del yacimiento, se obtiene:

$$p_{ws} = p^* - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (5.134)$$

que es la ecuación de Horner para yacimientos limitados. Al graficar p_{ws} vs. $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ se define una línea recta con pendiente definida por la ecuación 5.131 y la ordenada al origen, $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1 \right)$ se denomina "presión falsa", p^* , figura 5.33. El valor de esta presión extrapolada, p^* , es mayor que la presión media del yacimiento (\bar{p}), pero menor que la presión inicial ($\bar{p} \leq p^* \leq p_i$).

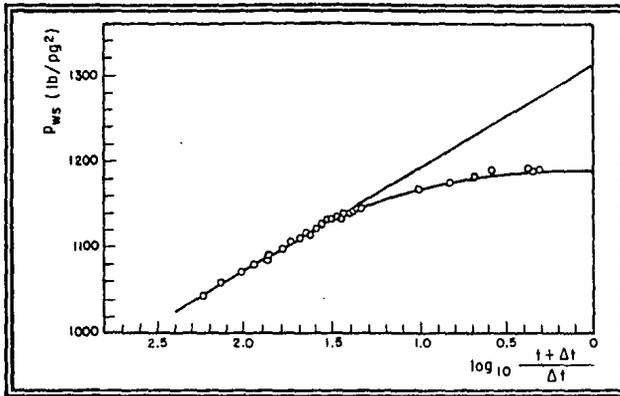


Fig. 5.33. Curva de Incremento de Presión en un Yacimiento Finito⁶.

Efecto de Almacenamiento.

En una prueba de incremento de presión, el final del periodo de almacenamiento puede determinarse como se indicó anteriormente, a una distancia sobre las abscisas de un ciclo y medio desde que empieza la desviación de los datos de la línea recta, en la gráfica de $p_{ws}-p_{wf}$ contra Δt en papel doble logarítmico. La gráfica resultante será una línea recta para tiempos cortos, donde la pendiente unitaria puede ser usada para estimar el coeficiente de almacenamiento de acuerdo a la ecuación 5.94.

Eficiencia de Flujo (EF).

La eficiencia de flujo indica la capacidad de producción de un pozo, está definida como la relación del índice de productividad real y el índice de productividad ideal si no existiera daño, puede ser calculada como sigue:

$$EF = \frac{J_r}{J_l} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{p^* - p_{wf} - \Delta p_s}{p^* - p_{wf}} \quad (5.135)$$

Las eficiencias de flujo pueden ser mayores que 1, las cuales son obtenidas después de un fracturamiento hidráulico en formaciones con permeabilidades bajas o moderadamente altas.

5.5.3. Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)²⁹.

Este método se basa en la solución de las ecuaciones para yacimientos finitos y es válido para tiempos de cierre pequeños comparados con el tiempo de producción ($\Delta t \ll t_p$), es decir, cuando $t_p + \Delta t = t_p$.

Partiendo de la ecuación 5.134:

$$p_{ws} = p^* - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_p + \Delta t) + \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(\Delta t)$$

$$p_{ws} = p^* - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_p) + \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(\Delta t) \quad (5.136)$$

considerando $\Delta t = i$, se tiene:

$$p_{1hr} = p^* - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_p) \quad (5.137)$$

sustituyendo la ecuación 5.137 en la 5.136, se tiene:

$$p_{ws} = p_{1hr} + \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(\Delta t) \quad (5.138)$$

La ecuación anterior representa una línea recta con pendiente positiva, si se grafica p_{ws} contra $\log \Delta t$ (figura 5.34), comúnmente llamada gráfica de MDH.

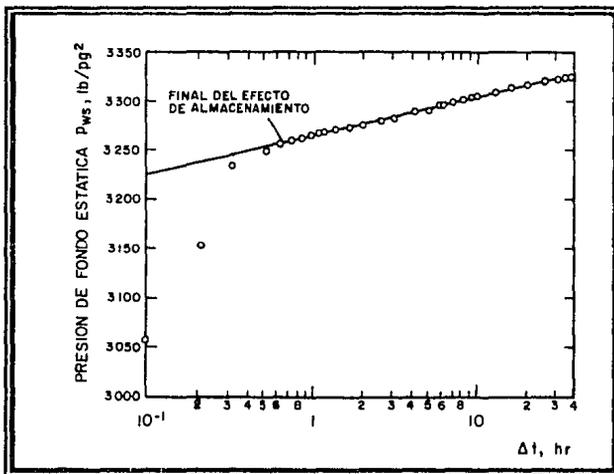


Fig. 5.34. Gráfica de MDH²⁹.

Con las ecuaciones 5.133 y 5.96 se pueden calcular el factor de daño y la permeabilidad de la formación, respectivamente.

5.5.4. Cálculo de la Presión Media.

La presión media es usada para caracterizar un yacimiento, para predecir el comportamiento futuro de un yacimiento y es fundamental para entender el comportamiento del yacimiento durante una recuperación primaria y secundaria. Existen varios métodos para estimar la presión media del yacimiento como los que se describen a continuación:

a) Método de Horner.

Para yacimientos limitados Horner propuso la siguiente ecuación:

$$p^* = p_i - \frac{70.6qB\mu}{kh} y(u_1) \quad (5.139)$$

y como p^* y m se obtienen de la gráfica de Horner, entonces:

$$y(u_1) = \frac{p_i - p^*}{\frac{70.6qB\mu}{kh}} \quad (5.140)$$

donde:

$$u_1 = \frac{948\phi\mu c r_e^2}{kt} \quad (5.141)$$

con el valor obtenido de la ecuación 5.140 y utilizando la gráfica de $y(u_1)$ contra u_1 (figura 5.35), es posible obtener el valor de u_1 . Aplicando un balance de materia, la presión media del yacimiento es:

$$\bar{p} = p_i - \frac{\left(\frac{70.6qB\mu}{kh} \right)}{u_1} \quad (5.142)$$

La aplicación de esta técnica está condicionada al conocimiento de la p_i y a pozos con áreas de drene circulares.

b) Método de Matthews-Brons-Huzebroek (MBH)²⁹.

En 1954, Matthews, Brons y Hazebroek²⁹ presentaron una técnica para estimar la presión media del yacimiento del volumen de roca asociado al pozo utilizando los datos de una prueba de incremento de presión. Este método proporciona una técnica mediante el uso de curvas para poder estimar la presión media del yacimiento cuando los pozos se encuentran en cualquier posición en áreas de drene de diferentes formas. Las curvas que se utilizan son de $p_{D_{MBH}}$ contra t_{D_A} (figuras 5.36 a 5.39), donde:

$$t_{D_A} = \frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu c_1 A} \quad (5.143)$$

con el valor obtenido de la ecuación anterior y utilizando una curva previamente elegida, es posible obtener el valor de la presión adimensional ($p_{D_{MBH}}$) y por consiguiente, el valor de la presión media:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2.303} p_{D_{MBH}} \quad (5.144)$$

donde m es la pendiente de la línea recta de la gráfica de Horner y p^* es la presión extrapolada para yacimiento limitados.

c) *Método de Muskat*^{6,27}.

Este método está basado en la solución de la ecuación de difusividad para yacimientos limitados y es válido solo para tiempos grandes, una vez que se hayan sentido los efectos de frontera. Por tanto, se tiene:

$$\bar{p} - p_{ws} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-a_n \Delta t_{De}}}{b_n} \quad (5.145)$$

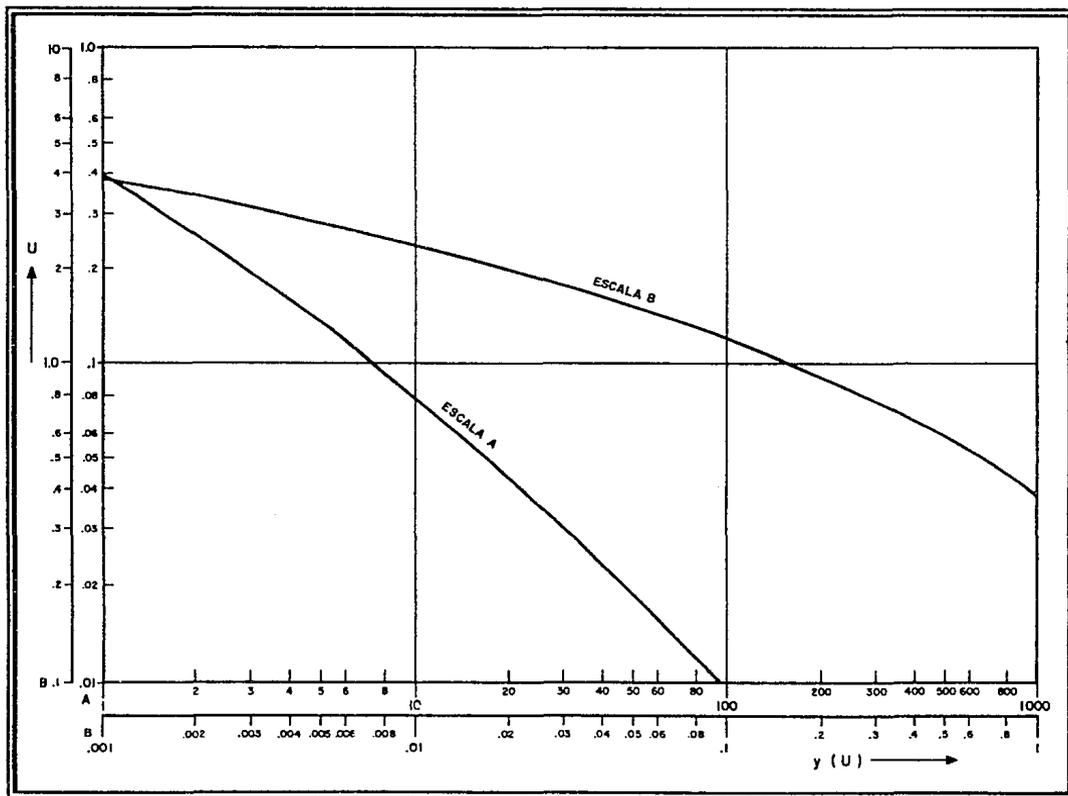
donde:

$$\Delta t_{De} = \frac{0.0002637k\Delta t}{\phi\mu c_r r_e^2} \quad (5.146)$$

desarrollando se tiene:

$$\log(\bar{p} - p_{ws}) = \log\left(118.6 \frac{qB\mu}{kh}\right) - 0.00168 \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_r r_e^2} \quad (5.147)$$

que es la ecuación propuesta por Muskat⁶.

Fig. 5.35. Gráfica de la Función $y(u)^{27}$.

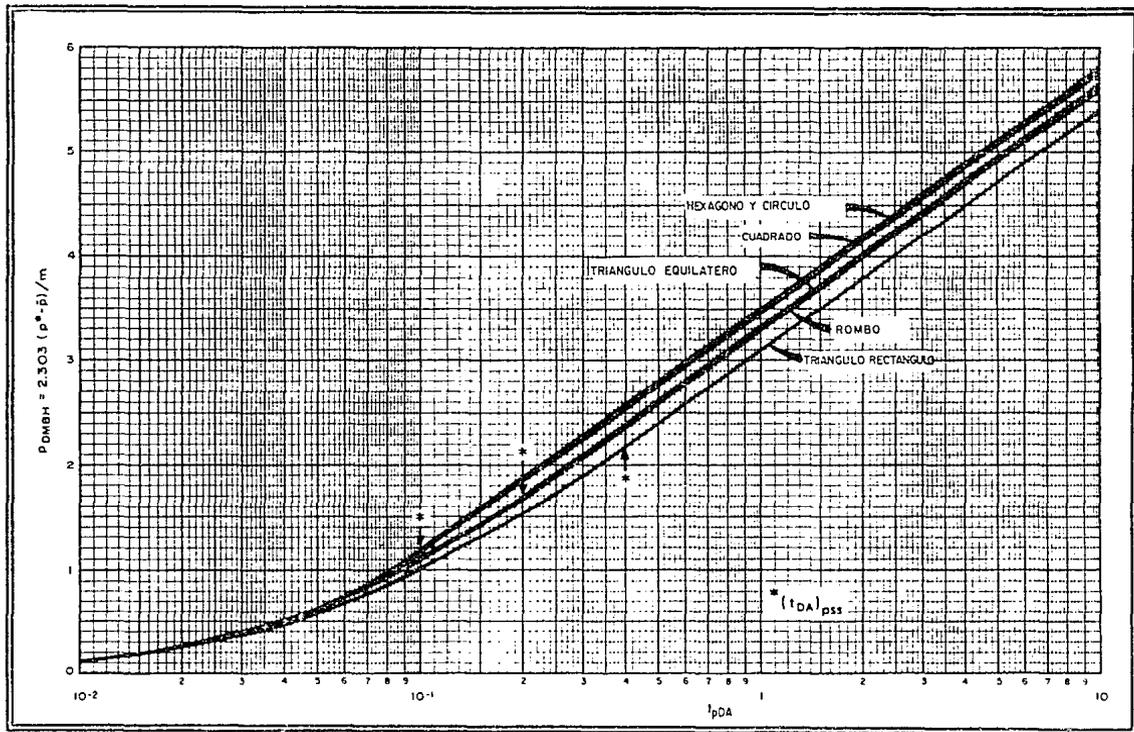


Fig. 5.36. Presión Adimensional de Mathews-Brons-Hazebrook para un Pozo en el Centro de Áreas de Drene Equiláteras²⁹.

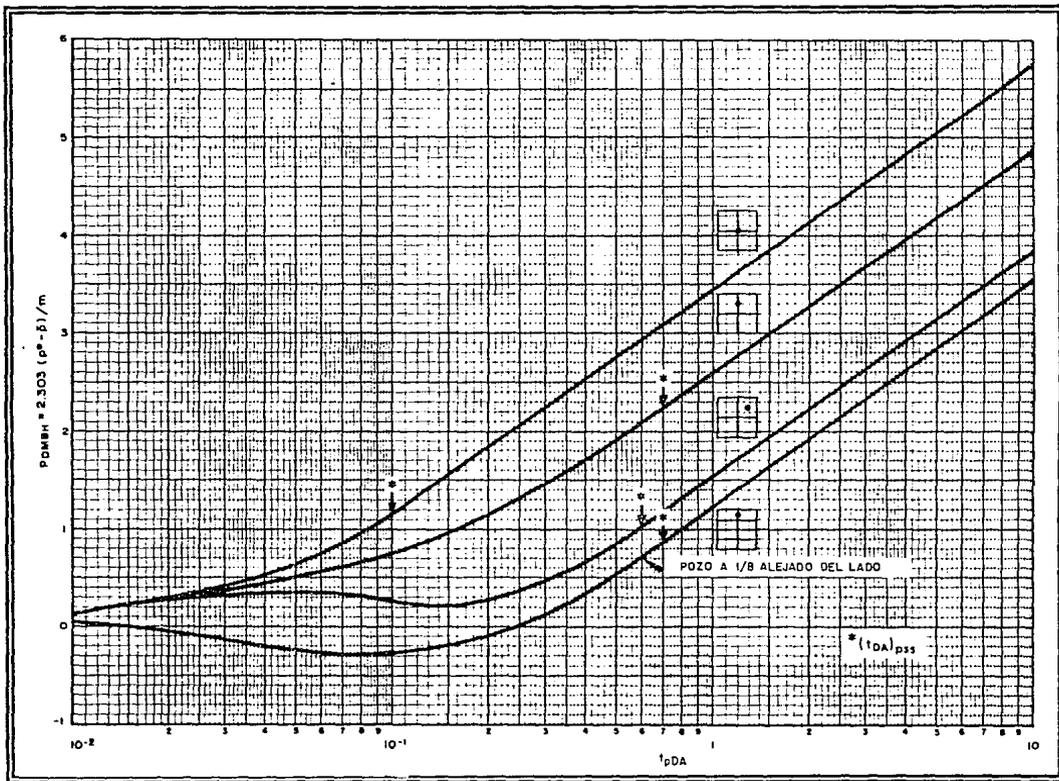


Fig. 5.37. Presión Adimensional de Matthews-Brons-Hazebrook para Diferentes Localizaciones de un Pozo en un Área de Drene Cuadrada²⁹.

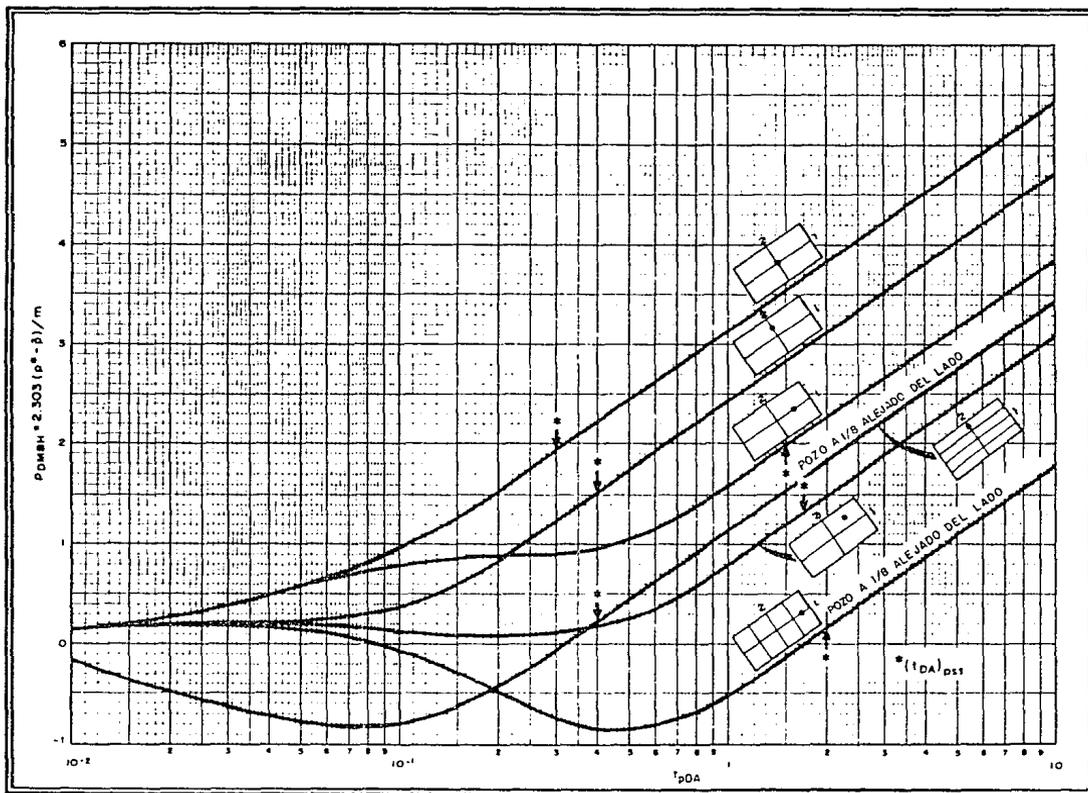


Fig. 5.38. Presión Adimensional de Mathews-Brons-Hazebroek para Diferentes Localizaciones de un Pozo en un Área de Drenaje Rectangular²⁹.

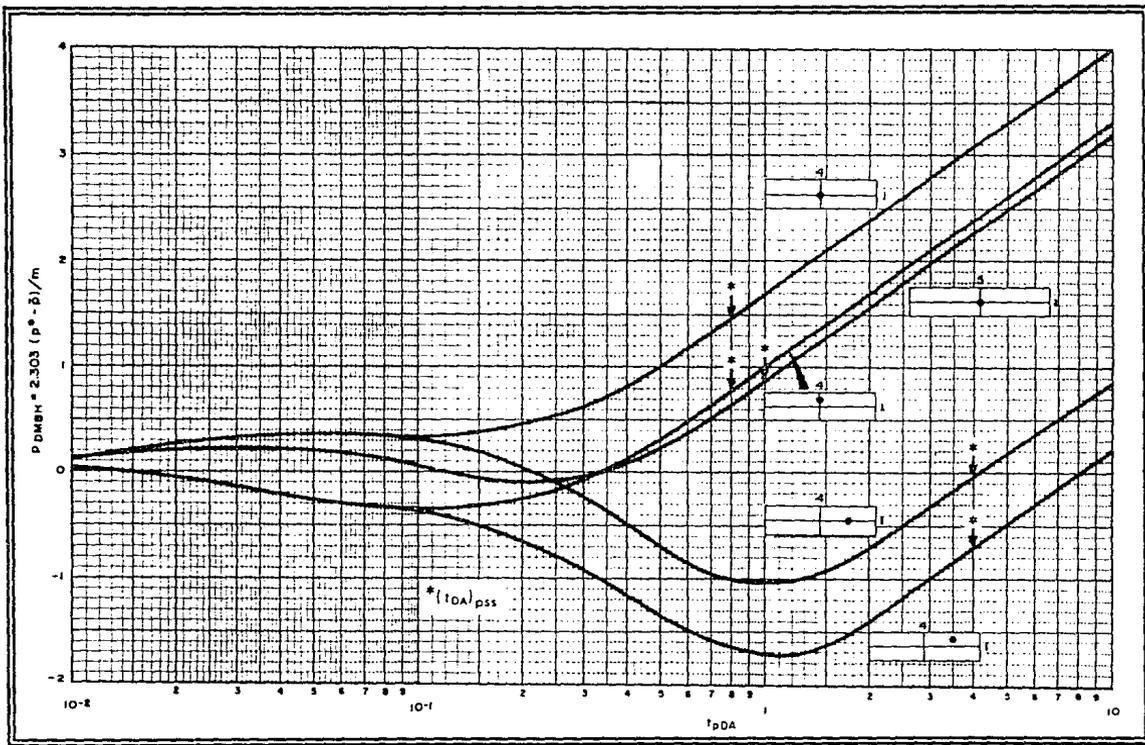


Fig. 5.39. Presión Adimensional de Matthews-Brons-Hazebrook para Diferentes Localizaciones de un Pozo en Áreas de Drene Rectangulares 4:1 y 5:1²⁹.

Como el método requiere conocer el valor de \bar{p} , es necesario aplicar un proceso de ensayo y error, suponiendo diferentes valores de la presión media. La presión media correcta será aquella que, cuando se grafique $\log(\bar{p} - p_{ws})$ contra Δt , permita definir un comportamiento lineal (figura 5.40). Si la gráfica exhibe un comportamiento cóncavo hacia arriba la presión media es muy alta y si es cóncava hacia abajo la presión media es demasiado baja.

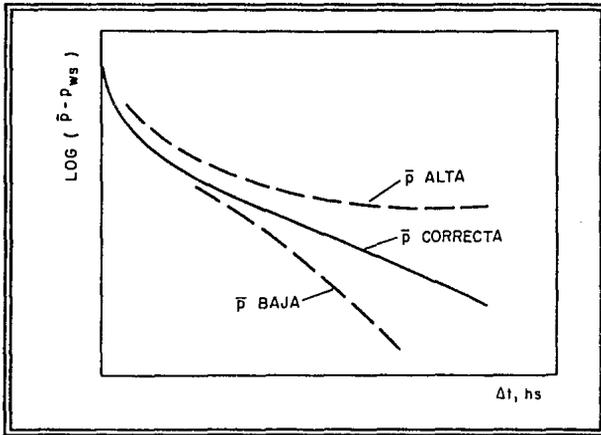


Fig. 5.40. Gráfica Esquemática de Datos de Presión de Muskat²⁹.

Cuando se logre tener un comportamiento lineal, entonces la pendiente y la ordenada al origen respectivamente son:

$$\beta = -\frac{0.00168k}{\phi\mu c_r r_e^2} \quad (5.148)$$

y

$$b = 118.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (5.149)$$

mediante las cuales se puede estimar el volumen poroso drenado por el pozo:

$$V_p = -0.626 \frac{qB}{\beta b c_i} \quad (5.150)$$

d) Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)²⁹.

Esta es una técnica para estimar la presión media de un yacimiento para áreas de drenaje circulares y cuadradas. Este método se aplica directamente a pozos que se encuentran en el periodo de flujo pseudoestacionario antes de la prueba de incremento.

De la gráfica de p_{ws} contra Δt se debe escoger cualquier tiempo (Δt) que caiga sobre la línea recta, leyéndose su correspondiente p_{ws} . Con el mismo valor de Δt es posible calcular el tiempo de cierre adimensional como sigue:

$$\Delta t_{D_A} = \frac{0.0002637 k \Delta t}{\phi \mu c_i A} \quad (5.151)$$

Con el valor de Δt_{D_A} , obtenido de la ecuación 5.151, en una gráfica de $p_{D_{MDH}}$ contra Δt_{D_A} (figura 5.41) se obtiene la presión adimensional y, posteriormente se calcula la presión media del yacimiento:

$$\bar{p} = p_{ws} + \frac{m}{1.151} p_{D_{MDH}} \quad (5.152)$$

Donde p_{ws} es el valor leído sobre la línea recta *MDH* correspondiente a cualquier Δt elegido.

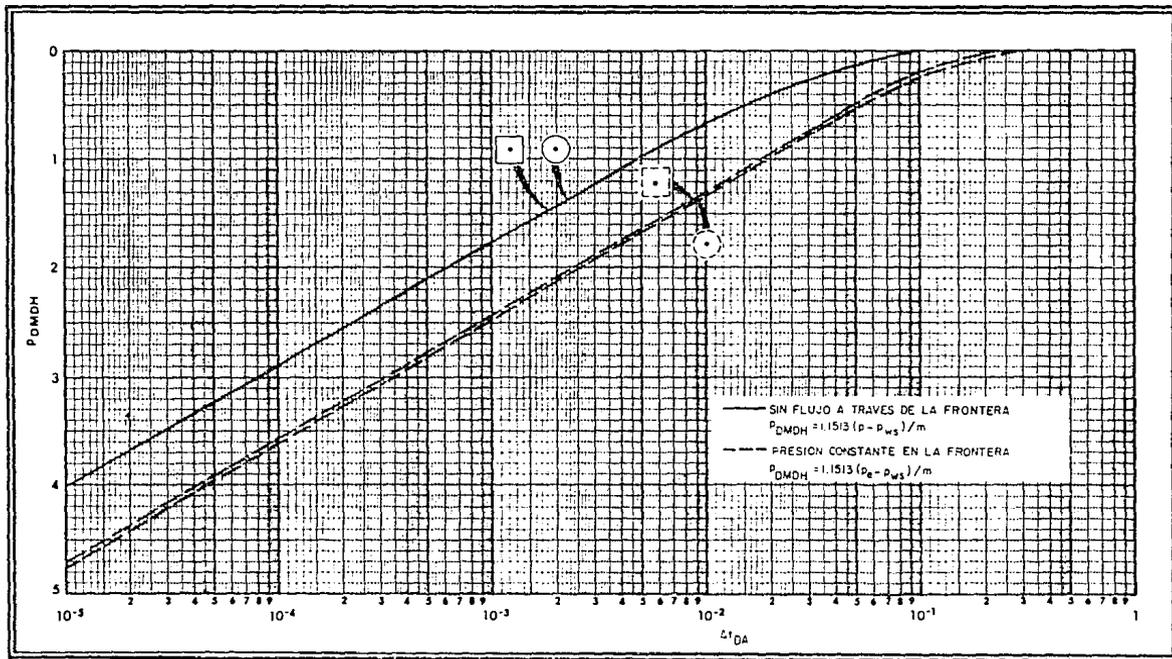


Fig. 5.41. Presión Adimensional de Miller-Dyes-Hutchinson para Áreas de Drene Rectangulares y Cuadradas²⁹.

5.5.5. Distancia a una Frontera.

Si un pozo está localizado a una distancia " d " de una frontera impermeable y si se considera un tiempo de cierre suficientemente grande (cuando se han sentido los efectos de frontera), entonces la presión de cierre es:

$$p_{ws} = p_i - \frac{325.2qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (5.153)$$

Al graficar los datos de incremento de presión en una gráfica de Horner, se tiene una primera línea recta representativa de la ecuación 5.130 y cuya pendiente es m_1 (ecuación 5.131), y para tiempos grandes se tiene una segunda línea recta con pendiente m_2 , que es el doble de la primera ($m_2 = 2m_1$), que representa la ecuación 5.153 y del efecto de una frontera cerca del pozo.

Horner presentó un método para calcular la distancia a una frontera el cual está basado en el tiempo de cierre Δt_x , correspondiente a la intersección de las dos líneas rectas, como se muestra en la figura 5.42. Resolviendo simultáneamente las dos ecuaciones anteriores:

$$-Ei\left(-\frac{3792\phi\mu c_1 d^2}{kt_p}\right) = \ln\left(\frac{t_p + \Delta t_x}{\Delta t_x}\right) \quad (5.154)$$

Davis y Hawkins⁶ desarrollaron también una ecuación para calcular la distancia a una frontera, la cual es:

$$d = \sqrt{\frac{0.000148 k \Delta t_x}{\phi \mu c_t}} \quad (5.155)$$

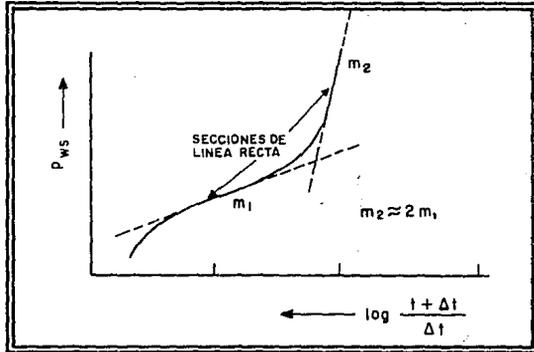


Fig. 5.42. Comportamiento de una Prueba de Incremento de Presión para el caso de fronteras Múltiples⁶.

5.5.6. Ejemplo²⁶.

Los datos de un prueba de incremento de presión que se presentan en la Tabla 5.3, fueron obtenidos de un pozo de aceite que produce arriba de su punto de burbujeo. El pozo fue productor para un tiempo efectivo de 13,630 horas al gasto final y se cuenta con los siguientes datos:

$$q_o = 250 \text{ bl/día}$$

$$r_w = 0.198 \text{ pie}$$

$$\mu_o = 0.8 \text{ cp}$$

$$r_e = 1.489 \text{ pies}$$

$$\phi = 0.039$$

$$\rho_o = 53 \text{ lb/pie}^3$$

$$B = 1.136 \text{ bl/bl}$$

$$h = 69 \text{ pies}$$

$$c_t = 0.000017 \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$$

Tabla 5.3.
 Datos de una Prueba de Incremento de Presión²⁶.

Δt (horas)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (lb/pg ²)	$P_{ws} - P_{wf}$ (lb/pg ²)
0.0		3,534	0
0.15	90,900	3,680	146
0.2	68,200	3,723	189
0.3	45,400	3,800	266
0.4	34,100	3,866	332
0.5	27,300	3,920	386
1.0	13,600	4,103	569
2.0	6,860	4,250	716
4.0	3,410	4,320	786
6.0	2,270	4,340	806
7.0	1,950	4,344	810
8.0	1,710	4,350	816
12.0	1,140	4,364	830
16.0	853	4,373	839
20.0	683	4,379	845
24.0	569	4,384	850
30.0	455	4,393	859
40.0	342	4,398	864
50.0	274	4,402	868
60.0	228	4,405	871
72.0	190	4,407	873

Con los datos anteriores, determinar la permeabilidad de la formación, el factor de daño, el efecto de almacenamiento y la presión falsa "p*".

Solución.

Para estimar la permeabilidad, el factor de daño y la "p*", es necesario graficar p_{ws} contra

$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ como se muestra en el figura 5.43, donde la pendiente de la línea recta es

$$m = 4437 - 4667 = -70 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}.$$

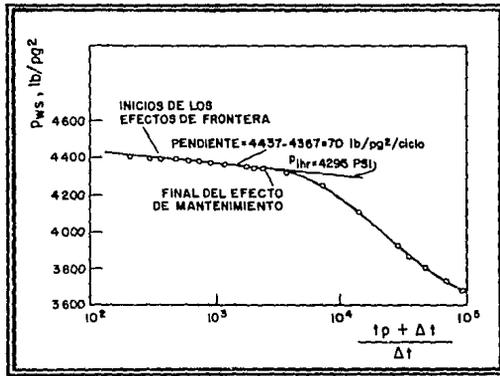


Fig. 5.43. Gráfica Semilog de una Prueba de Incremento de Presión²⁶.

La permeabilidad de la formación se calcula mediante la ecuación 5.131:

$$k = \frac{(162.6)(250)(1.136)(0.8)}{-(-70)(69)} = 7.65 \text{ md}$$

Para calcular el valor de p_{1hr} :

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = \frac{13,620 + 1}{1} = 13,621 \text{ horas}$$

con este valor y la figura 5.43, la $p_{1hr} = 4295 \text{ lb/pg}^2$. Entonces, con la ecuación 5.133 el factor de daño se puede calcular:

$$s = 1.15 \left[\frac{4295 - 3534}{70} - \log \left(\frac{7.65}{(0.039)(0.8)(0.000017)(0.198)^2} \right) + 3.2275 \right] = 6.37$$

Después se grafica $\log(p_{ws} - p_{wf})$ contra $\log \Delta t$ como se muestra en la figura 5.44. Eligiendo un punto sobre la línea recta de pendiente unitaria $\Delta p = 100$ lb/pg² y $\Delta t = 0.1$ horas, el coeficiente de almacenamiento puede ser calculado con la ecuación 5.94:

$$C = \frac{(250)(1.136)(0.1)}{(24)(100)} = 0.0118 \text{ bl/lb/pg}^2$$

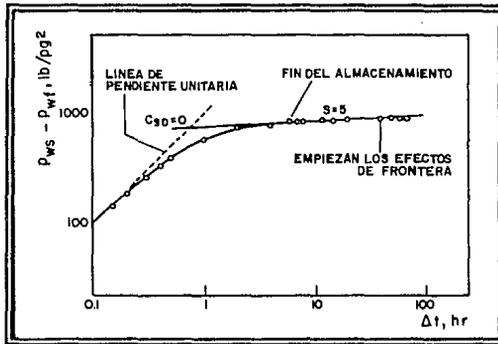


Fig. 5.44. Gráfica Log-Log de una Prueba de Incremento de Presión²⁶.

Como la p^* no puede leerse directamente de la gráfica semilog, entonces puede hacerse lo siguiente:

$$p^* = 4437 + 2m = 4437 + 2(70) = 4577 \text{ lb/pg}^2$$

5.6. Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo.

Una curva tipo es una familia de curvas de decremento de presión que representan un modelo teórico del yacimiento. Por medio de las técnicas de ajuste con curvas tipo se pueden analizar los datos dominados por los efectos de almacenamiento; por ejemplo, cuando una prueba de decremento es demasiado corta, que no llega a definir la línea recta semilog, los datos no pueden ser analizados con los métodos descritos anteriormente, entonces es posible aplicar las técnicas de análisis mediante curvas tipo. El método general se aplica a muchos tipos de pruebas de pozos en periodo transitorio para cualquier sistema con p_D y t_D conocidas.

Las técnicas de análisis con curvas tipo se describen específicamente para utilizarlas con las curvas tipo de Ramey²⁹, pero se pueden aplicar para diferentes curvas tipo existentes.

5.6.1. Curvas Tipo de Ramey.

Las curvas tipo de Ramey²⁹ fueron generadas para el caso de una prueba de decremento de presión a gasto constante, fluyendo en una sola fase líquida ligeramente compresible, en un yacimiento lo suficientemente homogéneo tal que la ecuación de difusividad para flujo radial represente el flujo en el yacimiento, presión uniforme en el área de drenaje del pozo antes de la producción, yacimiento infinito y considerando los efectos de almacenamiento y daño, figura 5.45.

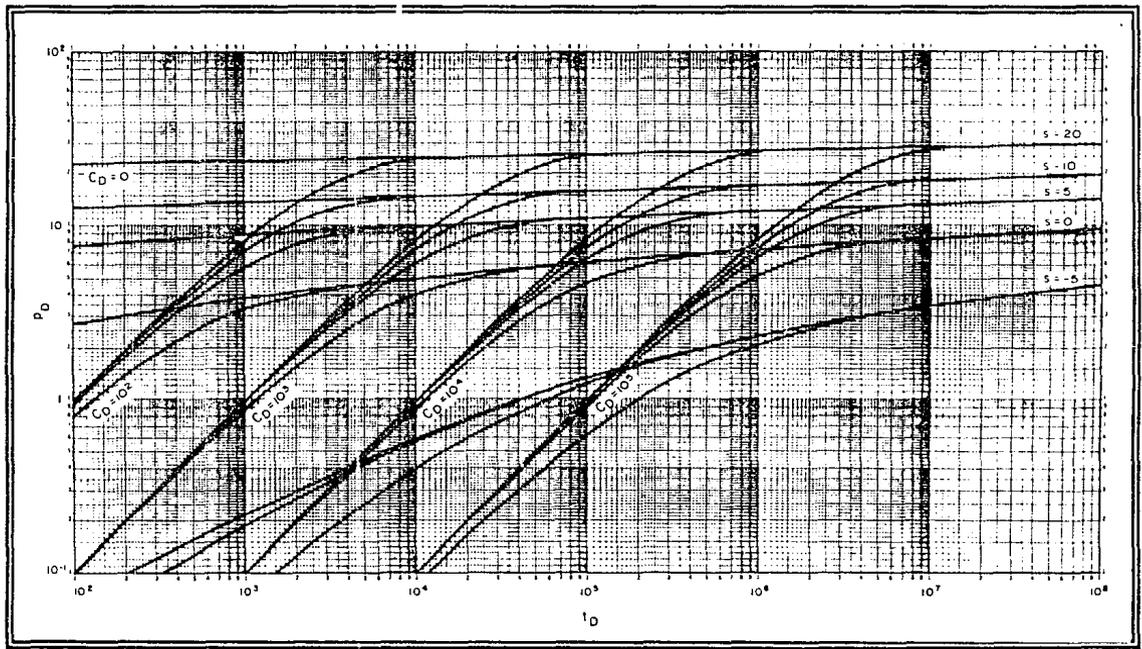


Fig. 5.45. Presión Adimensional para un solo Pozo en un Yacimiento Infinito con Efecto de Almacenamiento y Daño²⁹.

A continuación se describe el procedimiento de análisis con curvas tipo (figura 5.46):

1. Seleccionar la curva tipo, usualmente una gráfica log-log de p_D vs t_D . El procedimiento se ilustra con la curva tipo de la figura 5.45.
2. Colocar un papel transparente sobre la curva tipo, trazar los ejes principales de la malla y escribir los rangos de valores de Δp y t , figura 5.46 (b),(c), y (d). Para pruebas de decremento de presión:

$$\Delta p = p_i - p_{wf}(t) \quad (5.156)$$

3. Graficar los datos de Δp vs t usando la cuadrícula de la curva tipo mostrada a través del papel transparente como guía, figura 5.46 (e). De esta manera, se garantiza que los datos graficados ("curva de datos") y la curva tipo tengan la misma escala. Debe ignorarse las curvas y la escala sobre la curva tipo durante la etapa de graficación y usar solamente la cuadrícula base.
4. Deslice el papel transparente con los datos graficados, manteniendo los ejes paralelos, hasta que los puntos de la "curva de datos" se ajusten a una de las curvas tipo, figura 5.46 (f). Las curvas tipo tienen usualmente una forma similar, por lo que el proceso de ajuste puede ser difícil.
5. Una vez logrado el mejor ajuste, trazar la curva ajustada, elegir un punto de ajuste sobre los datos graficados y registrar los valores correspondientes para este punto en la curva de datos $[(\Delta p)_M$ y $(\Delta t)_{M1}]$ y aquellos correspondientes a la curva tipo $[(p_D)_M$ y $(t_D)_{M1}]$, figura 5.46(g) y (h).

6. Con los datos del punto de ajuste estimar las propiedades de la formación. De la definición de p_D estimar la permeabilidad de la formación:

$$k = 141.2 \frac{qB\mu (p_D)_M}{h (\Delta p)_M} \quad (5.157)$$

Similarmente, usando la definición del tiempo adimensional, estimar el producto de la porosidad por la compresibilidad del sistema:

$$\phi c_t = \frac{0.0002637k (\Delta t)_M}{\mu r_w^2 (t_D)_M} \quad (5.158)$$

7. Si las curvas tipo son identificadas por un parámetro, tal como el coeficiente de almacenamiento adimensional y el factor de daño, estos parámetros pueden ser usados para estimar propiedades adicionales del pozo y del yacimiento.

5.6.2. Curvas Tipo de McKinley.

McKinley²⁶ propuso curvas tipo con el objetivo de caracterizar el daño o la estimulación de pruebas de decremento o incremento en las cuales el efecto de almacenamiento distorsiona algunos o todos los datos. De esta manera, es posible realizar una caracterización con pruebas relativamente cortas. McKinley²⁶ desarrolló tres diferentes curvas: una para un rango de tiempo de 0.001 a 10 minutos, otra para un rango de tiempo de 1 a 1000 minutos y la última para un rango de tiempo de 1000 a 10⁶ minutos (figura 5.47). La curva para el rango de tiempo de 1 a 1000 minutos es la más usada.

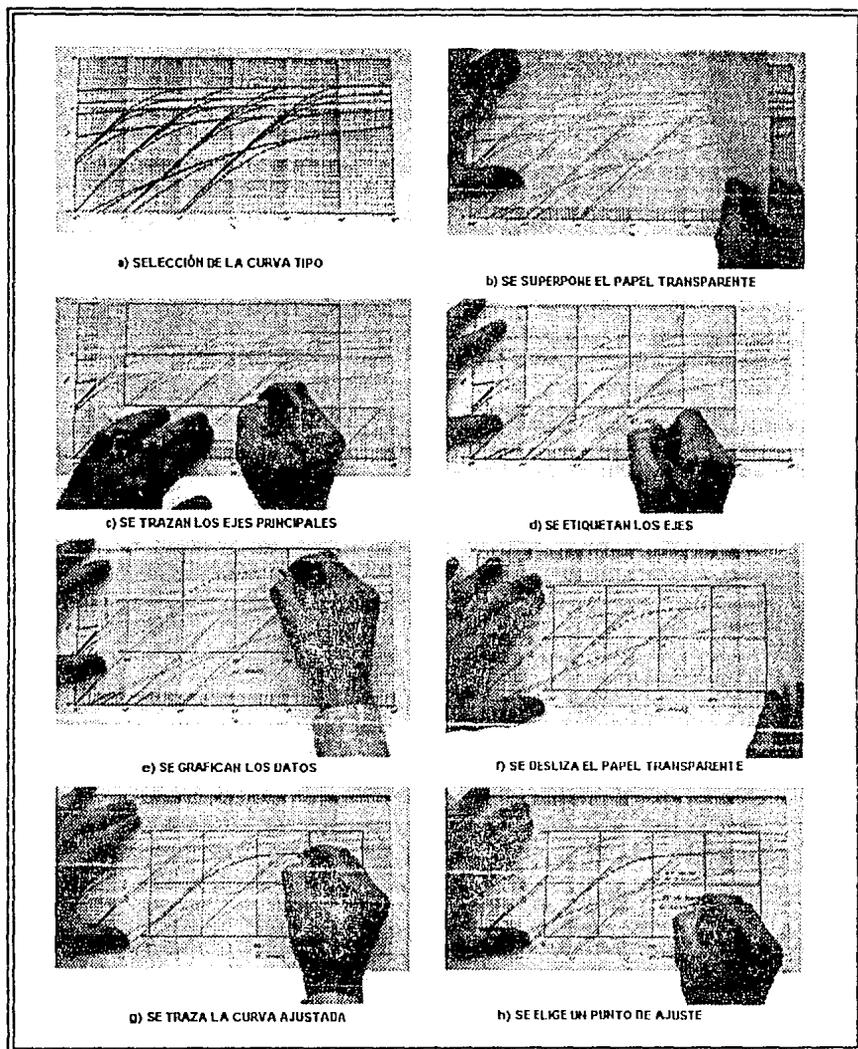


Fig. 5.46. Secuencia del Procedimiento de Ajuste con Curvas Tipo²⁹.

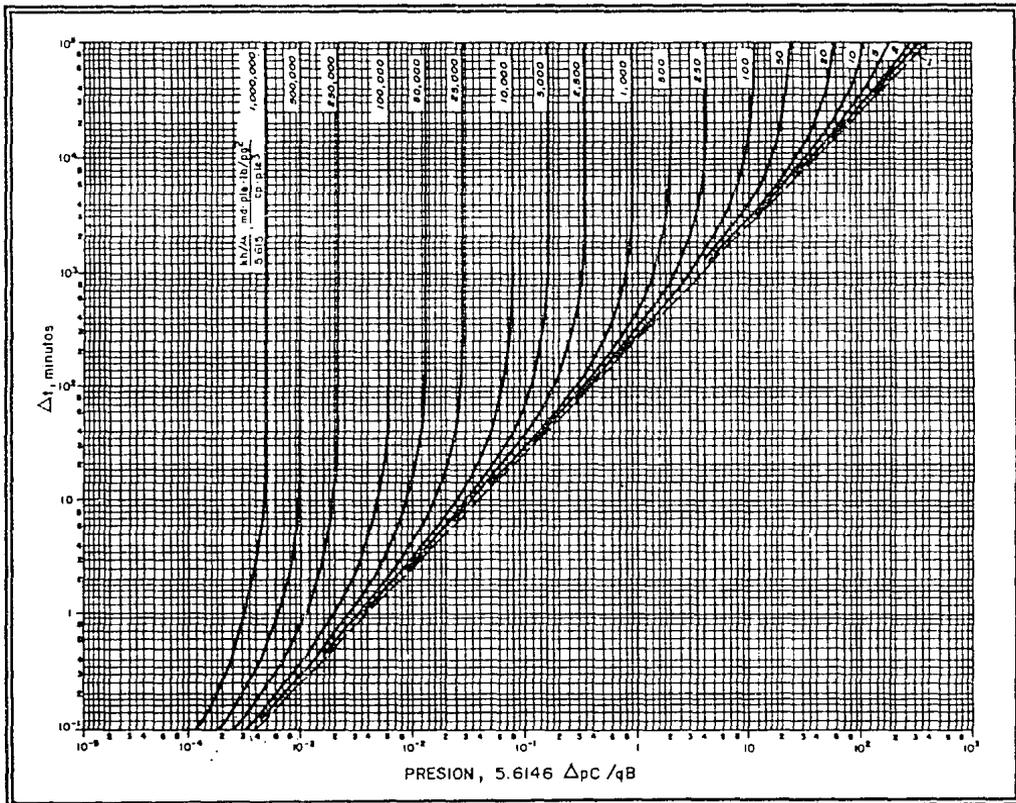


Fig. 5.47. Curva Tipo para un solo Pozo en un Yacimiento Infinito con Efecto de Almacenamiento sin Daño²⁹.

El procedimiento de análisis es sencillo, una vez graficados los datos de prueba Δp vs Δt , se efectúa el ajuste y se registra el valor del parámetro $(kh/\mu)/5.615C$ para la curva tipo correcta. Se escoge un punto de ajuste y se lee Δp_M y $(5.615\Delta pC/qB)_M$ y se determina el coeficiente de almacenamiento.

$$C = \frac{\left(\frac{5.615\Delta pC}{qB}\right)_M}{\Delta p_M} \times \frac{qB}{5.615} \quad (5.159)$$

Además, se puede calcular la transmisibilidad en la cercanía del pozo, (kh/μ) :

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right) = \left(\frac{kh/\mu}{5.615C}\right) \times 5.615C \quad (5.160)$$

Si la tendencia de los datos cae fuera de la curva tipo que proporciona el ajuste más próximo (esto indica que la transmisibilidad de la formación es diferente de la transmisibilidad efectiva en la cercanía del pozo), deslizar horizontalmente los datos graficados para encontrar otra curva tipo que ajuste mejor los últimos datos. Una desviación hacia un valor más alto de $(kh/\mu)/5.615C$ indica daño, un cambio a un valor más bajo, indica estimulación. Por lo que es necesario volver a calcular la transmisibilidad de la formación con los nuevos datos $(kh/\mu)/5.615C$ y C) por medio de la ecuación 5.160.

Nótese que no se encuentra una nueva presión de ajuste para recalculer C , se usa el mismo de antes. En realidad, si solamente son analizados los datos que reflejan la transmisibilidad de la formación (después de que la distorsión por los efectos de almacenamiento haya desaparecido), el uso del método de McKinley proporcionaría resultados erróneos. El punto

de ajuste tiene que ser encontrado con datos de tiempos cortos, distorsionados por los efectos de almacenamiento (figuras 5.48 y 5.49).

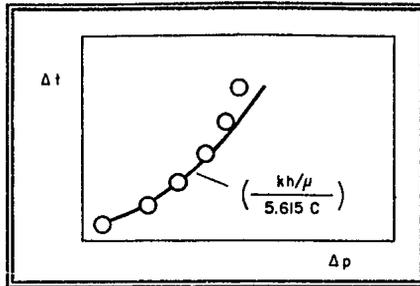


Fig. 5.48. Ajuste de los Primeros Datos en la Curva Tipo de McKinley²⁶.

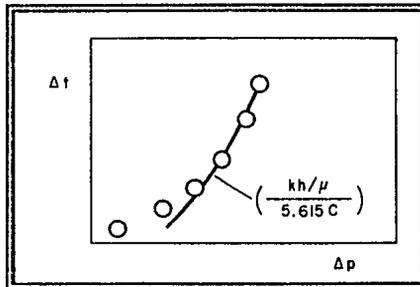


Fig. 5.49. Ajuste de los Últimos Datos en la Curva de McKinley²⁶.

La eficiencia de flujo también puede ser estimada directamente de los datos graficados con el uso de las curvas tipo de McKinley. A partir de la ecuación 5.135, puede escribirse:

$$EF = \frac{p^* - p_{wf} - \Delta p_s}{p^* - p_{wf}} = \frac{\Delta p^* - \Delta p_s}{\Delta p^*} \quad (5.161)$$

Las cantidades Δp^* y Δp_s pueden ser determinadas de la curva tipo de McKinley de la siguiente manera (figura 5.50):

- Δp^* es la asíntota vertical alcanzada por Δp en la gráfica de McKinley.
- Δp_s puede ser calculada de Δp_{D1} , en el tiempo para el cual los datos de la prueba se desvían de la curva tipo.

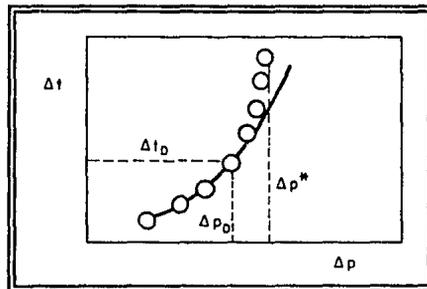


Fig. 5.50. Datos para Calcular la Eficiencia de Flujo de la Curva Tipo de McKinley²⁶.

McKinley²⁶ propuso una relación entre Δp_s y Δp_{D1} , la cual está dada por:

$$\Delta p_s = \left(1 - \frac{k_{wb}}{k_f}\right) \Delta p_{D1} \quad (5.162)$$

- De este modo la EF puede ser calculada mediante la ecuación 5.161.

5.6.3. Curvas Tipo de Gringarten.

Gringarten³⁰ desarrolló una curva tipo que se presenta en la figura 5.51. Esta curva tipo es una gráfica de p_D vs t_D / C_D (pruebas de decremento), y cada curva está caracterizada por un valor de $C_D e^{2s}$. Se definen los siguientes términos:

$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{0.000295 kh \Delta t}{\mu C} \quad (5.163)$$

$$C_D e^{2s} = \frac{0.8936 C e^{2s}}{\phi c_i h r_w^2} \quad (5.164)$$

Los límites de los diversos periodos de flujo (fin del almacenamiento e inicio del flujo radial infinito) son indicados en esta curva tipo, al igual que los rangos de $C_D e^{2s}$ para varias condiciones del pozo (dañado, sin daño, acidificado y fracturado). Todas las curvas (excepto para valores muy bajos de $C_D e^{2s}$) convergen en una sola línea recta de pendiente unitaria para los datos de tiempos cortos, cuando dominan los efectos de almacenamiento en el pozo. Para yacimientos fracturados, en intervalos de tiempo cortos el fluido fluye a través de las fracturas, por lo que no se presenta flujo radial sino lineal, siendo la pendiente de la línea recta igual a 0.5. El eje de la derecha, $\Delta t / t_p$, es para el análisis de pruebas de incremento de presión.

Debido a que las curvas convergen a una línea de pendiente unitaria, lo único que se debe hacer para ajustar la "curva de datos", es moverla en sentido vertical. Una vez ajustada, se registra el valor de $C_D e^{2s}$, se elige un punto de ajuste y se lee Δp , p_D , Δt y t_D / C_D .

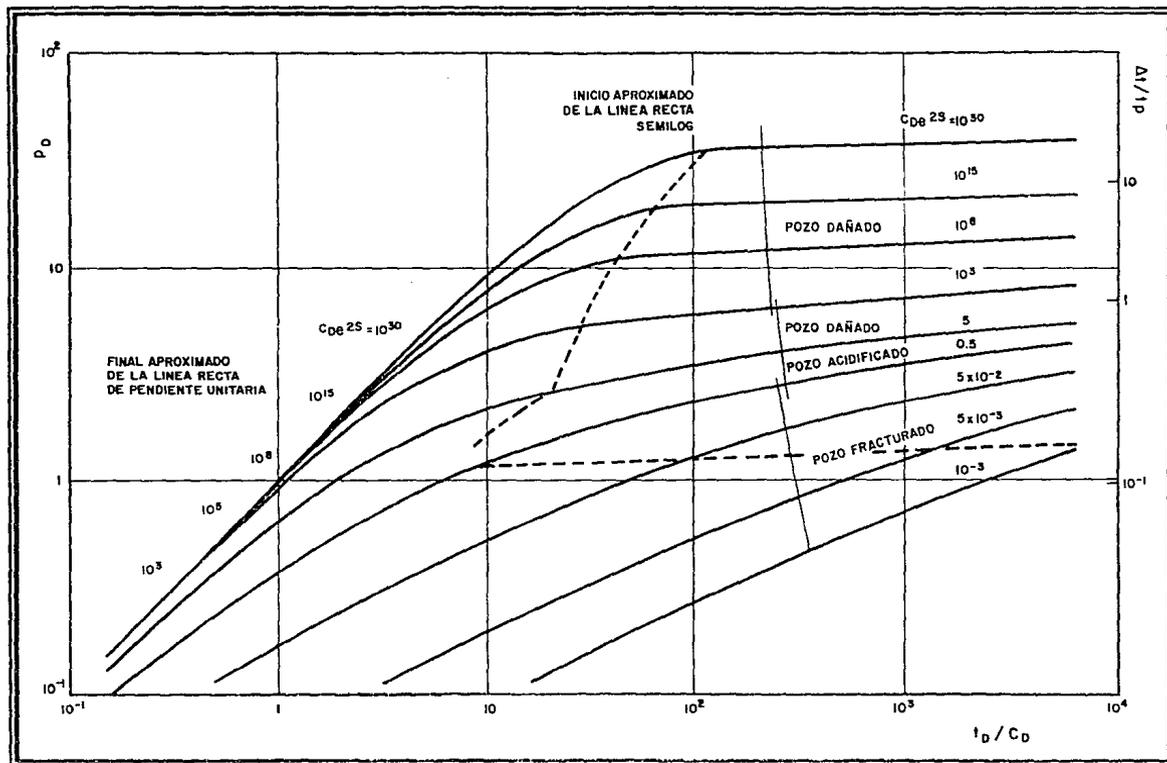


Fig. 5.51. Curva Tipo para un solo Pozo con Almacenamiento y Daño en un Yacimiento Infinito y Homogéneo (Gringarten)³⁰.

Por medio de la ecuación 5.157 se puede calcular la permeabilidad y el tiempo de ajuste puede ser usado para encontrar el coeficiente de almacenamiento:

$$C = \frac{kh}{3389} \left(\frac{\Delta t}{t_D / C_D} \right)_M \quad (5.165)$$

De aquí se puede calcular el coeficiente de almacenamiento adimensional con la ecuación 5.164 y el daño puede ser obtenido:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_M}{C_D} \right] \quad (5.166)$$

La validez del análisis de pruebas de incremento de presión con curvas tipo de decremento, depende de la duración relativa de los periodos de incremento y decremento: para pozos estimulados, el tiempo de producción tiene que ser más grande que el periodo de incremento, mientras que puede ser más corto para pozos dañados.

5.6.4. La Derivada.

Todos los métodos de análisis de pruebas de presión se basan en la ecuación de difusividad para flujo de fluidos en medios porosos. Esta ecuación está en términos de la derivada de la presión con respecto al tiempo. Por tanto, este término es importante y es el que idealmente debería medirse. Sin embargo, los medidores de presión de fondo no eran capaces de medir

la rapidez del cambio con respecto al tiempo y esto limitó el análisis de los datos. En la actualidad, la nueva generación de manómetros electrónicos permiten el acceso a la rapidez de cambio de la presión con el tiempo.

El análisis basado en la derivada de la presión (Δp) es más sensible y poderoso que aquel basado solamente en la presión (Δp).

Generalmente todas las curvas definen, a tiempos cortos, una línea recta con pendiente unitaria que corresponde a un flujo dominado por el almacenamiento, ecuación 5.87. Obteniendo su derivada:

$$\frac{d(p_D)}{d(t_D/C_D)} = p'_D = 1 \quad (5.167)$$

A tiempos largos, las curvas corresponden a flujo radial infinito, cuando han cesado los efectos de almacenamiento y el flujo en el yacimiento es radial, ecuación 5.75. Esta ecuación puede escribirse en forma adimensional (para $r_D=1$):

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80907 + 2s] \quad (5.168)$$

Arreglando y derivando con respecto a t_D/C_D se obtiene:

$$\frac{d(p_D)}{d(t_D/C_D)} = p'_D = \frac{0.5}{(t_D/C_D)} \quad (5.169)$$

Es decir, a tiempos cortos y a tiempos largos, el comportamiento de p'_D es independiente de $C_D e^{2t}$. En la figura 5.52 se muestra el comportamiento p'_D : a tiempos cortos (ecuación 5.167), todas las curvas parten de una línea recta donde $p'_D = 1$; a tiempos largos todas las curvas convergen a una línea recta de pendiente -1, que corresponde a $p'_D = 0.5 / (t_D / C_D)$. Entre estas dos asíntotas, a tiempos intermedios, cada curva tiene una forma específica y un valor característico de $C_D e^{2t}$.

Sin embargo, desde un punto de vista práctico, se encontró que es preferible graficar las curvas tipo como $p'_D(t_D / C_D)$ vs t_D / C_D , como se muestran en la figura 5.53, donde:

$$p'_D \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p' \Delta t \quad (5.170)$$

Esta gráfica es más conveniente porque los grupos dimensionales de ambos ejes, presiones y tiempos, son consistentes con la curva tipo de Gringarten, figura 5.51.

Para usar esta curva tipo, tienen que ser graficados los datos reales como $\Delta p' \Delta t$ vs Δt . En la figura 5.53, para tiempos cortos las curvas siguen una línea recta de pendiente unitaria. Cuando el flujo radial infinito es alcanzado, para tiempos largos, las curvas convergen en una horizontal para un valor de $p'_D(t_D / C_D) \approx 0.5$ y en particular son independientes del factor de daño. Esto significa que el efecto de daño se manifiesta solamente en la curvatura entre la línea recta debida a los efectos de almacenamiento y la línea recta debida al periodo de flujo radial infinito. La experiencia ha demostrado que los datos en esta porción de la curva no están siempre bien definidos. Por esta razón, se encontró conveniente sobreponer las dos curvas tipo de las figuras 5.51 y 5.53 en la misma escala. El resultado fue la curva tipo de la figura 5.54, la cual permite ajustar simultáneamente los datos de cambio de presión, Δp , y la derivada de los datos de presión, $\Delta p' \Delta t$, graficados a la misma escala.

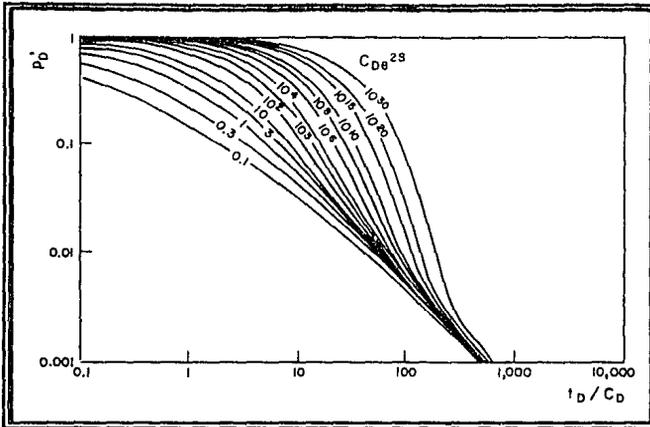


Fig. 5.52. Derivada de las Presiones Adimensionales que Convergen a Líneas Rectas³¹.

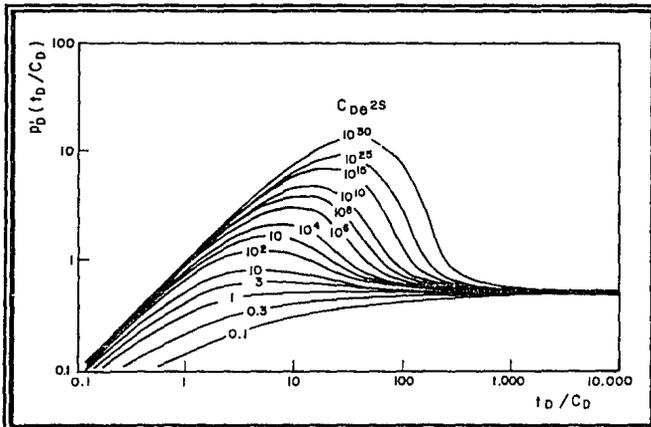


Fig. 5.53. Ajuste de la Curva mostrada en la Figura 5.52 para obtener ejes consistentes con la curva tipo de Gringarten³¹.

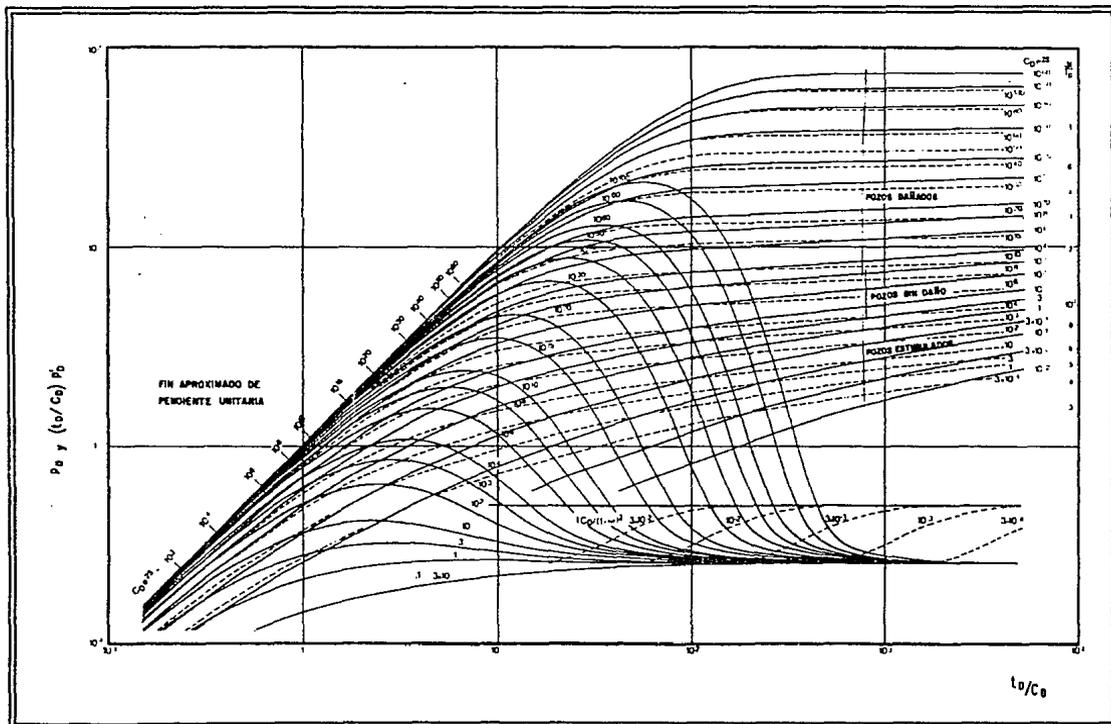


Fig. 5.54. Curva Tipo para Yacimiento Homogéneo con Efectos de Almacenamiento y Daño³¹.

Con el uso de la derivada, el análisis de los datos de presión es más confiable como resultado de las siguientes características:

- El flujo radial infinito define una línea recta horizontal, $p'_D(t_D/C_D) = 0.5$, en la gráfica log-log de la derivada.
- La interpretación se realiza con una sola gráfica (figura 5.54), que combina las técnicas de ajuste con curvas tipo y el análisis semilogarítmico.
- Se logra la unicidad de solución y alta precisión. Por tanto, se logra un solo ajuste, sin ambigüedad.
- El factor de daño también puede determinarse con el valor de $C_D e^{2s}$ de la curva ajustada.

5.6.5. Ejemplo^{31,32}.

Analizar mediante ajuste de curvas tipo los datos presentados en la Tabla 5.4. Además, se cuenta con la siguiente información:

$q = 174$ bl/día	$h = 107$ pies	$B = 1.06$	$\mu = 2.5$ cp
$t_p = 15.33$ hrs	$r_w = 0.29$ pie	$c_l = 4.2 \times 10^{-6}$ [lb/pg ²] ⁻¹	$\phi = 25\%$

Tabla 5.4.
 Datos de una Prueba de Presión y Cálculo de la Derivada^{31,32}.

Δt (hrs)*	Presión (psi)*	Δp (psi)	m (psi/hr)	$\Delta p'$ (psi/hr)	$\frac{\Delta \Delta p' (t_p - \Delta t)}{t_p}$	Δt (hrs)*	Presión (psi)*	Δp (psi)	m (psi/hr)	$\Delta p'$ (psi/hr)	$\frac{\Delta \Delta p' (t_p - \Delta t)}{t_p}$
0.00000	3,086.33	0.00	1017.52			1.87500	3,719.26	632.93	103.76	106.84	200.33
0.00417	3,090.57	4.24	777.72	897.62	3.74	2.00000	3,732.23	645.90	69.92	86.84	173.68
0.00833	3,093.81	7.48	657.55	717.64	5.98	2.25000	3,749.71	663.38	59.84	64.88	145.98
0.01250	3,096.55	10.22	834.53	746.04	9.33	2.37500	3,757.19	670.86	50.00	54.92	130.44
0.01667	3,100.03	13.70	778.85	806.69	13.45	2.50000	3,763.44	677.11	44.84	47.42	118.55
0.02083	3,103.27	16.94	839.33	809.09	16.85	2.75000	3,774.65	688.32	41.84	43.34	119.19
0.02500	3,106.77	20.44	776.98	808.15	20.20	3.00000	3,785.11	698.78	35.80	38.82	116.46
0.02917	3,110.01	23.68	778.85	777.91	22.69	3.25000	3,794.06	707.73	22.96	29.38	95.49
0.03333	3,113.25	26.92	776.98	777.91	25.93	3.50000	3,799.80	713.47	38.80	38.80	108.08
0.03750	3,116.49	30.16	358.94	567.96	21.30	3.75000	3,809.50	723.17	25.88	32.34	121.27
0.04167	3,119.48	33.15	719.42	539.18	24.71	4.00000	3,815.97	729.64	16.92	21.40	85.60
0.05000	3,122.48	36.15	780.72	750.07	37.50	4.25000	3,820.20	733.87	7.00	11.96	50.83
0.05833	3,128.96	42.63	831.54	806.13	47.00	4.50000	3,821.95	735.62	7.00	7.00	31.50
0.06667	3,135.92	49.59	630.25	730.90	48.73	4.75000	3,823.70	737.37	11.00	9.00	42.75
0.07500	3,141.17	54.84	776.71	703.48	52.76	5.00000	3,826.45	740.12	12.96	11.98	59.90
0.08333	3,147.64	61.31	1144.80	960.76	80.06	5.25000	3,829.69	743.36	11.80	12.38	65.00
0.09583	3,161.95	75.62	698.40	921.60	88.32	5.50000	3,832.64	746.31	8.24	10.02	55.11
0.10833	3,170.68	84.35	616.80	657.60	71.24	5.75000	3,834.70	748.37	9.96	9.10	52.33
0.12083	3,178.39	92.06	698.40	657.60	79.46	6.00000	3,837.19	750.86	7.00	8.48	50.88
0.13333	3,187.12	100.79	569.60	634.00	84.53	6.25000	3,838.94	752.61	-1.84	2.58	16.12
0.14583	3,194.24	107.91	703.06	636.33	92.80	6.75000	3,838.02	751.69	5.52	1.84	12.42
0.16250	3,205.96	119.63	643.07	673.07	109.37	7.25000	3,840.78	754.45	4.46	4.99	36.18
0.17917	3,216.68	130.35	672.87	657.97	117.89	7.75000	3,843.01	756.68	3.02	3.74	28.98
0.19583	3,227.89	141.56	628.67	650.77	127.44	8.25000	3,844.52	758.19	3.50	3.26	26.89
0.21250	3,238.37	152.04	641.87	635.27	135.00	8.75000	3,846.27	759.94	2.48	2.99	26.16
0.22917	3,249.07	162.74	610.66	626.26	143.52	9.25000	3,847.51	761.18	2.02	2.25	20.81
0.25000	3,261.79	175.46	610.03	610.34	152.59	9.75000	3,848.52	762.19	2.98	2.50	24.38
0.29167	3,287.21	200.88	550.65	580.34	169.27	10.25000	3,850.01	763.68	1.48	2.23	22.86
0.33333	3,310.15	223.82	580.51	565.58	188.53	10.75000	3,850.75	764.42	2.02	1.75	18.81
0.37500	3,334.34	248.01	526.28	553.40	207.52	11.25000	3,851.76	765.43	1.48	1.75	19.69
0.41667	3,356.27	269.94	449.11	487.69	203.21	11.75000	3,852.50	766.17	2.02	1.75	20.56
0.45833	3,374.98	288.65	467.00	458.06	209.94	12.25000	3,853.51	767.18	1.48	1.75	21.44
0.50000	3,394.44	308.11	467.00	467.00	233.50	12.75000	3,854.25	767.92	1.64	1.56	19.89
0.54167	3,413.90	327.57	478.40	472.70	256.05	13.25000	3,855.07	768.74	0.86	1.25	16.56
0.58333	3,433.83	347.50	341.25	409.82	239.06	13.75000	3,855.50	769.17	1.33	1.10	15.08
0.62500	3,448.05	361.72	437.01	389.13	243.21	14.50000	3,856.50	770.17	1.00	1.17	16.92
0.66667	3,466.26	379.93	377.10	407.05	271.37	15.25000	3,857.25	770.92	0.99	0.99	15.15
0.70833	3,481.97	395.64	281.26	329.18	233.17	16.00000	3,857.99	771.66	1.00	0.99	15.89
0.75000	3,493.69	407.36	399.04	340.15	255.11	16.75000	3,858.74	772.41	0.99	0.99	16.64
0.81250	3,518.63	432.30	299.35	349.20	283.73	17.50000	3,859.48	773.15	0.68	0.83	14.58
0.87500	3,537.34	451.01	259.36	279.36	244.44	18.25000	3,859.99	773.66	0.99	0.83	15.21
0.93750	3,553.55	467.22	291.20	275.28	258.07	19.00000	3,860.73	774.40	0.35	0.67	12.67
1.00000	3,571.75	485.42	231.68	261.44	261.44	19.75000	3,860.99	774.66	0.67	0.51	10.01
1.06250	3,586.23	499.90	267.52	249.60	265.20	20.50000	3,861.49	775.16	1.00	0.83	17.08
1.12500	3,602.95	516.62	231.36	249.44	280.62	21.25000	3,862.24	775.91	0.50	0.75	15.94
1.18750	3,617.41	531.08	219.84	225.60	267.90	22.25000	3,862.74	776.41	0.48	0.49	10.90
1.25000	3,631.15	544.82	155.36	187.60	234.50	23.25000	3,863.22	776.89	0.26	0.37	8.60
1.31250	3,640.86	554.53	191.84	173.60	227.85	24.25000	3,863.48	777.15	0.51	0.38	9.34
1.37500	3,652.85	566.52	183.52	187.68	258.06	25.25000	3,863.99	777.66	0.50	0.50	12.75
1.43750	3,664.32	577.99	151.84	167.68	241.04	26.25000	3,864.49	778.16	0.24	0.37	9.71
1.50000	3,673.81	587.48	147.68	149.76	224.64	27.25000	3,864.73	778.40	0.40	0.32	8.72
1.62500	3,692.27	605.94	106.00	126.84	206.12	28.50000	3,865.23	778.90	0.34	0.37	10.54
1.75000	3,705.52	619.19	109.92	107.96	188.93	30.00000	3,865.74	779.41	25.98	13.16	394.80

* Datos de la Prueba de Presión.

Solución.

En primer lugar deben calcularse los términos Δp y $\Delta t(\Delta p)(t_p + \Delta t) / t_p$, Tabla 5.4 y graficarlos contra Δt en coordenadas log-log, figura 5.55. Utilizando la técnica de curvas tipo, se realiza el ajuste único de los datos como se muestra en la figura 5.56. Con la ecuación 5.170 se obtiene la capacidad de flujo de la formación (kh):

$$kh = 141.2(174)(1.06)(2.5)(0.0179) = 1,165 \text{ md}$$

El valor del coeficiente de almacenamiento es determinado de la ecuación 5.165:

$$C = \frac{(1,165)}{(3389)(2.5)} \left(\frac{1}{14.8} \right) = 9.3 \times 10^{-6} \text{ bl/lb/pg}^2$$

Calculando el coeficiente de almacenamiento adimensional con la ecuación 5.85:

$$C_D = \frac{(0.894)(9.3 \times 10^{-3})}{(0.25)(4.2 \times 10^{-6})(107)(0.29)^2} = 879$$

A partir de la curva de ajuste, el factor de daño puede ser calculado por medio de la ecuación 5.166:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4.0 \times 10^9}{879} \right) = 7.7$$

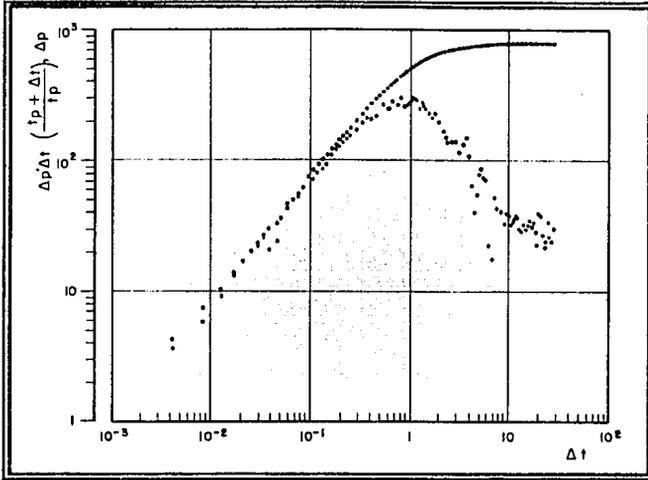


Fig. 5.55. Gráfica Log-Log de los Datos de la Tabla 5.6³².

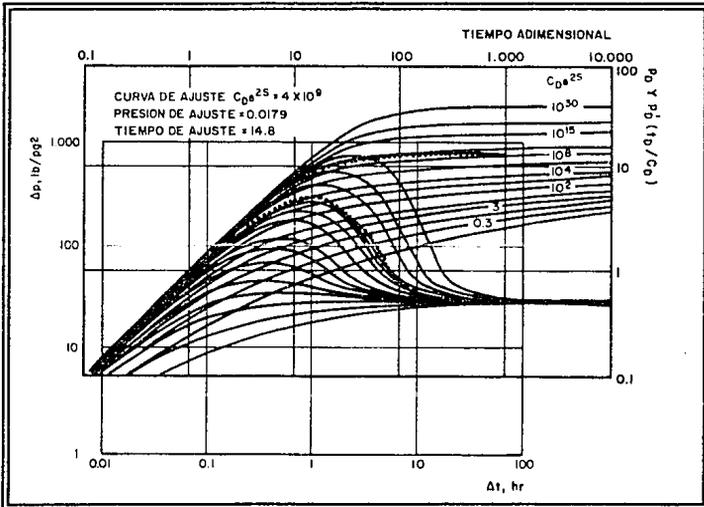


Fig. 5.56. Ajuste de la Curva Tipo a los Datos Graficados³².

5.7. Pruebas de Presión en Pozos Inyectores.

5.7.1. Introducción.

En aquellos yacimientos sometidos a procesos de recuperación secundaria, por inyección de fluidos, es importante conocer el comportamiento de los pozos inyectores. Por tanto, las pruebas de presión en pozos inyectores son de gran trascendencia.

El análisis de pruebas de presión en pozos inyectores es relativamente simple, siempre que la relación de movilidad entre los fluidos inyectados y del yacimiento sea cercana a la unidad, mientras se cumpla esta condición, las pruebas de presión en pozos inyectores para sistemas de aceite son análogas a las pruebas en pozos productores. La inyección es análoga a la producción (pero el gasto, q , es negativo para la inyección), así una prueba de inyectividad es similar a una prueba de decremento. El periodo de cierre en un pozo de inyección resulta en una prueba falloff que es análoga a una prueba de incremento de presión.

Cuando la relación de movilidad no se satisface, la analogía entre pruebas de pozos productores e inyectores no se puede realizar. En esta situación, el análisis depende de los tamaños relativos de los bancos de agua y aceite²⁹.

5.7.2. Pruebas de Inyectividad.

Las pruebas de inyectividad son pruebas de presión registradas durante la inyección de un fluido en un pozo. Son análogas a las pruebas de decremento, para gastos de inyección constantes y variables. Aunque algunas veces son llamadas pruebas de incremento en pozos inyectoros o simplemente pruebas de incremento, es preferible usar el término pruebas de inyectividad para evitar confusión con las pruebas de incremento de presión en pozos productores. En esta sección se tratarán yacimientos de aceite con una movilidad del fluido inyectado esencialmente igual a la movilidad del fluido in-situ.

La figura 5.57 muestra el comportamiento del gasto y la respuesta de la presión para la prueba de inyectividad. Inicialmente el pozo está cerrado y la presión se estabiliza a la presión del yacimiento, p_i . Para el tiempo cero, se inicia la inyección a gasto constante, q . La figura 5.57 ilustra la convención del signo de q para la inyección ($q < 0$).

Los métodos de análisis para pruebas de decremento pueden ser aplicadas directamente a las pruebas de presión en pozos inyectoros. Por supuesto, mientras la presión para un pozo productor decae durante el decremento, para un pozo inyector incrementa durante la inyección.

Para la prueba de inyectividad a gasto constante ilustrada en la figura 5.57, la presión de inyección de fondo está dada por la ecuación:

$$p_{wf} = p_{1hr} + m \log t \quad (5.171)$$

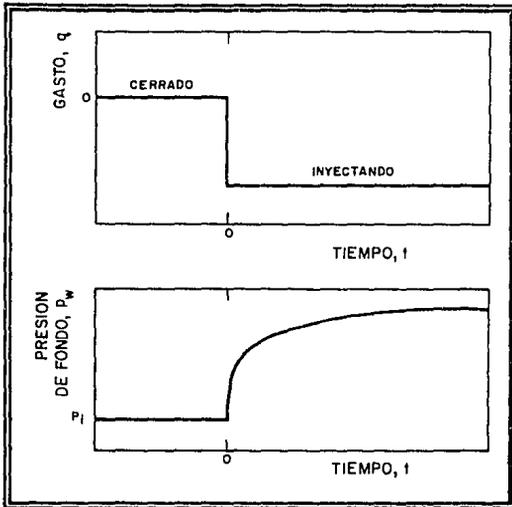


Fig. 5.57. Gasto y Respuesta de Presión para una Prueba de Inyectividad²⁹.

La cual indica que una gráfica de la presión de inyección de fondo contra el logaritmo del tiempo de inyección debe representar una línea recta, como se muestra en la figura 5.58. La p_{1hr} está dada por la ecuación 5.92.

Como en las pruebas de decremento, el efecto de almacenamiento también es un factor importante en las pruebas de presión en pozos inyectoros. A menudo, la presión del yacimiento es lo suficientemente baja para que haya una superficie de líquido libre en el periodo de cierre del pozo. En este caso, el coeficiente de almacenamiento está dado por la ecuación 5.84, el cual puede ser relativamente grande. Por consiguiente, es recomendable que todos los análisis de pruebas de inyectividad inicien con la construcción de la gráfica log

$(p_{wf} - p_i)$ contra $\log t$ para estimar la duración de los efectos de almacenamiento. Como se indica en la figura 5.58 los efectos de almacenamiento cesan cuando empieza la línea recta semilog en la gráfica de p_{wf} contra $\log t$. El inicio de esta línea recta puede ser estimado mediante la ecuación 5.95.

Una vez que la línea recta semilog es determinada, la permeabilidad del yacimiento es estimada con la ecuación 5.96 y el factor de daño con la ecuación 5.97.

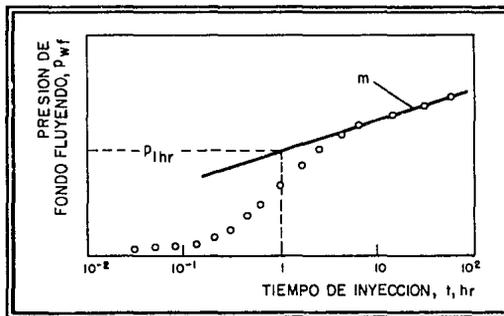


Fig. 5.58. Gráfica Semilog de una Prueba Típica de Inyectividad²⁹.

5.7.3. Pruebas Falloff.

La prueba falloff ilustrada esquemáticamente en la figura 5.59, es análoga a una prueba de incremento de presión en un pozo productor. La inyección es a gasto constante, q , hasta que el pozo es cerrado al tiempo t_p . Los datos tomados inmediatamente antes y durante el

periodo de cierre son analizados como datos de incremento de presión. El comportamiento de presión puede ser expresado por la ecuación 5.134 para yacimientos finitos.

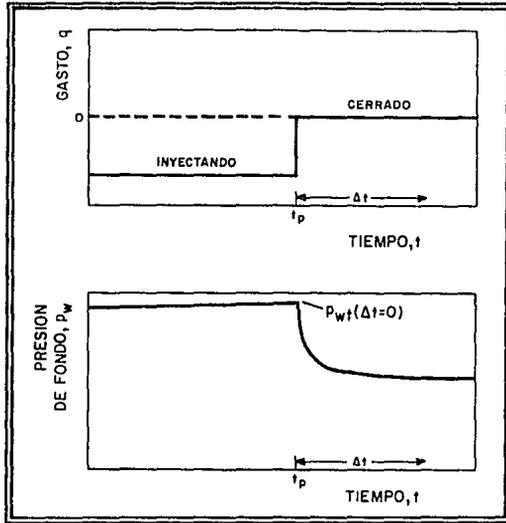


Fig. 5.59. Gasto y Respuesta de Presión para una prueba Falloff²⁹.

La presión falsa, p^* , es equivalente a la presión inicial, p_i , para un yacimiento infinito. Tal como se ilustra en la figura 5.60, la ecuación 5.134 indica que una gráfica de p_{ws} contra $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ define una línea recta con intercepción en p^* , a un tiempo de cierre infinito $[(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1]$ y con pendiente $-m$ dada por la ecuación:

$$m = -\frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (5.172)$$

La gráfica log-log debe ser construida para estimar el final de los efectos de almacenamiento y trazar la línea recta semilog correcta (figura 5.60). La siguiente ecuación puede ser usada para estimar el inicio de la línea recta semilog para una prueba falloff:

$$t = \frac{170,000 C e^{0.14s}}{(kh / \mu)} \quad (5.173)$$

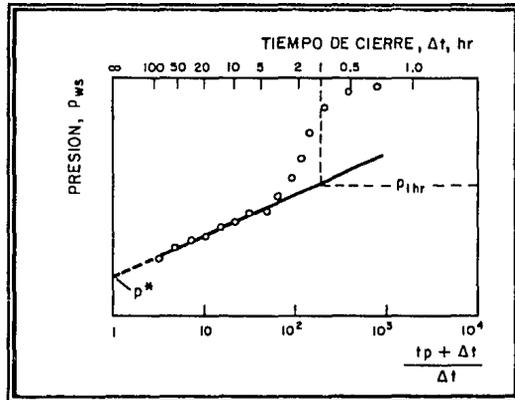


Fig. 5.60. Gráfica de Horner para una Prueba Falloff²⁹.

Una vez que la línea recta semilog ha sido determinada, la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño son estimados con las ecuaciones:

$$k = - \frac{162.6 q B \mu}{mh} \quad (5.174)$$

y

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.175)$$

Como en el caso de una prueba de incremento de presión, el tiempo de inyección equivalente puede aproximarse con la ecuación 5.132, donde el numerador es usualmente la inyección acumulativa desde la última estabilización de la presión.

El método de Miller-Dyes-Hutchinson se aplica para pruebas falloff en forma similar como se aplica en pruebas de incremento, utilizando la ecuación 5.138.

5.7.4. Ejemplo²⁹.

Las figuras 5.61 y 5.62 muestran los datos de respuesta de presión para una prueba de inyectividad en un yacimiento con inyección de agua. Antes de la prueba, todos los pozos del yacimiento se cerraron por varias semanas hasta que la presión se estabilizara. Los datos conocidos del yacimiento son:

profundidad = 1,002 pies	$h = 16$ pies
$c_t = 6.67 \times 10^{-6}$ [lb/pg ²] ⁻¹	$\mu = 1.0$ cp
$\phi = 0.15$	$B = 1.0$ bl/bl
$\rho_w = 62.4$ lbm/pe ³	$q = -100$ bl/día
$p_i = 194$ lb/pg ²	$r_w = 0.25$ pie

El pozo fue terminado con una T. P. de 2 pg. y empacador. El yacimiento ha sido sometido a inyección de agua por varios años. Determinar el coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad de la formación, el factor de daño y la caída de presión debida al daño.

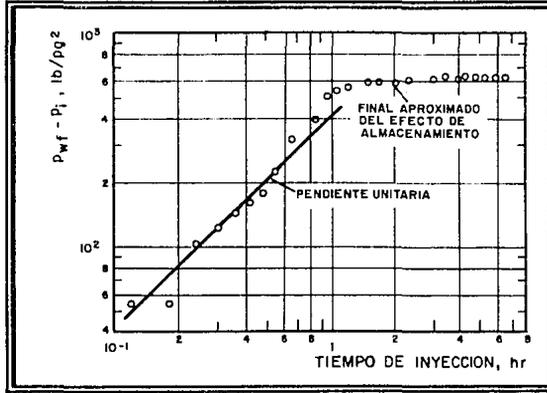


Fig. 5.61. Gráfica Log-Log de los Datos para la Prueba de Inyectividad²⁹.

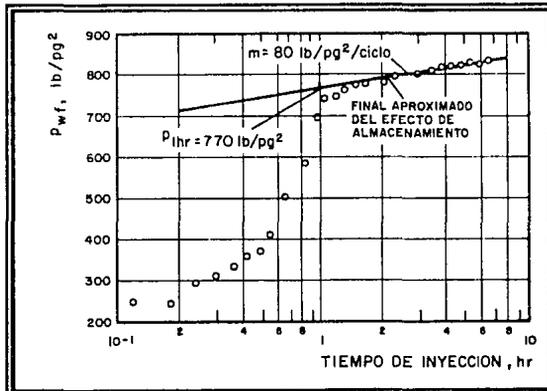


Fig. 5.62. Gráfica Semilog de los Datos para una Prueba de Inyectividad²⁹.

Solución

Suponiendo que se cumple la relación de movilidad unitaria, entonces el radio de investigación es menor que la distancia al banco de agua.

La gráfica de datos log-log, figura 5.61, indica que el efecto de almacenamiento es considerable para el rango de 2 a 3 horas. La desviación de los datos arriba de la línea de pendiente unitaria indica que el coeficiente de almacenamiento decrece para 0.55 horas. Los datos en la figura 5.61 inician su desviación arriba de la línea recta de pendiente unitaria cuando $\Delta p = 230 \text{ lb/pg}^2$ y $p_{wf} = 424 \text{ lb/pg}^2$, esto manifiesta que el decremento aparente en el coeficiente de almacenamiento corresponde a que la T. P. se encuentra llena de fluido.

De la porción de pendiente unitaria de la figura 5.61, $\Delta p = 408 \text{ lb/pg}^2$ cuando $\Delta t = 1$ hora. Usando la ecuación 5.94, se puede estimar el coeficiente de almacenamiento:

$$C = \frac{(100)(1.0)}{(24)} \frac{(1.0)}{(408)} = 0.0102 \text{ bl/lb/pg}^2$$

La figura 5.61 muestra claramente que los efectos de almacenamiento no influyen después de 2 a 3 horas. La figura 5.62 muestra una línea recta semilog para los datos después de 3 horas de inyección. De esta línea, $m = 80 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$ y $p_{thr} = 770 \text{ lb/pg}^2$. La permeabilidad es estimada usando la ecuación 5.96:

$$k = \frac{-(162.6)(-100)(1.0)(1.0)}{(80)(16)} = 12.7 \text{ md}$$

Una estimación del factor de daño se puede obtener de la ecuación 5.97:

$$s = 1.1513 \left\{ \frac{770 - 194}{80} - \log \left[\frac{12.7}{(0.15)(1.0)(6.67 \times 10^{-6})(0.25)^2} + 3.2275 \right] \right\} = 2.4$$

El pozo esta dañado; la caída de presión debida al daño puede ser estimada con la ecuación 5.74:

$$\Delta p_r = \frac{(141.2)(-100)(1.0)(1.0)(2.4)}{(12.7)(16)} = -167 \text{ lb/pg}^2$$

El signo negativo indica daño, puesto que la presión decrece lejos del pozo (en la dirección r positiva) durante la inyección. Esto es visto mediante la ecuación 5.135. Suponemos $\bar{p} = p_i = 194 \text{ lb/pg}^2$, puesto que el yacimiento está estabilizado antes de la inyección. Usando $p_{wf} = 835 \text{ lb/pg}^2$ del último dato disponible, la eficiencia de flujo es:

$$EF = \frac{194 - 835 - (-167)}{194 - 835} = 0.74$$

5.8. Pruebas de Presión en Pozos de Gas.

5.8.1. Procedimientos de Análisis.

La experiencia ha mostrado que los métodos de pruebas de incremento de presión pueden ser aplicados a los pozos de gas⁶. En base a esto, la ecuación de incremento de presión para pozos de gas puede ser expresada como:

$$p_{ws} = p^* - 162.6 \frac{q_g \mu_g B_g}{k_g h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (5.176)$$

donde:

$$B_g = Z \frac{T}{T_{c.s.}} \frac{p_{c.s.}}{\left(\frac{p^* + p_{ws}}{2} \right)} \quad (5.177)$$

De acuerdo a la ecuación 5.177, B_g es calculado al promedio aritmético entre la p^* y p_{ws} .

Como este promedio cambia con el tiempo durante una prueba de incremento, la pendiente

de la curva de p_{ws} contra $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ debe cambiar también, pero este cambio usualmente

es despreciable y debido a esto es posible aproximar a p_{ws} el valor de p_{wf} en la ecuación

5.177.

Cuando las ecuaciones anteriores son usadas de esa forma, la gráfica de Horner utilizada para pruebas de incremento de presión en pozos de aceite se puede usar de la misma forma para pozos de gas, por lo que al graficar p_{ws} contra $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ resultará una línea recta (si el producto de $\mu_g B_g$ es constante) con pendiente:

$$m = -\frac{162.6q_g\mu_g B_g}{k_g h} \quad (5.178)$$

El daño puede ser calculado con la ecuación 5.133.

Sustituyendo la ecuación 5.177 en 5.176, se obtiene:

$$p_{ws}^2 = p^{*2} - \frac{325.2q_g\mu_g ZTp_{c.s.}}{k_g h T_{c.s.}} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (5.179)$$

Al graficar p_{ws}^2 contra $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ de la ecuación anterior se obtiene una línea recta (si μ es constante) con pendiente:

$$m = -\frac{325.2q_g\mu_g ZTp_{c.s.}}{k_g h T_{c.s.}} \quad (5.180)$$

El daño puede ser calculado como:

$$s = s + \beta q_g = 1.151 \left[\frac{P_{1hr}^2 - P_{wf}^2}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_r r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.181)$$

5.8.2. Cálculo y Uso de la Función $m(p)$.

Al derivar las ecuaciones 5.176 y 5.177 se consideró un gradiente de presión pequeño y que la viscosidad y el factor de compresibilidad son constantes. Sin embargo, cuando estas condiciones no son posibles, Al-Hussainy, Ramey y Crawford⁶ han mostrado que se puede definir una pseudopresión o potencial de gas real, el cual conduce a describir en forma simple las ecuaciones de flujo de gas sin considerar a la presión dependiente de las propiedades del gas ni requiriendo gradientes de presión pequeños en cualquier lugar del sistema de flujo.

La exactitud en el análisis de pruebas en pozos de gas puede ser mejorada en algunos casos si la pseudopresión $m(p)$ es usada en lugar de las aproximaciones escritas en términos de la presión o presión al cuadrado.

El potencial de gas real o la pseudopresión puede definirse como²⁹:

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{P}{\mu Z} \quad (5.182)$$

a) Pruebas de Decremento de Presión.

Considerando un régimen transitorio, la caída de presión está dada por la siguiente ecuación²³:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 1637 \frac{q_g T'}{k_g h} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_r r_w^2} \right) - 3.23 + .869(s + \beta q) \right] \quad (5.183)$$

La ecuación 5.183 proporciona la base para el análisis de pruebas de decremento de presión para flujo de gas. Al graficar $m(p_{wf})$ contra $\log t$ para un gasto de producción constante, se tendrá una línea recta con pendiente:

$$m = -1637 \frac{q_g T'}{k_g h} \quad (5.184)$$

Con los datos de una prueba de decremento de presión (presión contra tiempo), se construye una gráfica de $m(p)$ (lb/pg²/cp) contra p (lb/pg²) para el yacimiento. Si los datos de viscosidad y densidad están disponibles, $m(p)$ puede ser calculado por la regla trapezoidal usando la ecuación 5.182, pero si son usadas las correlaciones de viscosidad y factor de compresibilidad, $m(p)$ puede ser encontrado por medio de la Tabla 5.5.

Los valores de presiones de decremento son convertidos a valores apropiados de $m(p)$, los cuales al ser graficados contra el $\log t$ describirán una línea recta con una pendiente igual a la ecuación 5.184.

Tabla 5.5.

Solución de la Integral de Pseudo-Presión Reducida $m(p)_r$ como función de T_r y P_r^{23} .

Pseudo-Presión Reducida Valores de $m(p)_r = \frac{m(p)\mu_1}{2\rho_c^2} = \int_0^{P_r} \frac{p_r dp_r}{\left(\frac{\mu}{\mu_1}\right)^2}$ para Pseudo-Temperatura Reducida T_r de:

P_r	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
0.10	0.0051	0.0031	0.0031	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030
0.20	0.0208	0.0206	0.0204	0.0202	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200
0.30	0.0475	0.0467	0.0461	0.0456	0.0453	0.0452	0.0451	0.0450
0.40	0.0856	0.0839	0.0824	0.0813	0.0807	0.0803	0.0800	0.0800
0.50	0.1355	0.1322	0.1293	0.1272	0.1261	0.1254	0.1250	0.1249
0.60	0.1980	0.1921	0.1869	0.1833	0.1814	0.1803	0.1799	0.1797
0.80	0.2733	0.2637	0.2556	0.2498	0.2468	0.2452	0.2445	0.2443
1.00	0.3620	0.3474	0.3355	0.3266	0.3222	0.3198	0.3189	0.3187
1.50	0.4638	0.4437	0.4262	0.4134	0.4073	0.4039	0.4019	0.4019
2.00	0.5780	0.5529	0.5376	0.5095	0.5019	0.4974	0.4948	0.4967
3.00	0.7053	0.6786	0.6400	0.6154	0.6059	0.6003	0.6004	0.6003
4.00	0.8325	0.8068	0.7658	0.7324	0.7182	0.7131	0.7136	0.7134
5.00	1.0318	0.9539	0.8983	0.8576	0.8416	0.8356	0.8362	0.8360
6.00	1.2392	1.1114	1.0431	0.9930	0.9732	0.9676	0.9681	0.9680
7.00	1.4482	1.2807	1.1978	1.1381	1.1142	1.1091	1.1091	1.1095
8.00	1.6468	1.4616	1.3620	1.2929	1.2645	1.2599	1.2592	1.2602
9.00	1.8359	1.6516	1.5356	1.4557	1.4260	1.4199	1.4183	1.4203
10.00	2.0176	1.8476	1.7182	1.6280	1.5926	1.5887	1.5882	1.5895
1.00	2.1926	2.0472	1.8990	1.8089	1.7695	1.7663	1.7632	1.7679
1.20	2.3619	2.2476	2.1068	1.9982	1.9553	1.9526	1.9494	1.9554
1.40	2.5272	2.4499	2.3109	2.1954	2.1495	2.1472	2.1442	2.1519
1.60	2.6899	2.6546	2.5206	2.3999	2.3519	2.3499	2.3479	2.3575
1.80	2.8500	2.8603	2.7354	2.6116	2.5623	2.5605	2.5602	2.5721
2.00	3.0074	3.0658	2.9549	2.8302	2.7806	2.7788	2.7756	2.7956
2.20	3.1622	3.2701	3.1786	3.0554	3.0067	3.0048	3.0025	3.0205
2.40	3.3144	3.4622	3.4066	3.2873	3.2403	3.2383	3.2482	3.2691
2.60	3.4638	3.6727	3.6367	3.5251	3.4813	3.4792	3.4942	3.5191
2.80	3.6108	3.8701	3.8700	3.7690	3.7297	3.7272	3.7483	3.7776
3.00	3.7553	4.0646	4.1056	4.0185	3.9831	3.9824	4.0106	4.0449
3.20	3.8974	4.2560	4.3479	4.2735	4.2474	4.2444	4.2809	4.3206
3.40	4.2456	4.4917	4.9117	4.8303	4.8299	4.8296	4.8903	5.0463
3.50	4.5859	5.1857	5.5444	5.6102	5.6456	5.6563	5.7359	6.0105
3.75	4.9183	5.6338	6.3461	6.3089	6.3964	6.4224	6.5462	6.6503
4.00	5.2430	6.0700	6.7454	7.0228	7.1705	7.2259	7.3894	7.5257
4.25	5.5622	6.4973	7.3256	7.7491	7.9713	8.0629	8.2745	8.4484
4.50	5.8776	6.9181	7.9228	8.4853	8.7933	8.9296	9.2004	9.4168
4.75	6.1892	7.3324	8.5032	9.2289	9.6339	9.8239	10.1634	10.4297
5.00	6.4970	7.7399	9.0758	9.9772	10.4907	10.7437	11.1682	11.4859
5.25	6.8011	8.1406	9.6400	10.7283	11.3616	11.6870	12.2073	12.5841
5.50	7.1014	8.5345	10.1951	11.4803	12.2446	12.6320	13.2811	13.7232
5.75	7.3980	8.9218	10.7409	12.2318	13.1379	13.6168	14.3883	14.9020
6.00	7.4909	9.3025	11.2773	12.8815	14.0397	14.6399	15.5274	16.1193
6.25	7.9809	9.6780	11.8066	13.7293	14.9488	15.6588	16.6936	17.3731
6.50	8.2688	10.0495	12.3311	14.4749	15.8643	16.6915	17.8901	18.6617
6.75	8.5546	10.4170	12.8504	15.2177	16.7846	17.7366	19.1096	19.9841
7.00	8.8383	10.7805	13.3644	15.9549	17.7087	18.7927	20.3527	21.3390
7.25	9.1198	11.1400	13.8750	16.6917	18.6357	19.8589	21.6253	22.7253
7.50	9.3992	11.4956	14.3760	17.4219	19.5644	20.9337	22.9053	24.1121
7.75	9.6764	11.8473	14.8753	18.1471	20.4942	22.0163	24.2124	25.5082
8.00	9.9516	12.1951	15.3655	18.8649	21.4242	23.1057	25.5386	27.0467
8.25	10.2250	12.5399	15.8527	19.5824	22.3551	24.2007	26.8821	28.5650
8.50	10.4971	12.8826	16.3358	20.2946	23.2874	25.3004	28.2415	30.0944
8.75	10.7678	13.2231	16.8150	21.0033	24.2205	26.4004	29.6156	31.6502
9.00	11.0371	13.5614	17.2901	21.7081	25.1539	27.5017	31.0037	33.2123
9.25	11.3051	13.8956	17.7612	22.4090	26.0869	28.6020	32.4018	34.8371
9.50	11.5718	14.2315	18.2281	23.1057	27.0192	29.7111	33.8182	36.4666
9.75	11.8370	14.5632	18.6914	23.7981	27.9502	30.8437	35.2431	38.1191
10.00	12.1009	14.8928	19.1505	24.4860	28.8797	31.9370	36.6786	39.7973
10.50	12.6258	15.5473	20.0604	25.8522	30.7359	34.1873	39.5759	43.1956
11.00	13.1476	16.1969	20.9613	27.2075	32.5885	36.4711	42.5019	46.4559
11.50	13.6662	16.8412	21.8537	28.5508	34.4352	38.6534	45.6518	50.5911
12.00	14.1816	17.4804	22.7367	29.8915	36.2740	40.8873	48.4215	55.7299
12.50	14.6937	18.1145	23.6105	31.1992	38.1035	43.1147	51.4073	57.3317
13.00	15.2026	18.7435	24.4750	32.5036	39.9223	45.3355	54.4059	60.9761
13.50	15.7081	19.3673	25.3303	33.7943	41.7295	47.5481	57.4142	64.6533
14.00	16.2102	19.9859	26.1763	35.0712	43.5240	49.7510	60.4295	68.3614
14.50	16.7087	20.5993	27.0132	36.3344	45.3055	51.9431	63.4484	72.0911
15.00	17.2039	21.2076	27.8409	37.5837	47.0731	54.1231	66.4718	75.8371

El factor de daño puede ser calculado como:

$$s' = s + \beta q_R = 1.151 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{1hr})}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.185)$$

y la caída total de pseudopresión debida al daño como:

$$\Delta m(p)_s = 0.869(-m)s' \quad (5.186)$$

b) Pruebas de Incremento de Presión.

En términos del potencial del gas real, la caída de presión puede determinarse como³³:

$$m(p_{ws}) = m(p_i) - 1637 \frac{q_g T}{k_g h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (5.187)$$

Al graficar la ecuación $m(p_{ws})$ contra $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ se obtiene una recta cuya pendiente es:

$$m = - \frac{1637 q_g T}{k_g h} \quad (5.188)$$

Definiendo $m(p_{1hr})$ como la pseudopresión al tiempo $\Delta t=1$ hr, el factor de daño aparente puede ser calculado como:

$$s' = 1.151 \left[\frac{m(p_{1hr}) - m(p_{wf})}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.189)$$

La caída total de pseudopresión puede ser calculada con la ecuación 5.186.

5.8.3. Ejemplo³³.

La Tabla 5.6 muestra los datos obtenidos en una prueba de incremento de presión en un pozo de gas. Los datos que se utilizaron para el análisis se presentan a continuación:

$h = 10.7$ pies	$\gamma_g = 0.567$
$q_g = 5,450$ Mpies ³ /día	$T = 94.8$ °C
$B_g = 0.00596$	$\phi = 0.045$
$\mu_g = 0.0178$ cp	$c_i = 0.000245$ (lb/pg ²) ⁻¹
$Z = 0.922$	$r_w = 0.3542$ pie
$t_p = 13,063$ horas	

Con estos datos determinar: la permeabilidad de la formación, el factor de daño y la caída de pseudopresión debida al daño.

Tabla 5.6.
 Datos de la Prueba de Incremento de Presión³³.

Δt	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (psi)	p^{Pr}	$\frac{\mu m(p)}{2(p_r P_r)^2 J_r}$	$\frac{m(p)}{\times 10^{-6}}$	Δt	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (psi)	p^{Pr}	$\frac{\mu m(p)}{2(p_r P_r)^2 J_r}$	$\frac{m(p)}{\times 10^{-6}}$
0		1373.04	2.04	1.06	102.19	17.25	758	3454.84	5.14	5.90	568.79
0.087	150150	1518.22	2.26	1.32	127.26	17.75	737	3469.49	5.16	5.94	572.65
0.25	52253	1655.13	2.46	1.53	147.50	18.25	717	3483.54	5.18	6.00	578.43
0.42	31103	1754.65	2.61	1.72	165.82	19.25	680	3542.51	5.27	6.18	595.79
0.58	22253	1836.62	2.73	1.85	178.35	20.25	646	3568.16	5.31	6.22	599.64
0.75	17418	1907.29	2.84	2.00	192.81	21.25	616	3591.80	5.35	6.31	608.32
0.72	14200	1970.20	2.93	2.12	204.38	22.25	588	3613.38	5.38	6.38	615.07
1.08	12096	2029.24	3.02	2.26	217.88	23.25	563	3633.29	5.41	6.42	618.92
1.25	10451	2079.31	3.09	2.34	255.59	24.25	540	3651.48	5.43	6.46	622.78
1.42	9200	2125.94	3.16	2.45	236.19	25.25	518	3667.98	5.47	6.50	626.64
1.75	7466	2209.63	3.29	2.62	252.58	26.25	499	3683.26	5.48	6.55	631.46
2.25	5807	2316.26	3.45	2.90	279.58	27.25	480	3697.48	5.50	6.60	636.28
2.75	4751	2405.94	3.58	3.11	299.82	28.25	463	3710.79	5.52	6.64	640.13
3.25	4020	2485.81	3.70	3.30	318.14	29.25	448	3723.28	5.54	6.69	644.95
3.75	3484	2580.51	3.84	3.52	339.35	30.25	433	3734.93	5.56	6.72	647.85
4.25	3075	2648.90	3.94	3.70	356.70	31.25	419	3745.83	5.57	6.74	649.77
4.75	2751	2711.44	4.03	3.83	369.23	32.25	406	3756.09	5.59	6.78	653.63
5.25	2489	2769.19	4.12	4.03	388.51	33.25	394	3765.69	5.60	6.80	655.56
5.75	2273	2822.60	4.20	4.15	400.08	34.25	382	3774.72	5.62	6.83	658.45
6.25	2091	2872.26	4.27	4.22	406.83	35.25	372	3783.22	5.63	6.85	660.38
6.75	1936	2918.60	4.34	4.41	425.15	37.25	352	3798.79	5.65	6.90	665.20
7.25	1803	2961.92	4.41	4.50	433.83	39.25	334	3812.58	5.67	7.00	674.84
7.75	1686	2999.49	4.46	4.59	442.50	41.25	318	3824.87	5.69	7.02	676.77
8.25	1584	3035.00	4.52	4.72	455.03	43.25	303	3835.85	5.71	7.05	679.66
8.75	1494	3070.40	4.57	4.81	463.71	45.25	290	3845.83	5.72	7.06	680.62
9.25	1413	3102.96	4.62	4.92	474.32	47.25	277	3854.72	5.74	7.09	683.52
9.75	1341	3133.81	4.66	5.00	482.03	49.25	266	3862.71	5.75	7.12	686.41
10.25	1275	3162.98	4.71	5.10	491.67	52.25	251	3873.13	5.76	7.14	688.34
10.75	1216	3190.70	4.75	5.18	499.38	55.25	237	3882.40	5.78	7.16	690.26
11.25	1162	3217.12	4.79	5.25	506.13	58.25	225	3890.35	5.79	7.18	692.19
11.75	1113	3242.28	4.82	5.29	509.99	61.25	214	3897.19	5.80	7.21	695.08
12.25	1067	3266.85	4.86	5.35	515.17	64.25	204	3903.23	5.81	7.23	697.01
12.75	1025	3289.74	4.90	5.45	525.41	67.25	195	3908.57	5.82	7.24	697.98
13.25	987	3311.43	4.93	5.50	530.23	70.25	187	3913.26	5.82	7.24	697.98
13.75	951	3332.00	4.96	5.58	537.94	73.25	179	3917.41	5.83	7.25	698.94
14.25	918	3352.13	4.99	5.62	541.80	76.25	172	3921.21	5.84	7.28	701.83
14.75	887	3371.17	5.02	5.66	545.66	79.25	166	3924.61	5.84	7.28	701.83
15.25	858	3389.38	5.04	5.72	551.44	82.25	160	3927.69	5.85	7.30	703.76
15.75	830	3406.84	5.07	5.75	554.33	85.25	154	3930.45	5.85	7.30	703.76
16.25	805	3423.55	5.09	5.80	559.15	88.25	149	3932.95	5.85	7.30	703.76
16.75	781	3439.54	5.12	5.86	564.94	93.25	141	3936.65	5.86	7.35	708.58

a) La Permeabilidad de la formación

La figura 5.63 muestra los datos graficados de $m(p)$ contra $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$. La pendiente de la línea recta fue de -70.08×10^6 (lb/pg²)² / cp. De acuerdo con la ecuación 5.188 se tiene:

$$k_g = \frac{(1,637)(5,450)(662.64)}{(70.08 \times 10^6)(101.7)} = 0.829 \text{ md}$$

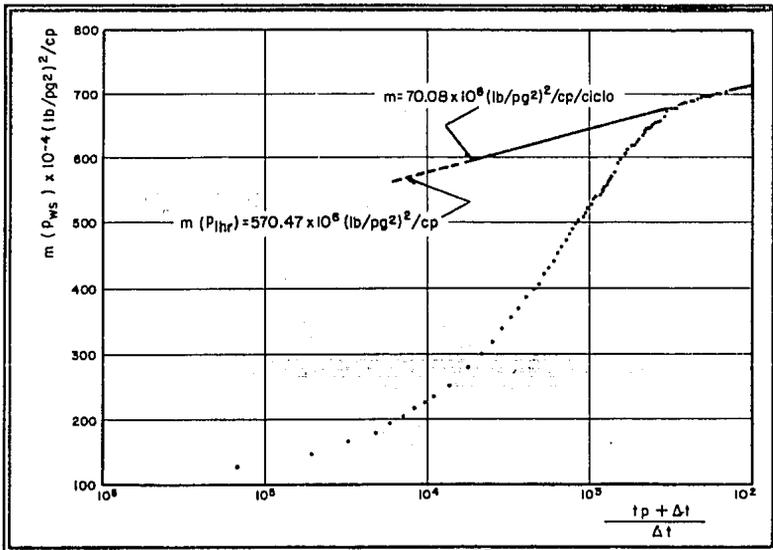


Fig. 5.63. Prueba de Incremento de Presión en un Pozo de Gas³³.

b) El Factor de Daño

El valor de p_{1hr} de acuerdo a la figura 5.62 es 570.47×10^6 (lb/pag²) / cp, con este valor y la ecuación 5.189:

$$s' = 1.151 \left[\frac{570.47 \times 10^6 - 102.19 \times 10^6}{70.08 \times 10^6} - \log \left(\frac{0.829}{(0.045)(0.0178)(0.000245)(0.3542)^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$s' = 4.42$

c) La caída de pseudopresión debida al daño

Esta puede ser calculada con la ecuación 5.186:

$$\Delta m(p)_d = (0.869)(70.08 \times 10^6)(4.42) = 269.18 \times 10^6 \text{ (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}$$

5.9. Pruebas de Presión en Pozos Múltiples.

5.9.1. Introducción.

Las pruebas de presión en pozos múltiples, pruebas de interferencia y de pulsos de presión, son aquellas que involucran más de un pozo en su ejecución. En una prueba de interferencia, cualquier modificación en el comportamiento de un pozo ocasiona una presión de

interferencia en el pozo de observación que puede estar siendo analizado para conocer las características del yacimiento. Una prueba de pulsos de presión proporciona datos equivalentes por usar pulsos de cortos periodos (con pequeños cambios en la presión observada), pero la técnica de análisis es más complicada.

Las pruebas de presión en pozos múltiples requieren por lo menos un pozo activo (inyector o productor) y al menos un pozo de observación. La figura 5.64 ilustra esquemáticamente un arreglo de dos pozos, necesario para una prueba de interferencia o de pulsos. El pozo de observación está cerrado para medir la presión. En pruebas de presión en pozos múltiples, el gasto en el pozo activo es cambiado, mientras la respuesta de presión de fondo es medida en los pozos de observación.

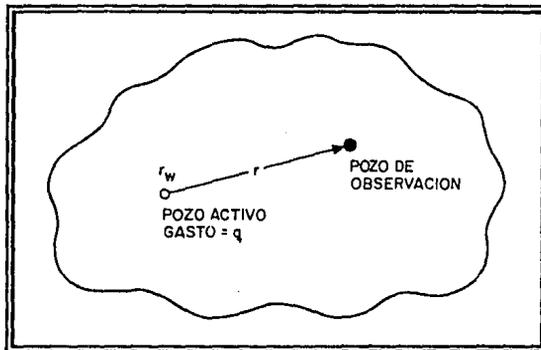


Fig. 5.64. Pozos Activo y de Observación en una Prueba de Interferencia o de Pulsos²⁹.

La figura 5.65 es una ilustración esquemática de la historia del gasto para un pozo activo y las respuestas de presión para los pozos activo y de observación.

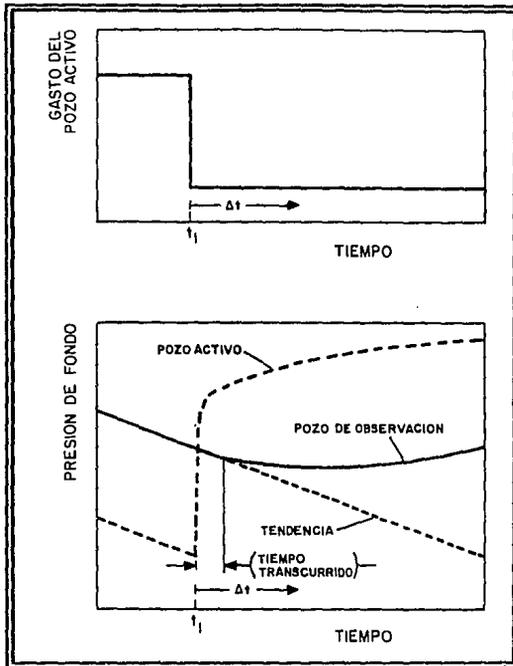


Fig. 5.65. Gasto y Respuesta de Presión para una Prueba de Interferencia²⁹.

Las pruebas de presión en pozos múltiples tienen la ventaja de obtener más información del yacimiento que en una prueba de un solo pozo. Aunque es un parecer común que las pruebas de interferencia proporcionen información solamente de la región entre los pozos, las pruebas están influenciadas por una gran parte del yacimiento. La región de influencia para una prueba de pulsos es aproximadamente la que se indica en la figura 5.66. El radio de influencia está dado por:

$$r_d = 0.029 \sqrt{\frac{k\tau}{\phi\mu C_i}} \quad (5.190)$$

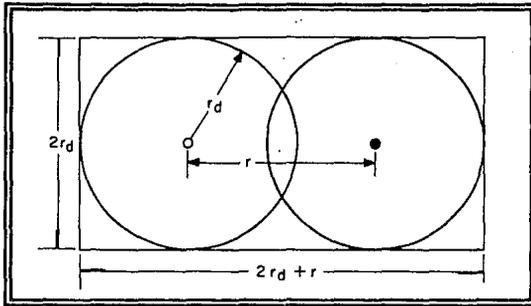


Fig. 5.66. Región de Influencia para una Prueba de Pulsos²⁹.

La mayor diferencia es que el tiempo de prueba, t , es más largo en una prueba de interferencia que en una prueba de pulsos. Así que, r_d y la región de influencia total son substancialmente más grandes en las pruebas de interferencia que en las pruebas de pulsos. En general, no se puede estimar cuantitativamente las variaciones areales de permeabilidad y del producto porosidad-compresibilidad sin usar algún tipo de simulador de yacimientos. Esto es a causa de las heterogeneidades y anisotropía, y en parte del problema de no-unicidad de solución de las técnicas de análisis. Si el yacimiento puede ser considerado homogéneo, entonces es posible estimar las propiedades anisotrópicas del yacimiento usando múltiples pozos de observación.

El efecto del daño no influye en una prueba de presión en pozos múltiples puesto que el daño afecta solamente al pozo activo. Sin embargo, un daño negativo grande o una fractura pueden afectar la respuesta del pozo de observación. Los efectos de almacenamiento son

minimizados por las pruebas de interferencia y de pulsos, pero no completamente eliminados.

Usualmente, los productos movilidad-espesor y porosidad-compresibilidad, pueden ser estimados de una prueba de presión en pozos múltiples. En algunos casos, la extensión del yacimiento, los valores de permeabilidades anisótropas y la orientación pueden obtenerse. Los datos obtenidos en yacimientos con contactos de fluidos en la región de influencia son considerados de baja confiabilidad²⁹.

5.9.2. Pruebas de Interferencia.

a) Análisis con Curvas Tipo.

El ajuste con curvas tipo es aplicado al análisis de pruebas de interferencia, básicamente de la misma manera como es aplicado en las pruebas de decremento. Afortunadamente, el ajuste con curvas tipo es más simple para una prueba de interferencia que para pruebas en un solo pozo, porque solamente hay una curva tipo (figura 5.13).

Para analizar una prueba de interferencia mediante ajuste con curvas tipo, se grafican los datos de presión del pozo de observación como Δp contra t en papel transparente sobre la figura 5.13, usando la técnica anteriormente descrita. Se trazan los ejes principales y la cuadrícula de la figura 5.13 es usada para graficar los puntos dato. Luego, el papel trazado es deslizado horizontal y verticalmente hasta que los puntos dato se ajusten con la curva de la integral exponencial (figura 5.13), como es ilustrado en la figura 5.67. Cuando los datos

están ajustados a la curva, se selecciona un punto de ajuste y se leen los valores del punto de ajuste para el papel transparente y la curva tipo. La permeabilidad es estimada de:

$$k = 141.2 \frac{qB\mu (p_D)_M}{h (\Delta p)_M} \quad (5.191)$$

y el producto porosidad-compresibilidad es obtenido de:

$$\phi c_i = \frac{0.0002637 k (t)_M}{r^2 \mu \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_M} \quad (5.192)$$

El método de análisis con curvas tipo es sencillo, rápido y exacto cuando $r_D = r/r_w > 20$ y $t_D/r_D^2 > 0.5$.

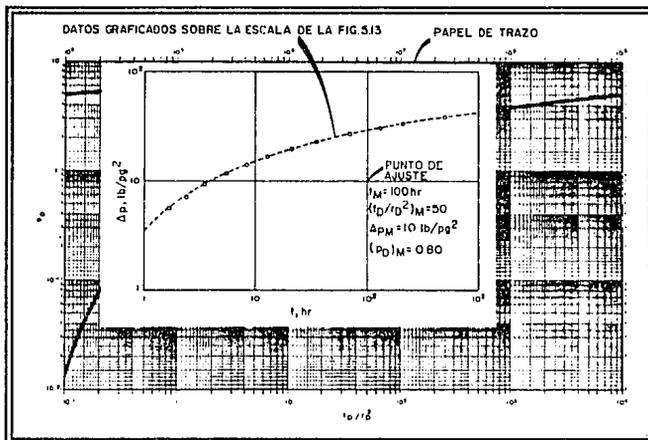


Fig. 5.67. Curva de una Prueba de Interferencia Ajustada a la Curva tipo de la Figura 5.13²⁹.

b) Análisis Semilog.

Si dos pozos en una prueba de interferencia están más cercanos que la distancia a la frontera más próxima o a otro pozo activo (por un factor alrededor de 10) en el sistema, la respuesta de presión para el pozo de observación eventualmente será descrita por la aproximación logarítmica de la integral exponencial (ecuación 5.56), entonces la presión del pozo de observación sería aproximada mediante:

$$p_{ws}(r, t) = p_{1hr} + m \log t \quad (5.193)$$

La ecuación 5.193 es estrictamente válida para $t_D / r_D^2 > 100$, donde:

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r^2} \quad (5.194)$$

La restricción puede ser reducida a $t_D / r_D^2 > 10$ con solamente el 1% de desviación. Si t_D / r_D^2 excede a 2 ó 3, la ecuación 5.193 es adecuada para el análisis de datos, entonces las presiones observadas son graficadas como p_{ws} contra $\log t$ durante la fase inicial de una prueba de interferencia. La pendiente de la porción de la línea recta semilog está dada por la ecuación 5.93 y la intersección p_{1hr} :

$$p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r^2} \right) - 3.2275 \right] \quad (5.195)$$

El factor de daño no aparece en la ecuación 5.195, ya que el fluido está fluyendo solamente para el pozo activo y no dentro o afuera del pozo de observación. La pendiente de la línea recta semilog puede ser usada para estimar la permeabilidad del sistema a través de la ecuación 5.96 y el producto porosidad-compresibilidad de:

$$\phi c_i = \frac{k}{r^2 \mu} \log^{-1} \left(\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - 3.2275 \right) \quad (5.196)$$

Es necesario extrapolar la respuesta de presión para estimar p_{1hr} (la cual tiene que ser sobre la línea recta semilog), debido a que toma muchas horas alcanzar una línea recta semilog para un pozo de observación.

Si el pozo de observación está cerrado después del tiempo t_1 , entonces el principio de superposición puede ser usado para analizar las presiones observadas. Después de un largo periodo de cierre, el comportamiento de la presión para el pozo de observación estará dado por:

$$p_{ws}(r, t_1 + \Delta t) = p_i + m \log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (5.197)$$

La ecuación 5.197 indica que una gráfica de la presión observada, después de que el pozo activo es cerrado contra $\log [(t_1 + \Delta t) / \Delta t]$ debe tener una porción de línea recta semilog con pendiente m . La permeabilidad es estimada de la ecuación 5.96 y el producto porosidad-compresibilidad es estimado de:

$$\phi c_i = \frac{k}{r^2 \mu} \log^{-1} \left[\frac{p_{1hr} - p_{ws}}{m} - \log \left(\frac{t_1 - 1}{t_1} \right) - 3.2275 \right] \quad (5.198)$$

Como antes, la línea recta semilog tiene que ser extrapolada a p_{1hr} . El término $\log[(t_1+1) / t_1]$ es pequeño normalmente, por lo que puede ser ignorado.

Como con las pruebas en un solo pozo, los signos de Δp y el gasto tienen que ser considerados cuando se analizan pruebas de interferencia, puesto que las pruebas son comúnmente corridas tanto en pozos activos de producción o inyección. Las ecuaciones 5.196 y 5.198 darán resultados incorrectos si los signos no son manejados apropiadamente. La regla de dedo no siempre puede ser aplicada para prevenir errores, pero podemos afirmar que la permeabilidad siempre tiene que ser positiva, así es que el signo de m tiene que ser opuesto al de q , excepto cuando r es pequeño o k es muy grande, el término $(p_i - p_{1hr}) / m$ en la ecuación 5.196 (o su equivalencia en la ecuación 5.198) será positivo. Normalmente, ϕc_i es del orden 10^{-7} para sistemas en fase líquida, este puede excederse a 10^{-4} para sistemas con gas libre²⁹.

5.9.3. Pruebas de Pulsos.

Las pruebas de pulsos son una forma especial de las pruebas en pozos múltiples, que consisten en efectuar una serie de pulsos de gasto en el pozo activo. Los pulsos son generalmente periodos alternados de producción (o inyección) y cierre, con la misma duración en cada periodo de producción (inyección). La respuesta de presión a los pulsos es medida en el pozo de observación. A causa de que los pulsos son de corta duración, las respuestas de presión son pequeñas, algunas veces menores a 0.01 lb/pg^2 . Por consiguiente, se requieren equipos de medición de presión especiales.

Las ecuaciones para sistemas infinitos (ecuaciones 5.55, 5.56) se aplican usualmente para tiempos cortos, a pesar del tamaño del sistema. Un prueba de pulsos puede durar de unas pocas horas hasta unos cuantos días. Las tendencias de la presión del yacimiento y el ruido son eliminadas automáticamente con las técnicas de análisis.

La figura 5.68 ilustra esquemáticamente una prueba de pulsos para un sistema de dos pozos. La figura es para un pozo productor que es pulsado por cierre, continuando por producción, cierre, y nuevamente por producción. La parte superior de la figura muestra el gasto de producción constante antes de la prueba y los pulsos de gasto. La parte inferior de la figura ilustra el comportamiento de presión en el pozo de observación y correlaciona los pulsos de presión con los pulsos de gasto. Aunque los tiempos de flujo y de cierre en la figura 5.68 son iguales, la prueba de pulsos puede realizarse con periodos de tiempo de flujo y cierre diferentes. Sin embargo, todos los tiempos de flujo deben ser los mismos al igual que los tiempos de cierre.

Dos características de la respuesta de presión en el pozo de observación son usadas para el análisis de pruebas de pulsos. Una es el tiempo de retraso, que es el tiempo entre el fin de un pulso y el pico de presión causado por el pulso (figura 9.69). Este tiempo está asociado con cada pulso. Los tiempos de retraso para el primer y cuarto pulso son mostrados en la figura 9.69; se aplican el mismo concepto para el segundo, tercero, quinto, sexto, séptimo y octavo pulsos en la figura.

La segunda variable usada en el análisis de un prueba de pulsos es la amplitud de la respuesta de presión, Δp_1 , Δp_2 , etc. mostradas en la figura 9.69. La amplitud de la respuesta de presión es obtenida trazando una tangente entre las dos cimas (o valles) en cada lado del pulso a ser medido. Se traza una línea paralela a la tangente en la cima (o valle) de la

respuesta en cuestión. La amplitud de presión es la diferencia vertical entre las dos líneas paralelas. Estrictamente hablando, el valor de Δp para la primera cima en la figura 9.69 es negativo, como lo es para todas las otras cimas impares; Δp es positiva para las respuestas pares. En los métodos de análisis presentados en esta sección, la convención de signos es eliminada, puesto que esto tiende a ser confuso. Mejor dicho, se designó que el signo de Δp es el mismo que el signo del gasto en la parte fluyente de la prueba, así es que $\Delta p/q > 0$.

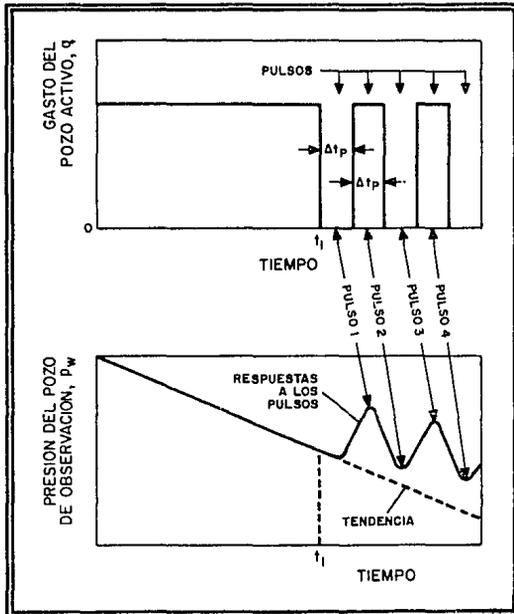


Fig. 5.68. Gasto y Respuesta de Presión para una Prueba de Pulsos²⁹.

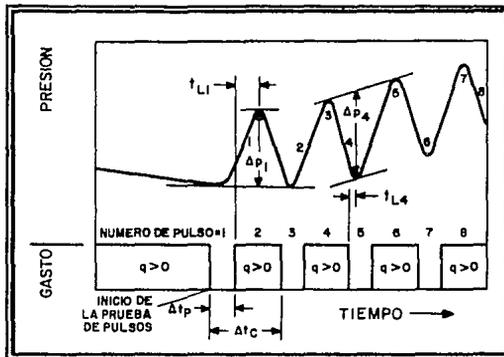


Fig. 5.69. Gasto, Presión y Respuesta de la Amplitud del Pulso²⁹.

Las técnicas de análisis de pruebas de pulsos han sido esbozadas por Johnson, Greekorn, y Woods, Culham, Startzman, y Brigham y Kamal²⁹. La técnica de Brigham y Kamal tiene la ventaja de ser flexible y conveniente por tener cálculos sencillos, razón por la que es mostrada en esta sección.

El método de análisis de Kamal-Brigham introduce las siguientes definiciones:

Relación de longitud del pulso a la longitud de ciclo total:

$$F' = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} \quad (5.199)$$

donde Δt_p y Δt_c son indicadas en la figura 5.69.

Tiempo de retraso adimensional:

$$(t_L)_D = \frac{0.0002637 k t_L}{\phi \mu c_r r_w^2} \quad (5.200)$$

usando el radio del pozo activo.

Distancia adimensional entre los pozos activo y observador:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (5.201)$$

donde r es indicada en la figura 5.64.

Amplitud de respuesta de presión adimensional:

$$\Delta p_D = \frac{kh \Delta p}{141.2 q B \mu} \quad (5.202)$$

donde q es el gasto en el pozo activo.

El tiempo de retraso y la amplitud de la respuesta de presión de una o mas respuesta de pulsos son usados para estimar las propiedades del yacimiento. La permeabilidad se puede estimar mediante:

$$k = \frac{141.2 q B \mu \left\{ \Delta p_D [t_L / \Delta t_C]^2 \right\}_{Fig}}{h \Delta p [t_L / \Delta t_C]} \quad (5.203)$$

En la ecuación 5.203, Δp y t_L se obtienen de la respuesta del pozo de observación para el pulso que está siendo analizado; Δt_C es la longitud del ciclo en el pozo activo (pulsante); y $\left\{ \Delta p_D [t_L / \Delta t_C]^2 \right\}_{\text{Fig}}$ es obtenido de las figuras 5.70 a 5.73 para los valores apropiados de $t_L / \Delta t_C$ y F^* . Es necesario usar la figura específica, dependiendo del pulso que está siendo analizado.

El producto porosidad-compresibilidad se puede estimar como:

$$\phi c_t = \frac{0.0002637 k t_L}{\mu r^2 \left\{ (t_L)_D / r_D^2 \right\}_{\text{Fig}}} \quad (5.204)$$

En la ecuación 5.204 el valor de $\left\{ (t_L)_D / r_D^2 \right\}_{\text{Fig}}$ es obtenido de las figuras 5.74 a 5.77.

Como anteriormente, la figura usada depende del pulso que está siendo analizado.

Una vez que los datos de las pruebas de pulsos están disponibles y graficados, y los tiempos de retraso y respuesta de presión son medidos, el análisis de la prueba de pulsos por la técnica de Kamal-Brigham²⁹ es rápida.

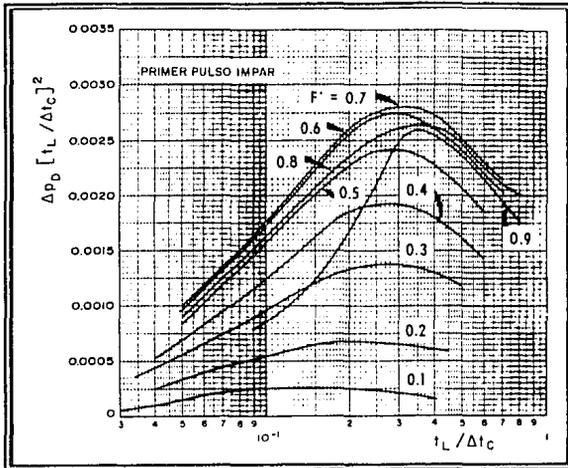


Fig. 5.70. Relación entre Tiempo de Retraso y Amplitud de Respuesta para el Primer Pulso Impar²⁹.

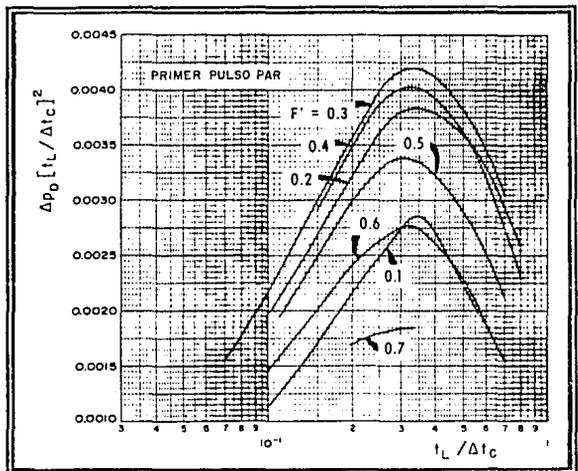


Fig. 5.71. Relación entre el Tiempo de Retraso y Amplitud de Respuesta para el Primer Pulso Par²⁹.

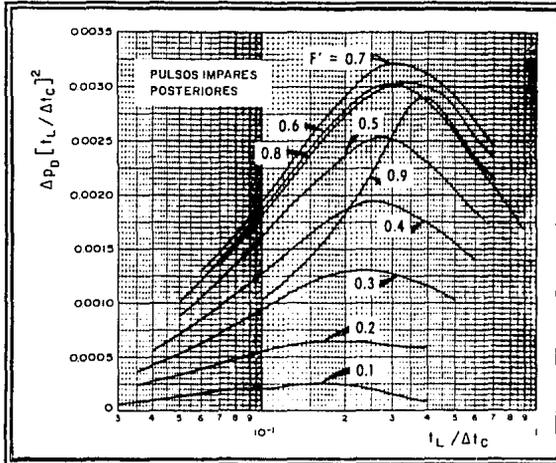


Fig. 5.72. Relación entre Tiempo de Retraso y Amplitud de Respuesta para Todos los Pulsos Impares Posteriores²⁹.

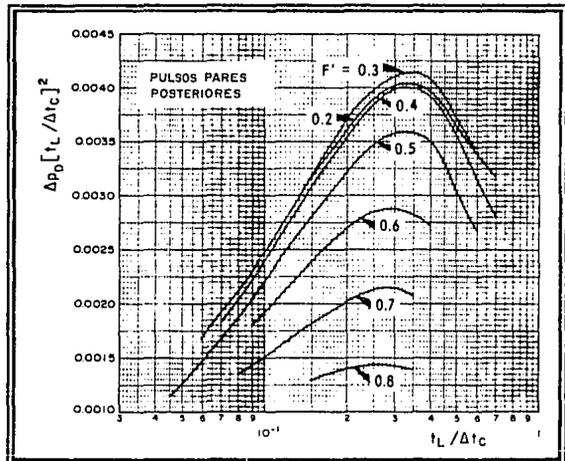


Fig. 5.73. Relación entre Tiempo de Retraso y Amplitud de Respuesta para Todos los Pulsos Pares Posteriores²⁹.

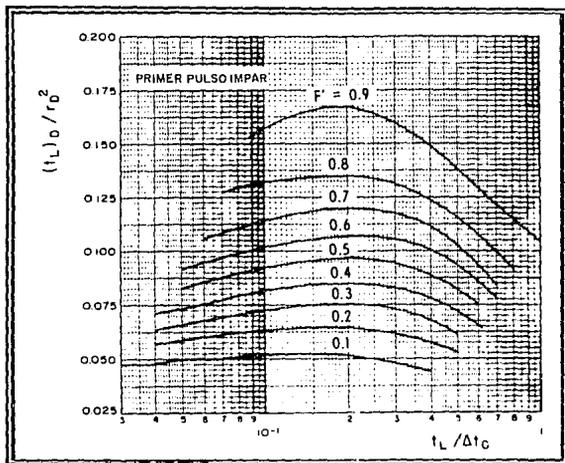


Fig. 5.74. Relación entre Tiempo de Retraso y Longitud del Ciclo para el Primer Pulso Impar²⁹.

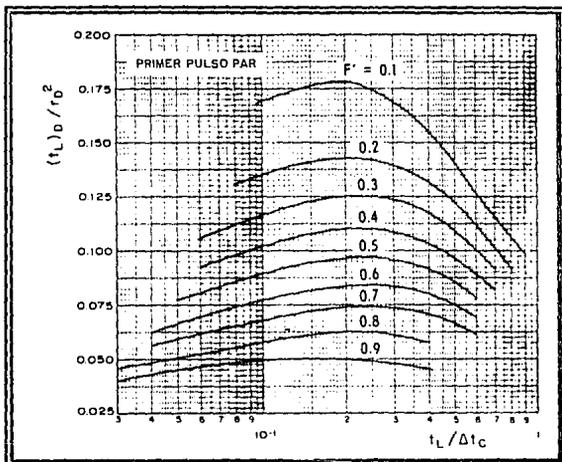


Fig. 5.75. Relación entre Tiempo de Retraso y Longitud del Ciclo para el Primer Pulso Par²⁹.

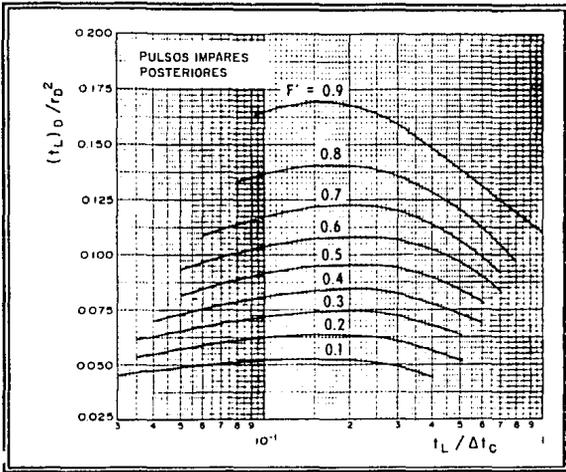


Fig. 5.76. Relación entre Tiempo de Retraso y Longitud de Ciclo para Todos los Pulsos Impares Posteriores²⁹.

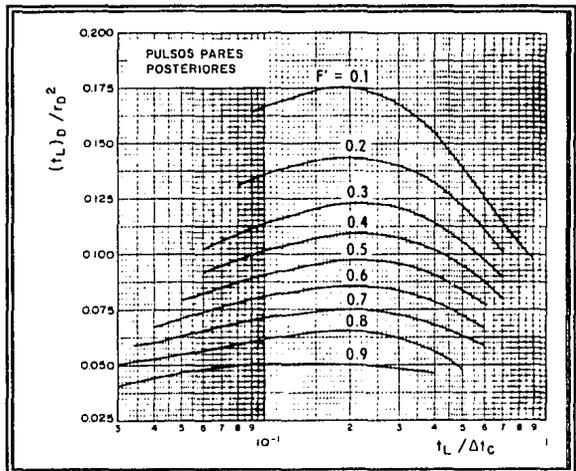


Fig. 5.77. Relación entre el Tiempo de Retraso y Longitud de Ciclo para Todos los Pulsos pares Posteriores²⁹.

5.9.4. Ejemplo²⁶.

Una prueba de interferencia fue corrida en una formación de arenas someras asociada a un acuífero. El pozo activo, pozo A, produce 466 bl/día @ c.s. de agua. La respuesta de presión al cierre del pozo B, el cual está a 99 pies del pozo A, fue medida como una función del tiempo transcurrido desde que se inicia la declinación en el pozo A. Las propiedades estimadas del fluido y la roca son:

$$\mu_w = 1.0 \text{ cp}$$

$$r_w = 3 \text{ pg}$$

$$\phi = 0.3$$

$$B_w = 1.0 \text{ bl/bl}$$

$$h = 9 \text{ pie}$$

La compresibilidad total es desconocida. Las lecturas de presión en el pozo B son dadas en la Tabla 5.7. Estimar la permeabilidad de la formación y la compresibilidad total.

Tabla 5.7.
Datos de Tiempo y Presión de una Prueba de Interferencia²⁶.

Δt (min)	p_{ws} (lb/pg ²)	$\Delta p = (p_i - p_{ws})$ (lb/pg ²)
0	148.92	0
5	148.92	0
25	144.91	4.01
40	143.72	5.20
50	143.18	5.74
100	141.47	7.45
200	139.72	9.20
300	138.70	10.22
400	137.99	10.93
500	137.12	11.80

Solución

Se asume que el acuífero es homogéneo, isótropo e infinito; usando la curva tipo de la función Ei (figura 5.13) se puede estimar k y c_r . Los datos a ser graficados se presentan en la tabla 5.7.

Los datos ajustados a la curva tipo se presentan en la figura 5.78. Los datos del punto de ajuste son:

$$(\Delta t = 128 \text{ min}, t_D/r_D^2 = 10)$$

$$(\Delta p = 5.1 \text{ lb/pg}^2, p_D = 1.0)$$

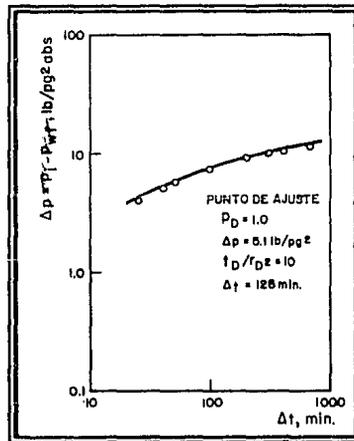


Fig. 5.78. Datos de una Prueba de Interferencia²⁶.

De este modo, se puede calcular la permeabilidad con la ecuación 5.157:

$$k = 141.2 \frac{(466)(1.0)(1.0)(1.0)}{(9.0)(5.1)} = 1,433 \text{ md}$$

y la compresibilidad total con la ecuación 5.158:

$$c_t = \frac{(0.0002637)(1,433)\left(\frac{128}{60}\right)}{(0.3)(99)^2(1.0)\left(\frac{10}{10}\right)} = 2.74 \times 10^{-5} \text{ [lb/pg}^2\text{]}^{-1}$$

5.10. Pruebas de Formación.

5.10.1. Introducción.

Las pruebas de formación son terminaciones temporales que consisten en un arreglo de empacadores y tuberías de perforación o producción. En este arreglo se requieren válvulas para abrir y cerrar la herramienta, además de equipos registradores de presión y temperatura. Una vez terminada la prueba, el arreglo completo es retirado del pozo. Las pruebas de formación son diseñadas para realizar una caracterización preliminar de la formación, muestrear los fluidos de la formación y establecer la factibilidad de producción comercial. Son corridas normalmente en zonas de potencial desconocido, en pozos que están siendo perforados, aunque algunas veces, son usadas en pozos de desarrollo.

El análisis de los datos de presión en periodo transitorio para pruebas de formación proporciona una estimación de las propiedades de la formación y el daño al pozo. Estos datos pueden ser usados para estimar el potencial de flujo del pozo con una terminación regular ó usar técnicas de estimulación para remover el daño e incrementar el tamaño del pozo efectivo.

Las corridas e interpretaciones apropiadas de pruebas de formación proporcionan más información de utilidad que cualquiera otra herramienta de evaluación.

5.10.2. Operaciones Básicas de las Pruebas de Formación.

La herramienta es acoplada a la tubería de perforación y es bajada al intervalo de prueba donde el empacador está fijo, entonces las válvulas en la herramienta son abiertas y cerradas por manipulación de la tubería. Las pruebas de formación son realizadas mientras las válvulas de flujo están siendo manipuladas.

Los diversos componentes que constituyen una "sarta de prueba" pueden ser ensamblados en diferentes combinaciones. En la figura 5.79 se ilustran los componentes de una sarta de prueba de formación. A continuación se describen los componentes más comunes y sus principales funciones:

- *Bullnose o Tapón Nariz.* Es la parte más baja de la sarta. Sirve como guía y protege las herramientas colocadas por encima.

- *Registadores de Presión y Temperatura.* Existen diferentes tipos, mecánicos y electrónicos, y normalmente se baja un mínimo de dos en la sarta.
- *Tubo Ranurado o Tubería de Producción Ranurada.* Filtra los fluidos producidos; en ciertos tipos de pruebas de formación (agujero descubierto) también pueden soportar el peso aplicado a la sarta.
- *Empacador.* Ofrece un sello entre el espacio anular y la formación, en algunos casos, soporta el peso de la sarta. Algunas condiciones de agujero pueden requerir el uso de dos o más empacadores colocados en serie, para asegurar el sello. Existen empacadores recuperables o permanentes de agujero descubierto y revestido.
- *Junta de Seguridad.* Es una herramienta que, por medio de rotación a la izquierda de la tubería, permite que se recupere la sección de la sarta ubicada encima del empacador, en caso de quedarse atorada la sección inferior.
- *Martillos Hidráulicos de Perforación.* Son parte importante de toda sarta de pruebas de formación. Al atorarse el empacador o la cola de la sarta, los martillos hidráulicos de perforación, al poner la sarta en tensión, ofrecen una posibilidad de golpeo hacia arriba para ayudar a liberar las herramientas. Este proceso se puede repetir hasta que se libere la sarta de herramientas.

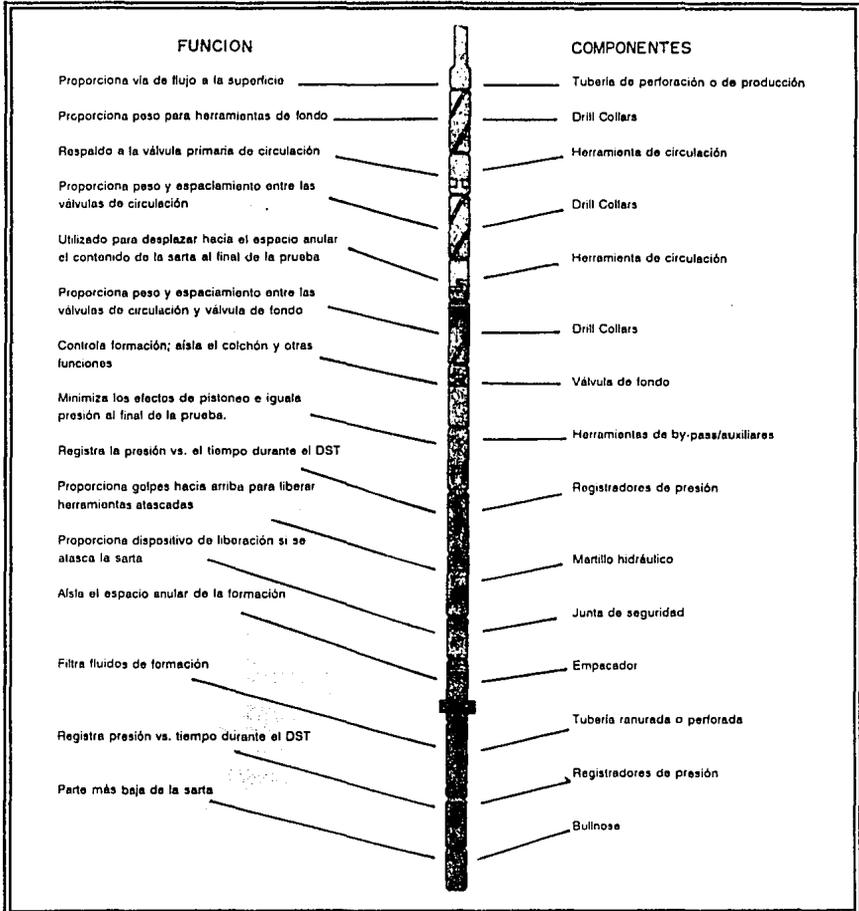


Fig. 5.79. Sarta Típica en Pruebas de Formación (DST)³⁴.

Se pueden bajar varias herramientas auxiliares entre el empacador y la válvula de fondo, dependiendo del tipo de sarta de prueba. La principal es la válvula de desviación que sirve para:

- *Minimizar los efectos de compresión o pistoneo de fluidos de la formación.* Ya que el empacador tiene un diámetro externo muy próximo al diámetro interno de la tubería de revestimiento o del agujero descubierto, se generan efectos de pistón mientras se saca la tubería. La herramienta proporciona una ruta para que los fluidos de terminación se desvíen a través del empacador hacia el espacio anular mientras se baja en el pozo (o en dirección opuesta cuando se saca la sarta). La válvula de desviación permanecerá cerrada durante la prueba.
- *Igualar presión.* Al final de la prueba, la presión diferencial tiende a mantener anclado el empacador. Para limitar una sobretensión al final de la prueba, la válvula de desviación se abrirá e igualará la presión por encima y por debajo del empacador; por tanto, solo deben superarse fuerzas mecánicas.

El diseño de la sarta encima de la válvula de cierre de fondo es muy importante. Los primeros elementos son lastrabarreras que proporcionan peso para la operación de algunas herramientas de fondo (por ejemplo: empacadores, válvulas de fondo).

Encima de la válvula de cierre de fondo se colocan válvulas de circulación, las cuales ofrecen un medio para desplazar cualquier fluido producido antes de levantar la sarta. Durante la prueba, la sarta podrá contener fluido de colchón o hidrocarburos producidos, que deberán ser circulados hacia afuera antes de levantar el aparejo de prueba. Para permitir el desplazamiento de estos fluidos, se coloca una válvula de circulación lo más abajo posible en

la sarta; ésta se abre al final de la operación de la prueba de formación, de manera que el contenido de la sarta pueda ser desplazado.

Por seguridad se usan dos válvulas de circulación con diferentes sistemas operativos, por tanto, si una falla, existirá un respaldo. Es muy importante la colocación de las válvulas de circulación. La válvula de circulación más baja se separa de la válvula de cierre de fondo (normalmente por una lingada de lastrararreas) en el caso de que se produzca arena u otros sólidos. Normalmente se coloca otra lingada de lastrararreas entre las dos válvulas de circulación³⁴. La figura 5.80 muestra la secuencia de operaciones de esta herramienta corrida desde el fondo del agujero hasta la superficie.

5.10.3. Interpretación de Gráficas de Pruebas de Formación.

En la figura 5.81 se muestra esquemáticamente un registro de una prueba de formación. La sección 1 muestra el incremento en la presión hidrostática del lodo a medida que la herramienta es bajada en el agujero. El punto 2 muestra la presión inicial o hidrostática del lodo (p_{ihm}) cuando la herramienta se encuentra en el fondo del agujero y puede ser comparada con la densidad del lodo. El punto 3 es una presión anormal algunas veces observada, causada por la compresión del lodo atrapado abajo del empacador, después de abrir la válvula de prueba. La sección 4 muestra la reducción de la presión hidrostática del lodo sobre la formación. El punto 5 muestra la presión de flujo inicial (p_{if}) del primer periodo de flujo.

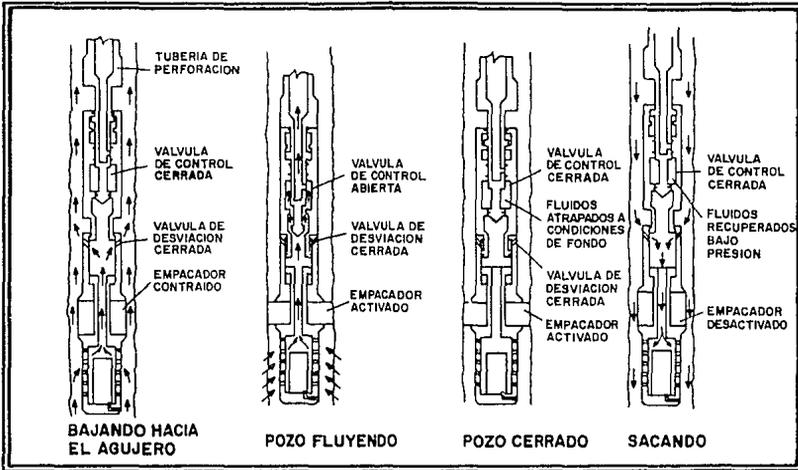


Fig. 5.80. Secuencia de Operaciones de una Prueba de Formación⁶.

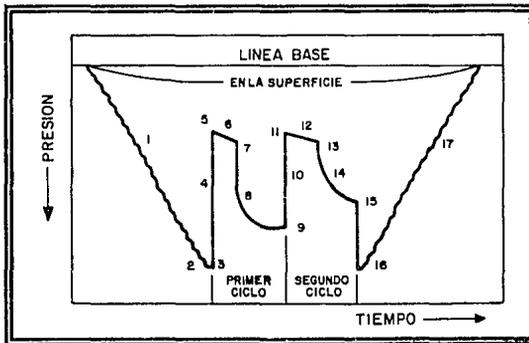


Fig. 5.81. Respuesta de Presión del Registrador para una Prueba de Formación²⁹.

Cuando la herramienta de prueba es abierta, ocurre el flujo de los fluidos de la formación, comportándose la presión como se muestra en la sección 6. En el punto 7 la válvula de prueba se cierra registrándose la presión de flujo final (p_{ff}) del primer período de flujo y un período de incremento de presión se lleva a cabo como se muestra en la sección 8. El punto 9 muestra la presión de cierre inicial (p_{ci}) y es una aproximación ideal del incremento inicial a una presión constante que debe ser representativa de la presión inicial del yacimiento.

El primer período de flujo y cierre es seguido generalmente por un segundo período de flujo y cierre. Los puntos 11, 13, 15 y 16 representan la presión de flujo inicial en el segundo período de flujo (p_{fi}), la presión final de flujo del segundo período (p_{ff2}), la presión final de cierre del segundo período (p_{ci}) y la presión final de la columna hidrostática del lodo (p_{lm}). La sección 17 muestra los efectos de desanclaje y extracción del elemento de presión del pozo con la tubería de perforación, originando un retorno de la presión a la presión ejercida por la columna de lodo.

Los dos segundos períodos de flujo y cierre tienen como objetivo permitir el cálculo de los parámetros del yacimiento, así como para determinar la producción de fluidos²³.

Las pruebas de doble flujo y cierre constituyen el procedimiento de prueba más común en uso. Los eventos involucrados están referidos a los periodos de flujo y de cierre iniciales y los periodos de flujo y de cierre finales.

El período de flujo inicial es usualmente de 5 a 10 minutos de duración y principalmente tiene el propósito de permitir la igualación de la presión del yacimiento con la del fluido en la zona invadida de filtrado cerca del pozo. La presión de la columna de lodo estática y la colocación del empacador causa filtrado de lodo en la formación. El breve periodo de flujo

inicial está diseñado para aliviar esta condición de sobrepresionamiento y restaurar la formación a un estado lo más cercano al original. El periodo de flujo inicial es seguido por un periodo de cierre inicial de 30 a 60 minutos. Esta secuencia de flujo y cierre inicial permite buenas estimaciones de la presión estática del yacimiento.

Al realizar el segundo periodo de flujo, la formación debe estar completamente restaurada a las condiciones iniciales y el comportamiento de flujo natural de la zona de prueba puede ser obtenido. Este segundo periodo de flujo generalmente es de 30 minutos a 2 horas. El periodo de cierre final es ligeramente más largo o igual al segundo periodo de flujo. Esto es común en yacimientos de baja permeabilidad, donde se emplean grandes periodos de cierre para obtener datos interpretables.

Además, las pruebas de formación también pueden ser corridas con un número arbitrario de periodos de flujo y cierre⁶.

Anomalías en el Registro de las Pruebas de Formación.

A causa de la complejidad de la operación de la herramienta en las pruebas de formación, existen muchas posibilidades de que las pruebas fracasen. Sin embargo, es importante examinar cuidadosamente las gráficas de las pruebas de formación y decidir si la prueba fue mecánica y operacionalmente satisfactoria.

Para reconocer una buena prueba de formación debe encontrarse las siguientes características:

1. La línea de presión base deber ser recta y clara.
2. Las presiones del lodo hidrostáticas inicial y final son las mismas y son consistentes con la profundidad y el peso del lodo.
3. Los periodos de flujo y de incremento de presión son registrados como curvas suaves.

Una restricción en el agujero puede provocar presiones de surgencia o pegadura de la herramienta (figura 5.82).

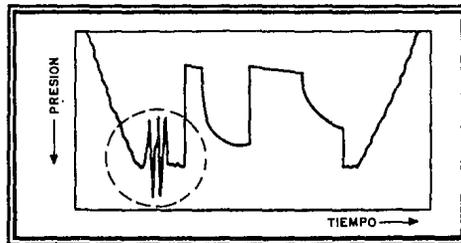


Fig. 5.82. Restricción en el Agujero²⁹.

Las fugas en las tuberías de perforación y/o pérdidas de lodo hacia la formación son identificadas por un decremento en la presión hidrostática del lodo. Una fuga en la tubería de perforación puede ser confirmada si una gran cantidad de lodo es recuperado con los fluidos producidos. En este caso los datos de la prueba deben ser desechados (figura 5.83).

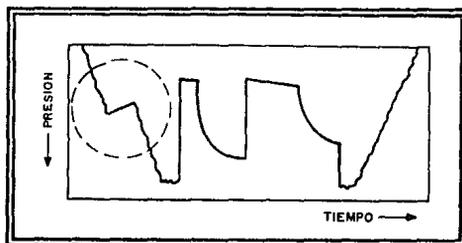


Fig. 5.83. Fugas en la Tubería de Perforación y/o Pérdidas del Lodo hacia la Formación²⁹.

La forma escalonada en las curvas de incremento indica un mal funcionamiento del medidor o registrador de presión. Así que los datos no pueden ser analizados (figura 5.84).

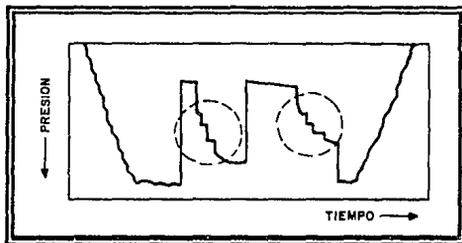
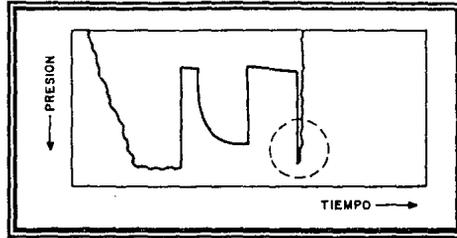
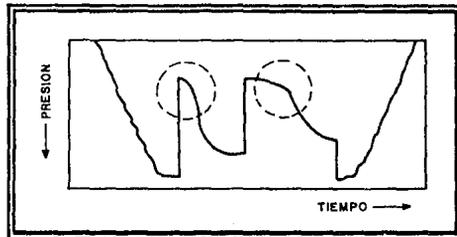


Fig. 5.84. Mal Funcionamiento del Medidor o Registrador de Presión²⁹.

La forma característica que adquiere la gráfica cuando se presenta alguna falla en el reloj o que este no funciona se puede observar en la figura 5.85.

La forma de S en la última parte de la curva de flujo y cercana a la parte de la curva de incremento indica comunicación de fluidos alrededor del empacador. Esto puede ser causado por una fractura o una mala instalación del empacador (figura 5.86).

Fig. 5.85. Falla en el Reloj²⁹.Fig. 5.86. Comunicación de los Fluidos alrededor del Empacador²⁹.

La forma de S ocurriendo solamente en la presión de incremento de la curva indica gas en solución en el pozo. Este mecanismo es caracterizado por una forma de transición entre las curvas de flujo e incremento (figura 5.87).

Cuando el estrangulador de fondo está taponado o que el sistema de anclaje está perforado, ocurre un aumento y disminución de la presión, causado por el rompimiento momentáneo y liberación de la presión (figura 5.88).

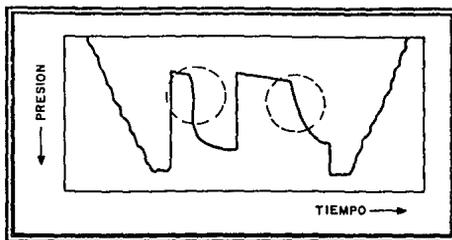


Fig. 5.87. Gas en Solución en el Pozo²⁹.

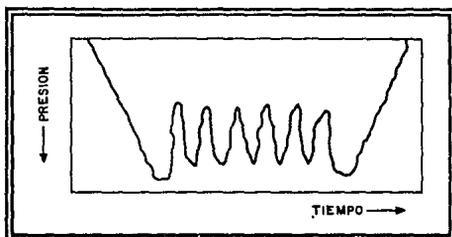


Fig. 5.88. Estrangulador de Fondo Taponado o el Sistema de Anclaje esta Perforado²⁹.

5.10.4. Análisis de Pruebas de Formación.

a) Productividad de la Formación.

Análisis cuantitativos de datos de pruebas de formación con el objetivo de determinar la productividad de la formación no son precisos; estos es consecuencia de los períodos de flujo relativamente cortos durante la prueba.

Puede determinarse la cantidad de fluido recuperado durante la prueba, en casos donde el fluido producido es obtenido; el gasto producido puede ser determinado en la superficie mediante mediciones a través de separadores y/o tanques de prueba. Si solo se recupera gas, éste puede ser medido con probadores de orificio o un tubo Pitot. En muchos casos, la cantidad de líquidos recuperados es medido en términos de longitud de tubería. Este procedimiento a menudo indica descripciones un poco inciertas cuando los líquidos recuperados se encuentran mezclados. El volumen de líquidos recuperados en la tubería de perforación puede ser determinado mediante la ecuación:

$$V = bL \quad (5.208)$$

El gasto promedio al terminar el intervalo de tiempo de prueba es:

$$q_o = \frac{1440V_o}{t} \quad (5.209)$$

El cálculo del índice de productividad involucra medidas de presión de cierre de fondo (p_f) y una condición de producción estabilizada, mediciones de presión de fondo fluyendo y el correspondiente gasto de fluidos producidos en la superficie. El índice de productividad está dado por la ecuación 3.2.

El índice de productividad específico implica la longitud de la zona productora:

$$J_s = \frac{\text{Índice de productividad } (J)}{\text{Espesor de la zona Productora } (h)} \quad (5.210)$$

Para determinar los parámetros de la formación probada se puede usar el método de Horner. Después que los efectos de almacenamiento han cesado en la columna del pozo, la presión de cierre (p_{wf}) se obtiene mediante la ecuación 5.130.

Al graficar p_{wf} contra $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ resulta una línea recta cuya pendiente está dada por la ecuación 5.131. La figura 5.32 muestra una gráfica de Horner²³.

b) Permeabilidad.

Asumiendo que la gráfica de Horner genera una línea recta tal que m puede ser determinada; entonces la permeabilidad efectiva promedio (k) puede ser calculada con la ecuación 5.131.

Los parámetros μ y B pueden ser estimados de correlaciones, la densidad API del crudo y la relación gas-aceite pueden ser determinadas a través de mediciones después de la prueba.

El espesor de la formación, h , tiene que ser el espesor neto de la zona productora, el cual debe ser determinado del análisis de registros. Si h no se conoce, entonces kh o capacidad de flujo de la formación es obtenida de la ecuación 5.131. Si todos los parámetros del yacimiento se desconocen, la transmisibilidad puede ser determinada³⁵:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{162.6qB}{m} \quad (5.211)$$

c) Presión Estática del Yacimiento.

La presión estática o presión de cierre del yacimiento, es obtenida por extrapolación de la línea recta de Horner a un tiempo de cierre "infinito":

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1 \quad (5.212)$$

por tanto:

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = 0 \quad (5.213)$$

d) Daño del Pozo y Radio de Investigación.

Muchas veces las suposiciones de la ecuación de incremento de Horner, tales como formación homogénea, flujo en una sola fase y yacimiento infinito, no están dentro del dominio de casos reales. Si los cambios ocurren dentro del radio de investigación de la prueba de formación, pueden ser detectados por un cambio en la pendiente de la gráfica de incremento de Horner.

Para todas las suposiciones prácticas, el radio de investigación durante una prueba de formación es equivalente al radio de drenaje (ecuación 5.190), esto es:

$$r_d = 0.029 \sqrt{\frac{kt'}{\phi\mu c_i}}$$

El factor de daño de la formación es estimado a partir de la siguiente ecuación:

$$s = \left[\frac{p_{1hr} - p_{ws}(\Delta t = 0)}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad (5.214)$$

el término $\log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right)$ es incluido ya que puede ser importante en una prueba de formación.

Este término es insignificante cuando $t_p \gg 1$, o cuando el factor de daño es alto.

Muchos análisis de pruebas de formación reportan comúnmente la eficiencia de flujo, la cual está dada por la ecuación 5.135.

5.10.5. Análisis de Datos de Pruebas de Formación utilizando Curvas Tipo.

Varios métodos de curvas tipo son utilizados para analizar datos iniciales de pruebas transitorias de presión. Aunque estos métodos tienen quizás mayor aplicación en pruebas de periodos largos, pueden ser algunas veces usadas en el análisis de pruebas de formación para recuperar un mínimo de alguna información de una prueba donde los datos disponibles no son suficientes para obtener la línea recta en la gráfica de Horner.

Ramey, Agarwal y Martin²³ proporcionan curvas que incluyen efectos de daño que pueden ser usadas para analizar datos de periodos de flujo en una prueba de formación, que no alcanza a fluir a la superficie y en la cual no hay cambios significativos del coeficiente de almacenamiento. Las figuras 5.89, 5.90 y 5.91 son curvas tipo, en las cuales la relación de presión adimensional se define como:

$$p_{DR} = \frac{p_D}{p_{Do}} = \frac{p_i - p_{wf}(t)}{p_i - p_o} \quad (5.215)$$

donde p_o es la presión que existe en la sarta de perforación inmediatamente después de iniciar el periodo de flujo.

Para el período de flujo inicial, p_o será la presión atmosférica o la presión ejercida por un fluido amortiguador en la sarta de perforación, para el periodo de flujo final, p_o será la presión que resulta del primer periodo de flujo. En las figuras 5.89, 5.90 y 5.91 el tiempo adimensional es obtenido a partir de la ecuación 5.52.

El coeficiente de almacenamiento durante el periodo de flujo de una prueba de formación resulta de un cambio en el nivel de líquido en la sarta de perforación y puede ser calculado con la ecuación 5.84.

La técnica para ajustar curvas tipo es similar a lo ya mencionado, con la importante simplificación que la relación de presión adimensional en las figuras 5.89 y 5.91 siempre varía de cero a uno y es independiente del gasto y de las propiedades de la formación. De esta manera, cuando los datos son graficados en papel transparente y se desliza sobre las figuras, la escala de la relación de presión es fijada y solamente se desliza horizontalmente.

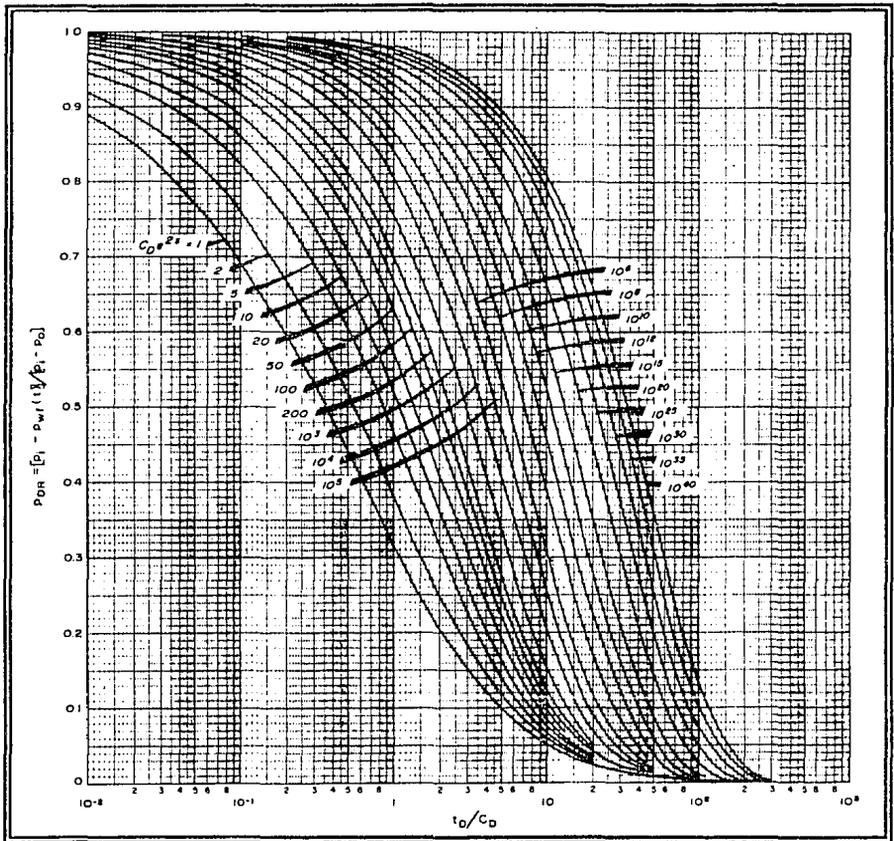


Fig. 5.89. Curva Tipo Semilog para Análisis de Pruebas de Formación sin Flujo en la Superficie²⁹.

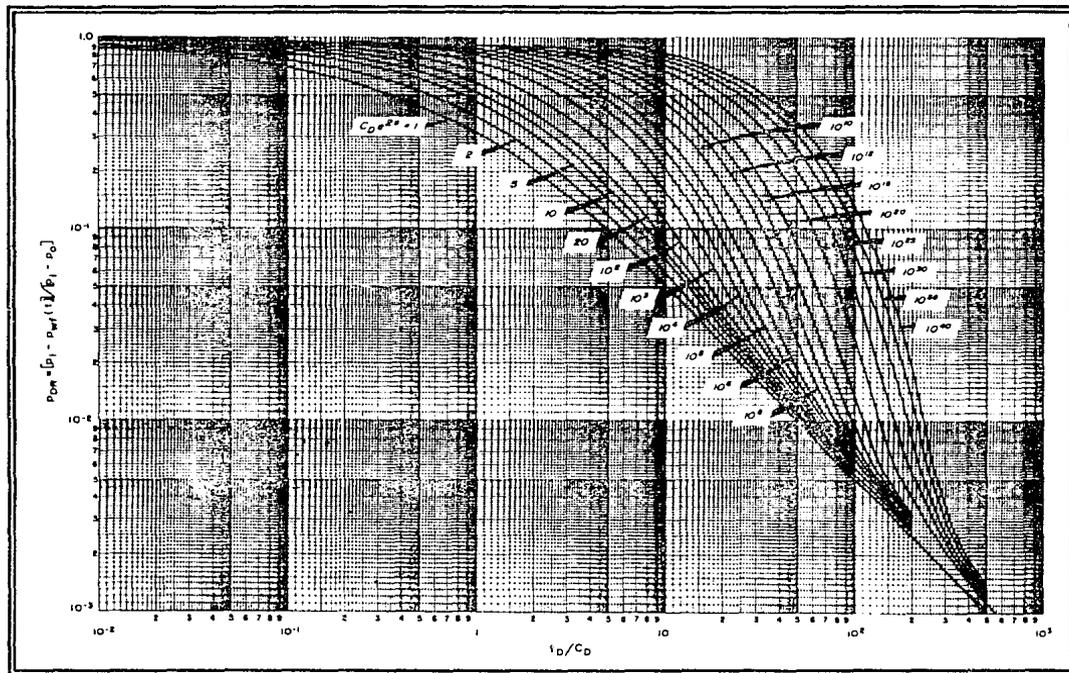


Fig. 5.90. Curva Tipo Log-Log para Pruebas de Formación sin Flujo en la Superficie y para Tiempos Largos²⁹.

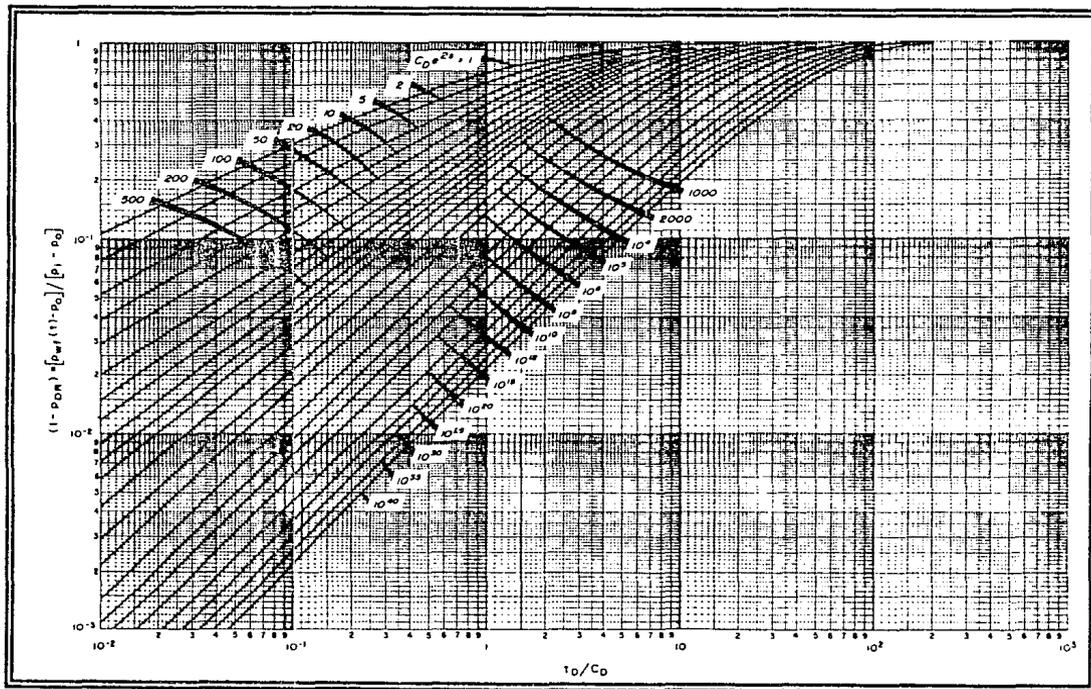


Fig. 5.91. Curva Tipo Log-Log para Pruebas de Formación sin Flujo en la Superficie y para Tiempos Cortos²⁹.

Una vez ajustados los datos en la curva tipo, los datos reales y de la curva tipo son leídos en un punto de ajuste convenientemente elegido. Tres puntos son requeridos; el parámetro sobre la curva ajustada $(C_D e^{2s})_M$; la escala de tiempo del punto de ajuste, $(t)_M$, de la curva de datos y el punto correspondiente de la curva tipo, $(t_D / C_D)_M$. La permeabilidad puede ser calculada en la escala de tiempo del punto de ajuste mediante la siguiente ecuación:

$$k = 3389 \frac{\mu C}{h(t)_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M \quad (5.216)$$

5.10.6. Recomendaciones para Obtener Datos Confiables de la Prueba.

La clave para que la evaluación confiable de una prueba de formación sea obtenida y registre buenos datos, consiste en la planeación conveniente para situaciones específicas.

Usando este método, no es necesario conocer el gasto para calcular la permeabilidad. El factor de daño es calculado del parámetro de la curva ajustada de la siguiente manera:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\phi_c h r_w^2 (C_D e^{2s})_M}{0.89359 C} \right) \quad (5.217)$$

Ramey, Agarwal y Martin²³ recomiendan usar tres tipos de curvas tipo para analizar los datos del período de flujo en una prueba de formación, la curva tipo semilogarítmica de la figura 5.89 es usada para datos de tiempos iniciales, mientras la figura 5.90 proporciona

mala resolución para datos de tiempo iniciales. La figura 5.91 por lo general, se usa para datos de tiempo iniciales. Estas curvas no son aplicables cuando el fluido entra a la sarta de perforación con un gasto constante, esto es, cuando ocurre flujo en la superficie y también cuando el coeficiente de almacenamiento cambia debido al tamaño de la tubería o a los cambios de compresibilidad.

Varios son los factores que gobiernan la calidad de los datos de presión en un prueba de formación. No solamente los parámetros del yacimiento afectan directamente el comportamiento de la presión. También debe tenerse cuidado en las mediciones de los fluidos recuperados así como de los gastos de flujo, puesto que estas cantidades deben ser conocidas para propósito de análisis de presión.

Tal vez la primera consideración que debe hacerse en la planeación de la prueba es el máximo tiempo que puede permanecer la herramienta bajo las condiciones del agujero. El lodo de perforación debe ser acondicionado para la densidad y viscosidad deseada después que la prueba es iniciada.

Normalmente hablando, el primer período de flujo en una prueba de formación debe ser por lo menos de 5 minutos y el período de cierre final de 30 minutos. esto permite la expansión del lodo atrapado debajo del empacador y la igualación de la presión estática del yacimiento. La longitud del siguiente período de flujo (en una prueba de doble cierre) es seleccionado generalmente debido a la experiencia y condiciones prevalecientes. En el segundo período de flujo, el golpe (debido a la onda de presión) en la superficie debe ser débil y el gasto (flujo) de la formación debe ser lento. Si la presión del fluido en la tubería de perforación se incrementa a tal grado que la presión hidrostática de la columna de fluido amortigua el flujo, entonces el incremento final debe comenzar inmediatamente.

El tiempo de cierre final debe ser por lo menos igual que el tiempo de flujo, si se obtiene una extrapolación correcta y si los cambios de permeabilidad de la formación y la longitud deseada del incremento de presión final para un producto esperado kh menor que 10 md-pie, recomiendan tiempos de cierre por lo menos de 2 horas. Para valores de kh altos, tiempos de 30 minutos a una hora son suficientes.

Para lecturas correctas de presión se debe tener noción de las condiciones esperadas (incluyendo estimaciones de temperatura del yacimiento y rangos de presión) y todas las partes de los objetivos de la pruebas, de tal manera que las características de tiempo y elementos de presión puedan ser seleccionados adecuadamente.

Antes de una interpretación de presión debe evaluarse correctamente los medidores de presión para comparar sus registros de presión en algunos puntos clave. La presión hidrostática de los líquidos recuperados debe ser calculada y comparada con la presión de flujo final.

El volumen de líquidos recuperados debe ser medido correctamente. Los líquidos recuperados separadamente y en mezclas contaminadas, deben ser descritos adecuadamente y determinarse sus densidades. El flujo de gas en la sarta de perforación debe ser medido tan correctamente como sea posible en varios intervalos de tiempo espaciados igualmente a través de períodos de flujo. El gasto de líquidos recuperados puede ser estimado en cualquier tiempo para convertir la rapidez de la variación de la presión hidrostática en la sarta a gasto de producción de líquidos.

La localización del asentamiento del empacador, no es de particular importancia para pruebas corridas dentro de la tubería de revestimiento. Sin embargo, es crítica para pruebas

efectuadas en agujero descubierto, en este caso, si es posible se selecciona una formación densa para asentar el emparador, tal como: caliza, dolomía, anhídrita o lutitas duras.

Se debe tener cuidado en la selección del tamaño del estrangulador, ya que las caídas de presión alrededor del fondo del pozo dependen sobre todo del gasto, el cual es en un momento gobernado por el estrangulador de fondo²³.

5.10.7. Ejemplo²⁹.

A partir de los datos de presión que se muestran en la Tabla 5.8 para el segundo periodo de una prueba de formación y considerando los siguientes datos:

$$p_i = 3,475 \text{ lb/pg}^2$$

$$c_i = 6.67 \times 10^{-6} \text{ [lb/pg}^2\text{]}^{-1}$$

$$p_o = 643 \text{ lb/pg}^2$$

$$\mu = 1.0 \text{ cp}$$

$$r_w = 3.94 \text{ pg}$$

$$h = 17 \text{ pies}$$

$$V_u = 0.0197 \text{ lb/ pie}$$

$$\rho = 52.78 \text{ lbm/pie}^3$$

$$\phi = 0.16$$

Tabla 5.8.
Datos de una Prueba de Formación²⁹.

tiempo (min)	P_{wf} lb/pg ²	$\frac{P_i - P_{wf}(t)}{P_i - P_o}$	tiempo (min)	P_{wf} lb/pg ²	$\frac{P_i - P_{wf}(t)}{P_i - P_o}$
0	643	1.0000	63	1,430	0.7221
3	665	0.9922	66	1,467	0.7090
6	672	0.9898	69	1,499	0.6977
9	692	0.9827	72	1,536	0.6847
12	737	0.9668	75	1,570	0.6727
15	786	0.9495	78	1,602	0.6614
18	832	0.9333	81	1,628	0.6522
21	874	0.9184	84	1,655	0.6427
24	919	0.9025	87	1,683	0.6328
27	962	0.8874	90	1,713	0.6222
30	1,005	0.8722	93	1,737	0.6137
33	1,046	0.8577	96	1,767	0.6031
36	1,085	0.8439	99	1,794	0.5936
39	1,128	0.8287	102	1,819	0.5847
42	1,170	0.8139	105	1,845	0.5756
45	1,208	0.8005	108	1,869	0.5671
48	1,248	0.7864	111	1,894	0.5583
51	1,289	0.7719	114	1,917	0.5501
54	1,318	0.7617	117	1,948	0.5392
57	1,361	0.7465	120	1,969	0.5318
60	1,395	0.7345			

Analizar el problema mediante ajuste por curvas tipo. Determinar el coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad de la formación y el daño.

La figura 5.92 muestra los datos de la Tabla 5.8 ajustados a la curva tipo de la figura 5.89.

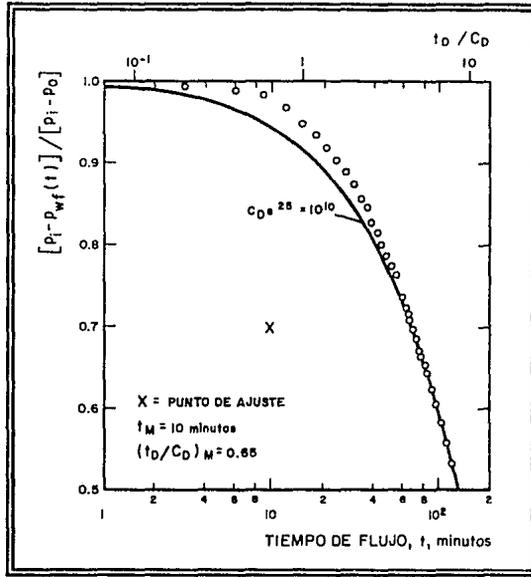


Fig. 5.92. Datos de una Prueba de Formación ajustados a un Curva Tipo²⁹.

De acuerdo a la ecuación 5.84, se calcula el coeficiente de almacenamiento como:

$$C = \frac{0.0197}{\left(\frac{52.78}{144}\right)\left(\frac{32.17}{32.17}\right)} = 0.0537 \text{ bl/lb/pg}^2$$

y la permeabilidad por medio de la ecuación 5.216:

$$k = \frac{(3,389)(1.0)(0.0537)(0.65)}{(17)(0.1667)} = 41.7 \text{ md}$$

Usado el parámetro obtenido en la curva ajustada y la ecuación 5.217, el daño puede calcularse como:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(0.16)(8.0 \times 10^{-6})(17)(3.94/12)^2 (10^{10})}{(0.89359)(0.0537)} \right] = 6.5$$

5.11. Equipos de Medición.

La adquisición de datos de presión de buena calidad son parte esencial de la pruebas de variación de presión en pozos. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores. Si esto no es posible, datos útiles pueden ser obtenidos por corrección de la presión en la cabeza del pozo o medición del nivel de fluido a las condiciones del pozo.

5.11.1. Registradores Amerada.

El instrumento de medición de presión de fondo más empleado durante muchos años, fue la Amerada RPG-3, mostrada en la figura 5.93. Este medidor es bajado en el pozo a través de la tubería de producción o por el espacio anular con una línea de acero. El fluido es admitido en la parte baja del instrumento impulsando los fuelles, los cuales permiten la introducción del fluido al tubo Bourdon helicoidal. El movimiento del tubo Bourdon, en respuesta a un cambio de presión, es registrado por un estilete en una placa controlada por reloj. La placa

está hecha de bronce o latón y está cubierta de un lado con una pintura negra. Un estilete de acero, zafiro o diamante marca una línea fina en esta placa. El reloj y el elemento de presión pueden ser reemplazados por otros equipos de diferentes rangos. Los rangos del reloj varían de 3 a 180 horas. Los elementos de presión tienen rangos que varían desde 500 a 25,000 lb/pg². Las placas tienen escalas de presión y tiempo de 2 y 5 pulgadas, respectivamente.

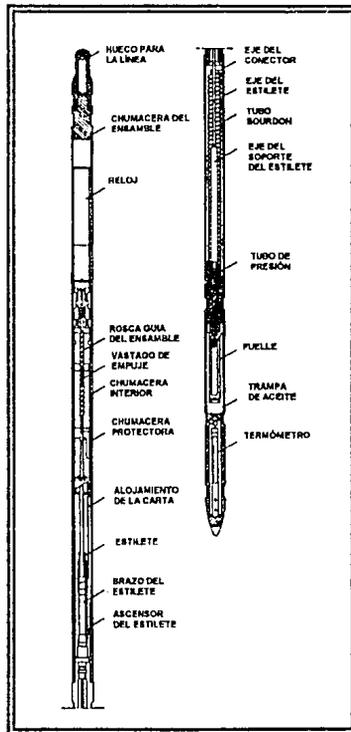


Fig. 5.93. Amerada RPG-329.

Muchos medidores tienen dispositivos para registrar la temperatura de fondo, por medio de un termómetro de temperatura máxima, las mediciones de temperatura son importantes ya que muchas calibraciones dependen de la temperatura, especialmente para aquellas mayores de 200 °F.

Los instrumentos Amerada RPG-3 (1 1/4" de diámetro) y RPG-4 (1" de diámetro) tienen una precisión establecida del 0.20% de la lectura de la escala total. De este modo, en un elemento de 4,000 lb/pg², la precisión es 8 lb/pg². La precisión de las mediciones, puede ser considerablemente mejor, que esta, dependiendo del cuidado en el uso del instrumento y de la lectura de la placa.

El registrador Kuster KPG es completamente intercambiable con el registrador Amerada RPG-3. Ambos registradores de 1 1/4" de diámetro usan un tubo Bourdon helicoidal como elemento de presión. Otros registradores Kuster están disponibles en diámetros de 3/4" y 1". Estos dos registradores son un poco más cortos que los registradores Amerada (42 pulgadas contra 75 pulgadas aproximadamente). Su precisión establecida de 0.25% de la escala total es comparable a la de los registradores Amerada y Kuster KPG.

5.11.2. Registrador de Presión de Memoria para Ambientes Hostiles HPR.

El registrador HPR (figura 5.94) es una herramienta delgada de uso pesado, diseñada para proporcionar datos de presión de alta precisión aun cuando se encuentra expuesta al más difícil ambiente de fondo. Este registrador compacto de fondo funciona confiablemente a

temperaturas superiores a los 350 °F (175 °C) y en ambientes de H₂S. También está diseñado para soportar choques por disparos con pistolas bajadas con la tubería.

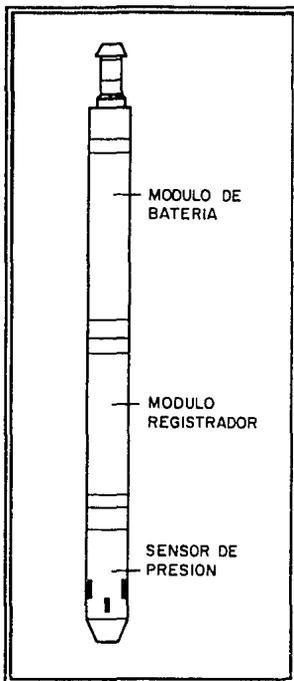


Fig. 5.94. Registrador HPR³⁴.

Las especificaciones del transductor y las técnicas de calibración, cada vez mejores, proporcionan datos de presión precisos a pesar de los rápidos cambios de temperaturas y presiones. Su pequeño diámetro exterior de 1¹/₄" permite:

- Operaciones con línea de acero bajando en pozos de producción sin necesidad de cerrar o estrangular el pozo.
- Pruebas de formación utilizando un porta-registrador de 15,000 lb/pg².

Tres modos de funcionamiento programable proporcionan una adquisición eficiente de datos ajustando el tiempo e intervalos de muestreo durante las diferentes fases de una prueba de pozo. El almacenamiento de datos y el consumo de energía se optimizan durante pruebas prolongadas³⁴.

5.11.3. Herramienta de Cierre de Fondo.

Estas herramientas (figura 5.95) consisten de una válvula de cierre bajada con cable que se ancla en un niple de asiento comercial, utilizados en la mayoría de las terminaciones. Permite el cierre de fondo cerca del intervalo productor. Como resultado se minimizan los efectos de almacenamiento y la respuesta de presión obtenida permite que se realice un mejor análisis. También puede utilizarse en pozos que no fluyen de manera natural a la superficie (bombeo neumático), donde no resulta significativa la medición de presión con cierre en superficie. En condiciones normales también puede emplearse para pruebas de decremento en pozos de inyección³⁴.

La herramienta puede ser utilizada con línea de acero, con registrador de fondo o con línea eléctrica para la lectura en superficie en tiempo real. Siendo su operación sencilla y eficiente, la herramienta solo requiere de una corrida con cable para anclarse, operar, desconectarse y recuperarse. La herramienta puede ser ciclada hasta 12 veces en cada bajada sin igualar

presiones a través de la válvula. Los sellos están diseñados para aguantar una presión diferencial de 5,000 lb/pg² en operación normal. En operación inversa se sellarán hasta 1.5 veces la presión existente debajo de la válvula hasta un máximo de 5,000 lb/pg².

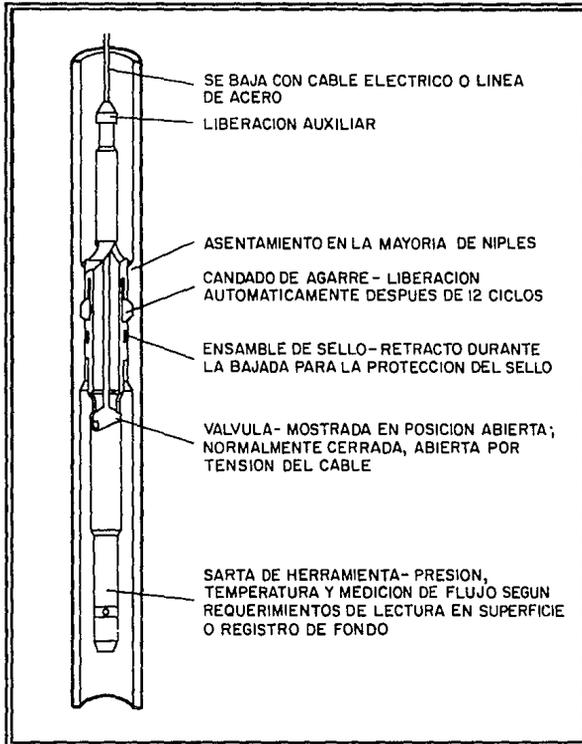


Fig. 5.95. Herramienta de Cierre de Fondo³⁴.

5.11.4. Registrador Electrónico de Cuarzo.

a) Descripción.

Este registrador consiste de un sensor de investigación y un procesador de señal que están interconectados por medio de una línea eléctrica o cable. Estos pueden estar separados cuando mucho 6100 m (20,000 pies) para que la señal no sufra ninguna alteración.

Un contador de frecuencia electrónico produce un desplegado digital y a este se le pueden conectar diferentes tipos de grabadoras, impresoras, computadoras u otro tipo de aparatos de manejo de datos como se muestra en la figura 5.96.

Tiene un transductor que consiste de un cuarzo natural y de un resonador de cristal, que cambia la frecuencia con la aplicación de presión y está localizado en una parte del sensor de investigación. Este detecta cambios de presión tan pequeños como 0.0007 kg/cm^2 en presiones ambiente arriba de 844 kg/cm^2 , y su gran resolución y exactitud lo hacen uno de los mas importantes. Su alta resolución es esencialmente constante, independientemente de la presión y temperatura de operación, y la alta estabilidad del resonador de cuarzo elimina la histéresis y la desviación.

Un cable coaxial sencillo conecta al sensor con el procesador de señal, proporcionando la potencia de operación requerida al sensor y transmitiendo las medición de la señal al procesador.

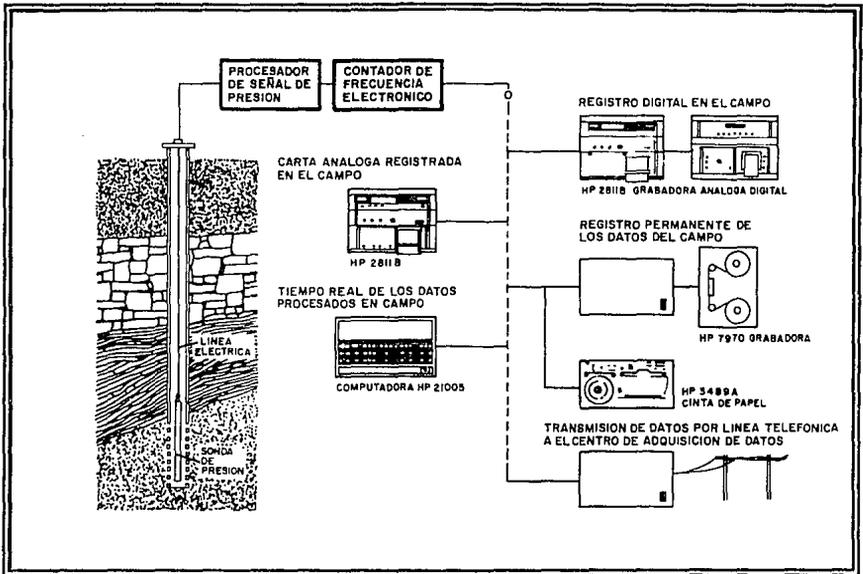


Fig. 5.96. Configuración del Sistema de Medición de Presión³⁶.

Debido a su resistencia y simplicidad el sensor de investigación puede ser usado ampliamente en el campo. Colocado en un estuche de acero inoxidable de 3.5 cm de diámetro exterior, el sensor puede resistir presiones arriba de 1,400 kg/cm², puede operar en pozos de gas o aceite y las vibraciones no tienen efecto sobre su funcionamiento. En la figura 5.97 se ilustra el detalle de ensamble del sensor de investigación.

El procesador de señal no requiere ajustes durante la operación. La operación normal es indicada por dos lámparas, una indica la corriente proporcionada al sensor y la otra, la señal de regreso del sensor. El despliegue consiste simplemente en conectar la señal de salida del procesador a un contador de frecuencia digital³⁶.

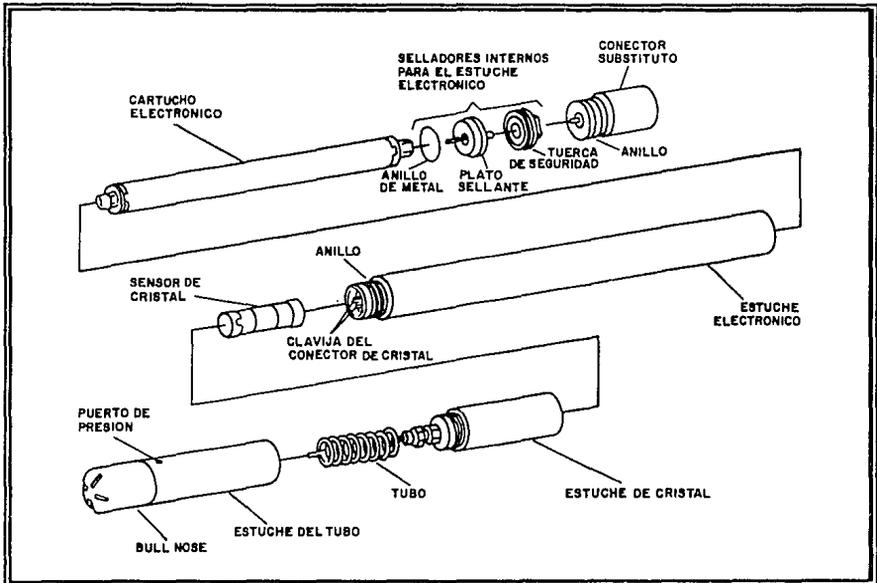


Fig. 5.97. Detalle del Ensamblaje del Sensor de Investigación³⁶.

b) Especificaciones.

- Rango de presión de operación: 0-844 kg/cm² (0-12,000 psia)
- Rango de temperatura:
 - Sensor: 0 a 150°C (32° a 302°F)
 - Procesador: 0 a 55°C (32° a 131°F)
- Sensibilidad: 1,500 Hz/kg/cm² (105 Hz/psi) a la salida del procesador de señal.

- Resolución: $<0.0007 \text{ kg/cm}^2$ (0.01 psi), cuando se está muestreando por un periodo de 1 segundo.

c) Principio de Operación.

Dentro del sensor de investigación está un oscilador de cristal de cuarzo, sensible a la presión, y un oscilador de referencia. La frecuencia del oscilador de cristal de cuarzo, la cual varía con la presión, es restada de la frecuencia del oscilador de referencia; la presión resultante que depende de la diferencia de frecuencias es transmitido a través del cable al procesador de señal.

El procesador de señal, localizado en la superficie, consiste de un amplificador, un filtro y un multiplicador, en donde la diferencia de frecuencias hace posible el manejo del contador digital de frecuencias. La frecuencia de salida procesada cambia cerca de 1500 Hz/kg/cm^2 lo cual permite una resolución de 0.0007 kg/cm^2 . El procesador de señal también proporciona la potencia al sensor en el fondo del pozo por medio de la línea eléctrica.

5.11.5. Aspectos Prácticos.

Un aspecto importante en la ejecución de una prueba de presión es la adquisición completa de datos y la operación efectiva y correcta de la prueba. Para conseguir estos objetivos es conveniente disponer de todos los elementos mostrados en la figura 5.98.

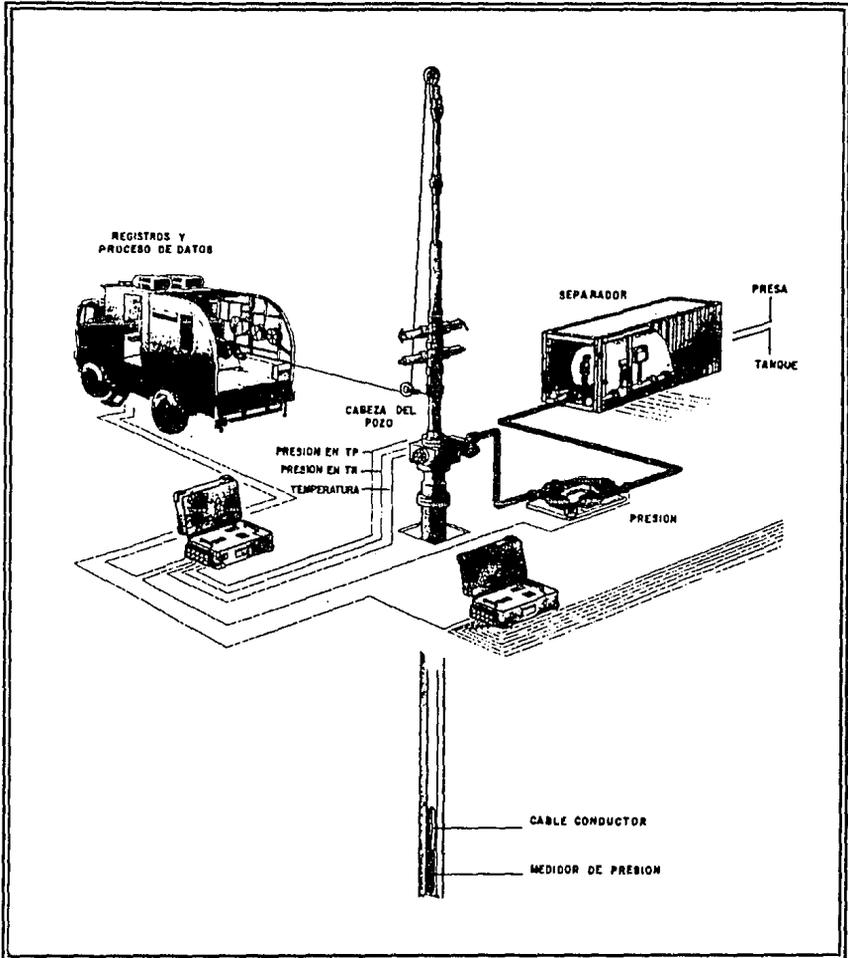


Fig. 5.98. Equipo Necesario para el Registro de una Prueba de Presión²⁸.

Las pruebas de incremento de presión constituyen el método mas directo para obtener la presión promedio del yacimiento, son operacionalmente simples y la teoría actualmente se encuentra correctamente desarrollada. En ciertos casos, cuando el comportamiento de presión de una prueba de incremento es afectado, es necesario efectuar una prueba a dos gastos en lugar de una prueba de incremento de presión.

Las pruebas a flujos largos son muy útiles para encontrar los límites del yacimiento, por lo que se requiere gran precisión en las mediciones de presión, ya que el ritmo de cambio de la presión con el tiempo es pequeño a los tiempos de prueba requeridos para delinear las fronteras del yacimiento.

Las pruebas de interferencia están diseñadas para indicar el grado de conectividad del yacimiento, la tendencia direccional en permeabilidad, la determinación de la porosidad efectiva del yacimiento, etc. Una determinación posterior de la porosidad es útil en los yacimientos fracturados (porosidad), en donde los análisis de núcleos son de poca ayuda para determinar la cantidad de aceite.

En los pozos de inyección, una de las pruebas mas útiles es la prueba de inyección a dos gastos. Esta prueba no requiere correr un bomba y así permitir el uso de un medidor en la superficie. Una consideración práctica importante en una prueba de inyección a dos gastos, es que los pozos de inyección están unidos a un solo cabezal de inyección. Cuando se corre una prueba de este tipo, los gastos de los otros pozos no cambian durante el periodo de prueba, pero cuando cambia, el comportamiento de la presión en la superficie es difícil de interpretar.

En una prueba de presión "fall-off", es importante cerrar el pozo por grandes periodos, ya que la permeabilidad relativa al agua (a una saturación de aceite cerca del pozo) generalmente es de 1/10 a 1/3 que la del aceite a su saturación original.

Cuando las pruebas en pozos han manifestado un comportamiento irregular, las presiones en la tubería de revestimiento y producción en función del tiempo, y la presión de fondo pueden ser determinadas.

Antes de efectuar una prueba de incremento es necesario obtener la presión de fondo fluyendo para calcular el factor de daño; esto requiere que una bomba sea introducida al pozo, pero si un pozo está sujeto a la depositación de parafinas, éstas deberán ser eliminadas antes de que la bomba sea introducida.

Cuando un pozo ha estado cerrado por algún tiempo y se requiere conocer ciertos parámetros tales como \bar{p} , kh o s , es recomendable primero medir la presión de fondo por mas de un periodo de 24 horas para asegurar que la presión es constante o que está cambiando muy suavemente.

En la práctica es común corregir todas las presiones obtenidas en un yacimiento a un cierto nivel de referencia. Aunque esto no es estrictamente necesario cuando las presiones son usadas para obtener valores de kh y s , es necesario cuando se quiere obtener \bar{p} y p^* .

Cuando se realiza una prueba de incremento de presión, es importante que el gasto de producción se establezca por aproximadamente una semana antes de la prueba ya que variaciones significativas pueden imponer una suspensión de la prueba o cambio de las técnicas de análisis. La medición del gasto de producción estabilizado es tan importante

como la medición exacta de la presión de fondo, ya que el gasto de flujo es un parámetro esencial de todas las ecuaciones análisis. La medición del gasto puede efectuarse con algún tipo de medidor de flujo dentro del pozo, con un tanque calibrador o con el uso de separadores sofisticados.

Como se mencionó anteriormente, existen muchos instrumentos medidores de presión, por lo que la elección del medidor de presión depende de su sensibilidad para detectar los cambios de presión esperados y de la precisión de la medición. Esto esta relacionado directamente con el rango de temperatura de operación del instrumento medidor. Para mediciones adecuadas de presión se necesita que previamente se alcance la estabilización de la temperatura en el aparato.

La presencia de fluidos corrosivos también influye en la selección del equipo de medición. Se debe de evitar la suspensión de la medición de la presión, ya que algunos casos el efecto de la corrosión sobre el cable conductor obliga a extraer la sonda durante varias horas, perdiéndose mucha información que puede ser valiosa para la interpretación.

Además, los datos de presión dependen de la posición del aparato registrador dentro del pozo, puesto que los problemas operativos obligan muchas veces a colocarlo arriba de la zona productora. Sin embargo, debe procurarse llevarlo hasta una posición lo mas cercana posible del intervalo productor, para que las presiones sean mas representativas del comportamiento del yacimiento²⁸.



Registros de Producción

6.1. Introducción.

Los registros de producción son los registros que se utilizan después de la terminación inicial del pozo, estos son útiles para evaluar la efectividad de la terminación, obtener información detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos, detectar zonas ladronas y canalizaciones del cemento, saber si existen disparos taponados, etc., en pocas palabras son necesarios para probar la efectividad de la formación y para determinar las condiciones del pozo (inyector y productor). Para lograr lo anterior es necesario determinar:

- a) *Estado Mecánico del Pozo.*- Esto lo constituyen los dispositivos de un pozo como por ejemplo: tubería de revestimiento, tubería de producción, empacadores, taponés, válvulas, etc., los cuales deben funcionar de la mejor manera.

- b) *Calidad de la Cementación.*- Debe de existir un buen sello entre la tubería de revestimiento y la formación de tal manera que no existan canalizaciones.
- c) *Comportamiento del Pozo.*- Se refiere a los disparos en el pozo los cuales contribuyen al flujo, a la conificación de agua y gas, a los perfiles de producción e inyección, etc., para lograr lo anterior son de gran utilidad los registros de producción.
- d) *Evaluación de las Formaciones.*- Se refiere a determinar la localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite, conocer la saturación inicial de fluidos en cada zona y cómo varía ésta con la producción, etc¹.

Los registros de producción pueden ser agrupados en:

1. Registros de producción a condiciones dinámicas (pozos fluyendo).
2. Registros de producción a condiciones estáticas (pozos cerrado).

Sin embargo, las condiciones dinámicas son las que más se asocian a los registros de producción.

A través de los registros de producción a condiciones dinámicas es posible medir 3 parámetros principales:

1. Gastos de Flujo.
2. Identificación de Fluidos.
3. Temperatura.

A continuación se explicarán los registros más utilizados en la industria petrolera.

6.2. Registros de Producción a Condiciones Dinámicas

6.2.1. Medición de Gastos.

Para este tipo de medición se puede utilizar las siguientes herramientas:

a) Medidor de Flujo Continuo (Molinete).

Este es un velocímetro de hélice que es usado para medir las velocidades del fluido en las tuberías de revestimiento y producción. Esta herramienta (figura 6.1) es colocada en el centro de la columna de fluido mediante centradores y es corrida a velocidad constante en contra de la velocidad del fluido. La velocidad de la hélice es una función lineal de la velocidad relativa del fluido en la herramienta y es registrada continuamente contra la profundidad. Una característica importante es que una parte del fluido entra por la sección de medición y la otra no.

El eje de la hélice está soportado por pivotes de baja fricción y a través de un imán montado sobre el eje, generan un señal en la bobina estacionaria a medida que la hélice es girada por el fluido. La frecuencia de esta señal es medida y registrada por un equipo en la superficie.

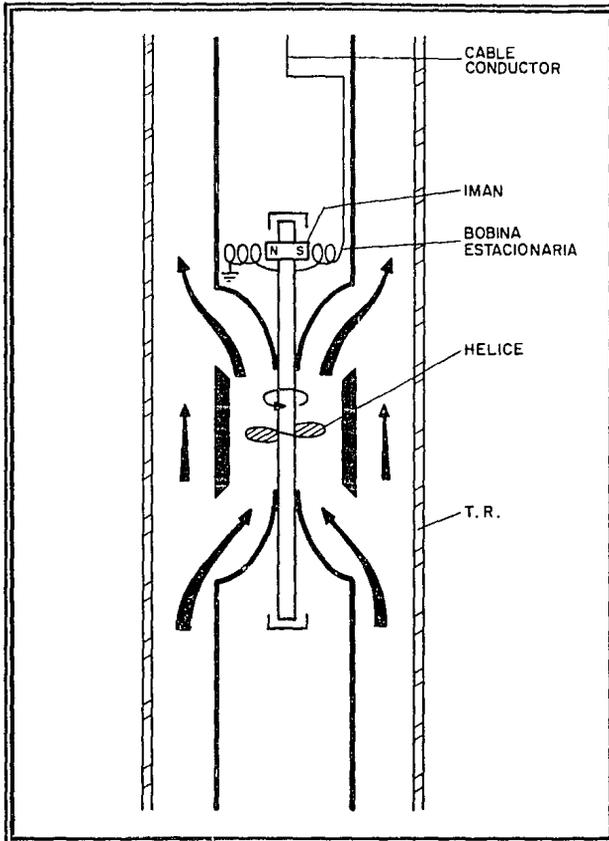


Fig. 6.1. Medidor de Flujo Continuo (Molinet)¹.

El diámetro de esta herramienta es de $1 \frac{1}{16}$ " la cual permite pasar a través de un tubería de producción de $2 \frac{3}{8}$ ", su temperatura y presión de operación son de 350°F y $15,000 \text{ lb/pg}^2$, respectivamente.

Esta herramienta es efectiva para medir gastos altos los cuales fluyen en una sola fase y es utilizada para:

1. Determinar los perfiles de inyección y producción.
2. Localizar fugas en las tuberías de producción y revestimiento.
3. Analizar las operaciones de fracturamiento y acidificación.
4. Determinar el índice de productividad.

Para realizar la interpretación se utilizan gráficas de respuesta, las cuales se construyen en el laboratorio. En la figura 6.2 se muestra que la frecuencia de la hélice es función lineal de la velocidad del fluido, la pendiente de la recta esta en función de la viscosidad del fluido y del diámetro del agujero. El punto pivote es el corte de la línea recta de respuesta con el eje vertical y este depende de la viscosidad, de la rugosidad y de la fricción.

Conociendo la velocidad del fluido a una cierta profundidad y el área de la tubería es posible calcular el gasto a esa profundidad.

Si la viscosidad y el tamaño del agujero no cambian, el registro puede tener una escala como porcentaje de flujo total como sigue (figura 6.3):

- 1) Si se tiene al pozo cerrado o la herramienta está por debajo de los disparos, la velocidad de la hélice es debida solamente a la velocidad de la herramienta y esto constituye la línea de flujo cero.

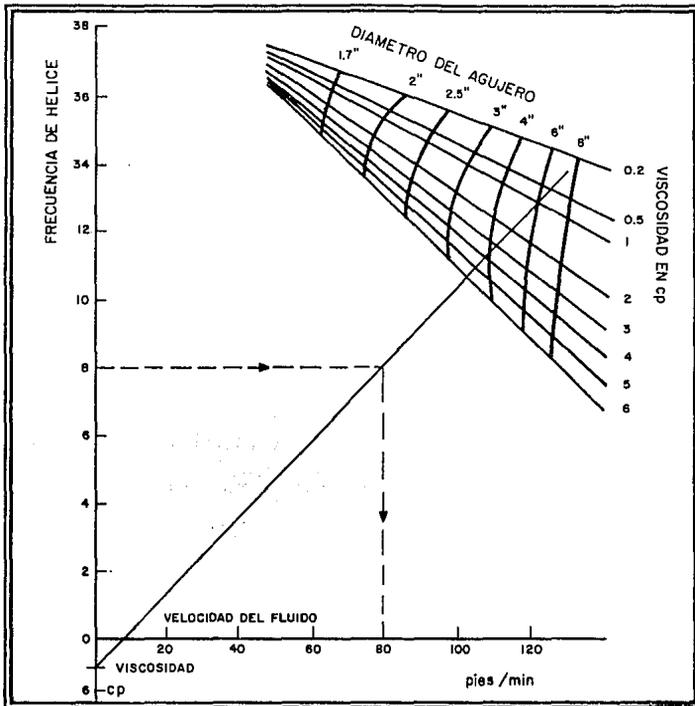


Fig. 6.2. Gráfica de Respuesta Determinada en el Laboratorio³⁷.

- 2) La máxima velocidad de la hélice se tendrá cuando la herramienta se encuentre arriba de los disparos por lo que esto corresponderá a la línea de flujo total. Posteriormente se divide la distancia que existe entre la línea de flujo cero y la línea de flujo total en 10 partes iguales.

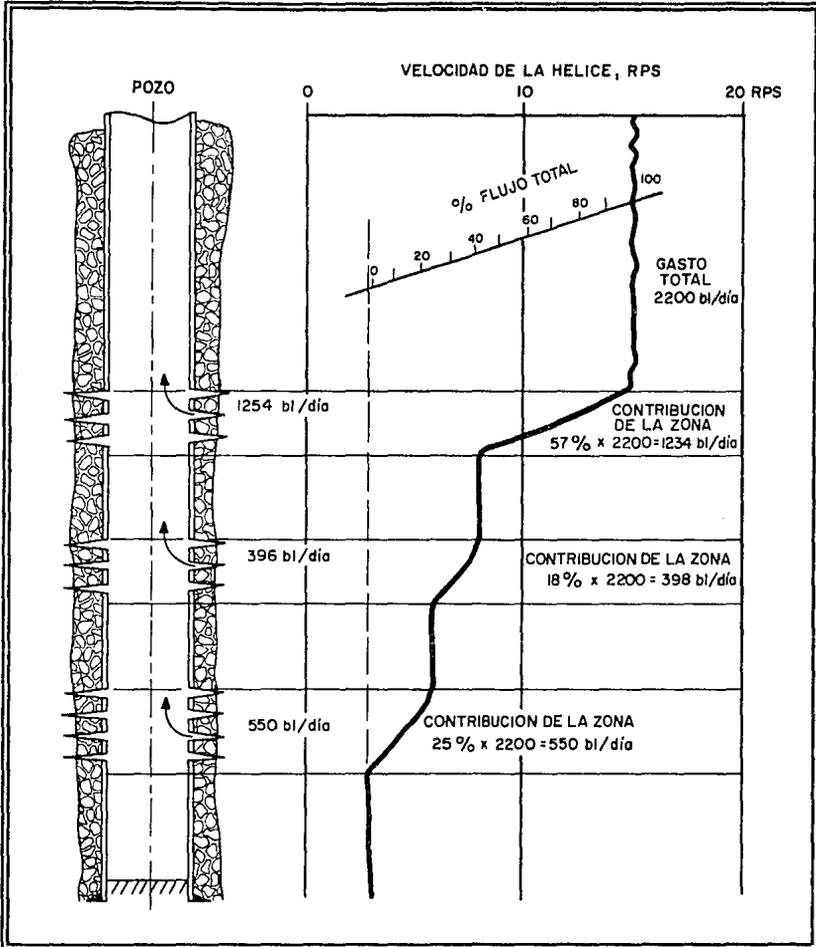


Fig. 6.3. Análisis de un Registro de Molinete¹.

- 3) Para encontrar la aportación de gasto de cada intervalo, se debe determinar el porcentaje de distribución mediante la diferencia entre el porcentaje arriba y abajo de cada intervalo y se debe multiplicar por el gasto total. Los resultados deben corregirse por presión, temperatura y viscosidad para determinar los gastos a condiciones de superficie.

Se sabe que la velocidad de la hélice puede ser afectada principalmente por 3 factores:

Velocidad del Fluido.- Esta es la que se quiere determinar.

Tamaño de Agujero.- En las tuberías de revestimiento no es problema ya que se conoce y en agujero descubierto puede determinarse con la ayuda de un calibrador.

Viscosidad.- Esta varía especialmente en pozos produciendo en dos o tres fases.

Debido a que los factores anteriores afectan la velocidad de la hélice, un método de calibración debe ser hecho para determinar un gasto confiable. Este proceso se describe a continuación (figura 6.4):

- Se registran dos o más curvas a diferentes velocidades de la herramienta y uniendo esos puntos (A y B) se tendrá la línea de calibración.
- La línea PC es una línea paralela a AB que pasa por el punto P; este es un punto pivote que se determina en el laboratorio.

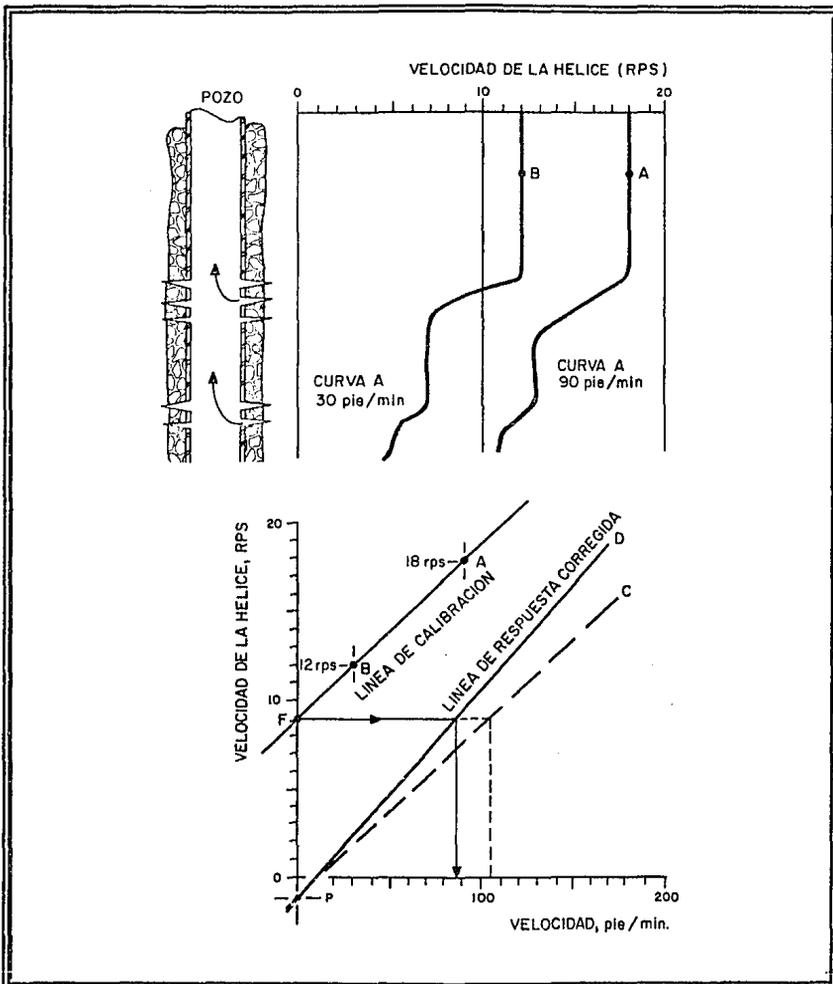


Fig. 6.4. Procedimiento de Calibración para el Análisis de Registros de Molinete¹.

- Cuando la línea de calibración (AB) cruce el eje vertical (punto F), se encuentra la velocidad de la hélice debida a la velocidad del fluido en ese intervalo.
- A partir del punto F en dirección horizontal hasta la línea PC, se lee un valor de velocidad de fluido, el cual multiplicado por 0.83 (determinado en el laboratorio) da un punto que unido con el punto P representa la línea de respuesta corregida.

El valor de 0.83 es determinado en el laboratorio, y es porque el aparato se encuentra en el centro de la tubería de revestimiento donde se tiene la máxima velocidad.

b) Medidor de Flujo con Empacador.

Este tipo de medidor utiliza una bolsa inflable que sella contra la pared del agujero, ocasionando que todo el fluido pase a través de la sección de medición en donde se tiene una hélice cuyo eje gira sobre unos pivotes de baja fricción y en el extremo del eje se tiene un imán que genera una señal a una bobina estacionaria al ser movida la hélice por el flujo (figura 6.5). La frecuencia de la señal es registrada y medida continuamente por el equipo superficial. Las mediciones son registradas en estaciones arriba y abajo de cada zona y solamente el valor del flujo es medido. Al realizarse la medición en la primera estación (arriba de los disparos) se obtiene el gasto total, después la herramienta se baja, se empaqueta y se toma la siguiente medición; este procedimiento continúa hasta tener las suficientes lecturas para conocer el perfil de flujo en el pozo. La velocidad de la hélice es afectada por los cambios de viscosidad del fluido.

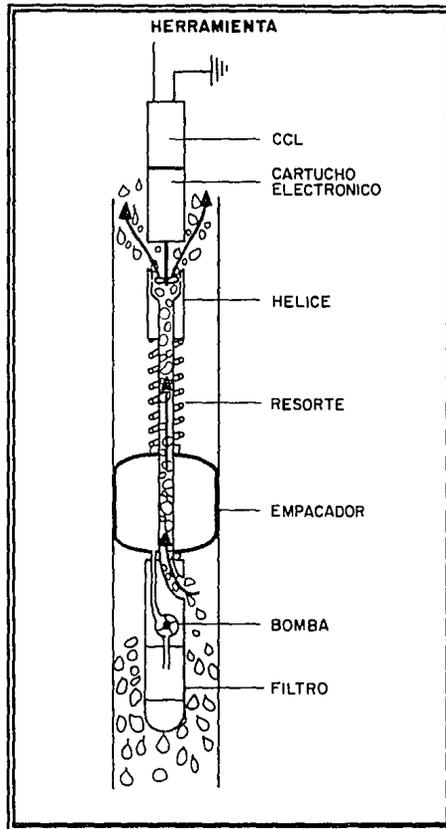


Fig. 6.5. Medidor de Flujo con Empacador¹.

Esta herramienta tiene un diámetro de $1 \frac{11}{16}$ " y puede entrar en una tubería de producción de $2 \frac{3}{8}$ ", su temperatura y presión de operación pueden ser de hasta 285°F y 10,000 lb/pg², respectivamente.

La figura 6.6 muestra una gráfica de velocidad de la hélice contra gasto de flujo para un cierto medidor con empacador. En la figura 6.7 se muestra la respuesta del medidor de flujo con empacador para los tamaños de 1 $1\frac{1}{16}$ " y 2" de diámetro.

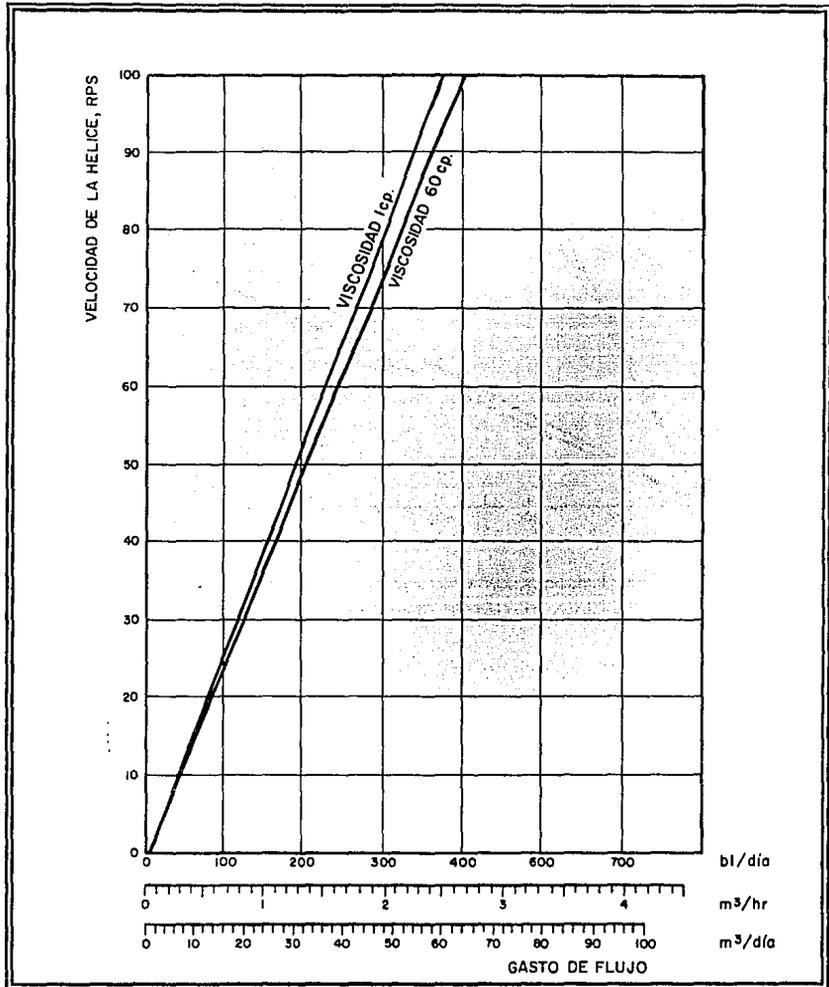
Las principales aplicaciones de este registro son:

1. Determinar la calidad de la cementación, observando los gastos.
2. Construir perfiles de producción e inyección.
3. Localizar fugas o roturas en la superficie.

c) Trazador Radioactivo.

Para estudiar el movimiento de los fluidos se han utilizado ampliamente materiales o isótopos radioactivos. Una selección adecuada del isótopo de la herramienta y un buen registro han hecho posible que el trazador radioactivo sea una de las herramientas más utilizadas (figura 6.8). Este utiliza una pequeña cantidad de solución radioactiva que puede ser expulsada dentro del caudal del fluido en pequeña o grandes cantidades dentro del pozo, las velocidades de los fluidos pueden ser determinadas por las mediciones de tiempo en que se tarda el bache radioactivo en viajar entre dos detectores de rayos gamma. Una vez conocido el diámetro del agujero, la velocidad del fluido puede ser convertida a gasto de flujo.

El trazador radioactivo está disponible en diámetros de 1" y tiene un temperatura y presión de operación de 300°F y 10,000 lb/pg², respectivamente, y se utiliza principalmente en pozos inyectoros para:

Fig. 6.6. Gráfica de Velocidad de la Hélice contra Gasto de Flujo¹.

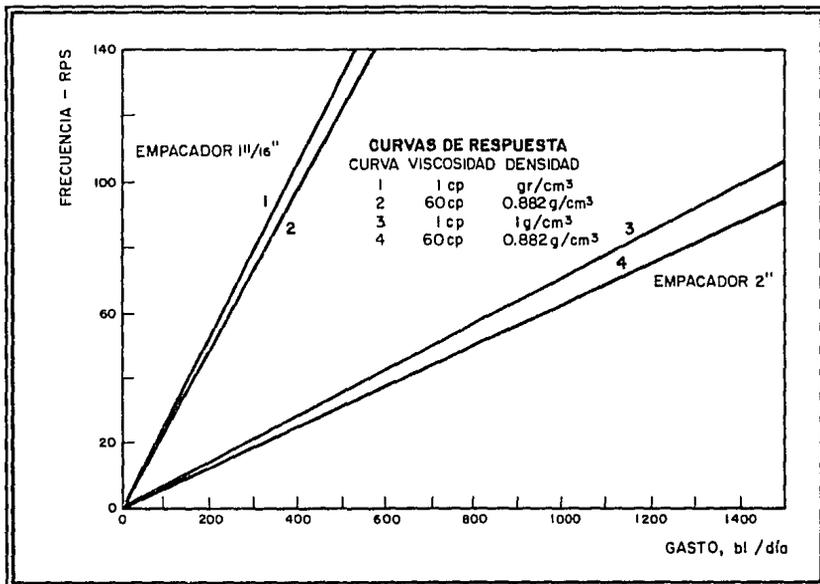


Fig. 6.7. Velocidad de la Hélice contra Gasto de Flujo para Herramientas de 1 11/16 pg y 2 pg³⁷.

1. Obtener perfiles de inyección.
2. Identificar canalizaciones detrás de la tubería.
3. Localizar fugas en empacadores y en tuberías de revestimiento y producción.

En pozos productores no es muy recomendable ya que la velocidad del fluido no es precisa debido a la velocidad de resbalamiento y al colgamiento y, porque no es deseado producir material radioactivo ya que podría ocasionarse una fuerte contaminación.

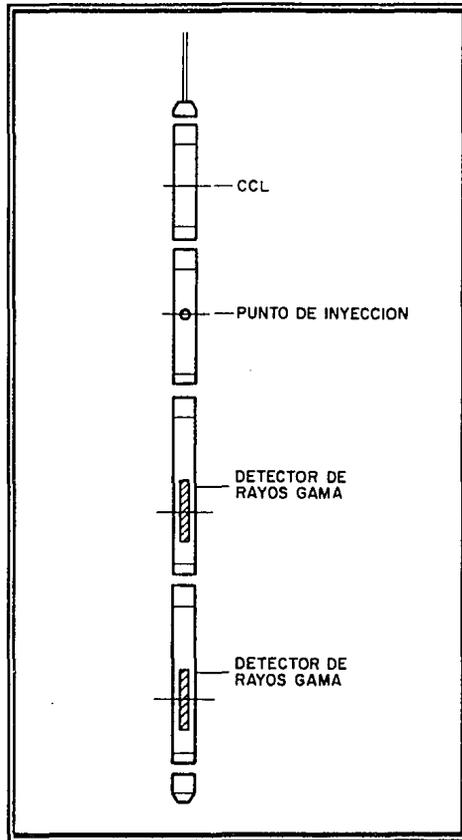


Fig. 6.8. Trazador Radioactivo¹.

Existen dos métodos para analizar la información:

1) Método de Velocidad de Carga.

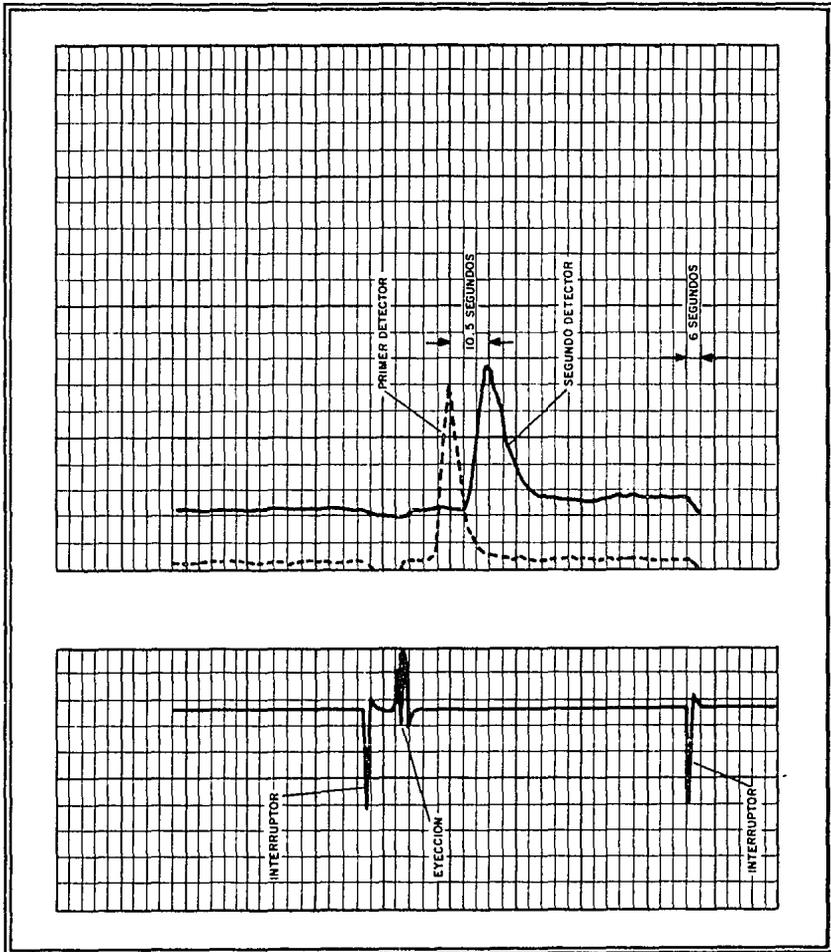
Este método consiste en medir la velocidad de una carga de material radioactivo que ha sido expulsado dentro de la corriente de flujo mediante el empleo de detectores, debido a esto se ha concluido que es más conveniente tener un sistema de dos detectores debido a la dificultad que existe para establecer con exactitud el tiempo de expulsión. La figura 6.9 muestra un ejemplo de cómo es posible determinar el tiempo desde que el material radioactivo es expulsado hasta que es detectado. La distancia entre los picos se puede convertir fácilmente a tiempo ya que cada cuadro del registro equivale a 6 segundos y una vez determinando el tiempo, es posible calcular el gasto de flujo de la siguiente manera:

$$q = \frac{6.994(d_n^2 - d_l^2)h}{t} \quad (6.1)$$

2) Método de Corridas Controladas.

Este método detecta cualitativamente el flujo de fluidos en el espacio anular o en la tubería de revestimiento.

En la figura 6.10 se muestra que después de que un bache radioactivo ha sido expulsado dentro de la tubería de revestimiento se efectúa la corrida 2 con el trazador anotando el tiempo y la profundidad del bache, después de un corto tiempo se efectúa la corrida 3 anotando nuevamente los datos. En la figura se observa que el bache se movió 11 pies en 2.4 segundos lo que implica tener una velocidad de 4.52 pies/min.

Fig. 6.9. Análisis del Registro Radioactivo por el Método de Velocidad de Carga¹.

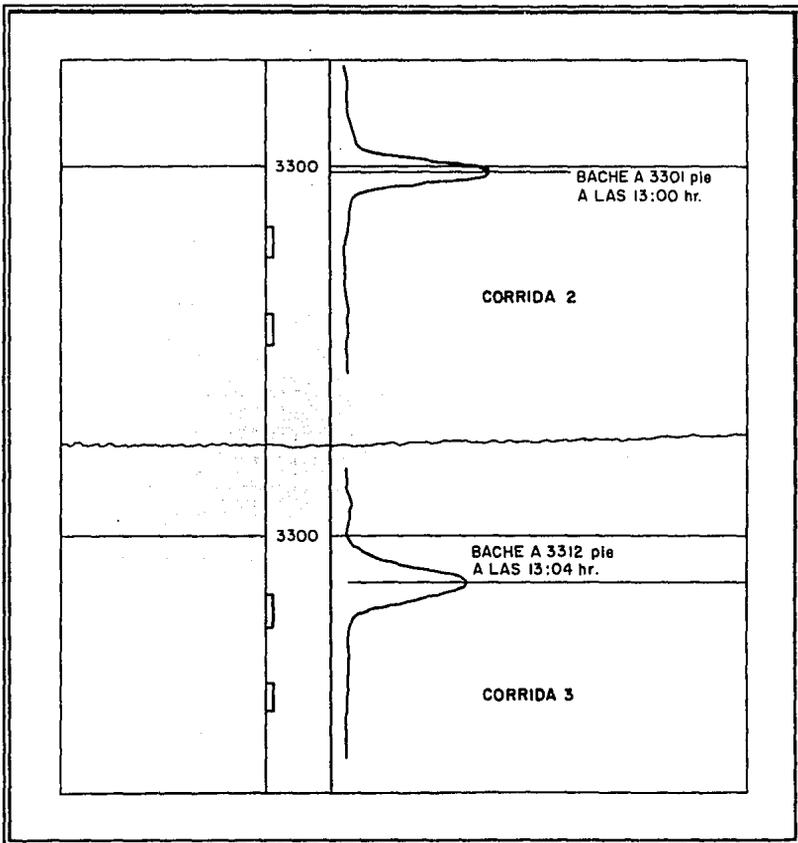


Fig. 6.10. Registro en un Intervalo¹.

Otro ejemplo se ilustra en la figura 6.11. El bache radioactivo se expulsa en el extremo de la tubería de producción y se toman registros de rayos gamma sucesivamente, anotando el tiempo de expulsión y las profundidades del bache. En los puntos a, c, e y h, el bache se

detecta dentro de la tubería de revestimiento y después de que entra a la arena No. 3 una parte del bache se canaliza por el espacio anular hasta la arena No.4 (puntos f, j, n y v). Después de que entra a la arena No.2, parte del bache se canaliza por el espacio anular hasta la arena No. 1 (puntos l y p). Los puntos i, m y q indican que el fluido está entrando a la arena No. 3 y además, los puntos b, d, g y k muestran que una cantidad de material radioactivo esta acumulado abajo de la tubería de revestimiento debido a un punto de turbulencia.

6.2.2. Identificación de Fluidos.

Es muy raro tener a un pozo produciendo solo una fase, ya que la mayoría de los pozos producen algo de agua cuando producen aceite y/o gas, esto ha traído como consecuencia la necesidad de identificar el fluido producido para analizar el flujo total en el pozo productor. Las herramientas para identificar el tipo de fluido son:

a) Gradiomanómetro

El gradiomanómetro está diseñado para medir los cambios de gradiente de presión con gran resolución, lo cual se ha logrado midiendo la diferencia de presión entre los dos elementos sensibles a la presión que están espaciados dos pies (figura 6.12). Los cambios de presión detectados con los fuelles sensores se transforman en una señal eléctrica que se genera al unirse el transductor con los fuelles medidores de presión. La señal medida en la superficie depende de la posición del núcleo del transductor y de la diferencia de presión entre los muelles sensores.

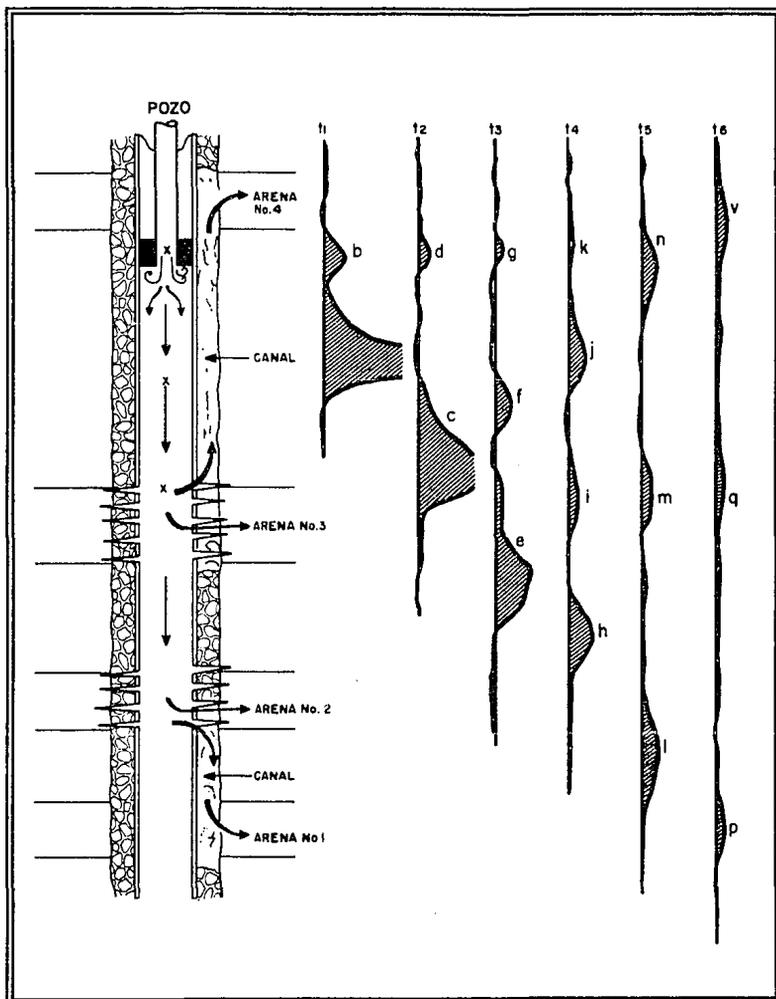
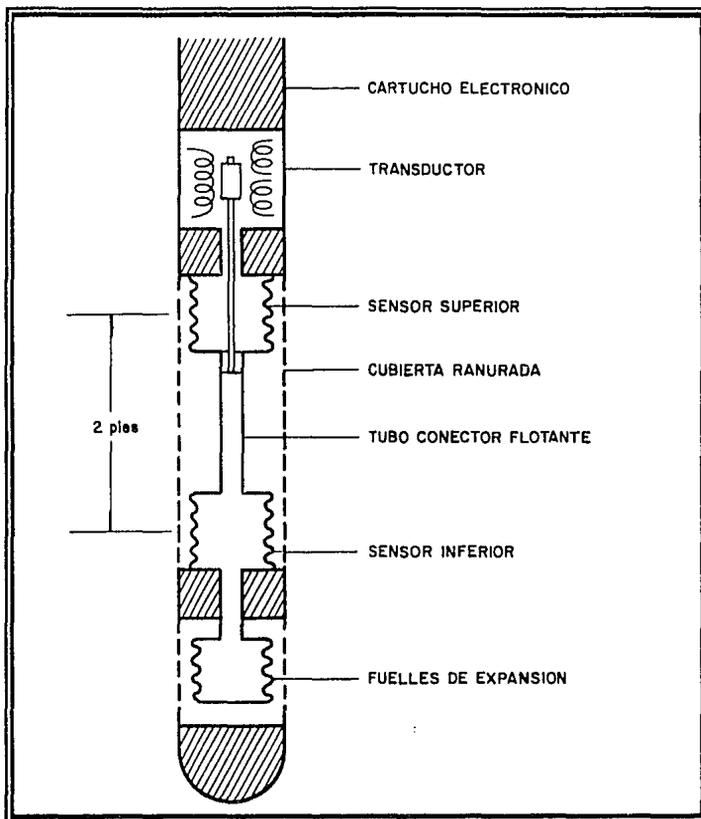


Fig. 6.11. Análisis del Registro Radioactivo por el Método de Corridas Controladas³⁸.

Fig. 6.12. Gradiomanómetro¹.

La caída de presión en un pozo entre dos puntos sobre la vertical es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta h}\right)_{\text{grad.}} = \left(\frac{\Delta p}{\Delta h}\right)_{\text{fluido}} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta h}\right)_{\text{fricción}} \quad (6.2)$$

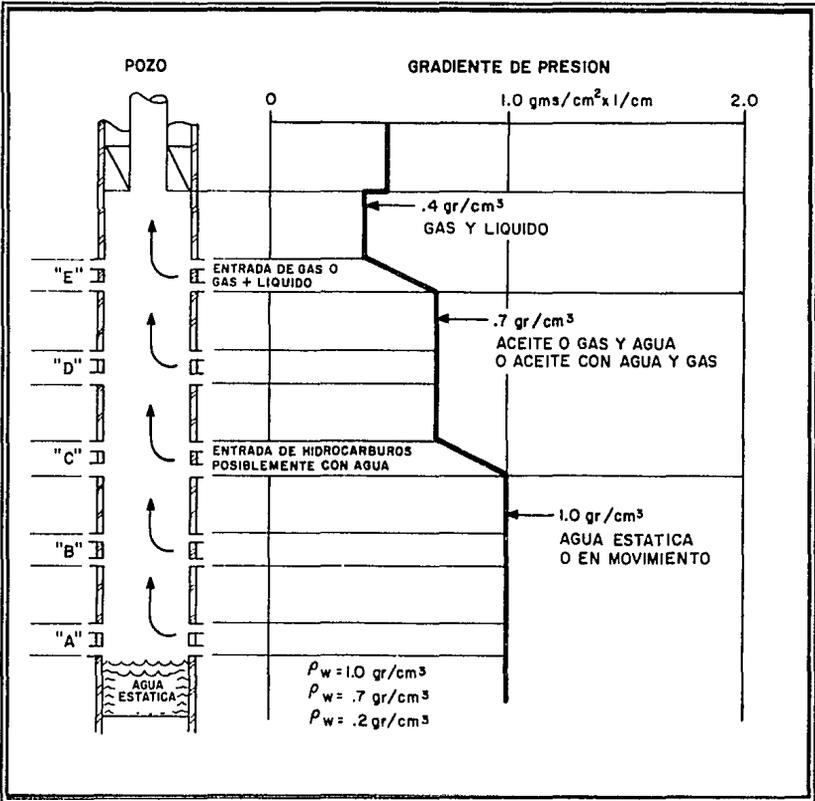
El término del fluido es solamente debido a la densidad promedio del fluido en la tubería entre los dos pies de espaciamento. El término de la fricción es el resultado de la pérdida de presión debido a la fricción entre el fluido, las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta.

Cuando el flujo es en la tubería de revestimiento el término de fricción es despreciable y el registro representa solamente el término del fluido, pudiéndose convertir directamente en densidad del fluido.

La herramienta tiene un diámetro de 1 11/16" y su temperatura y presión de operación son 350°F y 15,000 lb/pg², respectivamente.

El gradiomanómetro es utilizado para altos gasto de flujo y es compatible con el medidor de flujo continuo para analizar los perfiles de flujo de dos fases.

En la figura 6.13 se muestra un registro teórico, en el cual se nota que abajo de los disparos el gradiomanómetro marca una densidad de fluido de 1 gr/cm³, que es la del agua. Todos los pozos que producen algo de agua o que fueron terminados con agua tendrán agua abajo de los disparos. Un flujómetro será necesario para comprobar si el agua se está moviendo.

Fig. 6.13. Registro Teórico del Gradiomanómetro¹.

Arriba de la zona C la densidad del fluido es de 0.7 gr/cm^3 , esto es indicativo de que podría haber una mezcla de agua-gas o gas-aceite-agua con una densidad de 0.7 gr/cm^3 , nótese que no hay cambio a través de la zona D, esto es debido a que el fluido tiene exactamente la misma densidad que el fluido que se encuentra arriba de la zona C, lo cual es poco probable.

La densidad arriba de la zona E es de 0.4 gr/cm^3 , esto indica una entrada de gas ya que la densidad de la mezcla es menor que la del aceite.

El gradiomanómetro puede utilizarse en conjunto con el medidor de flujo para determinar cuantitativamente el porcentaje de cada componente en una mezcla de 2 fases, para esto es necesario tomar en cuenta las siguientes definiciones:

Colgamiento de la Fase Pesada (H_h).

$$H_h = \frac{\text{Volumen de la fase pesada en el segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (6.3)$$

El rango del colgamiento puede ser de $0 \leq H_h \leq 1$, si $H_h = 1$, existe flujo de la fase pesada y si $H_h = 0$, entonces existe flujo de la fase ligera.

En este colgamiento se considera el resbalamiento entre fases.

Colgamiento sin Resbalamiento (λ_n).

Esto es cuando las dos fases viajan a la misma velocidad.

$$\lambda_n = \frac{\text{Volumen de la fase pesada en el segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (6.4)$$

Velocidad Superficial de la Fase Ligera (v_{sl}).

$$v_{sl} = \frac{q_l \text{ (m c. f.)}}{A} \quad (6.5)$$

Velocidad Superficial de la Fase Pesada (v_{sh}).

$$v_{sh} = \frac{q_h \text{ (m c. f.)}}{A} \quad (6.6)$$

Velocidad de la Mezcla (v_m).

$$v_m = v_{sl} + v_{sh} = \frac{q_l \text{ (m c. f.)} + q_h \text{ (m c. f.)}}{A} \quad (6.7)$$

Velocidad Real.

$$v_l = \frac{q_l \text{ (m c. f.)}}{A(1-H_h)} = \frac{v_{sl}}{1-H_h} \quad (6.8)$$

$$v_h = \frac{q_h \text{ (m c. f.)}}{A(H_h)} = \frac{v_{sh}}{H_h} \quad (6.9)$$

Velocidad de resbalamiento (v_s).

$$v_s = v_l - v_h = \frac{v_{sl}}{1-H_h} - \frac{v_{sh}}{H_h} \quad (6.10)$$

de esta manera se tiene:

$$\rho_m = H_h \rho_h + (1 - H_h) \rho_l \quad (6.11)$$

despejando H_h de la ecuación anterior se tiene:

$$H_h = \frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_h - \rho_l} \quad (6.12)$$

la densidad de la mezcla se mide con el gradiomanómetro y las densidades de las fases ligera y pesada se pueden medir en el laboratorio.

El gasto obtenido con el medidor de flujo se puede relacionar con el colgamiento de la siguiente manera:

De las ecuaciones 6.5, 6.6, 6.10 y sustituyendo las ecuaciones 6.8 y 6.9 se tiene:

$$v_i = v_s + v_h \quad (6.13)$$

$$q_i = v_{sl} A + v_{sh} A = v_l (1 - H_h) A + v_h H_h A \quad (6.14)$$

sustituyendo la ecuación 6.13 en la 6.14, se tiene:

$$q_i = (v_s + v_h) (1 - H_h) A + v_h H_h A \quad (6.15)$$

desarrollando y ordenando la ecuación anterior:

$$q_t = v_s A(1 - H_h) + v_h A \quad (6.16)$$

sustituyendo la ecuación 6.9, se tiene:

$$q_t = v_s A(1 - Hh) + \frac{q_h}{Hh} \quad (6.17)$$

despejando q_h se tiene:

$$q_h = q_t H_h - H_h(1 - H_h)v_s A \quad (6.18)$$

donde se tiene también que:

$$q_l = q_t - q_h \quad (6.19)$$

El colgamiento de la fase pesada se determina utilizando la ecuación 6.12 ó con la figura 6.14 utilizando la densidad de la mezcla obtenida del gradiomanómetro. Para construir esta figura, se grafican las densidades de las dos fases y se unen mediante una línea de respuesta; con la densidad de la mezcla, registrada con el gradiomanómetro, se entra en el eje izquierdo de la gráfica y se lleva hasta la línea de respuesta para obtener el colgamiento de la fase pesada. La velocidad de resbalamiento puede ser determinada por la figura 6.15.

Conociendo el área de la tubería de revestimiento y utilizando las ecuaciones 6.18 y 6.19 es posible obtener el gasto de las dos fases.

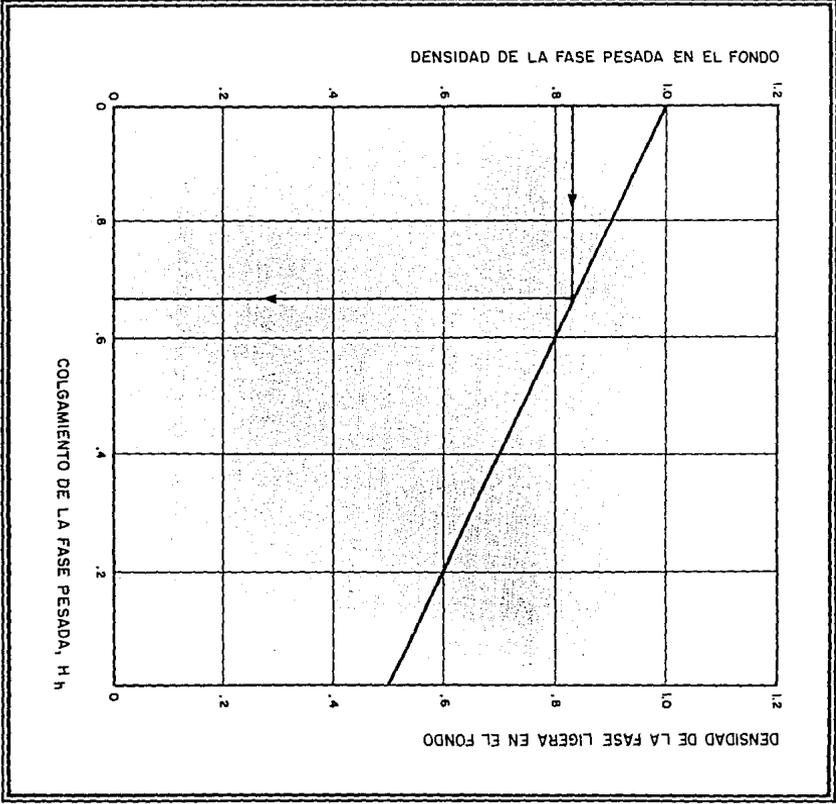


Fig. 6.14. Determinación del Colgamiento a partir de Datos del Gradionómetro.

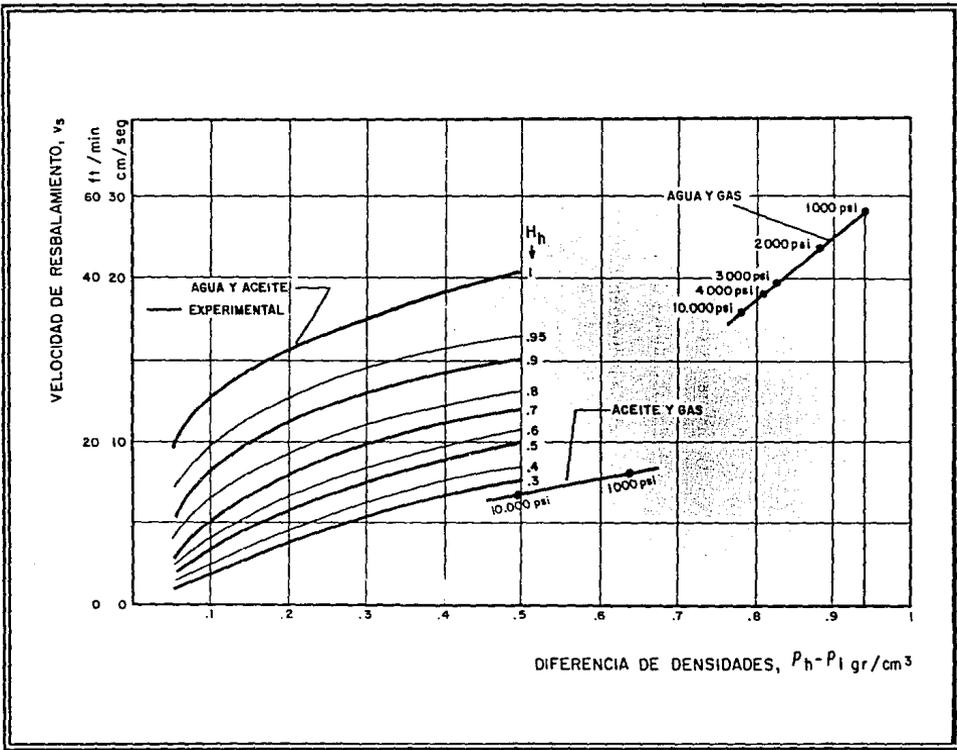


Fig. 6.15. Determinación de la Velocidad de Resbalamiento¹.

6.2.3. Registro de Temperatura.

La herramienta para detectar la temperatura fue probablemente la primera que se utilizó para localizar entradas de fluidos (gas y líquidos), junto con la herramienta del trazador radiactivo, son las únicas que responden a los efectos existentes detrás de la tubería de revestimiento.

En la figura 6.16 se observa esta herramienta, la cual consta de un elemento (filamento metálico) que tiene una resistencia sensible a los cambios de temperatura, la resistencia es un componente de un puente eléctrico que controla la frecuencia de un oscilador.

Con el registro de temperatura es posible:

1. Localizar entradas de fluidos (canalizaciones).
2. Localizar fugas en la tubería de revestimiento.
3. Determinar el gradiente geotérmico, etc.

Las mediciones de los registros de temperatura se comparan con el gradiente geotérmico, ya que éste varía con la conductividad térmica de cada capa debido a los cambios de litología; por ejemplo, cuando se deja de circular fluido, la temperatura del pozo tiende a equilibrarse con el gradiente geotérmico de la zona.

La figura 6.17 puede ser usada para estudiar la mayoría de las anomalías básicas que aparecen en un registro de temperatura. En el comportamiento del líquido fluyendo hacia arriba, los siguientes puntos son típicos:

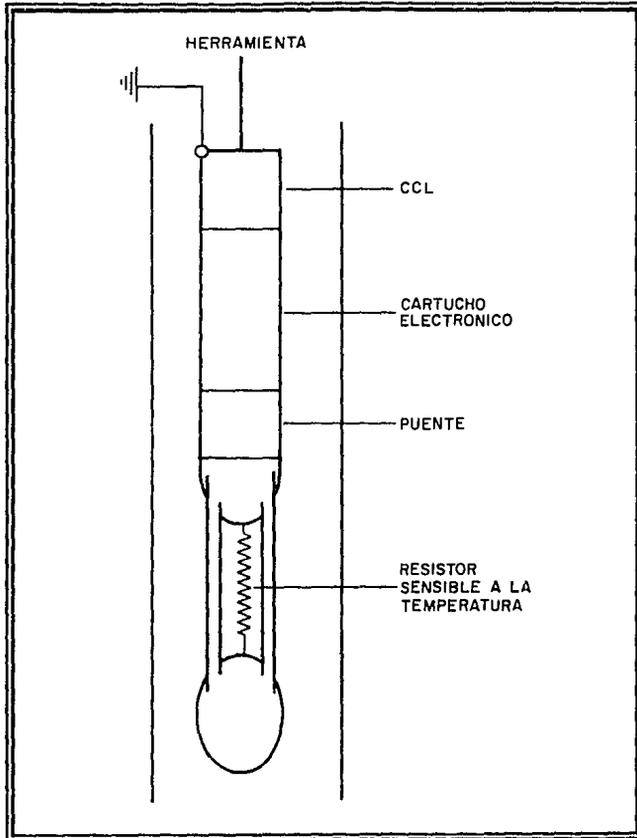


Fig. 6.16. Termómetro de Alta Resolución¹.

- La curva de temperatura es vertical en la zona de salida del fluido.
- La curva permanece paralela al gradiente estático pero con valores mayores de temperatura.

- La curva regresa horizontalmente al gradiente estático en el punto final de entrada de entrada del fluido a la formación.

En el comportamiento del líquido fluyendo hacia abajo, los siguientes puntos son típicos:

- La curva de temperatura es vertical en la zona de entrada del fluido.
- La curva permanece paralela al gradiente estático pero con valores menores de temperatura.
- La curva regresa horizontalmente al gradiente estático en el punto final de entrada de fluido a la formación.

En flujos de gas, las curvas son como la de los líquidos, excepto que puede haber anomalías adicionales que indican disminución de la temperatura debido a la expansión del gas al cambiar la presión.

Uno de los mayores usos de los registros de temperatura es en la inyección de agua, por ejemplo, en un pozo inyector que ha estado admitiendo agua por un tiempo, este puede cerrarse durante un período de tiempo y, luego es posible correr un registro de temperatura para observar como las curvas regresan a los valores geotérmicos originales como se muestra en la figura 6.18.

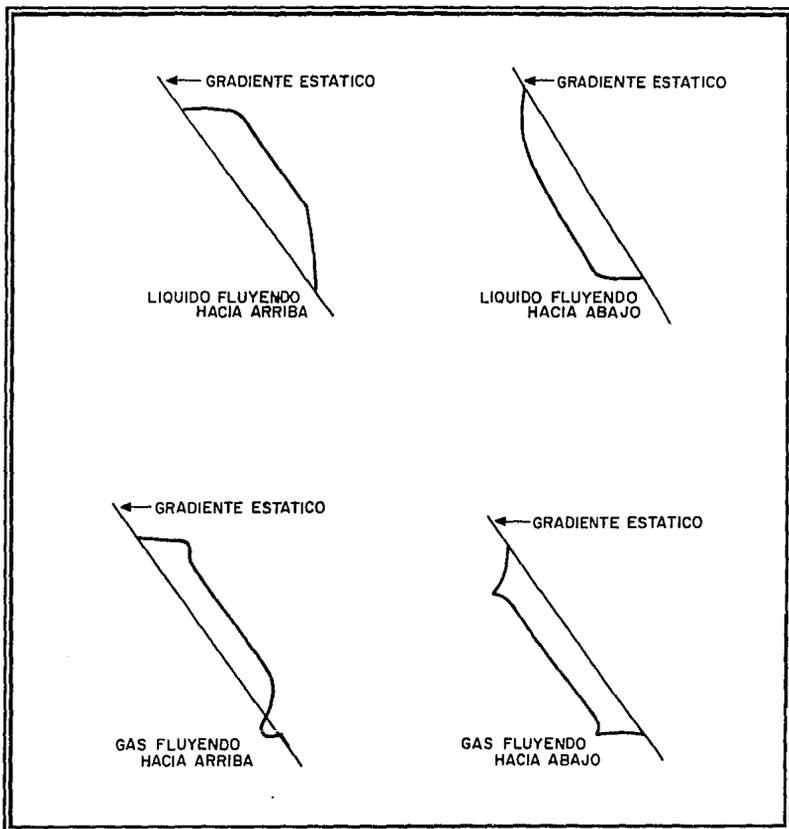


Fig. 6.17. Anomalías del Registro de Temperatura¹.

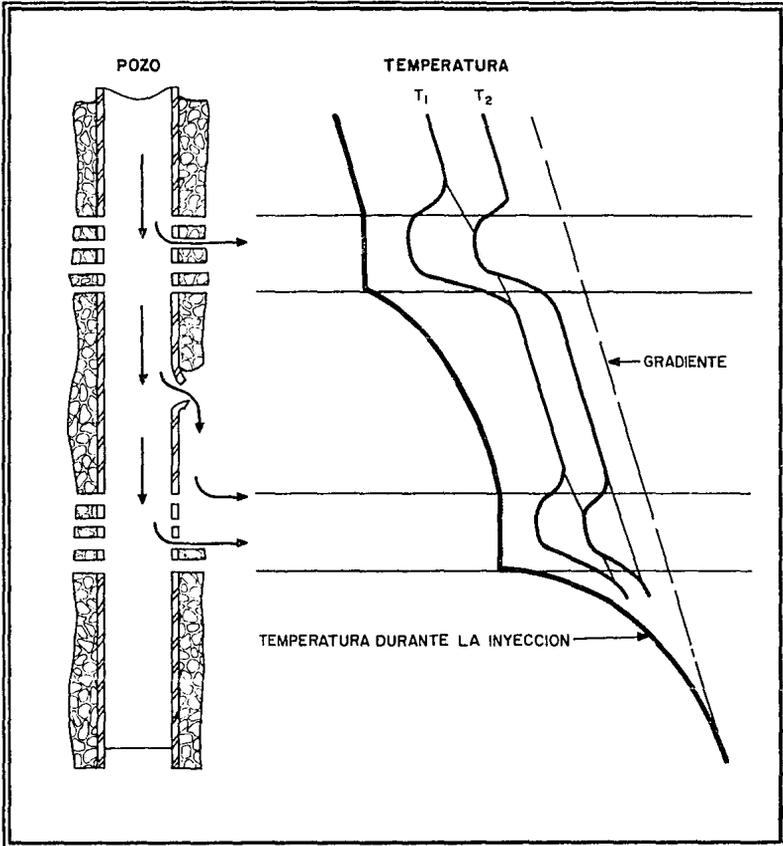


Fig. 6.18. Comportamiento de la Temperatura en Pozos Inyectores¹.

6.2.4. Registro de Producción Combinado.

Esta herramienta la componen las siguientes herramientas: el medidor de flujo, el gradiamánometro, un termómetro y un manómetro (figura 6.19).

Esta herramienta es usada cuando se manejan gastos de flujo altos mayores a 400 bl/día en una tubería de revestimiento de 4 1/2". El límite inferior efectivo de gastos de flujo cambia conforme cambia el tamaño de la tubería de revestimiento.

6.2.5. Registro de Ruidos.

El propósito del registro de ruidos es detectar el movimiento del fluido a través de canales generados por cementaciones de baja calidad atrás de la tubería. Esta idea es ilustrada en la figura 6.20. La turbulencia generada por el movimiento del fluido desde la arena A hasta la arena C genera dentro de la tubería un campo de sonido cuya intensidad es mayor que el nivel de ruido ambiente en el pozo. La sonda del registro es simplemente un micrófono que transmite el nivel de sonido a la superficie, donde es descompuesto en frecuencias características del tipo de flujo. El registro de la intensidad del nivel de ruido revelará picos para los sitios donde la velocidad del fluido cambia rápidamente. Por ejemplo, el punto de entrada (A), la restricción (B) y el punto de salida (C) en la figura 6.20. Para este tipo de aplicación, el registro de ruidos se complementa muy bien con el registro de temperatura³⁹.

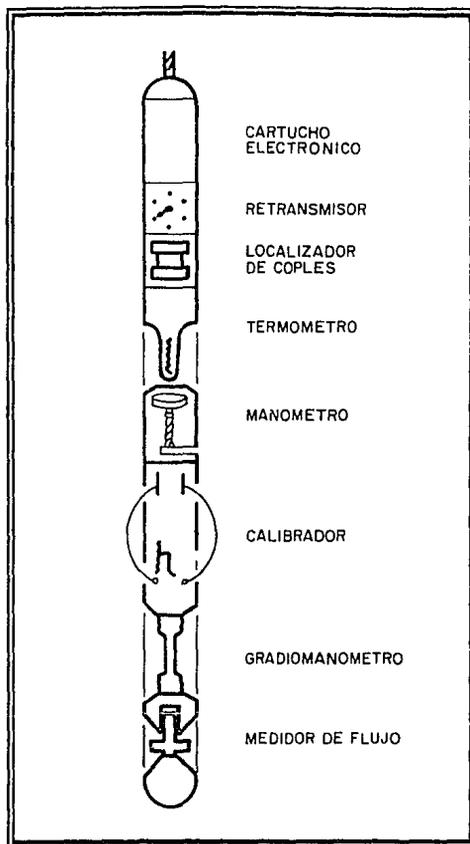


Fig. 6.19. Herramienta de Producción Combinada¹.

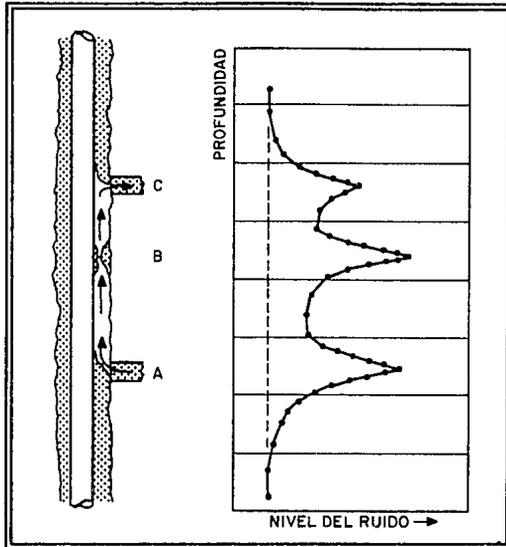


Fig. 6.20. Registro de Ruidos³⁹.

6.3. Registros de Producción a Condiciones Estáticas.

Estas herramientas las cuales miden parámetros estáticos son usadas para evaluar las condiciones de producción de los pozos y se utilizan después de la terminación inicial. Entre las más importantes destacan:

a) Registro de Calibración de Tuberías.

La herramienta para obtener este registro se puede correr en tubería de producción o revestimiento, así como en pozos con agujero descubierto para registrar un perfil de tamaño de agujero. Este aparato es un calibrador que consta de tres brazos el cual tiene un resistor que ayuda a registrar la posición de los brazos (figura 6.21). Su diámetro es de $1 \frac{11}{16}$ " y trabaja a una temperatura y presión de 350°F y 15,000 lb/pg², respectivamente.

Esta herramienta sirve para:

1. Determinar el tamaño del agujero
2. Seleccionar puntos para asentar empacadores
3. Localizar deterioraciones en la tubería de revestimiento

b) Registro de Espesor de Tuberías.

Este registro es usado para inspeccionar la tubería de revestimiento por corrosión o algún otro daño (figura 6.22). La sonda consiste básicamente de dos bobinas una vibradora y una receptora. El flujo de corriente de la bobina vibradora genera un campo magnético, que es conducido a la bobina receptora por la tubería de revestimiento. La señal inducida es defasada por el vibrador de corriente en una cantidad proporcional al espesor promedio de la tubería.

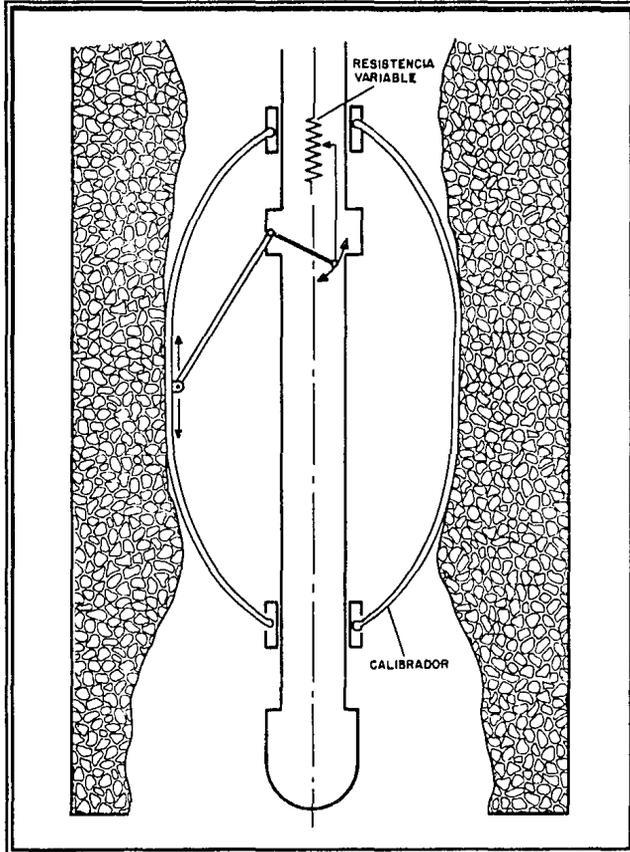


Fig. 6.21. Calibrador¹.

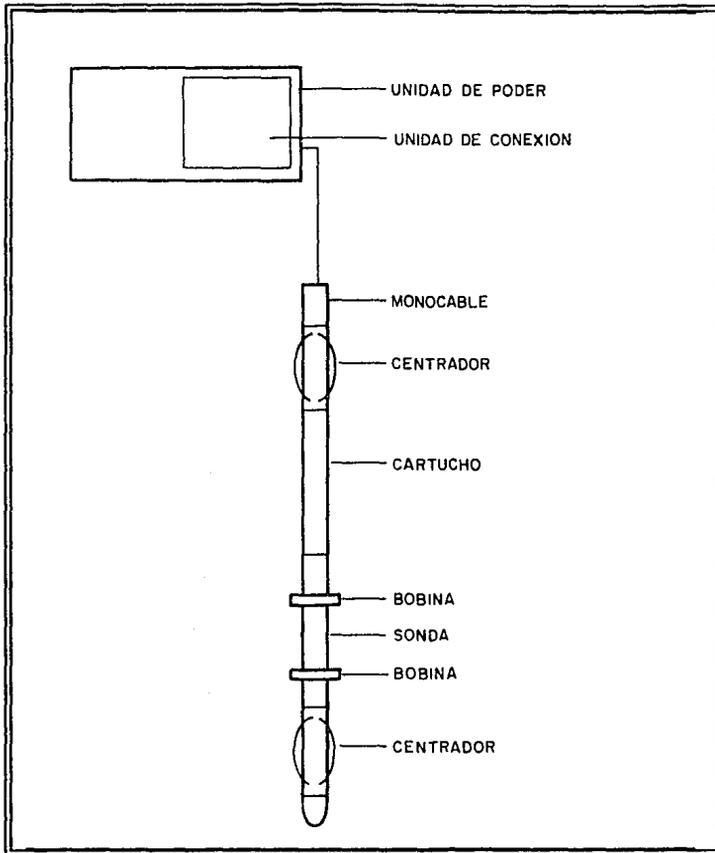


Fig. 6.22. Medidor Electromagnético de Espesores¹.

Esta herramienta está disponible para tamaños de tuberías de revestimiento de $4 \frac{1}{2}$ " a $9 \frac{5}{8}$ " de diámetro. Su temperatura y presión de operación son 285°F y 10,000 lb/pg², respectivamente.

La figura 6.23 muestra las respuestas típicas de las variaciones en la tubería de revestimiento por corrosión, daño y otros aspectos como sigue:

- a) El tramo "A" es una respuesta típica de la herramienta en la tubería. Nótese que la curva varía casi linealmente. El cambio de espesor representado en este tramo es de 0.05".
- b) En el tramo "B-C" se muestra que cuando se añade metal a la tubería, como en los coples, se tendrá un incremento momentáneo en el cambio de fase.
- c) En el tramo "D" la herramienta responde a la presencia de aparatos fuera de la tubería de revestimiento como los raspadores que usualmente causan ruido que se traduce en una curva y los centradores que causan largos saltos. Algunas veces una tubería nueva causa un ruido en menor proporción.
- d) La variación en el tramo "E" es causada por una canasta, en donde el número de picos del registro dependerá de su construcción.
- e) La variación en el tramo "F" es causada por los disparos los cuales causan el mismo tipo de respuesta que la corrosión moderada. La información referente a la terminación de un pozo es esencial para la interpretación del registro de espesor de tuberías. Una disparo menor a $1/2$ " puede ser no detectado.
- f) La variación en el tramo "G" es debido a un tramo de peso ligero en la tubería. La corrosión se descarta por una uniformidad en el tramo.

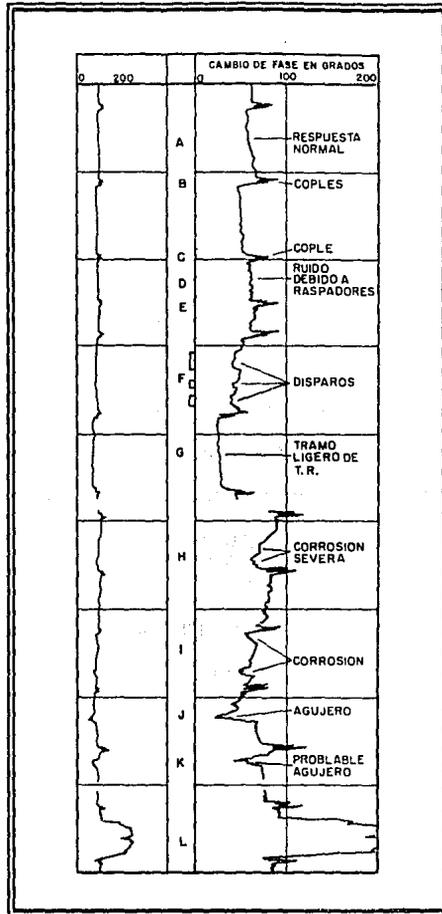


Fig. 6.23. Ilustración de un Registro de Espesor de Tuberías¹.

- g) La variación en el tramo "H" es causada por existir demasiada corrosión que se identifica por un pronunciado decremento del cambio de fase.
- h) De moderada a mucha corrosión está presente en el tramo "I".
- i) Este gran salto en el tramo "J" indica un posible agujero en la tubería.

Esta herramienta tiene su mayor aplicación en pozos viejos para determinar las condiciones de las tuberías de revestimiento, también es usada ampliamente en las áreas donde se almacena gas y en donde los daños a las tuberías causan graves problemas.

c) Registro de Rayos Gamma.

Este registro mide la radioactividad natural de la formación que proviene de los elementos radioactivos tales como uranio, torio y potasio, contenidos en las rocas. Estos tres elementos continuamente emiten rayos gamma, que son pequeños disparos de radiación de alta energía similares a los rayos X. Estos rayos son detectados por un cintilómetro con una longitud activa de 8 a 12". El detector da un pulso eléctrico por cada rayo gamma detectado, por tanto, el parámetro detectado es el número de pulsos por unidad de tiempo.

Esta herramienta se muestra en la figura 6.24 y su principal aplicación en lo que respecta a registros de producción es:

1. Evaluar el contenido de lutitas.
2. Detectar agua salada detrás de la tubería de revestimiento.

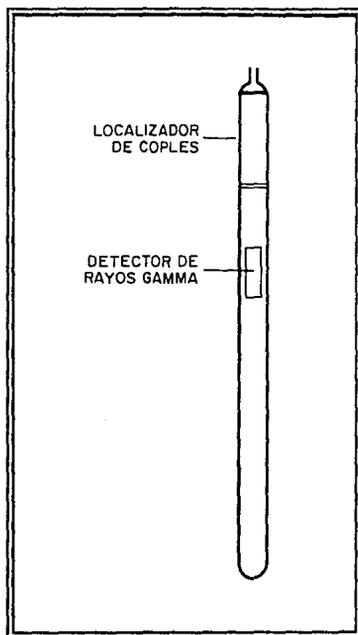


Fig. 6.24. Herramienta del Registro de Rayos Gamma¹.

También es utilizada junto con el localizador de coples para:

1. Hacer mediciones exactas de profundidad.
2. Localizar trazadores radioactivos.
3. Registrar cambios de litología.
4. Medir el contenido de lutitas en una arena.

El rango de diámetros de la herramienta es de 1" a 3 5/8" y en cuanto a la temperatura y presión es de 300°F y 12,000 lb/pg², en la tubería de producción y de 400°F y 20,000 lb/pg², en la tubería de revestimiento.

La figura 6.25 indica cómo los rayos gamma son utilizados, para determinar el contenido de lutitas como sigue:

La herramienta de rayos gamma es efectiva en la distinción de zonas permeables, esto es debido a que la mayoría de los minerales radiactivos tienden a concentrarse en la lutita que es impermeable y están en mucho menos concentración en carbonatos y arenas que son generalmente permeables. De esta manera "A" es igual al total de la deflexión de la línea de arenas limpias y la línea de lutitas y "B" es igual a la deflexión de la línea de arenas limpias y la línea de arenas con un cierto porcentaje de lutitas.

La figura 6.26 indica cómo los rayos gamma pueden ser usados para detectar la migración del agua salada detrás de la tubería de revestimiento. Esta migración puede dejar depósitos de sales radioactivas las cuales pueden aparecer muy pronunciadas en el registro.

d) Registro Neutrón.

Este registro emite continuamente neutrones, mediante una fuente de neutrones. Estos neutrones viajan hacia la formación en todas direcciones; conforme avanzan son atenuados o desviados debido a las colisiones con los núcleos a su paso. Cuando alcanzan niveles de energía muy bajos, se propagan en todas direcciones hasta ser absorbidos o capturados por los núcleos presentes.

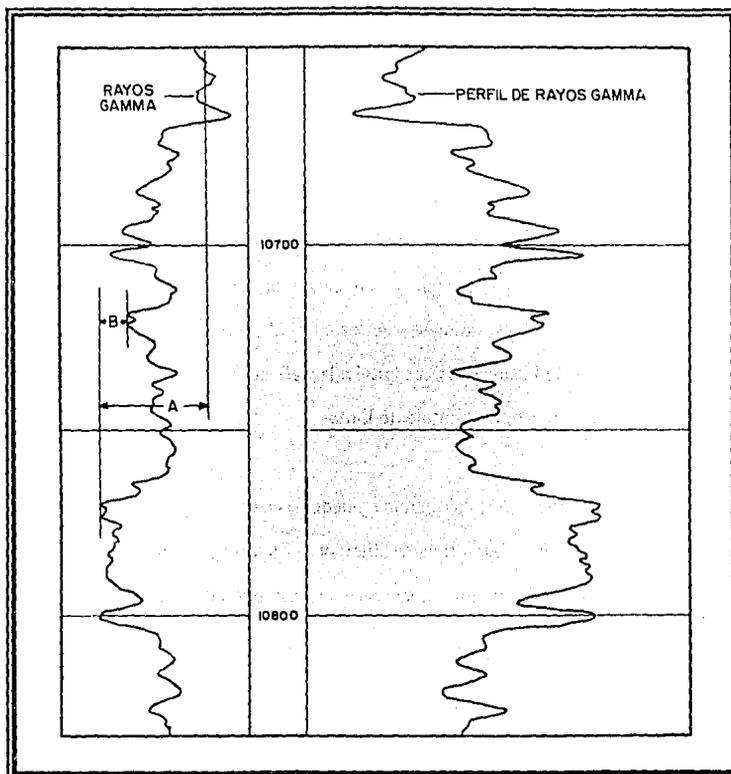


Fig. 6.25. Registro de Rayos Gamma¹.

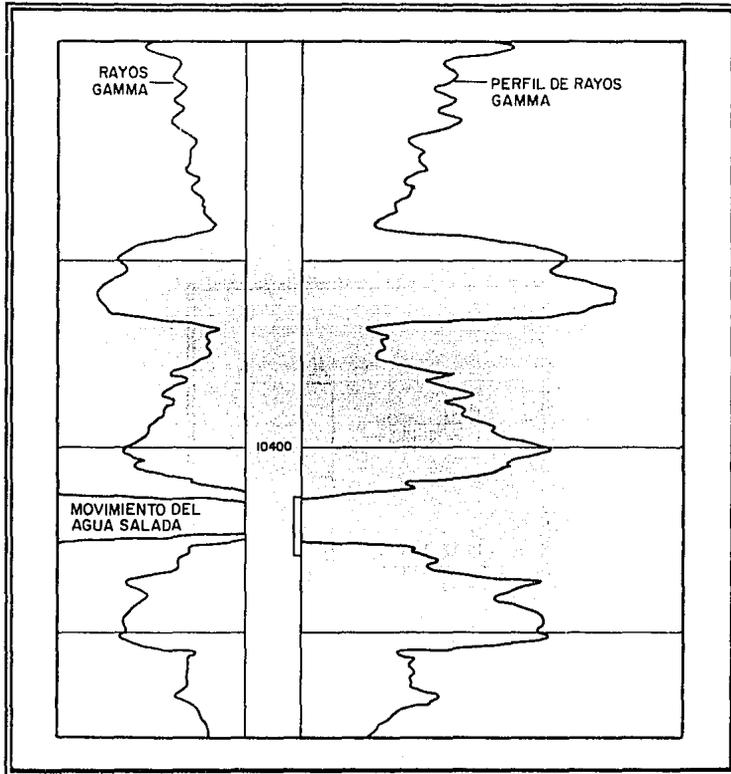


Fig. 6.26. Registro de Rayos Gamma¹.

El elemento más efectivo en la atenuación de neutrones es el hidrógeno. Esto es debido a que los núcleos de hidrógeno y el neutrón tienen masa similar y en una colisión directa el neutrón transferirá toda su energía al núcleo de hidrógeno y este caerá muerto.

Esta herramienta (figura 6.27) contiene un detector sensible a los rayos gamma de captura los cuales son inducidos por el bombardeo de neutrones. Sin importar el tipo de detector el ritmo de pulsos registrado se incrementa cuando la nube se expande (menos hidrógeno) y decrece cuando se contrae (mas hidrógenos). Los rayos gamma de captura son detectados por un contador Geiger Muller. Debido a lo anterior, la mayor variación de la curva de neutrón es causada por los cambios en la concentración de hidrógeno en la formación.

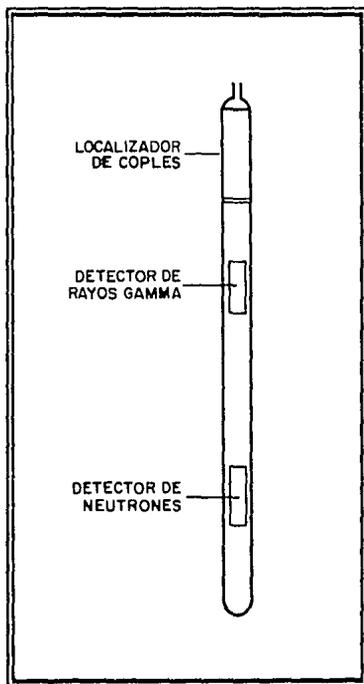


Fig. 6.27. Registro Neutrón¹.

Los usos del registro de neutrón son para:

1. Registrar litología.
2. Correlacionar las profundidades de agujeros adermados y descubiertos, cuando es usado con un localizador de coples.
3. Monitorear pozos que almacenan gas.

Pero su principal aplicación es en la evaluación de las formaciones para:

1. Medir el índice de productividad.
2. Definir los contactos gas-aceite y gas-agua.

La herramienta se encuentra disponible desde 1" hasta 3 $\frac{5}{8}$ " de diámetro. Su temperatura y presión de operación para tubería de producción son de 300°F y 12,000 lb/pg² y para tuberías de revestimiento son de 350°F y 20,000 lb/pg² respectivamente.

e) Registro de Tiempo de Decaimiento Termal.

El registro de tiempo de decaimiento termal (TDT) está basado en la medida de la velocidad de decaimiento (absorción) de los neutrones termales en la formación.

El cloro es el elemento predominante absorbedor de neutrones más común en la tierra. El tiempo de decaimiento del neutrón termal es determinado principalmente por el cloruro de sodio, presente en el agua de formación. Como el registro de resistividad, la medición del tiempo de decaimiento del neutrón termal es sensible a la salinidad y cantidad del agua de

formación presente en el volumen de poro. Diferente al registro de resistividad, este registro puede ser corrido en pozos ademados.

El registro puede ser ligeramente afectado por las condiciones de perforación y terminación. Consecuentemente, cuando la salinidad del agua de formación lo permite, este registro puede detectar la presencia de hidrocarburos en las formaciones que han sido ademadas, además los cambios en la saturación del agua durante la vida de producción del pozo. El registro es de este modo útil para evaluar pozos de aceite, diagnosticar los problemas de producción y la realización de operaciones posteriores en el yacimiento. Con una versión de la herramienta de un diámetro de $1\frac{11}{16}$ " , es posible entrar en un pozo que esté produciendo a través de la tubería de producción bajo presión sin tener que matar al pozo⁴⁰.

La herramienta consta de un generador electrónico de neutrones de alta velocidad , la cual se reduce rápidamente a la llamada "velocidad termal" al ser capturados por los núcleos de la formación, emitiendo radiaciones gamma que son detectados por el aparato (figura 6.28). Durante el tiempo de medición la cantidad de neutrones disminuye exponencialmente.

Para poder obtener valores precisos de saturación de agua, se requiere tener una buena información de la porosidad. El registro de tiempo de decaimiento termal juega un papel importante en los registros de producción como una herramienta de evaluación de formaciones. Sus principales aplicaciones son:

1. *Localización de zonas de hidrocarburos en pozos ademados.*
2. *Control de proyectos de recuperación secundaria, ya que determina la saturación residual.*
3. *Correlación de las profundidades de pozos ademados y descubiertos.*

Cualquier formación puede ser considerada una mezcla de varios constituyentes (matriz de la roca, lutitas, aceite, gas, agua, etc.), cada constituyente es caracterizado por su sección transversal de captura Σ_i y el volumen relativo V_i que ocupa en la formación.

Para el caso general de una formación porosa con intercalaciones de lutitas, que contiene agua e hidrocarburos (en una sola fase, aceite o gas), se puede escribir:

$$\Sigma_{\log} = (1 - V_{sh} - \phi) \Sigma_{ma} + V_{sh} \Sigma_{sh} + \phi S_w \Sigma_w + \phi(1 - S_w) \Sigma_h \quad (6.20)$$

En la ecuación 6.20 cada término, exceptuando la sección transversal de captura, representa el volumen relativo correspondiente a cada componente. En particular el volumen relativo de la matriz de la roca incluye todo lo que no sea lutita o fluido; por tanto Σ_{ma} representa no solamente los minerales de la roca principal sino también sus impurezas y material cementante⁴⁰.

La expresión para la saturación de agua es la siguiente:

$$S_w = \frac{(\Sigma_{\log} - \Sigma_{ma}) - \phi(\Sigma_h - \Sigma_{ma}) - V_{sh}(\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma})}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_h)} \quad (6.21)$$

Para formaciones limpias el término que contiene V_{sh} desaparece en las ecuaciones 6.20 y 6.21.

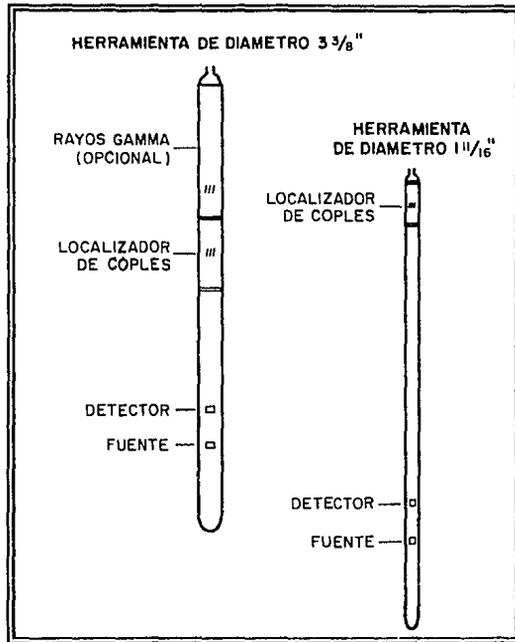


Fig. 6.28 Registro de Tiempo de Decaimiento Termal¹.

Nomenclatura

Variable	Descripción	Unidades
a	Relación de Pérdida sobre una Base Mensual	—
a_o	Relación de Pérdida durante el Primer Mes	—
A	Área	cm ² , pie ²
b	Capacidad de la Tubería	bl/pie
b	Intersección para $\Delta t = 0$ de una Gráfica de Log Δp contra Δt	lb/pg ²
b	Número Positivo, que representa la primera derivada de la relación de pérdida	—
B	Factor de Volumen de la Formación	Vol/Vol
B_g	Factor de Volumen del Gas	Vol/Vol
B_o	Factor de Volumen del Aceite	Vol/Vol
c	Compresibilidad	(lb/pg ²) ⁻¹

Variable	Descripción	Unidades
c_g	Compresibilidad del Gas	$(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
c_o	Compresibilidad del Aceite	$(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
c_t	Compresibilidad Total	$(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
c_w	Compresibilidad del Agua	$(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
C	Coefficiente de Almacenamiento	$\text{bl}/\text{lb}/\text{pg}^2$
C_D	Coefficiente de Almacenamiento Adimensional	—
d	Distancia a una Frontera	pie
d_n	Diámetro Interno de la TR	pg
d_t	Diámetro Externo de la Herramienta	pg
D	Por ciento de Declinación Mensual	mes^{-1}
D_i	Declinación Inicial	mes^{-1}
EF	Eficiencia de Flujo	—
Ei	Integral Exponencial	—
f	Fracción de Pérdida de Productividad	—
F'	Relación de Longitud de Pulsos	—
g	Aceleración de la Gravedad	pie/seg^2
g_c	Factor de Conversión de Unidades	$32.17 \left(\frac{\text{lbm} \cdot \text{pie}}{\text{lbf} \cdot \text{seg}^2} \right)$
h	Espaciamiento entre los Detectores	pg
h	Espesor de la Formación	pie
h	Espesor de la Zona de Gas	pie
h_t	Espesor Neto	pie
H_h	Colgamiento de la Fase Pesada	—

Variable	Descripción	Unidades
J	Función Bessel	—
J	Índice de Productividad	bl/día/lb/pg ²
J^*	Valor de J cuando p_{wf} se aproxima a p_{ws}	bl/día/lb/pg ²
J_i	Índice de Productividad Ideal	bl/día/lb/pg ²
J_o	Índice de Productividad	bl/día/lb/pg ²
J_o'	Índice de Productividad, cuando $p_{ws2} - p_{wf2} = 1$	bl/día/(lb/pg ²) ²ⁿ
J_r	Índice de Productividad Real	bl/día/lb/pg ²
k	Permeabilidad de la Formación	md
\bar{k}	Permeabilidad Promedio	md
k_a	Permeabilidad de la Zona Alterada	md
k_f	Permeabilidad de la Formación	md
k_g	Permeabilidad al Gas	md
k_i	Permeabilidad Efectiva Inicial	md
k_o	Permeabilidad al Aceite	md
k_r	Permeabilidad de la Formación en la Dirección r	md
k_{ro}	Permeabilidad Relativa al Aceite	—
k_s	Permeabilidad de la Zona Dañada	md
k_{wb}	Permeabilidad Efectiva en las Cercanías del Pozo	md
L	Longitud de la Tubería	pie
m	Pendiente de la Línea Recta para Flujo Transitorio	lb/pg ² /ciclo
m'	Pendiente para una Prueba de Gasto Variable	lb/pg ² /bl/día/ciclo
$m(p)$	Función de Pseudopresión o Potencial de Gas Real	(lb/pg ²) ² /cp
M	Número de Mach	—

Variable	Descripción	Unidades
M	Peso Molecular	lbm/mole
n	Constante de Turbulencia	—
N_p	Producción Acumulativa de Aceite	bl
N_{pi}	Producción Acumulativa Inicial de Aceite	bl
p	Presión	lb/pg ²
\bar{p}	Presión Media en el Área de Drene	lb/pg ²
p^*	Presión Falsa o Extrapolada de Horner	lb/pg ²
p_1	Presión antes del Estrangulador	lb/pg ²
p_{1hr}	Presión a 1 hr	lb/pg ²
p_2	Presión después del Estrangulador	lb/pg ²
p_b	Presión Base	lb/pg ²
p_b	Presión en el Punto de Burbujeo	lb/pg ²
$p_{e.s.}$	Presión a Condiciones Estándar	lb/pg ²
p_D	Presión Adimensional	—
p_{DM}	Presión Adimensional en el Punto de Ajuste	—
p_{DMBH}	Presión Adimensional de Matthews-Brons-Hazebroek	—
p_{DMDH}	Presión Adimensional de Miller-Dyes-Hutchinson	—
p_{DR}	Relación de Presión Adimensional en Pruebas de Formación	—
p_e	Presión en la Frontera Externa o en el Radio de Drene	lb/pg ²
p_i	Presión Inicial del Yacimiento	lb/pg ²
p_o	Presión en la Sarta de Perforación inmediatamente después de iniciar el Periodo de Flujo	lb/pg ²

Variable	Descripción	Unidades
p_o	Presión en un Plano de Referencia	lb/pg ²
p_w	Presión de Fondo	lb/pg ²
p_{wf}	Presión de Fondo Fluyendo	lb/pg ²
p_{wf}'	Presión de Fondo Fluyendo sin Daño	lb/pg ²
p_{wh}	Presión en la Cabeza del Pozo	lb/pg ²
p_{ws}	Presión de Fondo Estática	lb/pg ²
\bar{p}_{ws}	Presión de Fondo Estática Promedio	lb/pg ²
p_{wsi}	Presión de Fondo Estática Inicial	lb/pg ²
q	Gasto	bl/día
q	Gasto de Producción	bl/día, bl/mes
$q(t)$	Gasto de Superficial de Flujo al Tiempo t	bl/mes
q_b	Gasto de Producción a las Condiciones de Burbujeo	bl/día
q_{cs}	Gasto de Flujo a Condiciones Estándar	bl/día
q_D	Gasto Adimensional	—
$q_{D,d}$	Gasto Adimensional de la Curva de Declinación	—
q_g	Gasto de Gas	bl/día, Mpie ³ /día
$q_{K,máx.}$	Gasto Máximo de Gas	Mpie ³ /día
q_h	Gasto de la Fase Pesada	cm ³ /seg, pie ³ /min
$q_{I,máx.}$	Gasto Máximo Inicial a $p_{wf} = 0$	bl/mes
q_l	Gasto de la Fase Ligera	cm ³ /seg, pie ³ /min
q_o	Gasto de Aceite	bl/día
q_o	Gasto de Producción Inicial	bl/mes

Variable	Descripción	Unidades
$q_{o_{m\acute{a}x}}$	Gasto Máximo de Aceite	bl/día
$p q_{o_{m\acute{a}x}}$	Pseudo-Gasto Absoluto obtenido a $p_{wf} = 0$	bl/día
q_{sf}	Gasto que Aporta la Formación	bl/día
q_t	Gasto Total	cm ³ /seg, pie ³ /min
Q_D	Producción Acumulativa Adimensional	—
r	Radio	pie
r_d	Radio de Influencia	pie
r_D	Radio Adimensional	—
r_e	Radio de Drene	pie
r_{eD}	Radio de Drene Adimensional	—
r_s	Radio de la Zona Dañada	pie
r_w	Radio del Pozo	pie
r_w'	Radio Efectivo del Pozo	pie
R	Constante Universal de los Gases	$10.71 \left(\frac{\text{pics}}{\text{mole} \cdot ^\circ \text{R}} \right)$
R	Relación Gas-Liquido	pie ³ /bl
RP	Relación de Productividad	—
s	Factor de Daño	—
s'	Factor de Daño Aparente	—
s_a	Factor de Daño Aparente	—
S	Diámetro del Estrangulador	$1/64$ "
S_g	Saturación de Gas	fracción
S_L	Saturación del Liquido	fracción

Variable	Descripción	Unidades
S_{LR}	Saturación de Líquido Residual	fracción
S_o	Saturación de Aceite	fracción
S_w	Saturación de Agua	fracción
t	Tiempo de Flujo	hr
t	Tiempo desde el Disparo	seg
t	Tiempo Transcurrido desde la Producción Inicial	mes
t_1	Cualquier Tiempo durante el Periodo Transitorio	hr
t_D	Tiempo Adimensional	—
t_{DM}	Tiempo de Producción Adimensional Basado en el Área de Drene	—
t_{Dd}	Tiempo Adimensional de la Curva de Declinación	—
t_{De}	Tiempo Adimensional de Flujo basado en r_e	—
t_{DM}	Tiempo Adimensional en el Punto de Ajuste	—
t_L	Tiempo de Retraso	hr
t_{LD}	Tiempo de Retraso Adimensional	—
t_M	Tiempo en el Punto de Ajuste	hr
t_p	Tiempo de Producción	hr
T	Temperatura del Yacimiento	°R
$T_{e.s.}$	Temperatura a Condiciones Estándar	°R
v	Intervalo Constante de Tiempo	mes
v	Velocidad de Flujo	pie/seg
v_f	Velocidad del Fluido	pie/seg
v_h	Velocidad de la Fase Pesada	cm/seg, pie/min

Variable	Descripción	Unidades
v_l	Velocidad de la Fase Ligera	cm/seg, pie/min
v_m	Velocidad de la Mezcla	cm/seg, pie/min
v_p	Velocidad de Propagación de la Onda Acústica en el Fluido	pie/seg
v_s	Velocidad de Resbalamiento	cm/seg, pie/min
v_{sh}	Velocidad Superficial de la Fase Pesada	cm/seg, pie/min
v_{sl}	Velocidad Superficial de la Fase Ligera	cm/seg, pie/min
V	Volumen	bl, pie ³
V_o	Volumen de Aceite Recuperado	bl
V_p	Volumen de Poro	bl
V_{sh}	Fracción de Volumen de Lutitas en la Formación	—
V_u	Volumen del Pozo por Unidad de Longitud	bl/pie
W	Trabajo	joule
X	Factor de Forma	—
Y	Función Bessel	—
z	Altura	pie
z_{Di}	Posición de la Parte Superior del Intervalo Abierto en Relación con la Parte Superior del Yacimiento	—
Z	Factor de Compresibilidad del Gas	—
\bar{Z}	Factor de Compresibilidad Promedio del Gas	—
α_n	Raíces de un Sistema de Ecuaciones en Términos de Funciones Bessel	—
β	Coefficiente de Turbulencia	(bl/día) ⁻¹
β	Pendiente de la Gráfica de log Δp contra Δt	(hr) ⁻¹

Variable	Descripción	Unidades
β_i	Pendiente de la Gráfica de Presión de Fondo contra Tiempo	(hr) ⁻¹
β_n	Raíces de un Sistema de Ecuaciones en Términos de Funciones Bessel	—
Δp	Caída de Presión	lb/pg ²
Δp_D	Caída de Presión Adimensional	—
Δp_M	Caída de Presión del Punto de Ajuste	lb/pg ²
Δp_p	Caída de Presión en el Punto p	lb/pg ²
Δp_s	Caída de Presión debida al Daño	lb/pg ²
Δp_T	Caída de Presión Total	lb/pg ²
Δt	Tiempo de Cierre de un Pozo	hr
$\Delta t'$	Tiempo de Flujo o Inyección después de un cambio en el Gasto	hr
Δt_c	Longitud Total del Ciclo de un Pulso	hr
Δt_{DA}	Tiempo de Cierre Adimensional Basado en el Área de Drene	—
Δt_M	Tiempo de Cierre en el Punto de Ajuste	hr
Δt_p	Longitud del Pulso	hr
ΔV	Cambio de Volumen de un Fluido en el Pozo	bl
ϕ	Porosidad	fracción
Φ	Potencial	—
$\nabla \Phi$	Gradiente de Potencial	—
γ_g	Densidad Relativa del Gas	—
λ_h	Colgamiento sin Resbalamiento	—

Variable	Descripción	Unidades
λ_t	Mobilidad de Flujo Total	md/cp
μ	Viscosidad	cp
μ_g	Viscosidad del Gas	cp
$\bar{\mu}_g$	Viscosidad del Gas Promedio	cp
μ_o	Viscosidad del Aceite	cp
ρ	Densidad	lbm/pe ³
ρ_g	Densidad del Gas a Condiciones de Yacimiento	gr/cm ³
ρ_h	Densidad de la Fase Pesada	gr/cm ³
ρ_l	Densidad de la Fase ligera	gr/cm ³
ρ_m	Densidad de la Mezcla	gr/cm ³
ρ_o	Densidad a una Presión de Referencia p_o	
Σ	Sección Transversal de Absorción Macroscópica para la Captura de Neutrones Terales por cm ³ de Material	1 c.u.=10 ⁻³ (cm) ⁻¹
Σ_h	Σ de los Hidrocarburos	1 c.u.=10 ⁻³ (cm) ⁻¹
Σ_{log}	Valor de Σ Tomada del Registro	1 c.u.=10 ⁻³ (cm) ⁻¹
Σ_{ma}	Σ de la Matriz de la Roca	1 c.u.=10 ⁻³ (cm) ⁻¹
Σ_{sh}	Σ de las Lutitas	1 c.u.=10 ⁻³ (cm) ⁻¹
Σ_w	Σ del Agua de Formación	1 c.u.=10 ⁻³ (cm) ⁻¹

Referencias

1. **Strubhar, M. K.; Blackburn, J. S. and Lee, W. J.:** *"Production Operations Course II Well Diagnosis"*. SPE Textbook, 1972.
2. **Allen, T. O. and Roberts, A. P.:** *"Production Operations, Well Completions, Workover and Stimulation"*. Oil and Gas Consultants International, Inc., Volumen 2, 1989.
3. **Gómez, C. J. A.:** *"Apuntes de Pozos Fluientes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico"*. UNAM, Facultad de Ingeniería.
4. **Brown, K. E.; et al.:** *"The Technology of Artificial Methods"*. Penn Well Books Co., Volumen 1, 1977.
5. **Nind, T. E. W.:** *"Principles of Oil Well Production"*. McGraw Hill Book Co., 1983.

6. Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *"Pressure Buildup and Flow Tests in Wells"*. Monograph 1, SPE of AIME, 1967.
7. Garaicochea, P. F.; Bernal, H. C. y López, O. O.: *"Transporte de Hidrocarburos por Ductos"*. CIPM, 1991.
8. Brown, K. E.; et al.: *"The Technology of Artificial Methods"*. Penn Well Books Co., Volumen 4, 1977.
9. Gómez, C. J. A.; Becerril, C. F. y Flores, S. L.: *"Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie"*. UNAM, Facultad de Ingeniería, 1986.
10. Adams, N.: *"Workover Well Control"*. Penn Well Books, 1981.
11. Uren, L. C.: *"Ingeniería de Producción de Petróleo, Explotación de los Campos Petroleros"*. Compañía Editorial Continental, 1965.
12. Brown, K. E.; et al.: *"The Technology of Artificial Methods"*. Penn Well Books Co., Volumen 2a, 1977.
13. Brown, K. E.; et al.: *"The Technology of Artificial Methods"*. Penn Well Books Co., Volumen 2b, 1977.
14. Garaicochea, P. F. y Bashbush, J. L.: *"Comportamiento de Yacimientos"*. UNAM, Facultad de Ingeniería.

15. Voguel, J. V.: *"Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells"*. Journal of Petroleum Technology, January 1968.
16. Standing, M. B.: *"Inflow Performance Relationship for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive"*. Journal of Petroleum Technology, November 1970.
17. Al-Hussainy, R.; Ramey, H. J. and Crawford, P. B.: *"The Flow of Real Gases Through Porous Media"*. Journal of Petroleum Technology, May 1966.
18. Fetkovich, M. J.: *"The Isochronal Testing of Oil Wells"*. SPE of AIME, 1973.
19. Standing, M. B.: *"Concerning the Calculations of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs"*. Journal of Petroleum Technology, September 1971.
20. Al-Saadoon, F. T.: *"Predicting Present and Future Well Productivities for Solution-Gas-Drive Reservoirs"*. Journal of Petroleum Technology, May 1980.
21. Patton, D. L. and Goland, M.: *"Generalized IPR Curves for Predicting Well Behavior"*. Petroleum Engineer International, September 1980.
22. Hughes, R. V.: *"Oil Property Valuation"*. Robert E. Krieger Publishing Co., Inc., 1978.
23. Valderrábano, H. A.; Rayón, C. R.; Osorno, M. J. A. y Rodríguez, N. R.: *"Apuntes de Evaluación de la Producción"*. UNAM, Facultad de Ingeniería, 1987.

24. Arps, J. J.: "*Analysis of Decline Curves*". Transaction of AIME, 1945.
25. Fetkovich, M. J.: "*Decline Curve Analysis Using Type Curves*". SPE of AIME, June 1980.
26. Lee, W. J.: "*Well Testing*". SPE of AIME Textbook, 1982.
27. León, V. R.: "*Notas del Curso Análisis de Pruebas de Variación de Presión*". IMP, División de Evaluación de Formaciones, 1984.
28. Martínez, R. N. y León, V. R.: "*Diseño de Pruebas de Incremento de Presión en Pozos*". IMP, Departamento de Registros y Pruebas en Pozos, 1985.
29. Earlougher, R. C. Jr.: "*Advances in Well Test Analysis*". Monograph 5, SPE of AIME, 1977.
30. Gringarten, A. C.; Landel, P. A. and Kniazeff, V. J.: "*A Comparison between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis*". SPE of AIME, September 1979.
31. Bourdet, D.; Wittle, T. M.; Douglas, A. A. and Pirard, Y. M.: "*A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis*". World Oil, May 1983.
32. Sabet, M. A.: "*Well Test Analysis*". Gulf Publishing Co., Serie of Contribution in Petroleum, Geology and Engineering. Vol. 8, 1991.

33. León, V. R.: "*Análisis en Interpretación de Datos de Presión de los Pozos Monclova No. 216 y Buena Suerte No. 2-A*". IMP, División de Evaluación de Formaciones, 1980.
34. Schlumberger: "*Catálogo de Servicios de Pruebas*". Servicios Educativos Schlumberger, 1990.
35. Allen, T. O. and Roberts, A. P.: "*Production Operations, Well Completions, Workover and Stimulation*". Oil and Gas Consultants International, Inc., Volumen I, 1989.
36. Hewlett-Packard: "*HP2811B Quartz Pressure Gauge Hewlett-Packard*", 1501 Page Mill Rd, Palo Alto, California 94304.
37. Raygoza, F. J.: "*Descripción e Interpretación de los Registros de Producción*". UNAM, Facultad de Ingeniería, 1980.
38. Schlumberger: "*Production Log Interpretation*". Servicios Educativos Schlumberger.
39. McKinley, R. M. and Bower, F. M.: "*Specialized Applications of Noise Logging*". Journal of Petroleum Technology, November 1979.
40. Clavier, C.; Hoyle, W. and Meunier, D.: "*Quantitative Interpretation of Thermal Neutron Decay Time Logs: Part I. Fundamentals and Techniques*". Journal of Petroleum Technology, June 1971.