

16
2ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**“ DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE
PRESION ”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
TERESITA DE JESUS HERNANDEZ LARA



DIRECTOR DE TESIS:

M. EN I. RAUL LEON VENTURA

MEXICO, D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION"

TERESITA DE JESUS HERNANDEZ LARA

JURADO:

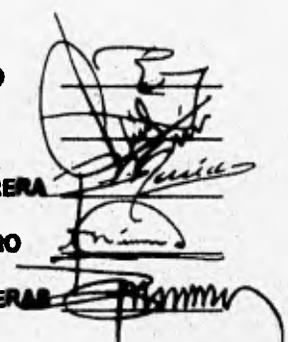
PRESIDENTE: M.I RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

VOCAL: M.I RAUL LEON VENTURA

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

PRIMER SUPLENTE: M.I NESTOR MARTINEZ ROMERO

SEGUNDO SUPLENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Handwritten signatures of the jury members, corresponding to the names listed in the text. The signatures are written in black ink and are somewhat stylized and overlapping.

MAYO 1996.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-027

SRITA. TERESITA DE JESUS HERNANDEZ LARA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Raúl León Ventura, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen Profesional de Ingeniero Petrolero:

DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	PARAMETROS RELEVANTES EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION
III	DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION
IV	EJEMPLOS ILUSTRATIVOS
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	NOMENCLATURA
	REFERENCIAS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 30 de marzo de 1995
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS/EGLM/gh.

gh.

Dedico este trabajo a mi hermano Victor Manuel Hernández Lara por que gracias a su apoyo y ejemplo logré terminar la licenciatura; en el lugar en el que te encuentras espero que disfrutes de este logro tanto como yo. Ojalá estuvieras con nosotros.

Nunca te olvidaré.

Te dedico con mucho cariño este trabajo Mamita, es una meta que alcanzamos juntas; lo que mas he admirado de ti es que no te rindes nunca, gracias por no haberlo hecho, me sirvió de guía y ejemplo a seguir.

Te quiero mucho mami.

Papá te dedico este trabajo porque gracias a tus enseñanzas he logrado alcanzar una de mis metas; espero no defraudarte nunca. Los regalos sirvieron para algo, gracias.

Te quiero.

Teresita de Jesús Hernández Lara

A Dios:

Por haberme permitido llegar a este momento que es muy importante para mí.

A mis padres:

Por haberme querido y apoyado en cada uno de los momentos que lo he necesitado.

A mis hermanos:

Victor, Martha, Gabriela y Alina, por soportarme y apoyarme todo el tiempo.

A mis maestros:

A todos y cada uno de ellos por compartir sus conocimientos.

Al M.I. Raúl León Ventura:

Por ayudarme en la elaboración y preparación de mi tesis así como por ser tan buen maestro.

A todos y cada uno de mis amigos y compañeros:

Son muchos para nombrarlos a todos pero les agradezco el haber compartido momentos inolvidables con todos ustedes.

Al personal del Instituto Mexicano del Petróleo:

Gracias por la ayuda brindada para la elaboración de este trabajo.

Haba na haba kujaza Kibaba

Paso a paso se llega a la meta

(Lengua Swahili)

CONTENIDO

RESUMEN	i
I INTRODUCCION	1
II PARAMETROS RELEVANTES EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	5
II.1 DESCRIPCION DE LAS PRUEBAS DE PRESION	5
II.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	22
II.3 PARAMETROS DE LA FORMACION	33
II.4 PARAMETROS DE LA HERRAMIENTA	39
II.5 PARAMETROS DEL POZO	53
II.6 PARAMETROS DE DISEÑO	61
III DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	69
III.1 PLANTEAMIENTO	70
III.2 DISEÑO DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION	77
III.2.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO	77

III.2.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	88
III.2.3	PROCEDIMIENTO OPERATIVO	94
III.3	DISEÑO DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION	97
III.3.1	ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO	97
III.3.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	97
III.3.3	PROCEDIMIENTO OPERATIVO	103
III.4	DISEÑO DE PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO	104
III.4.1	ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO	104
III.4.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	105
III.5	DISEÑO DE PRUEBAS DE INYECTIVIDAD	107
III.5.1	ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO	107
III.5.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	107
III.6	DISEÑO DE PRUEBAS "FALL OFF"	108
III.6.1	ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO	108

III.6.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	108
III.7	DISEÑO DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION	108
III.7.1	ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO	109
III.7.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	
IV	EJEMPLOS ILUSTRATIVOS	113
IV.1	DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION	114
IV.2	DISEÑO DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION	117
IV.3	DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INYECTIVIDAD	123
IV.4	DISEÑO DE UNA PRUEBA FALL OFF	133
IV.5	DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA DE PRESION	139
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	143
	NOMENCLATURA	147
	REFERENCIAS	152

RESUMEN

Con este trabajo se pretende mostrar una guía práctica para ilustrar los procedimientos de diseño de diversos tipos de pruebas de variación de presión. En el Capítulo II se señalan las características principales de diferentes tipos de pruebas, las ecuaciones que gobiernan su comportamiento y lo que es posible obtener con cada una de ellas; se definen las propiedades de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, los parámetros de la formación, los parámetros de la herramienta, del pozo y los de diseño.

En el Capítulo III se describen diferentes métodos para la estimación de los parámetros y los procedimientos necesarios para realizar el diseño de diferentes tipos de pruebas de variación de presión.

También, con un ejemplo para cada caso mencionado, se ilustran los procedimientos y los parámetros que se obtienen a través de los diseños de las pruebas.

CAPITULO I
INTRODUCCION

INTRODUCCION

Las pruebas de variación de presión constituyen una de las herramientas mas empleadas para evaluar las características de la formación en pozos productores o inyectoros^{1,2}. Son útiles en la caracterización de yacimientos y en la determinación de las condiciones de producción de los pozos, puesto que ayudan a definir el volumen del yacimiento, su permeabilidad, la presencia y naturaleza de heterogeneidades, condiciones de daño, etc. En el caso de las pruebas de presión en pozos inyectoros permiten localizar las interfases de los fluidos^{3,4}.

Las pruebas de presión consisten en la generación de perturbaciones en el yacimiento y el registro de las variaciones de presión en el fondo del pozo durante un tiempo determinado. Estas variaciones de presión se pueden generar modificando las condiciones de producción o inyección de los pozos.

Para realizar la caracterización de los sistemas pozo-yacimiento⁵⁻⁹ desde hace muchos años se han realizado pruebas de presión que frecuentemente no cumplen los objetivos deseados por el uso de herramientas inadecuadas o por no tomar en cuenta los efectos de pozo que comúnmente

enmascaran o distorsionan la respuesta registrada y que dificulta su interpretación adecuada. Por tanto, para asegurar el éxito de las pruebas de presión es necesario que previamente se efectúe un diseño, y de esta manera optimizar los tiempos de duración, los costos y las operaciones requeridas en los pozos¹⁰⁻³⁴.

En años recientes se han publicado diversos trabajos^{27,35}, que tratan de establecer procedimientos de diseño para diferentes tipos de pruebas en pozos de gas y aceite, y cuando se efectúan fracturamientos en formaciones de baja permeabilidad. También se realizó un análisis de sensibilidad de los distintos factores que influyen en la respuesta de presión y cuya importancia es trascendente para el adecuado diseño de las pruebas de presión²⁷.

El objetivo de este trabajo es puntualizar las características que gobiernan el comportamiento de la presión en el sistema pozo-yacimiento, así como plantear los procedimientos más adecuados para realizar los diseños de pruebas de presión (antes de su registro en el pozo) que garanticen la adquisición de información de buena calidad, el análisis de los datos con las técnicas apropiadas y la obtención de resultados confiables y representativos.

Asimismo, se describen procedimientos de diseño de pruebas de incremento, decremento (en pozos productores e inyectores) y de pruebas de interferencia de presión, destacando la estimación óptima de la permeabilidad de la formación, los datos adicionales de la formación y de los fluidos, la duración de periodos de flujo y cierre, sensibilidad de las herramientas de medición y tiempos de retraso. Estos procedimientos se muestran a través de ejemplos que ilustran su aplicación para cada uno de los casos.

CAPITULO II
PARAMETROS RELEVANTES
EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DE
VARIACION DE PRESION

PARAMETROS RELEVANTES EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

Las pruebas de variación de presión constituyen una valiosa herramienta para la evaluación de las características de los yacimientos y de las condiciones de producción de los pozos. Para lograr pruebas de pozo exitosas es importante que se realice una lectura superficial en tiempo real, cierre en el fondo del pozo y se tengan los medidores de presión apropiados.

II.1 DESCRIPCION DE LAS PRUEBAS DE PRESION.

El objetivo de las pruebas de presión será satisfecho, dependiendo del tipo de prueba que se registre y de la duración de la misma. A continuación se describen brevemente las distintas pruebas de presión que pueden utilizarse.

a) Pruebas de Incremento de Presión.

Cuando un pozo ha estado fluyendo a gasto constante durante un tiempo, t_p , y luego se cierra para registrar la variación de la presión de fondo, se dice que se tiene una curva de incremento de presión, como se ilustra en la figura 1.

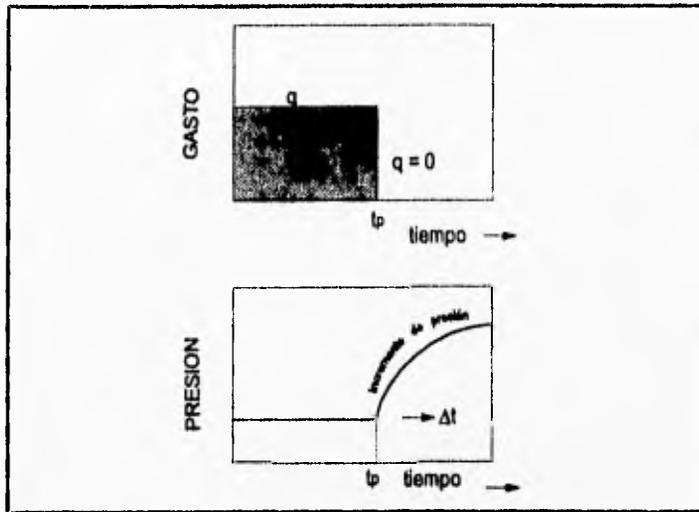


Fig. 1 Comportamiento del Gasto y la Presión durante una Prueba de Incremento de Presión

Utilizando la solución de línea fuente para un pozo que produce de una formación homogénea e isotrópica, y aplicando el principio de superposición, Horner¹ encontró que el incremento de presión está dado por la expresión:

$$p_{w,} = p^* - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right). \quad (2.1)$$

al graficar $p_{w,}$ contra $\log(t_p + \Delta t / \Delta t)$ se obtiene una línea recta cuya pendiente y ordenada al origen están dados por:

$$m = - \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (2.2)$$

y p^* , respectivamente; como se ilustra en la figura 2.

A partir del análisis de una prueba de incremento de presión es posible determinar: la permeabilidad de la formación con la ecuación 2.2, el factor de daño, la presión extrapolada p^* ($p_i \leq p^* \leq p_1$), la presión media del yacimiento, la distancia a una frontera, etc.

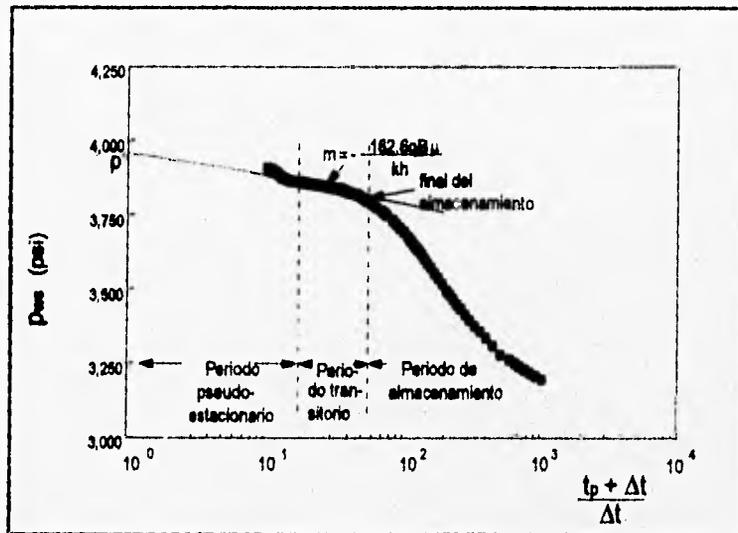


Fig. 2 Gráfica de Horner de una Prueba de Incremento de Presión

b) Pruebas de Decremento de Presión.

Una prueba de decremento de presión consiste en una serie de mediciones de presión de fondo, durante un periodo de flujo. Comúnmente el pozo se cierra para estabilizar la presión en el yacimiento, se baja el equipo de medición y se inicia el flujo del pozo, figura 3.

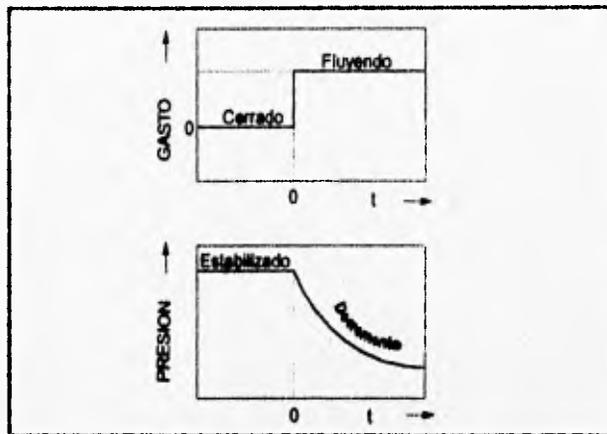


Fig. 3 Comportamiento del Gasto y la Presión durante una Prueba de Decremento de Presión

Utilizando la aproximación logarítmica de la solución de línea fuente, para un pozo que produce de una formación homogénea e isótropa y que penetra totalmente la porción productora, y aplicando el principio de superposición se tiene; para $t > t_{n-1}$:

$$\frac{P_i - P_{af}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left\{ \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \right) \log(t - t_{j-1}) \right\} + m' \bar{s}; q_n \neq 0 \quad (2.3)$$

donde:

$$m' = 162.6qB\mu \quad (2.4)$$

y

$$\bar{s} = \log\left(\frac{k}{\phi\mu c, r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.87s \quad (2.5)$$

La ecuación 2.3 representa una prueba a n gastos², como se ilustra en la figura 4. De aquí se pueden tener los siguientes casos:

- a) Pruebas de decremento de presión
- b) Pruebas a dos gastos.

En el primer caso, al graficar p_{wf} contra $\log t$ se obtiene una línea recta cuya pendiente está dada por la ecuación 2.2, y al tiempo $t = 1$ hora se obtiene la p_{1HR} , como se ilustra en la figura 5.

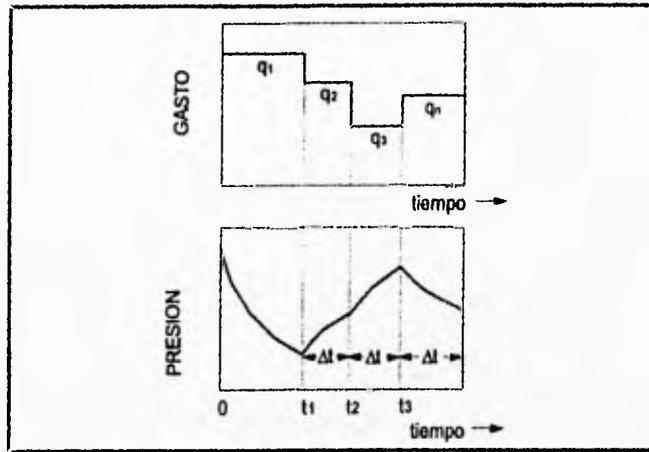


Fig. 4 Prueba de Decremento de Presión a Varios Gastos

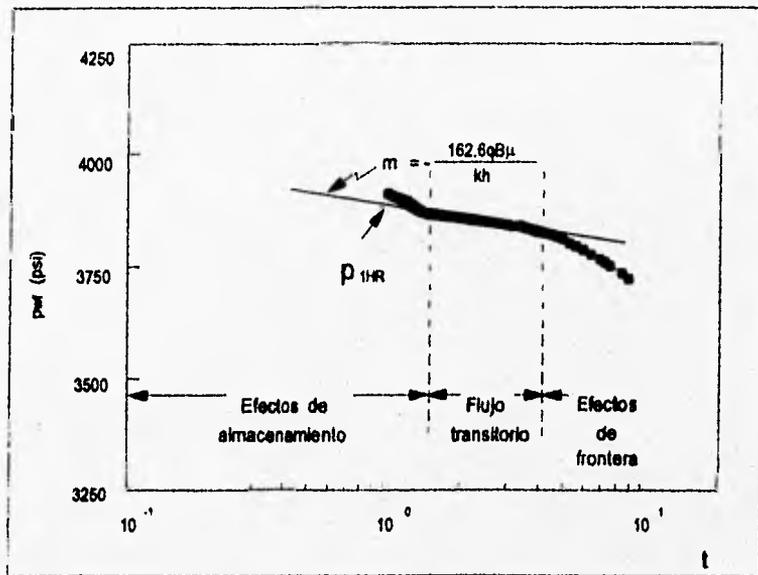


Fig. 5 Comportamiento de la Presión durante una Prueba de Decremento de Presión

Con las pruebas de decremento de presión se puede obtener la permeabilidad, k , del yacimiento correspondiente al área de drene del pozo, el factor de daño, el volumen poroso, V_p , y detectar heterogeneidades del yacimiento.

c) Pruebas de Inyectividad.

En este tipo de pruebas el pozo es cerrado hasta que la presión es estabilizada y entonces se inicia la inyección a gasto constante, mientras que se está registrando la presión de fondo del pozo. Si el agua de inyección tiene exactamente las mismas propiedades que el agua de formación, entonces una prueba de inyectividad sería idéntica a una prueba de incremento, excepto que el gasto, q , sería negativo. Si la única diferencia entre ambos fluidos es la densidad, y la roca del yacimiento es homogénea, el perfil de inyección será diferente. Si la viscosidad, la compresibilidad y las características de mojabilidad del fluido inyectado son diferentes, una interfase o frente se formará en el yacimiento entre ambos fluidos, y la permeabilidad de la formación para cada fluido dependerá de su saturación, lo cual quiere decir que la permeabilidad relativa jugará un papel muy importante.

Los modelos de prueba de pozos de inyección están basados en el modelo de desplazamiento de Buckley-Leverett³ y las soluciones de avance frontal dadas por Welge¹.

La figura 6 muestra el perfil de saturación que se desarrolla en el yacimiento de acuerdo con el modelo de Buckley-Leverett, como un resultado del agua inyectada en un yacimiento de aceite; y la figura 7 muestra una distribución de la saturación en la vecindad del pozo de inyección, identificando tres zonas: banco de agua, zona de transición o invadida y una zona no invadida.

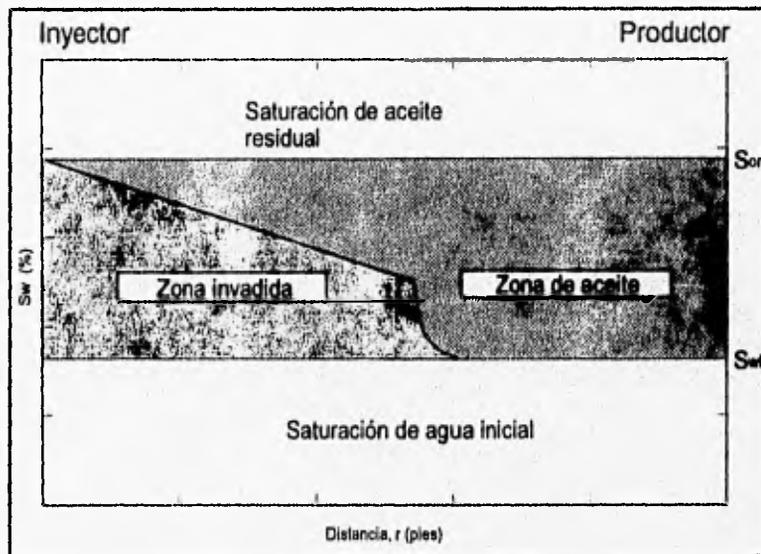


Fig. 6 Perfil de Saturación Desarrollado durante la Inyección de Agua en un Yacimiento

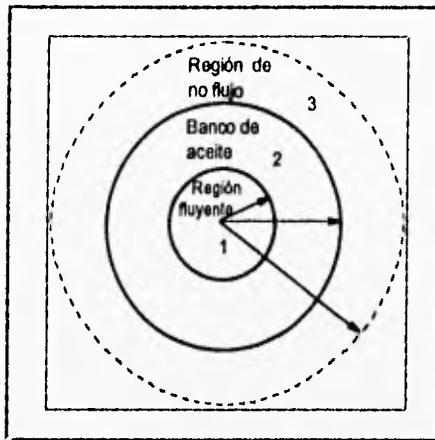


Fig. 7 Distribución de la Saturación en las Vecindades de un Pozo de Inyección

La figura 8 muestra el comportamiento del gasto y la presión con respecto al tiempo, durante una prueba de inyectividad, y la ecuación que representa el comportamiento de la presión es:

$$p_w = p_{VHR} + \frac{162.6qB\mu}{kh} \log t \quad (2.6)$$

que en una gráfica de p_w contra el logaritmo de t , da una línea recta, cuya pendiente es:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (2.7)$$

como se ilustra en la figura 9.

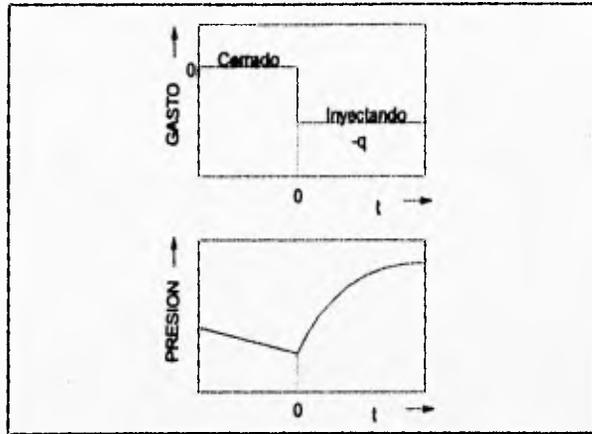


Fig. 8 Comportamiento del Gasto y la Presión durante una Prueba de Inyectividad

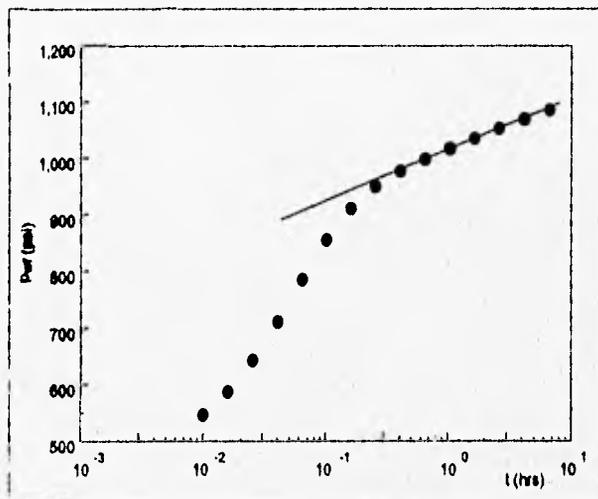


Fig. 9 Comportamiento de la Presión durante una Prueba de Inyectividad

Con este tipo de pruebas se puede determinar k , s , \bar{p} , la detección de heterogeneidades del yacimiento y de las localizaciones de las interfases de los fluidos.

d) Pruebas "Fall off".

Una prueba "fall off" es similar a una prueba de decremento, si las propiedades del fluido inyectado y del yacimiento son los mismos, como se ilustra en la figura 10.

El comportamiento de la presión en una prueba de este tipo puede expresarse mediante:

$$p_w = p^* - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (2.8)$$

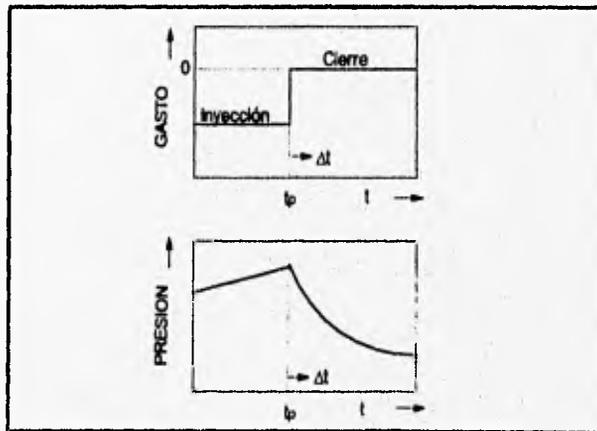


Fig. 10 Comportamiento del Gasto y la Presión durante una Prueba "Fall Off"

Una gráfica de p_w contra $\log(t, + \Delta t / \Delta t)$, figura 11, da una línea recta cuya pendiente es la representada por la ecuación 2.2 y donde p^* es la presión extrapolada.

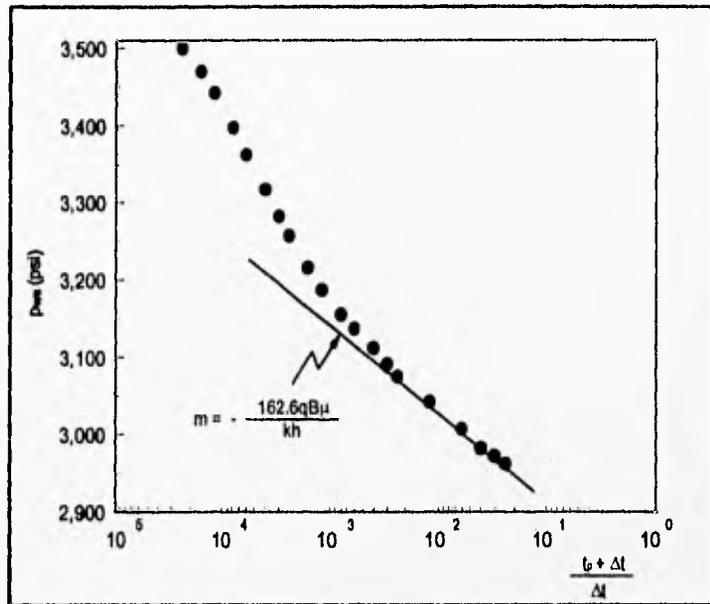


Fig. 11 Comportamiento de la Presión durante una Prueba "Fall Off"

e) Pruebas de Interferencia.

Para realizar este tipo de pruebas se requiere la participación de cuando menos dos pozos; uno pulsante o activo (pozo productor o inyector) y uno de observación (figura 12).

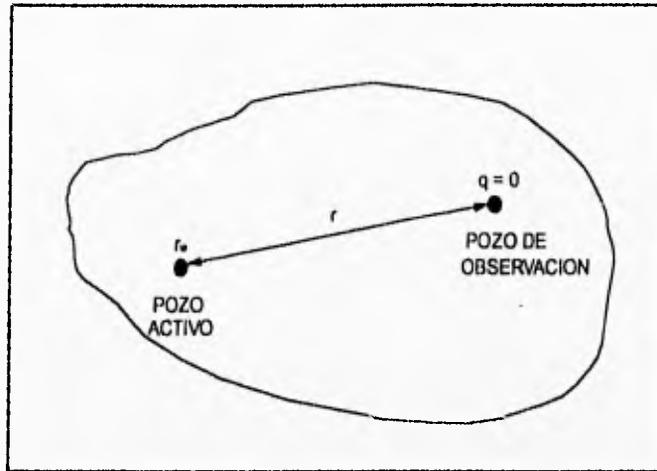


Fig. 12 Pozos Protagonistas de Pruebas en Pozos Múltiples (Interferencia o Pulsos)

Para desarrollar estas pruebas, todos los pozos involucrados deben conservar sus condiciones operativas para alcanzar la estabilización de la presión del fondo y poder definir una tendencia de la presión del yacimiento. Cuando esto se ha registrado en el pozo de observación, se efectúa un pulso en el pozo activo (ya sea abriéndolo o cerrándolo, según sea el caso) y después de un cierto tiempo de retraso, en el pozo de observación se notará un efecto de interferencia ocasionado por el pulso del pozo activo, y que representa la comunicación existente entre los pozos. La respuesta de interferencia de presión se muestra en la figura 13.

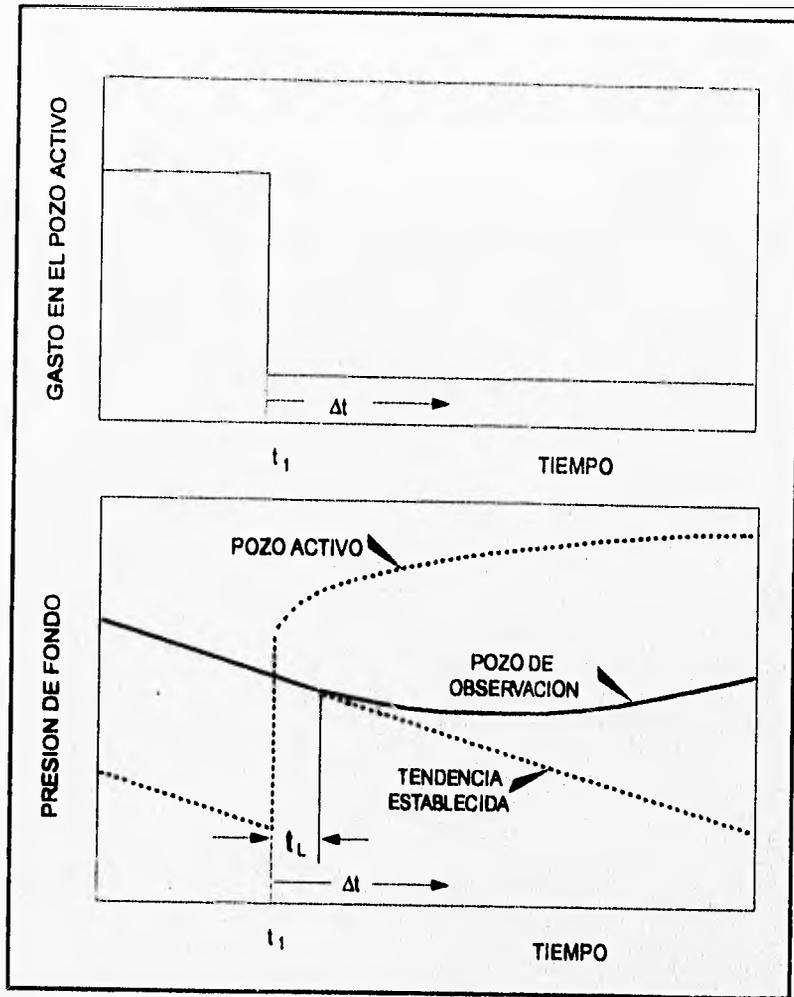


Fig. 13 Comportamiento del Gasto y la Presión para una Prueba de Interferencia

La respuesta de presión generalmente se puede analizar mediante la técnica de ajuste con curvas tipo⁵⁻⁷, y se puede determinar:

$$k = \frac{141.2qB\mu \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)}{h} \quad (2.9)$$

y

$$\phi_c = \frac{0.0002637k \left(\frac{t}{l_D / r_D^2} \right)}{\mu w^2} \quad (2.10)$$

esto se ilustra en la figura 14.

Por medio de la interpretación de las pruebas de interferencia de presión es posible determinar la continuidad del yacimiento, la permeabilidad direccional, heterogeneidades del yacimiento, y estimar el volumen del yacimiento.

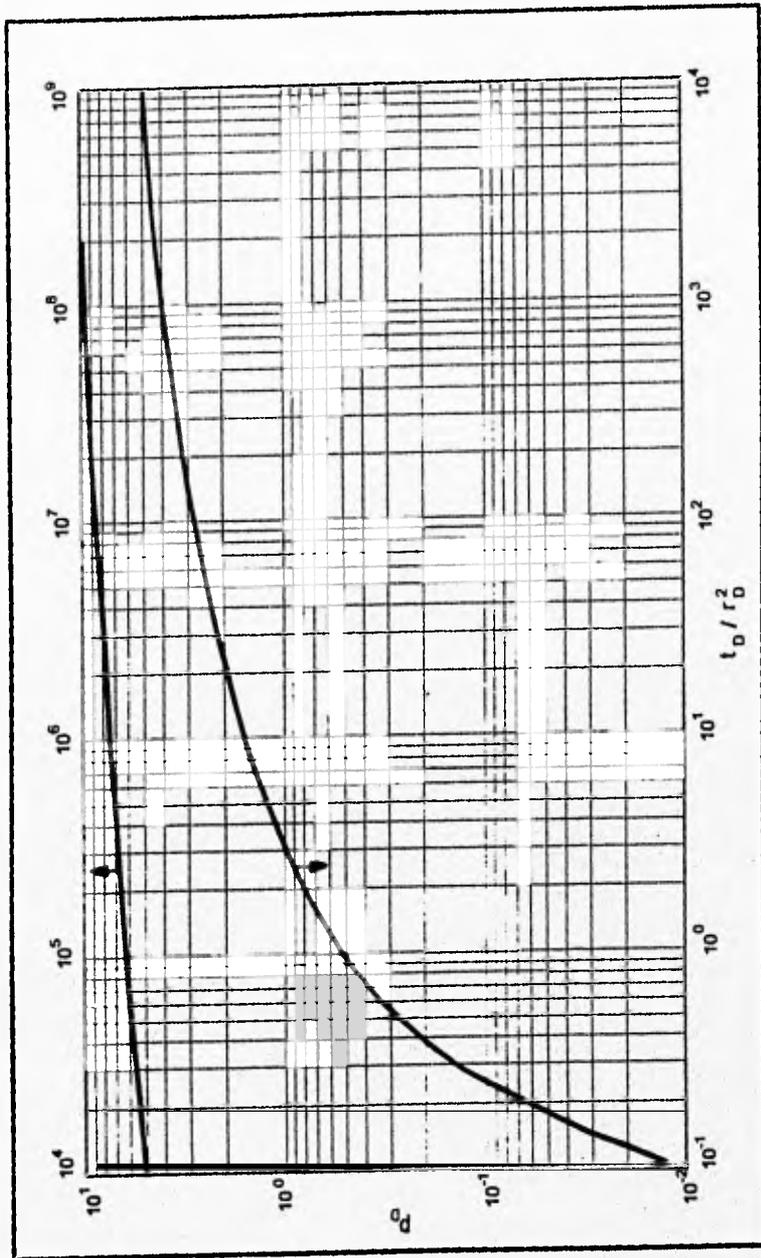


Fig. 14 Curva Tipo para la Interpretación de Pruebas de Interferencia

II.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Los fluidos de un yacimiento petrolero son generalmente gas y aceite en diferentes proporciones. Cada fase difiere en composición y propiedades. El gas y el aceite, separados o en mezcla, cambian su estado o fase con cambios en la presión.

Para determinar las propiedades físicas del fluido para un yacimiento particular, muestras de éste son recolectadas durante pruebas en pozos para análisis de laboratorio subsecuentes. Estas muestras son tomadas con herramientas de fondo o de la superficie. Las propiedades físicas más comúnmente determinadas son la densidad, densidad relativa, viscosidad y compresibilidad del fluido, junto con las relaciones presión-volumen-temperatura necesarias para convertir volumen de fluido superficial a volumen de fluido de yacimiento⁹. Las siguientes definiciones son relevantes para el análisis de información transitoria de pruebas de pozos.

a) Densidad.

La densidad de un fluido, ρ , es definida como su masa M por unidad de volumen V :

$$\rho = M/V \quad (2.11)$$

Una manera conveniente de expresar las mismas propiedades físicas es a través de la densidad relativa, en el cual las unidades de medida no necesitan ser especificadas. Para líquidos, la densidad relativa γ es la relación de la densidad del líquido (ρ) a la del agua pura (ρ_w) a una temperatura y presión especificadas:

$$\gamma = \frac{\rho}{\rho_w} \quad (2.12)$$

En el sistema de unidades de campo, la densidad relativa del aceite es medida en términos de densidad API (American Petroleum Institute), siempre reportada a 60 °F, y está relacionada por:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma @ 60^{\circ}F} - 131.5 \quad (2.13)$$

Inversamente, la densidad relativa del aceite a 60 °F está relacionada a $^{\circ}API$ por:

$$\gamma = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} \quad (2.14)$$

La densidad relativa decrece conforme los °API se incrementan. Un rango de densidad relativa de 1.0 a 0.61 corresponde a un rango de 10 - 100 °API.

Para los gases, la densidad relativa está definida como la relación de la densidad del gas a una temperatura y presión dadas, a la densidad del aire a la misma temperatura y presión:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{M_g}{M_{aire}} \quad (2.15)$$

Ha sido encontrado por experimento que una mole de cualquier gas ideal bajo una presión de 14.696 psia y a una temperatura de 60 °F ocupará un volumen de 379.4 pies³. Estas condiciones, que son una temperatura de 60 °F (15.56 °C) y una presión de 14.696 psia (1 atm), son conocidas como *condiciones estándar*.

b) Viscosidad.

Es la medida de la resistencia interna de un fluido a moverse. Tiene dimensiones de $FTL^{-2} = MT^{-1}L^{-1}$. Se ve afectada por la presión, la temperatura y la composición del fluido. Cuando la presión decrece abajo del punto de burbuja, la viscosidad del aceite se incrementa rápidamente, mientras que los componentes más volátiles en el aceite vaporizan

(figura 15). Las viscosidades del gas y del agua, por otro lado, cuando no son conocidas, como en el caso de pruebas en pozos de exploración, usualmente pueden ser estimadas satisfactoriamente por correlaciones⁹⁻¹¹.

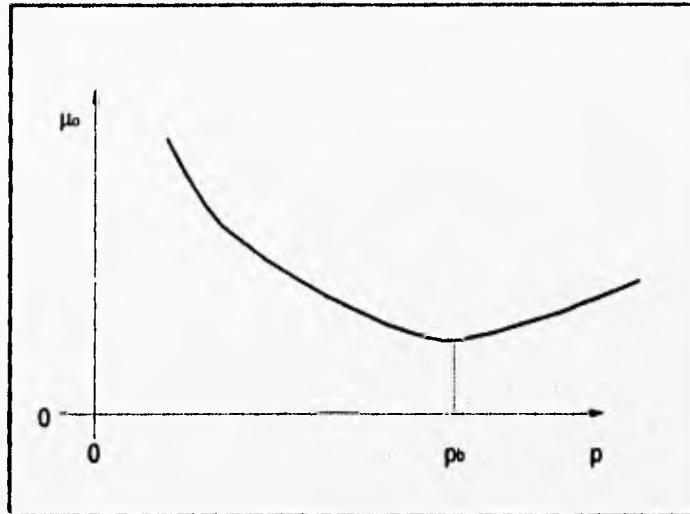


Fig. 15 Comportamiento de la Viscosidad del Aceite con respecto a la Presión¹⁰

Para determinar la viscosidad del gas, se calcula la viscosidad del gas, μ_{gl} , de Kobayashi y Burrows¹³, la cual después es usada para determinar el resultado final en la ecuación de Dempsey¹⁴

$$\begin{aligned} \mu_{g1} = & (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6}) T_p + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \\ & + y_{N_2} [8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}] \\ & + y_{CO_2} [9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}] \\ & + y_{H_2S} [8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}] \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\begin{aligned} \ln \left[T_p \frac{\mu_g}{\mu_{g1}} \right] = & a_0 + a_1 p_r + a_2 p_r^2 + a_3 p_r^3 \\ & + T_p [a_4 + a_5 p_r + a_6 p_r^2 + a_7 p_r^3] \\ & + T_p^2 [a_8 + a_9 p_r + a_{10} p_r^2 + a_{11} p_r^3] \\ & + T_p^3 [a_{12} + a_{13} p_r + a_{14} p_r^2 + a_{15} p_r^3] \end{aligned} \quad (2.17)$$

donde:

$a_0 = -2.46211820$	$a_6 = 3.60373020 \times 10^{-1}$	$a_{11} = 4.41015512 \times 10^{-3}$
$a_1 = 2.97054714$	$a_7 = -1.04432413 \times 10^{-2}$	$a_{12} = 8.39387176 \times 10^{-2}$
$a_2 = -2.86264054 \times 10^{-1}$	$a_8 = -7.93385684 \times 10^{-1}$	$a_{13} = -1.86408848 \times 10^{-1}$
$a_3 = 8.05420522 \times 10^{-3}$	$a_9 = 1.39643306$	$a_{14} = 2.03367881 \times 10^{-2}$
$a_4 = 2.80860949$	$a_{10} = -1.49144925 \times 10^{-1}$	$a_{15} = -6.09579263 \times 10^{-4}$
$a_5 = -3.49803305$		

La viscosidad del agua en cp, está dada por:

$$\mu_w = S_{c2} S_p 0.02414 \times 10^{446.04 / (T_p - 273)} \quad (2.18)$$

donde el factor de corrección por la salinidad está dado por:

$$\begin{aligned} S_{c2} = & 1 - 0.00187 NaCl^{0.5} + 0.000218 NaCl^{2.5} + (T_p^{0.5} - 0.0135 T_p) \\ & (0.00276 NaCl - 0.000344 NaCl^{1.5}) \end{aligned} \quad (2.19)$$

y el factor de corrección por presión por:

$$S_p = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T_f - 40) \quad (2.20)$$

c) Compresibilidad

El volumen de un líquido homogéneo cambia con la presión, tal como el agua o el aceite arriba del punto de burbuja, lo cual puede ser explicado por la compresibilidad.

La compresibilidad del aceite, c_o , es el cambio fraccional en volumen de aceite que resulta de un cambio de presión unitario.

Debe ser notado que la compresibilidad efectiva de una mezcla aceite-gas abajo de su presión de burbujeo es grande, mucho del volumen que decrece con el aumento de la presión es asociado con el cambio en la fase de algo de gas a líquido.

La compresibilidad efectiva del aceite está relacionada mediante:

$$c_o = -\frac{1}{B} \left(\frac{dB}{dp} - B_s \frac{dR_s}{dp} \right) \quad (2.21)$$

Este valor puede ser obtenido de mediciones de laboratorio a temperatura de yacimiento. A presiones bajas de yacimiento, c_v puede ser tres o cuatro veces mas grande que el valor en el punto de burbujeo, el cual está en el rango de 2×10^{-5} a 1×10^{-5} psi^{-1} .

De igual manera, la compresibilidad del agua, c_w , es el cambio fraccional en el volumen de agua debido a una caída de presión unitaria.

d) Factor de Compresibilidad.

El parámetro que mide la desviación de un gas del comportamiento ideal, llamado factor de compresibilidad o factor de desviación Z , está definido por la ley de los gases reales $pV = ZnRT$. Esta cantidad adimensional varía entre 0.7 y 1.2, un valor de 1.0 representa el comportamiento de un gas ideal, figura 16.

e) Factores de Volumen de Fluidos de la Formación.

Generalmente los gastos son medidos a condiciones de superficie. Estos gastos deben ser convertidos a condiciones de yacimiento. Cuando la presión es reducida, el volumen de líquido disminuye por la vaporización parcial o "liberación" de gas. Inversamente, cuando la presión es incrementada, el

gas se disuelve en la fase líquida, y como resultado el volumen de aceite aumenta. Los parámetros que cuantifican estos cambios de volumen de las fases son llamados *factores de volumen de los fluidos de la formación y relación gas-aceite*.

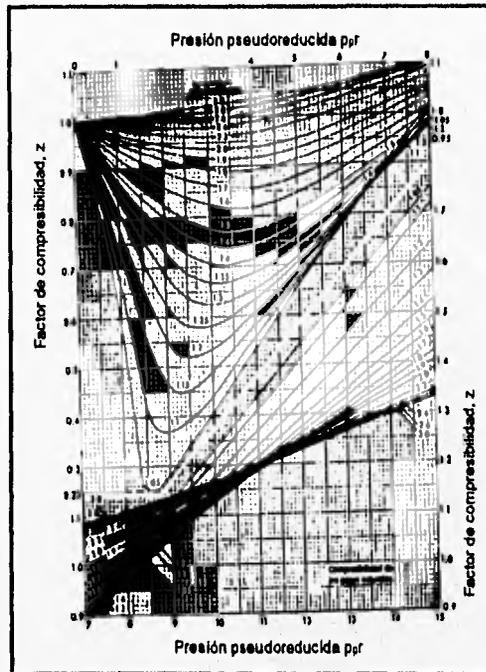


Fig. 16 Factor de Compresibilidad para Gases Naturales¹⁰

El factor de volumen del aceite B_o es la relación del volumen de aceite a condiciones de yacimiento al volumen correspondiente a condiciones estándar¹².

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite @ c.y.}}{\text{volumen de aceite @ c.s.}} \quad (2.22)$$

Ya que el volumen de aceite disminuye conforme ocurre la vaporización parcial, $B_o \geq 1$. Este factor de volumen aumenta ligeramente cuando la presión declina de p_i a p_b . Cuando la presión cae abajo del punto de burbuja, entonces B_o decrece más rápidamente con un cambio de presión, como se ilustra en la figura 17.

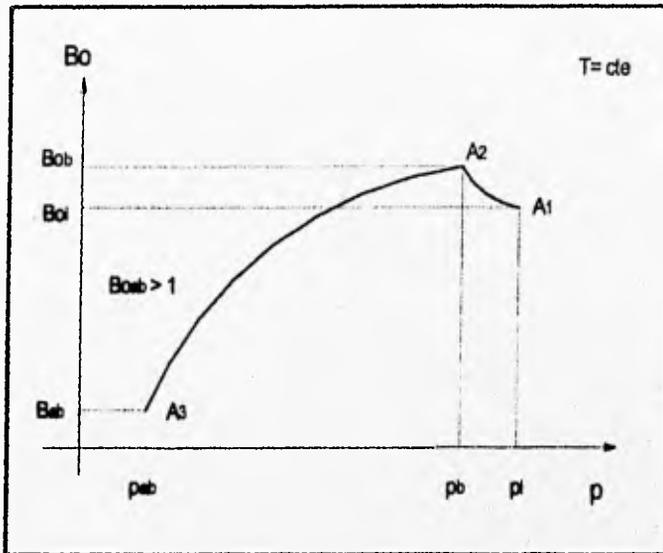


Fig. 17 Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite contra la Presión¹²

El factor de volumen del gas (B_g) es el volumen medido a condiciones de yacimiento que corresponde a un volumen unitario de gas a condiciones estándar. Así, $B_g < 1$.

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @ c.y.}}{\text{volumen de gas @ c.s.}} \quad (2.23)$$

La relación gas disuelto en el aceite, R_s , es el volumen de gas a condiciones de superficie disuelto en el volumen de aceite de yacimiento, el cual disminuirá a un volumen unitario de aceite a condiciones de superficie.

$$R_s = \frac{\text{volumen de gas disuelto @ c.s.}}{\text{volumen de aceite @ c.s.}} \quad (2.24)$$

Este parámetro representa el volumen de gas a condiciones de superficie que vaporiza de un volumen de aceite a condiciones de yacimiento. La relación gas disuelto-aceite permanece constante hasta que la presión del yacimiento declina al punto de burbuja. El parámetro entonces decrece con decrementos adicionales de presión, figura 18.

La relación gas-aceite instantánea, R , figura 19, es la relación del gasto total de gas al gasto de aceite, para un instante dado, ambos a condiciones superficiales¹².

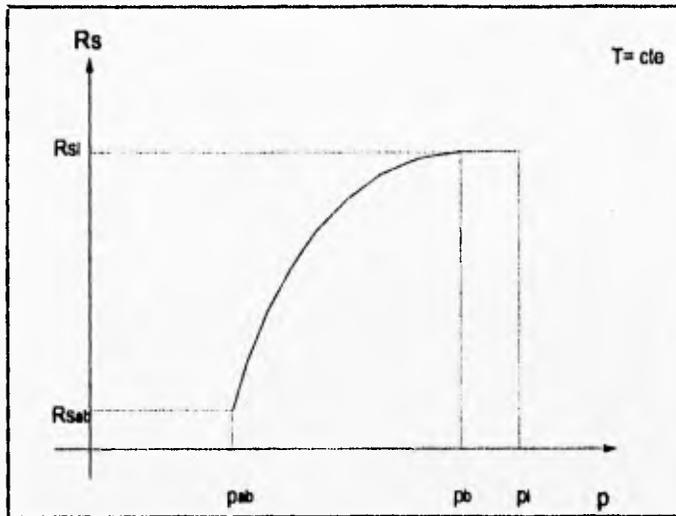


Fig. 18 R_s contra Presión para un Yacimiento Bajosaturado¹²

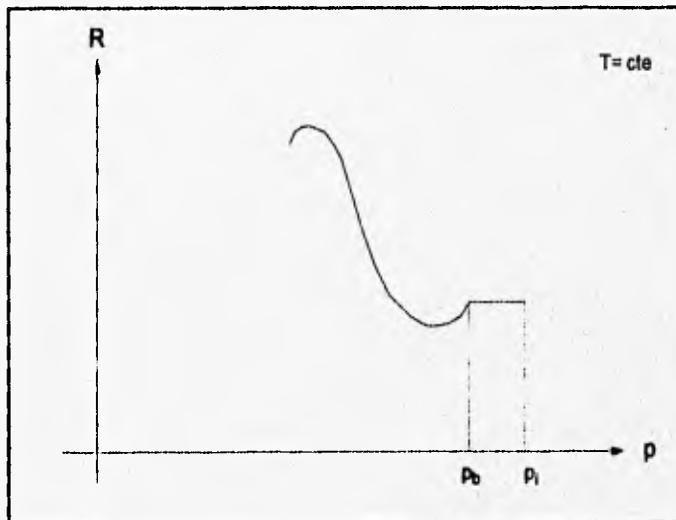


Fig. 19 Relación Gas-Aceite Instantánea¹²

II.3 PARAMETROS DE LA FORMACION.

a) Porosidad.

Se define como la fracción de volumen equivalente del espacio poroso (V_p) con respecto al volumen total de roca o sedimento (V_t), se multiplica por 100 para expresarlo como porcentaje^{12,15}:

$$\phi(\%) = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen total}} = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen sólido}}{\text{volumen total}} \times 100$$

$$\phi(\%) = \left[\frac{V_p}{V_t} \right] = \left[\frac{V_t - V_s}{V_t} \right] \times 100 \quad (2.25)$$

La figura 20 ilustra la definición de estos parámetros. El tamaño, forma y distribución de las partículas son factores que producen variación en la porosidad.

b) Permeabilidad.

Es una propiedad del medio poroso; mide la capacidad del medio a transmitir fluidos en flujo laminar bajo la acción de un gradiente de presión. Es generalmente definida como el volumen de un fluido que pasa a través de un área de

sección transversal unitaria de un medio poroso, en una unidad de tiempo, bajo una unidad de gradiente de presión.

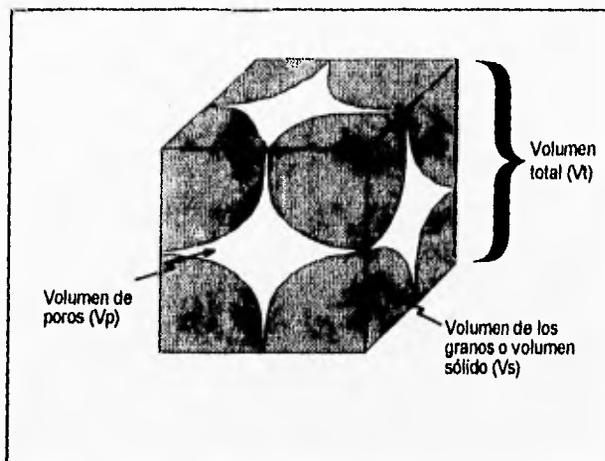


Fig. 20 Arreglo de un Sistema Poroso.

La permeabilidad absoluta, k , es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido^{12,16,17}.

La permeabilidad efectiva (k_o , k_g , k_w) está definida para un fluido en particular, es en sí la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

En la figura 21 se presentan relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite, en un medio poroso mojable por agua. En esta figura, se pueden

notar tres regiones: A, B, y C. En la región A se observa que sólo el aceite puede fluir, porque $w \leq S_{wc}$; en la región B pueden fluir el agua y el aceite simultáneamente, y en la región C fluiría agua solamente.

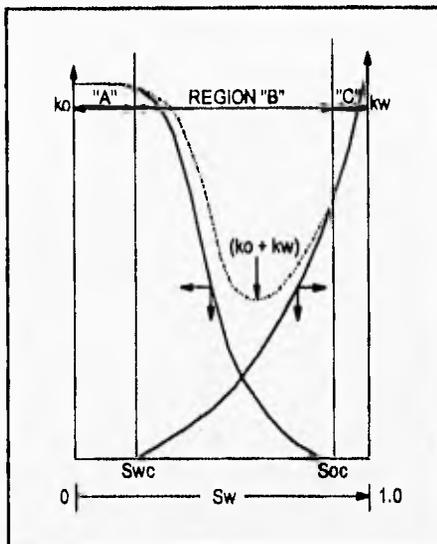


Fig. 21 Permeabilidades Efectivas en un Medio Poroso Mojable por Agua¹²

En la figura 22 se ilustra una gráfica típica de relación de permeabilidades efectivas para gas y aceite; por la forma de la curva en este caso se indica que la fase mojante es ahora el aceite, y el gas es la fase no mojante. Se presentan también tres regiones.

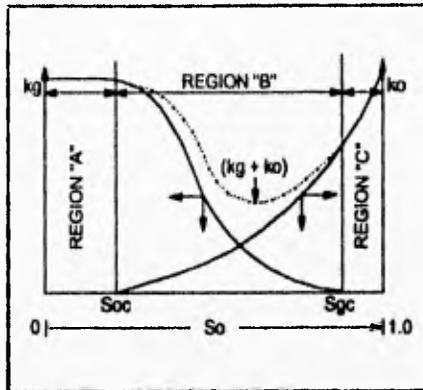


Fig. 22 Permeabilidades Efectivas; el Aceite es la Fase Mojante¹¹

La permeabilidad relativa está definida como¹²:

$$kr_o = \frac{k_o}{k}; kr_g = \frac{k_g}{k}; kr_w = \frac{k_w}{k}$$

Donde kr_o , kr_g y kr_w son las permeabilidades relativas al aceite, gas y agua, respectivamente.

Valores de permeabilidad relativa sobre un rango de saturaciones de fluido son determinadas en mediciones de laboratorio de muestras de núcleo de la formación.

La fase mojante es aquella que, en preferencia de la otra fase, se extiende por tensión superficial sobre las superficies internas de los poros y llena los espacios

porosos más pequeños. Las formaciones naturales son inicialmente mojadas por agua; sin embargo, después de que el aceite ha migrado dentro de la formación y la roca ha sido expuesta al aceite por algún tiempo, el yacimiento puede llegar a ser parcialmente mojado por agua, parcialmente mojado por aceite, o totalmente mojado por aceite. La saturación de la fase mojanante, no puede ser reducida abajo de un valor mínimo, llamada saturación irreductible.

La forma particular de una curva de permeabilidad relativa depende de si la fase es mojanante o no mojanante. Curvas de permeabilidades relativas son ilustradas para formaciones mojadas por agua en las figuras 23 y 24.

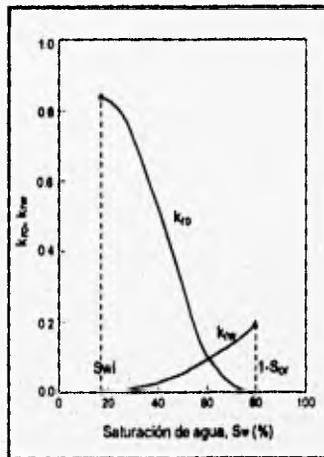


Fig. 23 Permeabilidad Relativa al Aceite y al Agua para una Formación Mojada por Agua

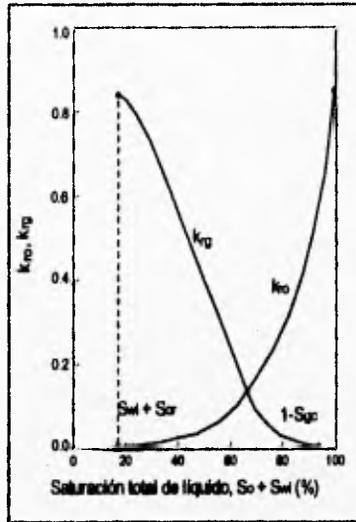


Fig. 24 Permeabilidad Relativa al Aceite y al Gas para una Formación Mojada por Agua⁸

c) Saturación.

La fracción del espacio poroso llenado con un fluido dado, representa la saturación de fluido (aceite, gas o agua). La saturación es expresada como S_o , S_g , o S_w , respectivamente. En un yacimiento de hidrocarburos, el agua está siempre presente, porque migra dentro de la formación, los hidrocarburos reemplazan parte, pero no toda el agua in situ. El agua que permanece en la formación es el agua connata.

d) Compresibilidad de la Formación.

El parámetro que mide el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario de poros por unidad de abatimiento de presión es la compresibilidad de la formación, c_f .

Ya que el cambio en volumen es numéricamente cercano al cambio en volumen poroso, la compresibilidad de la formación habitualmente es definida como:

$$c_f = -\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dp} = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp} \quad (2.26)$$

II.4 PARAMETROS DE LA HERRAMIENTA.

II.4.1 SISTEMA DE MEDICION.

Considerando un sistema de medición como el mostrado en la figura 25, constituido por el objeto o sistema sujeto a medición y el instrumento medidor, se tiene en este último al instrumento que adquiere la información medida y el sistema que lo procesa¹⁸.

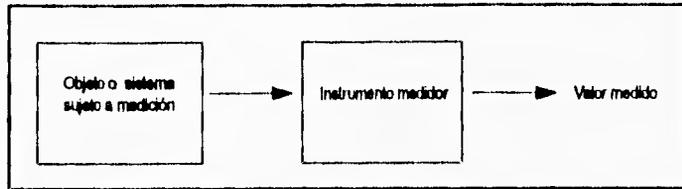


Fig. 25 Sistema de Medición

El error en una medición (ϵ) es la diferencia entre el resultado de una medición (q_r) y el valor verdadero de la cantidad medida (q_m):

$$\epsilon = q_r - q_m \quad (2.27)$$

y se origina en todas las mediciones debido a que los procedimientos e instrumentos de medición no son perfectos en la práctica.

El error total de una medición consta de dos componentes:

- a) El error que se genera en el sistema medido por el instrumento medidor.
- b) El error que se origina en el instrumento medidor, conocido también como error instrumental.

Un instrumento funciona manteniendo una relación funcional entre las señales de entrada y salida. En un instrumento medidor dicha relación es mantenida entre la magnitud de la cantidad medida en la entrada y los números indicados en la salida. Hay una ley de respuesta nominal del instrumento que relaciona los números de salida, al valor de la cantidad medida en la entrada:

$$q_i = q_m \quad (2.28)$$

es decir, el valor numérico q_i (indicado por el instrumento cuando la cantidad medida q_m es aplicada en la salida) es igual al valor verdadero de q_m , figura 26.

En la práctica, la ley de respuesta real de un instrumento es tal que en la salida de un valor verdadero q_m , resulta un valor indicado q_i que no es igual a q_m , de tal manera que:

$$\epsilon_i = q_i - q_m \quad (2.29)$$

Tomando en cuenta estas consideraciones, se pueden definir los siguientes parámetros de las herramientas de medición, que permiten asegurar la confiabilidad de los datos medidos²³.

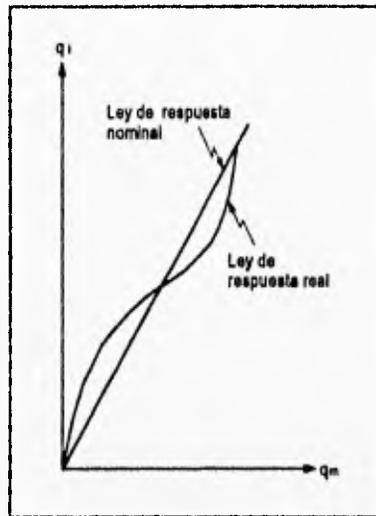


Fig. 26 Leyes de Respuesta de un Sistema de Medición

Pueden ser divididos en dos clases principales:

- Parámetros estáticos
- Parámetros dinámicos

II.4.2 PARAMETROS ESTATICOS.

Los parámetros estáticos describen el funcionamiento de los transductores de las herramientas de medición en condiciones estáticas. Dentro de esta clasificación se encuentran:

a) Precisión.

Precisión puede ser considerada la suma algebraica de todos los errores que influyen en la medición de la presión; los cuales son debidos a:

a.1) Desviación Media.

La desviación cuadrática media (MQD) es la discrepancia entre la curva matemática teórica y la respuesta actual del transductor después de la calibración.

Para convertir la salida del sensor (volts o hertz) a presión, se usa una función polinomial:

$$P_c = G + Hs + Is^2 + Js^3 \quad (2.30)$$

Los coeficientes G, H, I y J son calculados durante la calibración.

La MQD expresa la diferencia entre la presión actual aplicada (p_a) al transductor y la presión calculada (p_c) dada por el sensor en los puntos de presión y temperatura medidos durante la calibración.

$$MQD = \sqrt{\sum_{i=1}^n (1/n) * (p_{ei} - p_{oi})^2} \quad (2.31)$$

La MQD es una medida de la calidad del ajuste matemático de la respuesta del sensor a una temperatura constante. Este parámetro es una función de la linealidad del transductor (por ejemplo, la cercanía de una curva de calibración a una línea recta especificada) y el procedimiento de calibración (coeficiente de la rejilla y función polinomial usada), figura 27.

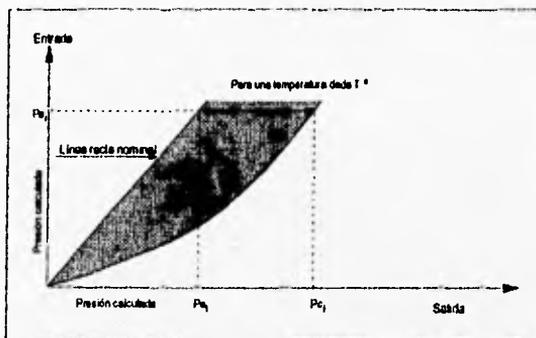


Fig. 27 Desviación Media

a.2) Histéresis.

Es la máxima discrepancia de la señal de salida del transductor entre los incrementos y decrementos de presión (o temperatura), figura 28.

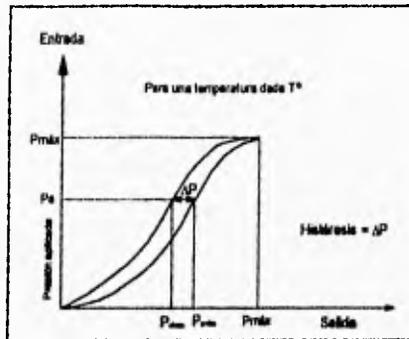


Fig. 28 Histeresis

a.3) Repetibilidad.

Está definida como la discrepancia entre dos mediciones consecutivas de una presión dada; como se muestra en la figura 29. La repetibilidad no está afectada por la histeresis, ya que ambas mediciones están desarrolladas usando el mismo procedimiento.

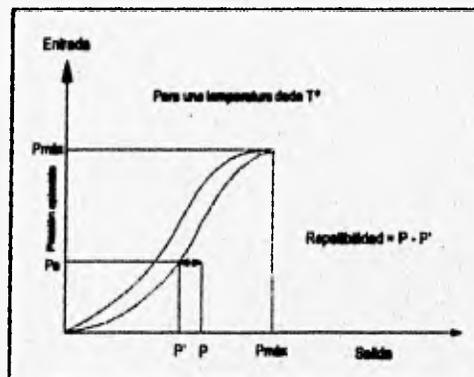


Fig. 29 Repetibilidad

a.4) dP/dT .

Es la relación de la sensibilidad de la presión con respecto a la sensibilidad de la temperatura (de la señal de presión). En otras palabras, representa la sensibilidad a la temperatura del sensor de presión.

Por ejemplo: una herramienta con una dP/dT de 5 °C y con un sensor de temperatura de 0.1 °C, la precisión inducirá el siguiente error:

$$5 \text{ psi}/^{\circ}\text{C} \times 0.1^{\circ}\text{C} = 0.5 \text{ psi}$$

Por tanto, la precisión estática del sensor de presión puede ser representada considerando:

$$\begin{aligned} \text{PRECISION} &= \text{MQD} \\ &+ \text{HISTERESIS} \\ &+ \text{REPETIBILIDAD} \\ &+ \text{Precisión de la medición de temperatura} \\ &\times dP/dT \end{aligned}$$

b) Resolución.

Es el mínimo cambio de presión que es detectado por la herramienta. Cuando se hace referencia a la resolución de un

aparato, la electrónica asociada debe ser tomada en cuenta y se debe especificar la resolución para un cierto tiempo de muestreo.

La resolución de una herramienta es igual a la suma de tres factores: la resolución del sensor, la resolución del digitizador y el ruido electrónico inducido por el canal de amplificación, figura 30. En el caso de herramientas equipadas con transductores de resistencia, el último factor es el predominante por orden de magnitud.

Las características de algunos de los registradores disponibles y de mayor aplicación, está resumido en la Tabla 2.1.

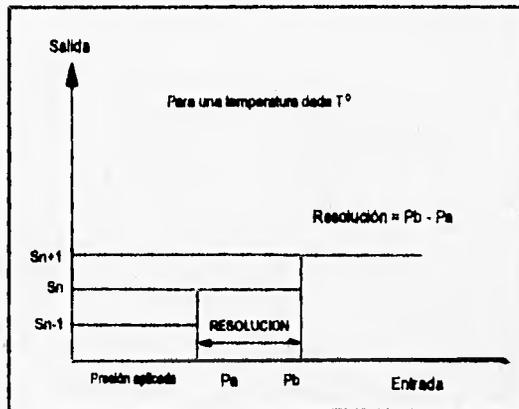


Fig. 30 Resolución

Además, el ruido inducido mecánicamente puede ser también un factor que limita la resolución de una herramienta. Esto es porque algunos sensores también se comportan como amplificadores. Esto puede ser una consideración importante durante las pruebas cuando hay movimientos de la herramienta o del fluido en el fondo del pozo.

c) Estabilidad.

Es la habilidad del sensor para mantener sus características de funcionamiento por un periodo de tiempo relativamente largo.

La estabilidad da la deriva principal del sensor en psi/día obtenida a una presión y temperatura. Tres niveles de estabilidad pueden ser definidos:

- Estabilidad corta para el primer día de prueba
- Estabilidad media para los siguientes seis días
- Estabilidad larga para un mínimo de un mes.

Tabla 2.1 Comparación de las Características de Diversos Registradores de Presión

	Registrador mecánico	Registrador convencional de resistencia	Registrador de resistencia de zafiro	Registrador de capacitancia	Registrador de cuarzo normal	Registrador de cuarzo combinable
Ventajas	- Confiable - Sencillo	- Mejor resolución	- Mayor precisión - Menor histéresis - Confiable y resistente	- Alta resolución - Menor capacidad	- Alta resolución - Mayor estabilidad - Mayor precisión	- Mejor dinámica - Mejor estabilidad - Mayores presiones que RCN
Desventajas	- Respuesta dinámica, estabilidad, precisión y resolución pobres	- Estabilidad, resolución y precisión medias	- Estabilidad media - Sensible a la temperatura	- Muestreo lento - Sensible a la temperatura y a la vibración - Histéresis de presión	- Muy sensible al cambio de temperatura - Rango de presión limitado	- Mas electrónica
Rango máximo	20000 psi 200 °C	20000 psi 175 °C	17000 psi 175 °C	15000 psi 175 °C	11000 psi 175 °C	15000 psi 175 °C
Resolución	0.05% de la escala total	0.2 psi (15000 psi muestreo 1 seg.)	0.1 psi (20000 psi muestreo 1 seg.)	0.01 psi (10000 psi muestreo 10 seg.)	0.001 psi (12000 psi muestreo 1 seg.)	0.003 psi (1500 psi muestreo 1 seg.)
Precisión	40 psi	15 psi	6 psi	> 12 psi	[± 0.025% de la lectura + 0.5 psi]	[± 0.01% de la lectura + 1 psi]
Desviación cada 1000 psi 150 °C (clasificación de la herramienta)	10 psi después del primer día, 10 psi/semana (15000 psi; 175 °C)	< 3 psi después del primer día < 1.5 psi/semana (8000 psi; 150 °C)	< 3 psi después del primer día, < 1.4 psi/semana (10000 psi; 150 °C)	± 1.4 psi/semana (10000 psi; 150 °C)	± 0.2 psi después de 19 días, < 0.1 psi/semana (10000 psi; 120 °C)	± 0.2 psi después de 7 días, < 0.1 psi/semana (10000 psi; 150 °C)
Tiempo de estabilización cada 5000 psi cada 10 °C	10 min. 10 min.	30 seg. 10 min.	20 seg. 10 min.	8 min. 40 min.	6 min. 25 min.	dentro de 1 psi 25 seg.
Costo relativo	bajo	medio	medio	medio	alto	alto
Notas	1	2	2	1	2	2

1 Estos datos son estimados de literatura publicada e información comercial de fabricantes

2 Estos datos son estimados basados en Schlumberger y datos de prueba e campo.

d) Sensibilidad.

Es la relación de la variación de la salida del transductor inducida por un cambio de presión a este cambio de presión. En otras palabras, la sensibilidad representa la pendiente de la salida del transductor contra la presión (figura 31).

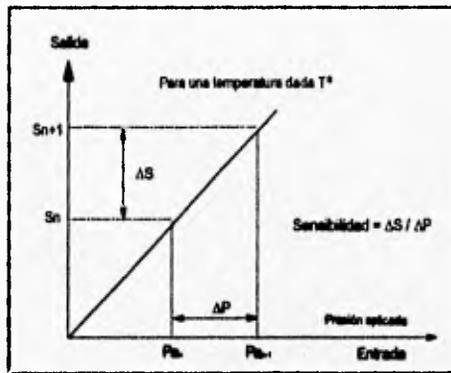


Fig. 31 Sensibilidad

II.4.3 PARAMETROS DINAMICOS.

Estos parámetros describen el comportamiento del transductor en condiciones dinámicas. Bajo esta clasificación se encuentran:

a) Respuesta Transitoria durante la Variación de la Temperatura.

La respuesta del sensor es monitoreada bajo condiciones de temperatura dinámica mientras que la presión aplicada se mantiene constante. El error máximo representa la máxima discrepancia entre la presión aplicada y la salida estabilizada del sensor.

Por consenso general, el tiempo de estabilización representa el tiempo necesario para estar dentro de 1 psi de la presión estabilizada.

La desviación representa la diferencia entre la presión inicial y final. Este parámetro provee para un cambio de temperatura dado, el intervalo de tiempo requerido para dar una medición de presión confiable, figura 32.

b) Respuesta Transitoria durante la Variación de la Presión.

La respuesta del sensor es grabada antes y después de la variación de presión mientras que la temperatura es mantenida constante. El error máximo y el tiempo de estabilización medidos como se describió previamente para una variación de temperatura, figura 33.

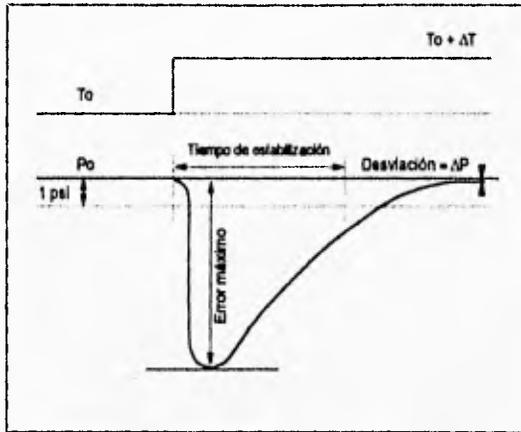


Fig. 32 Respuesta Transitoria durante la Variación de la Temperatura

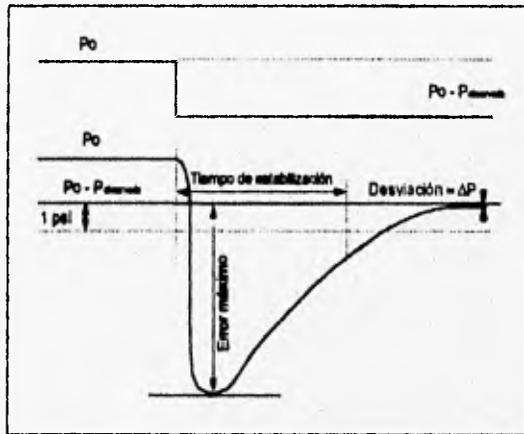


Fig. 33 Respuesta Transitoria durante la Variación de la Presión

II.5 PARAMETROS DEL POZO

a) Tuberías de Ademe o Revestimiento.

Las condiciones de perforación existentes en una zona específica, hacen necesaria la introducción de varias tuberías de revestimiento para alcanzar el objetivo²⁰, figura 34. De acuerdo a su colocación en el pozo, una tubería se clasifica como:

- Tubería conductora
- Tubería superficial
- Tubería intermedia
- Tubería de explotación
- Tubería corta o "liner".

Las diferentes tuberías de revestimiento deberán cumplir, en términos generales, con las siguientes funciones:

- Aislar las diferentes formaciones atravesadas para minimizar los problemas de perforación o maximizar la producción.
- Evitar derrumbes de las paredes del pozo.
- Proporcionar un pozo estable de diámetro conocido a través del cual se puedan realizar operaciones futuras de perforación, terminación y reparación.

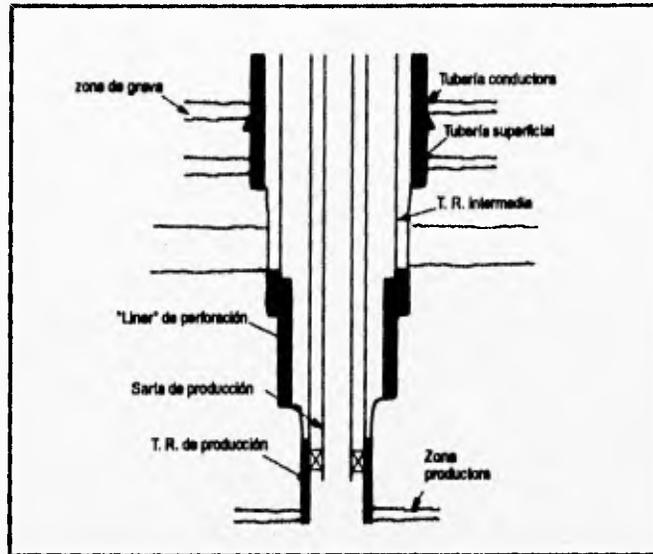


Fig. 34 Configuración Típica de Tuberías de Revestimiento

- Proporcionar un medio seguro para la instalación del equipo superficial de control del pozo (árbol de válvulas y preventores).

Tubería conductora.- Es la primera tubería cementada en el pozo, aproximadamente entre los 100 y 300 pies de profundidad.

La función principal de este tubo es conducir o transportar el fluido de perforación desde la superficie (las presas de asentamiento y succión) hasta la barrena y de

regreso hasta la superficie. Puede ser una tubería especial sin costura, tubería de línea o simplemente una serie de tambores metálicos soldados.

Cuando se está perforando y se está utilizando esta tubería conductora no se tienen conexiones o válvulas de control (preventores) instalados, por no ser necesarios.

Tubería superficial.- Su profundidad varía de 0 a 1000 pies; dentro de las razones para la colocación de la tubería de revestimiento superficial, se incluyen las siguientes:

- Cubrir y proteger los acuíferos.
- Mantener la integridad del agujero previniendo derrumbes.
- Minimizar las pérdidas de circulación en zonas someras y permeables.
- Cubrir zonas débiles que son incompetentes para controlar las presiones generadas por un brote.
- Proporcionar un medio para la instalación de las conexiones superficiales de control (conjunto de preventores).

- Soportar el peso de todas las sartas de tuberías de revestimiento subsecuentes, excepto "liners" o tuberías cortas.

Tubería intermedia.- Esta tubería puede cementarse en toda su longitud, su profundidad varía de 4500 a 13000 pies, dependiendo de la profundidad total del pozo.

La función principal de la tubería de revestimiento intermedia es la de cubrir las zonas con presiones de formación anormalmente altas.

Debido a que las zonas con presión anormal requieren densidades altas del fluido para su control, las formaciones superiores más débiles deberán ser protegidas para evitar pérdidas de circulación o pegaduras por presión diferencial.

Ocasionalmente la tubería de revestimiento intermedia se emplea para aislar formaciones salinas o zonas problema, tales como lutitas hinchables o deleznales.

Tubería de producción (explotación).- Es la tubería de revestimiento colocada ligeramente arriba, a la mitad o debajo de la formación productora. Esta sarta tiene las siguientes funciones:

- Aislar la zona productora de otras formaciones.

- Proporcionar un conducto de trabajo de diámetro conocido en el intervalo productor.
- Proteger el equipo o sarta de producción.

Tubería corta o "liner".- El "liner" de perforación se emplea para los mismos propósitos que las tuberías intermedias, con la diferencia de que éstas en lugar de ser cementadas hasta la superficie, se cementan desde el fondo del pozo hasta una profundidad más somera, en el interior de la tubería de revestimiento intermedia; con un traslape entre las dos tuberías de aproximadamente 300 - 500 pies.

Los "liners" o tuberías cortas se emplean frecuentemente como una alternativa para tener un control de las presiones de formación o de fractura a un costo menor que el que implica correr una sarta hasta la superficie.

b) Intervalo Productor.

Para seleccionar adecuadamente el intervalo productor de un pozo, es necesario recopilar y analizar toda la información disponible del yacimiento (petrofísica, geofísica, geológica).

La selección es función del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje que pueda prevalecer y de las propiedades del sistema roca-fluidos del yacimiento. La determinación de la variación de las saturaciones de fluidos con la profundidad y del espesor de la zona de transición, es esencial en la selección del intervalo productor y permite evitar la producción de gas o de agua.

Los intervalos se seleccionan considerando los valores de porosidad y saturaciones de agua obtenidos de registros; y conociendo la geología del yacimiento y los mecanismos de desplazamiento que participarán, en forma natural o artificial, durante la explotación futura de los hidrocarburos.

c) Estranguladores.

El control de la producción en los pozos, se hace con la utilización de estranguladores; los cuales tienen por objeto, regular y mantener constante el gasto por un tiempo determinado; lo que se consigue cuando se tienen condiciones críticas, es decir, cuando la velocidad del fluido es igual a la del sonido en el fluido²², es decir:

$$v_s = \sqrt{\frac{K}{\rho}} \quad (2.32)$$

Básicamente, un estrangulador está constituido por un tramo corto de tubería cuyo diámetro interior es menor que el correspondiente al de la tubería o conexión donde se instala²³. El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción. Se pueden clasificar en estranguladores superficiales y de fondo. Los primeros pueden ser:

Estrangulador positivo.- Diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo, del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro, figura 35.



Fig. 35 Estrangulador Positivo²⁴

Estrangulador ajustable.- Los cuales permiten modificar el tamaño del orificio sin retirarlo del receptáculo que lo contiene, mediante un elemento mecánico tipo revólver, figura 36.

Los estranguladores de fondo²⁵ se alojan en un dispositivo denominado niple de asiento, que va conectado con el fondo de la tubería de producción. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operadas desde la superficie, figura 37.

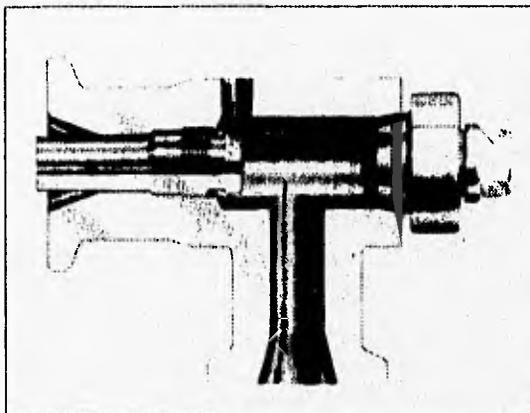


Fig. 36 Estrangulador Ajustable²⁴

Estos estranguladores también se pueden asegurar en la tubería por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.



Fig. 37 Estrangulador de Fondo²³

II.6 PARAMETROS DE DISEÑO.

La planeación del levantamiento de las pruebas de variación de presión, debe tomar en cuenta el objetivo principal que consiste en obtener la información requerida, tanto del yacimiento como de las condiciones de producción del pozo. Para lograr la confiabilidad y representatividad de los resultados, debe tratarse de asegurarse la adquisición de datos de buena calidad, a los que se les pueda aplicar las técnicas apropiadas de análisis; así como también considerar los efectos del pozo sobre la respuesta de presión y el costo

de las pruebas que muchas veces limita la duración de las mismas.

El éxito de las pruebas de presión se deberá fundamentalmente al cumplimiento de estos factores en el diseño que se realice previamente, es decir, de optimizar los parámetros del diseño, que gobernarán la realización de la prueba de presión programada.

Todo procedimiento de diseño debe cumplir los siguientes requisitos: (1) Objetivo, (2) tipo de prueba y (3) parámetros de diseño²⁷. El primero se logra satisfacer permitiendo el desarrollo suficiente del periodo de flujo correspondiente para el cálculo de las características del sistema; el segundo dependerá del tipo y condición del pozo (productor o inyector y fluyente o cerrado), así como del mismo objetivo de la prueba, y los parámetros (duración, respuesta de presión) están en función de los objetivos, de las características del sistema y del comportamiento del yacimiento.

II.6.1 PERIODOS DE FLUJO.

A través de la respuesta de presión de un pozo localizado en un yacimiento homogéneo, se pueden identificar

diferentes periodos de flujo, tales como: almacenamiento del pozo, radial transitorio (infinito) y pseudoestacionario o estacionario, figura 38.

Durante los tiempos cortos de una prueba de presión, los efectos de almacenamiento del pozo alteran la respuesta y estos datos permiten determinar el coeficiente de almacenamiento a través de una gráfica de presión en escalas logarítmicas y leyendo los valores de presión y tiempo en un punto arbitrario sobre la línea recta de pendiente unitaria, figura 39, se obtiene:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta p} \quad (2.33)$$

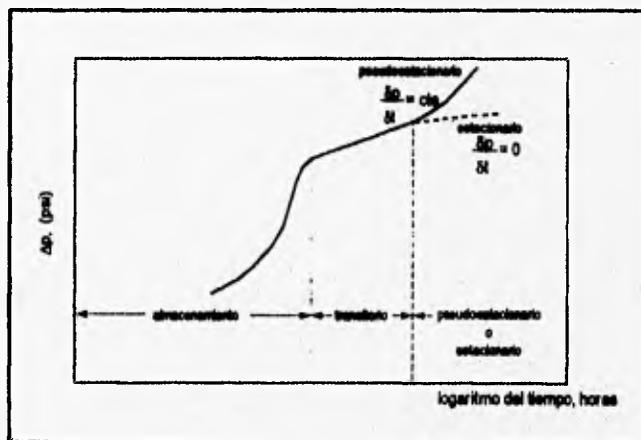


Fig. 38 Periodos de Flujo

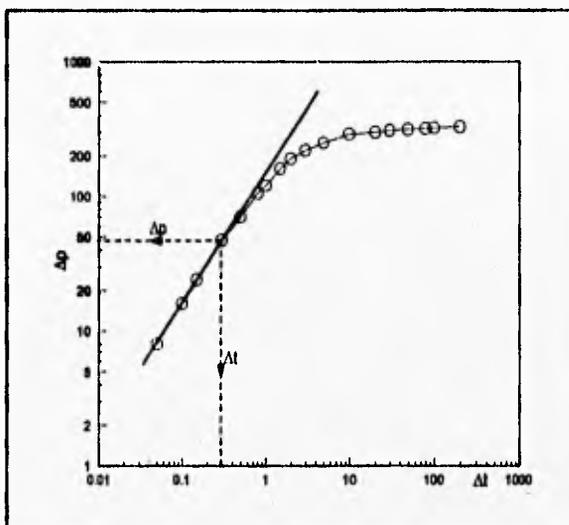


Fig. 39 Obtención del Coeficiente de Almacenamiento⁸

y el coeficiente de almacenamiento adimensional se determina mediante:

$$C_D = \frac{0.894C}{\phi c h_w^2} \quad (2.34)$$

Para estimar el final del período de almacenamiento, es decir, cuando $C_D = 0$, se utiliza la siguiente expresión⁸:

$$t_D = (60 + 3.5j)C_D \quad (2.35)$$

Una vez que cesa el efecto de almacenamiento, ocurre el periodo de flujo transitorio (radial infinito), cuyo comportamiento de presión depende de las características y de la respuesta del yacimiento. Este periodo de flujo es representado por la solución de línea fuente:

$$p(r,t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} E_i\left(-\frac{\phi\mu c r_w^2}{4kt}\right) \quad (2.36)$$

A través del análisis adecuado de este periodo de flujo es posible determinar la permeabilidad de la formación productora (ecuación 2.2), la presión p^* , la \bar{p} , el factor de daño y la eficiencia de flujo.

Si se grafica la presión contra el $\ln r$, figura 40, se puede observar la variación de la presión contra el tiempo para un sistema infinito. Para cualquier tiempo, la presión siempre alcanza la p_i y la caída de presión cada vez va siendo mayor en las cercanías del pozo.

Al final del periodo transitorio empiezan a sentirse los efectos de frontera del yacimiento y después de una transición, cuando se han sentido todos estos efectos, ocurre el periodo de flujo pseudoestacionario, la presión declina en todo el yacimiento. Se presenta cuando no hay flujo a través

de la frontera de drene, de tal manera que al transcurrir el tiempo la presión se va alejando más del comportamiento de un yacimiento infinito y como se observa en la figura 41, para t_1 , ya no se alcanza la p_i , y en escalas cartesianas se identifica mediante una línea recta donde $\frac{\partial p}{\partial t} = cte$.

Durante el periodo de flujo pseudoestacionario la presión declina linealmente con el tiempo $\frac{\partial p}{\partial t} = cte$ y la pendiente de la línea recta encontrada es inversamente proporcional al volumen poroso asociado al pozo. Mediante su análisis se puede determinar, además del volumen poroso la distancia del pozo a la frontera y su naturaleza sellante.

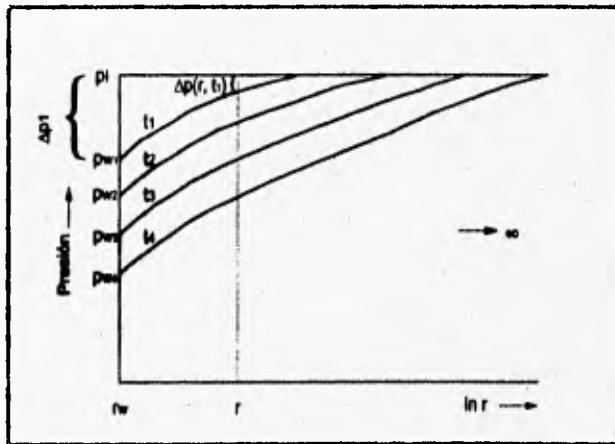


Fig. 40 Distribución de Presión en un Sistema Radial Infinito, Flujo Transitorio²⁶

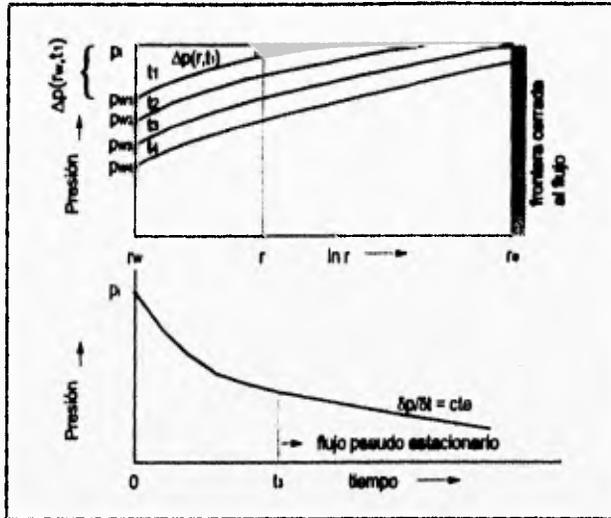


Fig. 41 Comportamiento de la Presión durante el Periodo de Flujo Pseudo-Estacionario en un Sistema Finito²⁶

Algunas veces es difícil determinar a partir de los datos de presión si ya se alcanzó el periodo pseudo-estacionario, lo cual se debe a que la pendiente de la línea recta puede enmascararse por cambios en el gasto de producción o por errores en la medición de la presión. Para estimar si el tiempo de prueba ha sido suficiente para alcanzar este periodo de flujo se puede utilizar:

$$t_u = \frac{\phi \mu c r^2}{0.00088k} \quad (2.37)$$

Un yacimiento muy grande o uno de gas pueden requerir varios meses para alcanzar el periodo de flujo

pseudoestacionario. Un yacimiento pequeño de aceite puede alcanzarlo en unas cuantas horas.

Si se trata de un yacimiento con fronteras externas a presión constante, cuando se han sentido todos los efectos de frontera ocurre el periodo de flujo estacionario, durante el cual la presión no variará con el tiempo en todo el yacimiento. En la figura 42 se observa que a partir del tiempo t_3 , se alcanza el flujo estacionario, es decir que la presión se mantiene constante. Este periodo de flujo se presenta cuando el yacimiento tiene entrada de agua, ya sea por la existencia de un acuífero activo o cuando se tienen gastos balanceados de producción o inyección.

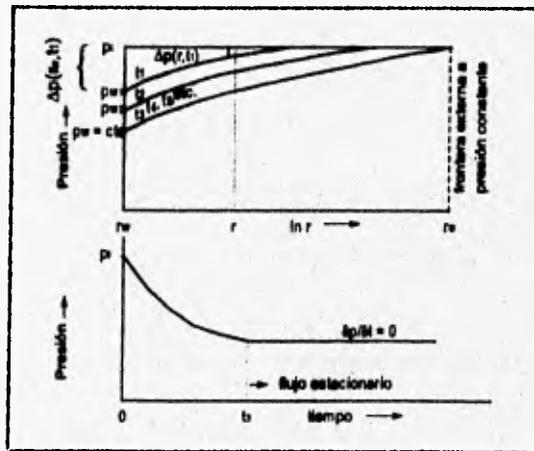


Fig. 42 Comportamiento de la Presión durante el Flujo Estacionario en un Sistema con Frontera a Presión Constante³⁶

CAPITULO III
DISEÑO DE PRUEBAS DE
VARIACION DE PRESION

DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

III.1 PLANTEAMIENTO

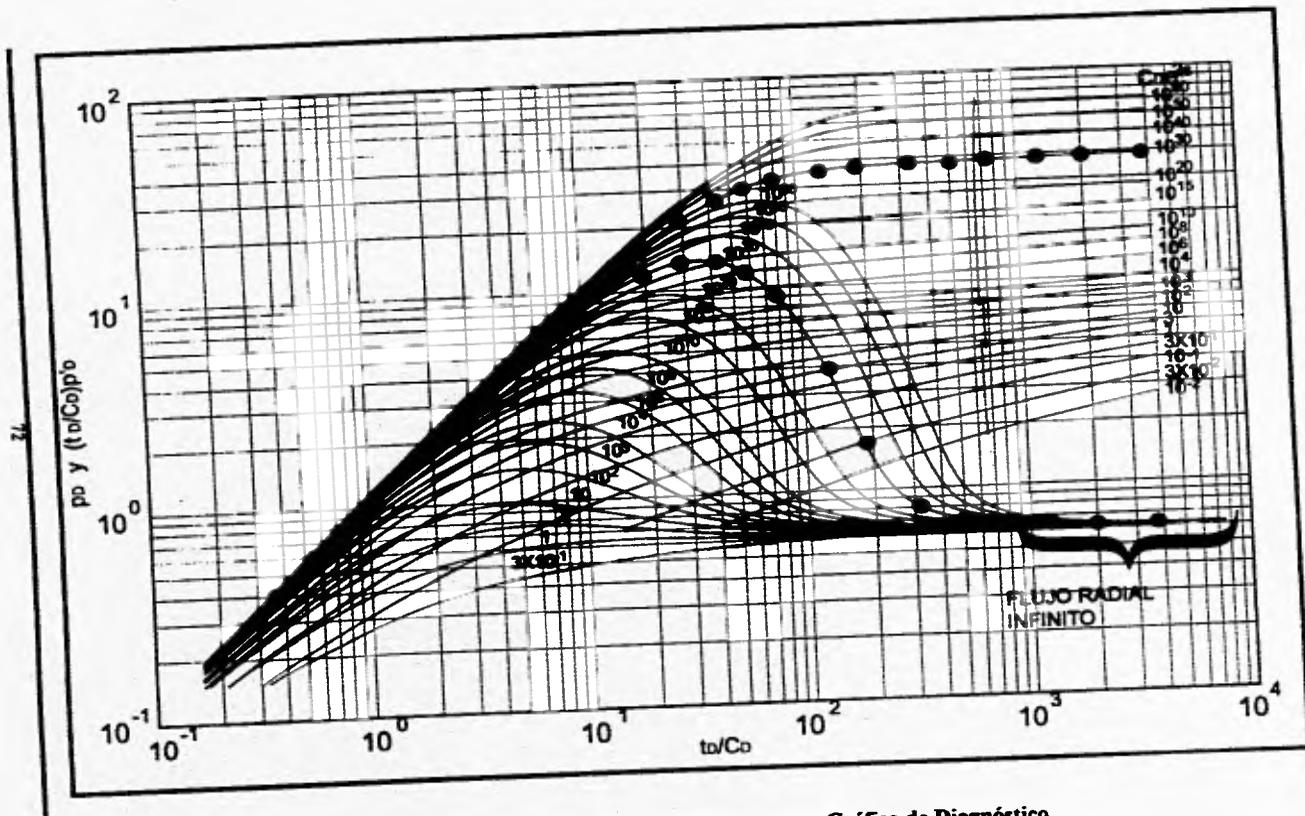
Para alcanzar los objetivos de las pruebas de presión; consistentes principalmente en contribuir en la caracterización de los yacimientos y diagnosticar las condiciones de productividad en los pozos, es decir lograr la estimación de parámetros tales como: la permeabilidad de la formación, el factor de daño, la eficiencia de flujo, presión media, límites del yacimiento, heterogeneidades, características de fracturas, conductividad, etc., es necesario realizar su diseño previo, para efectuar la adecuada planeación del levantamiento de dichas pruebas.

Además de la importancia y exactitud de los diversos métodos de interpretación de datos de presión, es necesario considerar la factibilidad práctica y económica de las pruebas que pueden realizarse para lograr la adquisición de datos de buena calidad. Cada evento que se realice es de gran importancia, justifica especial atención y puede repercutir significativamente en la aplicación de los procedimientos de análisis.

El análisis de las pruebas de presión, generalmente requiere de la identificación de aquellos datos que definen el flujo radial infinito (flujo transitorio), representativo de la respuesta del yacimiento, figuras 43 y 44, para lo cual es importante especificar con precisión dónde terminan los efectos de almacenamiento y dónde inician los efectos de frontera del yacimiento.

Con frecuencia pueden ocurrir casos en los que la duración de la prueba no es suficiente para alcanzar los objetivos planteados. En la figura 45 se ilustra un caso donde los datos de presión registrados aún están dominados por los efectos de almacenamiento y por consiguiente no es posible analizar el periodo de flujo radial infinito.

En otros casos, puede suceder que la resolución del aparato no es capaz de medir cambios pequeños de presión, lo cual provoca que la prueba no pueda ser analizada, como ocurre con los datos que se muestran en la figura 46, es decir que los manómetros con rangos amplios de medición no proporcionan la exactitud y la sensibilidad adecuada y requerida para que el registro de la variación de la presión muestre todos los rasgos distintivos de la respuesta del sistema.



Diseño de Pruebas de Verificación de Presión

Fig. 43 Identificación del Flujo Radial Infinito en una Gráfica de Diagnóstico.

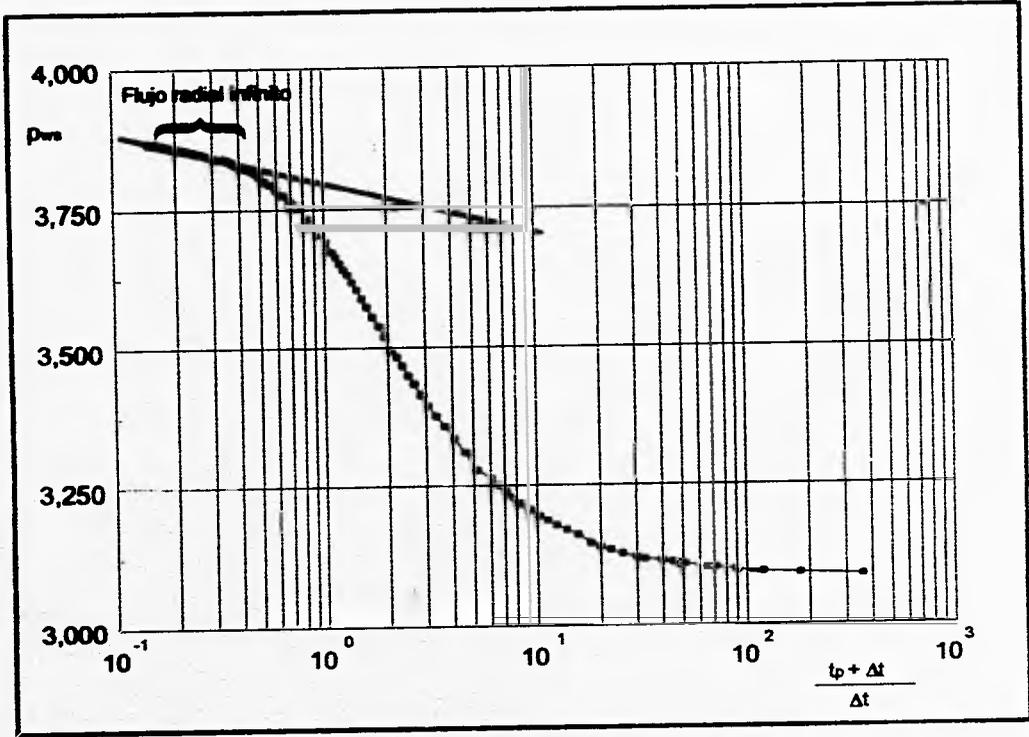


Fig. 44 Identificación del Flujo Radial Infinito en una Gráfica de Horner

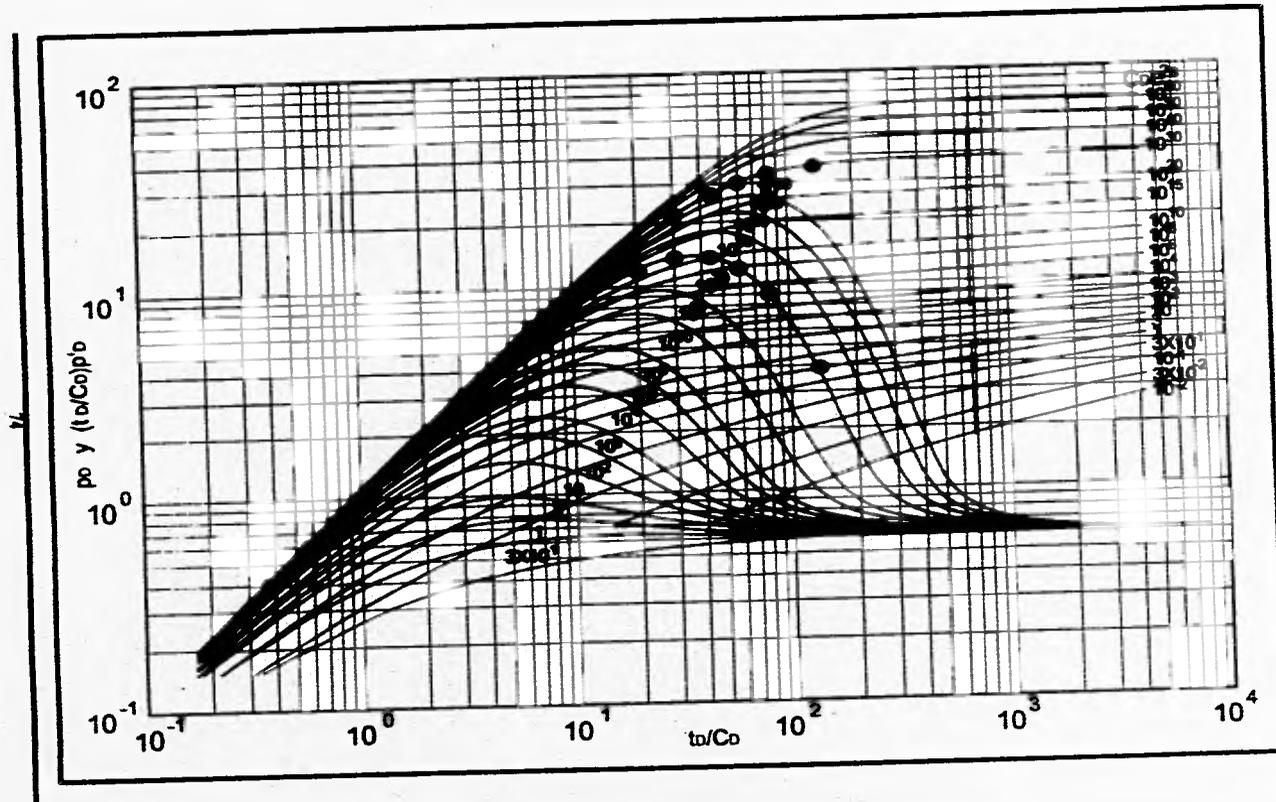


Fig. 45 Datos de Presión Dominados por el Efecto de Almacenamiento.

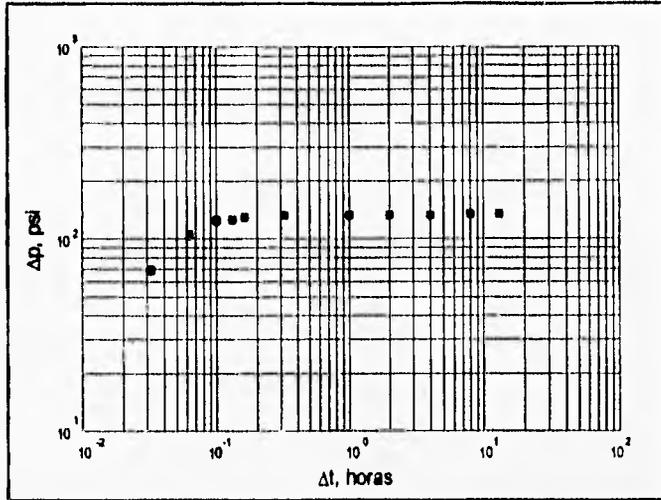


Fig. 46 Datos de Presión Registrados con Herramienta de Baja Resolución²⁷

Por otro lado, la realización de las pruebas de presión constituye una erogación significativa (además del costo ocasionado por la producción diferida al cerrar pozos). Por tanto, es evidente que para que una prueba de presión sea exitosa, debe efectuarse un diseño previo que permita prevenir todas las posibles fallas, adquirir datos de buena calidad y de esta manera analizarlos con las técnicas apropiadas y poder cumplir con todos los objetivos.

Para realizar el diseño de una prueba de variación de presión pueden considerarse diferentes procedimientos²⁷:

- a) Estimar la respuesta de presión esperada usando propiedades supuestas de la formación.

- b) Estimar características particulares en la respuesta de la prueba, tales como el final de los efectos de almacenamiento, el final de la línea recta semilogarítmica, la pendiente de la línea recta, etc.

- c) Correr la prueba sin efectuar ningún diseño.

El tercer procedimiento no ofrece alguna seguridad de que la prueba llegue a tener éxito, salvo en aquellos casos en que los pozos hayan sido probados con una frecuencia tal, que el comportamiento del sistema sea bien conocido. El segundo procedimiento ofrece la posibilidad de realizar cálculos rápidos, pero no permite determinar la precisión de la herramienta de medición, ni predecir la respuesta de presión. Esto significa que para efectuar un diseño completo y satisfactorio antes de la realización de la prueba, es conveniente utilizar el primer procedimiento.

III.2 DISEÑO DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.

III.2.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.

Tanto en el análisis de pruebas de presión, como en la realización de su diseño es necesario conocer las propiedades del fluido y las características petrofísicas de la formación. En la medida que se tenga la exactitud y confiabilidad de dichos parámetros, así será la representatividad de los resultados; por tanto, es necesario asegurar la obtención precisa de tales características.

a) Selección de la Presión de Fondo Fluyendo.

Se debe elegir la p_{wf} para el periodo de producción antes del cierre, figura 47. Este valor debe corresponder a la última p_{wf} , en el momento del cierre del pozo, es decir cuando $\Delta t=0$. A esta presión se determinan también las propiedades del fluido.

b) Obtención de las Propiedades del Fluido.

A partir de un análisis PVT, que corresponda a una muestra de fluido producida del intervalo a probar, y con base en las gráficas de B_o vs. p , μ_o vs. p y c_o vs. p ,

figuras 48 a 50, respectivamente, se obtienen los valores de estas propiedades correspondientes a la p_{wf} elegida arriba, de la siguiente forma:

- 1) El valor de la presión de fondo fluyendo obtenida, se localiza en el eje horizontal de la gráfica correspondiente a la propiedad que se quiera determinar.
- 2) Verticalmente se intersecta la curva.
- 3) Se obtiene en el eje vertical el valor adecuado del factor de volumen, viscosidad y compresibilidad, de las figuras 48, 49 y 50, respectivamente.

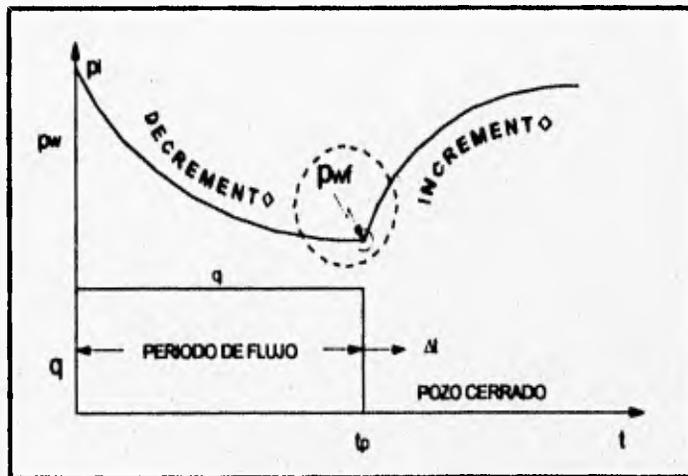


Fig. 47 Presión de Fondo Fluyendo antes del Cierre del Pozo

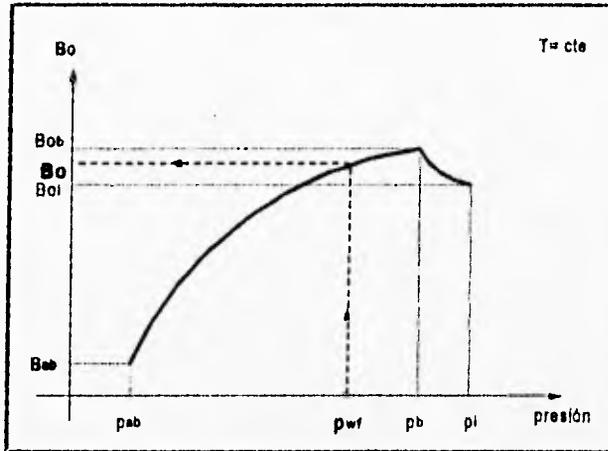


Fig. 48 Determinación del Factor de Volumen del Aceite a una p_{wf} dada

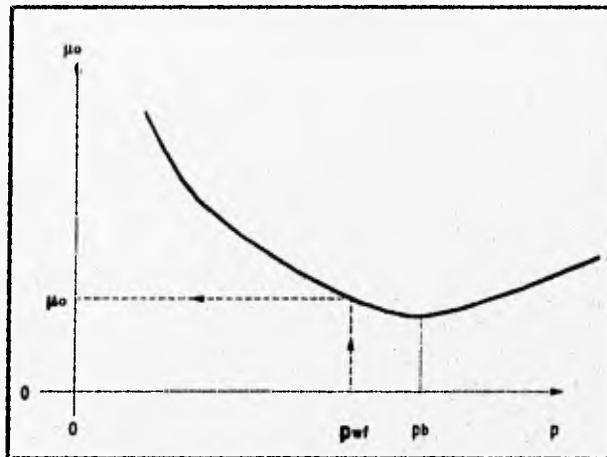


Fig. 49 Determinación de la Viscosidad del Aceite a la p_{wf} dada

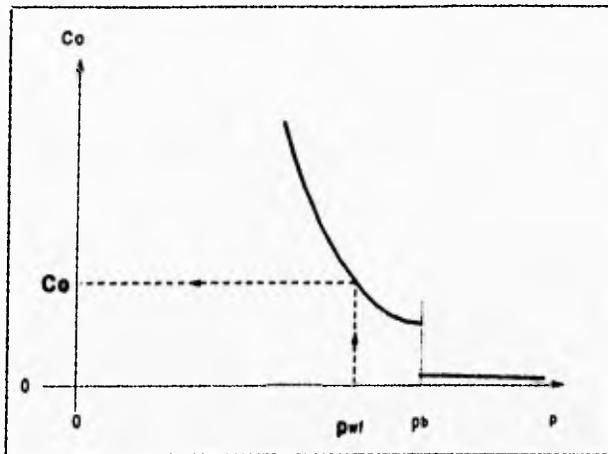


Fig. 50 Determinación de la Compresibilidad del Aceite, c_o , a la p_{wf} dada

En el caso de la compresibilidad total del sistema, c_t , es necesario obtener primero la compresibilidad de la formación (c_f). Este valor puede estimarse a partir de la figura 51, conociendo la porosidad de la formación en estudio²⁸. Finalmente, la compresibilidad total se obtiene mediante la expresión:

$$c_t = c_o S_o + c_f S_f + c_w S_w + c_f \quad (31)$$

Para obtener la saturación, se mide ésta en el laboratorio. Dos métodos son los más utilizados: la retorta y los métodos de destilación, ambos consisten en la aplicación de calor con la subsecuente vaporización, condensación y recolección del volumen de fluidos para ser medidos^{16,29-31}.

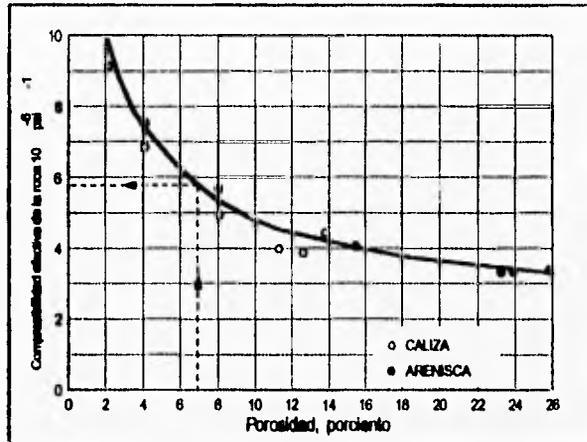


Fig. 51 Determinación de la Compresibilidad Efectiva de la Formación²⁸

c) Estimación de la Porosidad, el Espesor Productor y la Permeabilidad al Aceite.

Porosidad (ϕ)

La porosidad es una propiedad intrínseca de la formación que puede determinarse de análisis de núcleos y de registros geofísicos. Utilizando técnicas de laboratorio se pueden conocer valores de porosidad correspondientes a muestras de roca representativas de la formación en estudio^{16,23-29}. Además, empleando los registros geofísicos de neutrón compensado (CNL), densidad de la formación (FDC) y sónico, también se puede obtener este parámetro de manera muy confiable³¹.

Si se cuenta con el registro FDC o CNL, de la curva correspondiente a dicho registro se lee un valor de porosidad promedio para un intervalo considerado, y si se tienen diferentes intervalos (por ejemplo: AB, BC y/o CD, figura 52) de un espesor dado, se utiliza la siguiente correlación para obtener la porosidad promedio correspondiente:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3.2)$$

Como se puede ver en la figura 52.

Si se cuenta con los dos registros (FDC y CNL), se obtiene la porosidad promedio por medio de la técnica de gráficas cruzadas³⁴, que consiste en que con el valor estimado de la porosidad promedio del intervalo, se entra a la gráfica (ya sea con ϕ_{CNL} , con ϕ_{FDC} o con la densidad, ρ_b) y en la intersección de ambos valores, se obtiene el tipo de roca y su porosidad como se ilustra en la figura 53.

En caso de que se tenga un registro sísmico, para obtener la porosidad se utiliza la siguiente expresión³⁴:

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mc}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3.3)$$

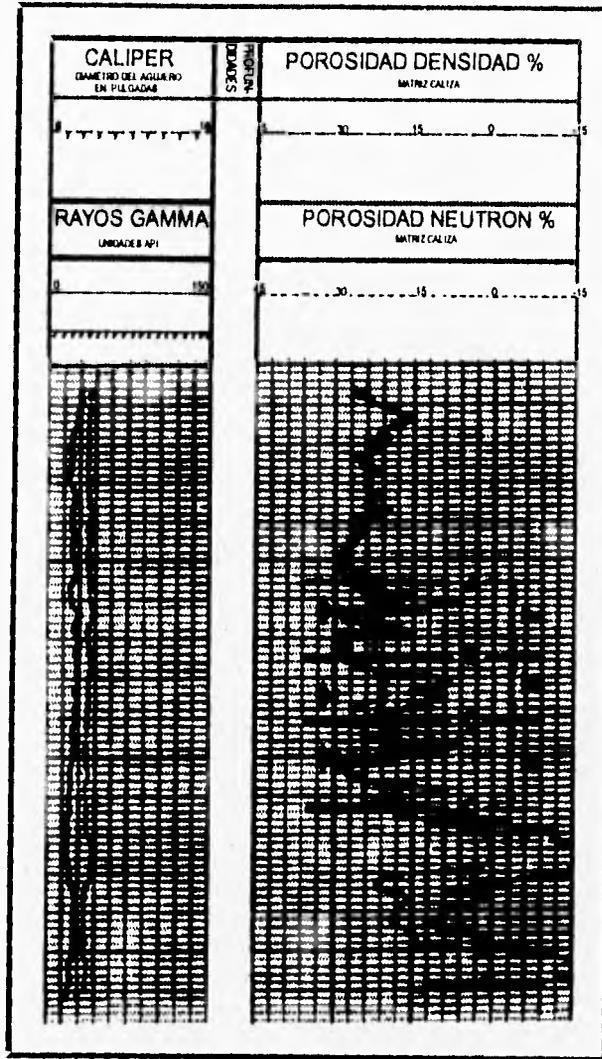


Fig. 52 Determinación de la Porosidad por medio de un Registro Geofísico FDC/CNL.

para areniscas consolidadas y compactadas. En el caso de carbonatos y arenas no compactadas, se emplean otras relaciones³⁴, donde: Δt_f es alrededor de 189 $\mu\text{seg}/\text{pie}$, Δt_{10q} es leído directamente del registro, figura 54, y para Δt_{na} se puede usar la Tabla 3.1.

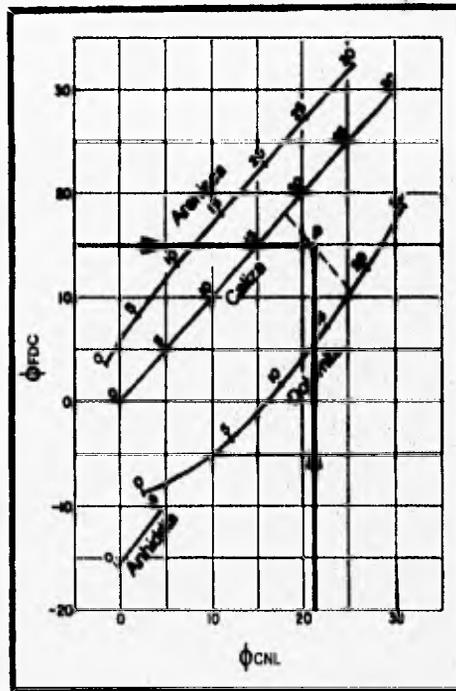


Fig. 53 Determinación de la Porosidad Utilizando Gráficas Cruzadas a partir de los Registros FDC y CNL

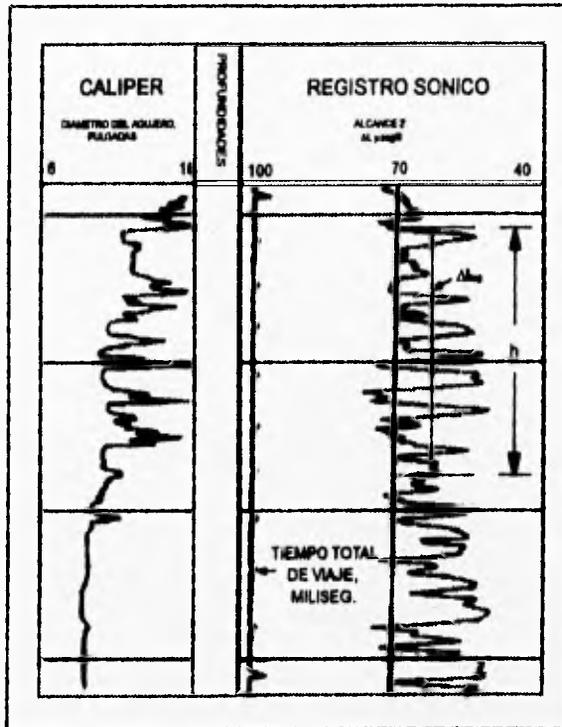


Fig. 54 Determinación de la Porosidad utilizando un Registro Sónico

Espesor (h)

El espesor de la formación productora debe ser aquel que corresponda al intervalo que realmente esté aportando flujo hacia el pozo. Para conocer con suficiente precisión el espesor (h) se pueden utilizar los registros de molinete, de rayos gamma y/o de temperatura²¹, figura 55.

Tabla 3.1. Valores de tiempo de tránsito comúnmente usados para distintos tipos de roca³⁴

	Δt_{ma} ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)	Δt_{ma} ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) (comúnmente usado)
Areniscas	55.5 - 51.0	55.5 ó 51.0
Calizas	47.6 - 43.5	47.5
Dolomitas	43.5	43.5
Anhidritas	50.0	50.0
Sal	66.7	67.0
Tubería (acero)	57.0	57.0

En el caso de un registro de molinete, se identifican dos líneas de flujo, la de flujo cero y la de flujo total, en caso de que el intervalo esté aportando, el comportamiento de la señal grabada será el de incrementarse de izquierda a derecha, como se observa en la figura 55.

Permeabilidad (k)

El parámetro petrofísico que tiene mayor sensibilidad en los resultados del diseño de pruebas de presión es la permeabilidad de la formación, la cual puede estimarse con suficiente precisión mediante un procedimiento iterativo que consiste en suponer inicialmente una k y con los valores de porosidad, viscosidad y compresibilidad total, obtenidas de la manera descrita anteriormente, se puede calcular un radio de drene efectivo, r_d , con la siguiente expresión:

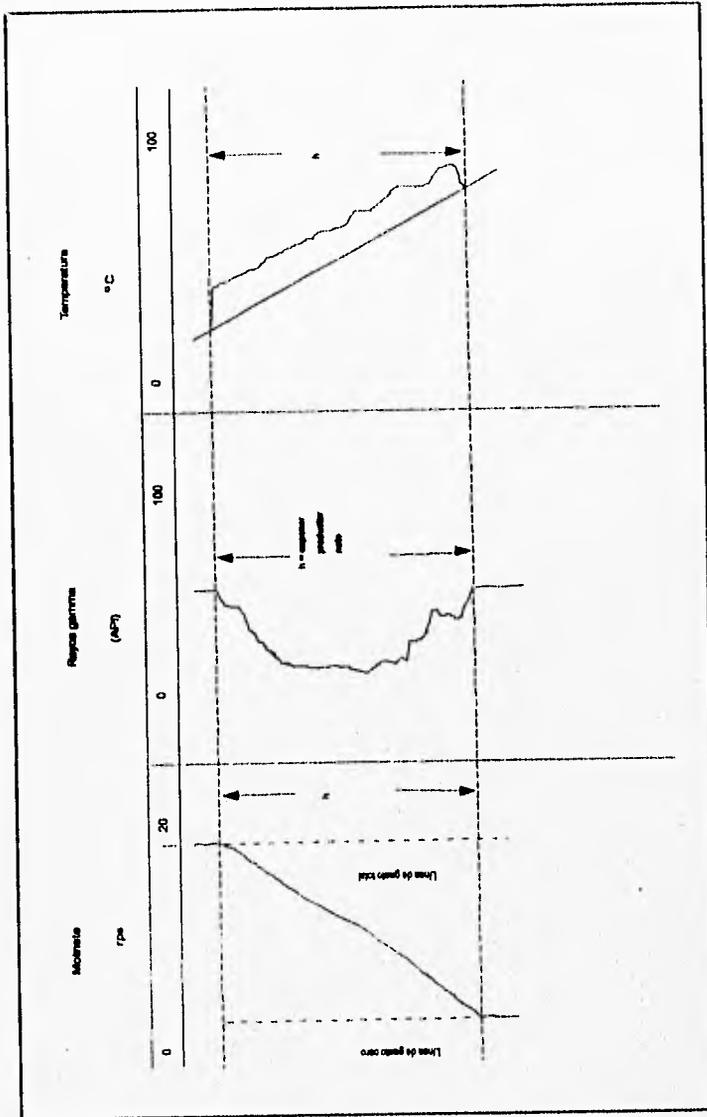


Fig. 55 Identificación del Intervalo Productor, a Partir de Diferentes Fuentes de Información

$$r_d = \left(\frac{kt}{948\phi\mu c_v} \right)^{1/2} \quad (3.4)$$

y considerando que las condiciones de flujo pueden ser: $s=0$, $s<0$ ó $s>0$ para un pozo sin daño, estimulado o dañado, respectivamente; se calcula un nuevo valor de k mediante³⁵:

$$k = \frac{141.2qB\mu}{h(p_i - p_w)} \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) - 0.75 + s \right] \quad (3.5)$$

Este valor calculado de k se compara con el valor supuesto, inicialmente; de tal manera que si son diferentes, se repite el procedimiento (ahora usando la k calculada con la ecuación 3.4) las veces que sea necesario, hasta que el nuevo valor calculado sea igual al anterior.

III.2.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

a) Estimar el Coeficiente de Almacenamiento del Pozo.

Como se describió anteriormente, el coeficiente de almacenamiento enmascara significativamente los datos de presión durante los tiempos cortos de una prueba; por tanto, es necesario estimar un valor representativo de dicho coeficiente del pozo bajo estudio. Este puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$C = c_p V_w \quad (3.6)$$

El volumen de almacenamiento existente en la columna del pozo (V_w) debe estimarse para aquellos casos en que se tengan varias secciones que compongan la sarta de producción, figura 56, considerando el volumen de cada sección y sumándolas para obtener el volumen total, es decir:

$$V_i = \sum_{i=1}^n \frac{\pi D_i^2}{4} l_i \quad (3.7)$$

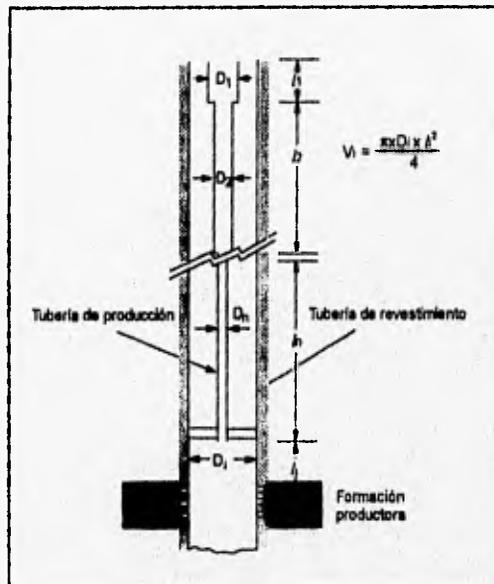


Fig. 56 Determinación del Volumen del Pozo (Tubería de Producción)

b) Estimar la Duración del Almacenamiento.

Es importante saber en qué momento finaliza el flujo de los fluidos almacenados en el pozo y comienza el flujo del yacimiento, lo cual puede estimarse con:

$$t_w = \frac{170,000C_e^{0.14s}}{kh/\mu} \quad (38)$$

o en términos de variables adimensionales⁵:

$$t_D = 50C_D e^{0.14s} \quad (39)$$

cuando $s < 0$, se debe utilizar $s = 0$.

c) Estimar el Tiempo para Alcanzar el Radio de Investigación.

Corresponde al tiempo requerido para registrar la respuesta del sistema en el mínimo radio de investigación necesario para alcanzar el objetivo de la prueba.

c.1) Análisis del daño o estimulación.

Considerar un valor de r_1 aproximadamente igual a la mitad del espaciamiento entre pozos, utilizado en el campo en estudio:

$$r_i = \frac{1}{2}e \quad (3.10)$$

c.2) Se evalúa el tiempo en el cual se sentirán los efectos en el radio de drenaje, haciendo $r_i \approx r_e$:

$$t_{min} = \frac{948\phi\mu c r_i^2}{k} \quad (3.11)$$

c.3) Al mismo tiempo se confirma una distancia L estimada de una barrera al pozo, en base a la siguiente relación:

$$r_i \geq 4L \quad (3.12)$$

d) Estimar el Tiempo del Inicio de los Efectos de Frontera.

Cuando termina el periodo de flujo transitorio aparecen los efectos de frontera. La estimación del tiempo de inicio de estos efectos puede hacerse de la siguiente manera:

d.1) En caso de que se tenga un pozo centrado en un área de drenaje circular:

$$t_u = \frac{379.2\phi\mu c r_e^2}{k} \quad (3.13)$$

d.2) Para un pozo que esté a una distancia estimada L de la frontera más cercana:

$$t_u = \frac{948\phi\mu c L^2}{k} \quad (3.14)$$

e) Seleccionar un Tiempo de Flujo.

- e.1) *El tiempo de flujo antes de la prueba, es decir antes del cierre del pozo, deberá ser mayor que $4t_{ws}$ obtenido de la ecuación 3.9 ó mayor que el t_{min} .*

- e.2) *Si r_i no puede ser alcanzado en un tiempo razonable aunque el t_{ws} pueda ser excedido, debe elegirse un valor de r_i más pequeño, pero debe ser varias veces la profundidad estimada del daño o estimulación, r_s , por ejemplo, $r_i \geq 5r_s$. (Con r_i calculado usando las propiedades estimadas en la zona alterada cercana al pozo).*

f) Seleccionar el Tiempo de Cierre.

- f.1) *El tiempo de cierre debe ser mayor que $4t_{ws}$, o mayor que t_{min} .*

- f.2) *Si r_i no puede ser alcanzado en un tiempo de cierre de razonable duración, proceder como en el paso e.2.*

- f.3) *Si $\Delta t_{m\acute{a}x} < 4t_{ws}$ para la prueba más larga posible, considerar un cierre en el fondo del pozo. También si $t_{ws} > t_{min}$, un cierre en el fondo del pozo debe ser considerado.*

g) Estimar la Pendiente de la Línea Recta Semilogarítmica.

Está dada por la ecuación:

$$m = - \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (3.15)$$

h) Estimar el Cambio de Presión.

El cual va a estar entre el tiempo del final de la línea recta y el 90% de tal tiempo.

$$\Delta p = m \log(1/0.9) = 0.0458m \quad (3.16)$$

i) Seleccionar la Sensibilidad del Manómetro de Presión.

Debe tener la suficiente sensibilidad para responder a los cambios de presión esperados durante la prueba; por lo que dependiendo del valor que se obtenga de Δp , se considerará un valor de sensibilidad en base a:

$$\text{Si } 0.1 < \Delta p < 1 \text{ Sensibilidad} = 0.01$$

$$\text{Si } 1 < \Delta p < 10 \text{ Sensibilidad} = 0.01$$

$$\text{Si } 10 < \Delta p < 100 \text{ Sensibilidad} = 0.01$$

j) Estimar la Máxima Presión Esperada.

Puede ser la presión inicial, p_1 .

k) Seleccionar el Rango del Manómetro de Presión.

Elegir un rango de presiones del manómetro, tal que por seguridad la máxima presión de la prueba esté entre el 60 y el 80% del límite superior del manómetro.

I) Elegir el Tipo de Manómetro.

Son esenciales que sean herramientas de alta resolución en tiempo real. Una excelente alternativa son los manómetros de memoria.

III.2.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO.

Un aspecto muy relevante para lograr el éxito de una prueba de presión es la adquisición completa de los datos y la ejecución efectiva y correcta de las operaciones. Para conseguir estos objetivos es conveniente disponer de los elementos mostrados en la figura 57²⁷. Las operaciones de campo incluyen el control adecuado del gasto de flujo, la instalación de equipo de medición y la documentación completa del programa de operación de la prueba²⁷.

Una vez realizados los cálculos requeridos para obtener el diseño de una prueba de incremento de presión, y para alcanzar los objetivos establecidos, se puede plantear un programa general de operaciones:

- a) Introducir el registrador de presión hasta la profundidad requerida.

- b) Si el pozo se encuentra fluyendo, permitir que se establezca a un gasto determinado durante el tiempo necesario.

- c) Si el pozo estaba cerrado, abrirlo a un gasto durante un tiempo mayor o igual a $4t_{ws}$ o mayor que t_{min} , registrando la variación de la presión.

- d) Después de alcanzar una producción estabilizada durante el tiempo indicado en el inciso b, o después de terminar la curva de decremento, cerrar el pozo para registrar la curva de incremento de presión durante el tiempo estimado en el diseño ($> 4t_{ws}$ ó $> t_{min}$).

- e) Si la interpretación geológica ha detectado una falla impermeable, entonces es conveniente correr la prueba durante más tiempo para que se puedan detectar estos efectos en el comportamiento de la presión.

- b) Si el pozo se encuentra fluyendo, permitir que se estabilice a un gasto determinado durante el tiempo necesario.

- c) Si el pozo estaba cerrado, abrirlo a un gasto durante un tiempo mayor o igual a $4t_{ws}$, o mayor que t_{min} , registrando la variación de la presión.

- d) Después de alcanzar una producción estabilizada durante el tiempo indicado en el inciso b, o después de terminar la curva de decremento, cerrar el pozo para registrar la curva de incremento de presión durante el tiempo estimado en el diseño ($> 4t_{ws}$ ó $> t_{min}$).

- e) Si la interpretación geológica ha detectado una falla impermeable, entonces es conveniente correr la prueba durante más tiempo para que se puedan detectar estos efectos en el comportamiento de la presión.

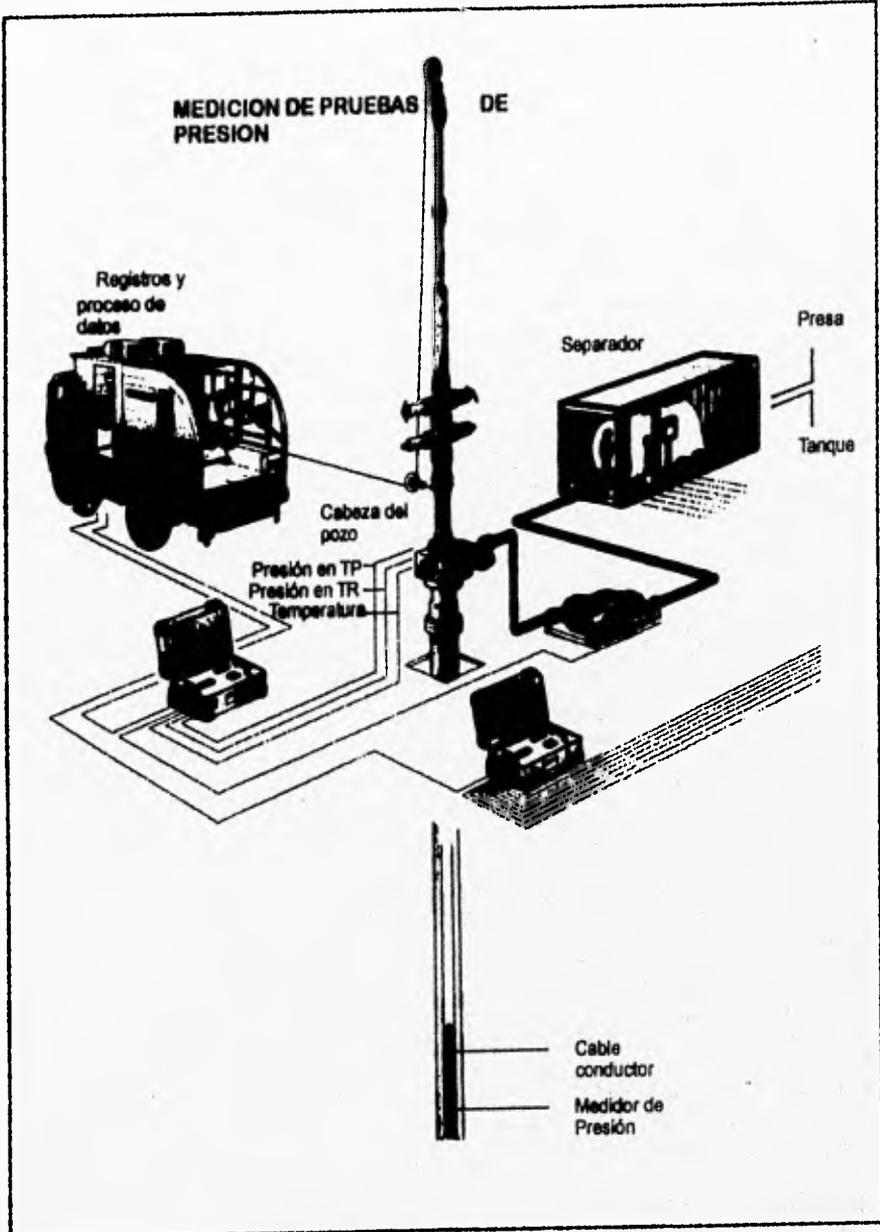


Fig. 57 Equipo Necesario para el Registro de una Prueba de Presión²⁷

III.3 DISEÑO DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION.

III.3.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.

En el análisis de pruebas de decremento se utilizan las mismas propiedades de los fluidos y las mismas características de la formación que en pruebas de incremento de presión; por tanto, los procedimientos para su determinación son los mismos descritos en el punto III.2.1. La única diferencia consiste en que la presión a utilizar como referencia, debe ser aquella existente en el pozo justo antes del periodo de producción, es decir cuando la presión del pozo cerrado se ha estabilizado.

III.3.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

a) Estimar el Coeficiente de Almacenamiento.

Cuando se registra una prueba de decremento de presión, al abrir el pozo la producción inicial proviene del volumen de fluidos almacenados en el pozo, mientras que la formación continúa sin aportar fluidos al pozo. A medida que transcurre el tiempo, la formación empieza a aportar fluidos, entonces el gasto de producción obtenido en la superficie está

compuesto del gasto proveniente de los fluidos almacenados (que va disminuyendo) y de la formación (va aumentando); hasta que todo el gasto proviene de la formación (figura 58).

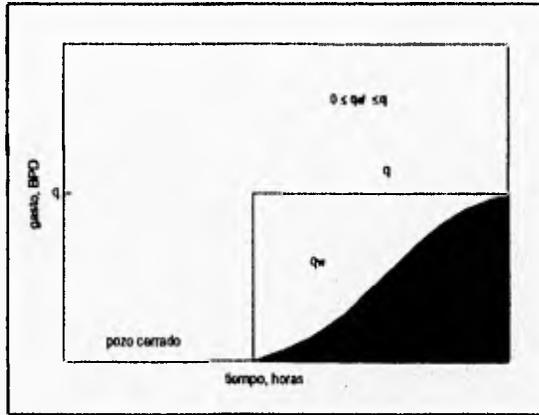


Fig. 58 Comportamiento del Gasto de Producción durante el Periodo de Almacenamiento

El coeficiente de almacenamiento se obtiene de la misma forma que en el caso de las pruebas de incremento de presión, utilizando las ecuaciones 3.5 y 3.6

b) Estimar la Duración del Almacenamiento.

Cuando todo el gasto de producción proviene de la formación, termina el efecto de los fluidos almacenados en el pozo. Este tiempo del final del efecto de almacenamiento

corresponde al inicio de la línea recta semilogarítmica, el cual puede ser determinado con:

$$t_{w1} = \frac{(200000 + 12000s)C}{kh/\mu} \quad (3.17)$$

Y en términos de variables adimensionales, mediante la ecuación 2.33; en el caso de que $s < 0$, se utiliza $s = 0$.

c) Estimar el Tiempo para Alcanzar el Radio de Investigación.

c.1) Análisis del daño o estimulación.

Con la ecuación 3.10 estimar el valor de r_1 .

c.2) Evaluación del t_{min} , con la ecuación 3.11.

Es el tiempo en el cual se sentirán los efectos en el radio de drenaje, cuando $r_e \approx r_1$.

c.3) Confirmación de la distancia L de la barrera al pozo.

Ecuación 3.12. El procedimiento es similar a la etapa c de la Sección III.2.2

d) Estimar el Tiempo de Inicio de los Efectos de Frontera.

Estos efectos ocurren al final del periodo transitorio, o lo que es lo mismo, el final de la línea recta semilogarítmica. Se puede determinar con:

$$t_u = \frac{\phi \mu c_i A}{0.0002637k} (t_{DA}) \quad (3.18)$$

donde t_{DA} está dado en la Tabla 3.2⁵, y en caso de que el pozo esté situado en el centro de un yacimiento circular cerrado, $(t_{DA}) = 0.1$

$$t_u = \frac{379.2 \phi \mu c_i A}{k} \quad (3.19)$$

Para un pozo con una frontera cercana, calcular t_{ss} con la ecuación 3.14.

e) Seleccionar el Tiempo de Cierre.

e.1) El tiempo de cierre antes de la prueba deberá ser mayor que $4t_{ws}$ obtenido con la ecuación 3.17 ó mayor que el t_{min} .

e.2) Igual que en la etapa e de la Sección III.2.2.

f) Seleccionar el Tiempo de Flujo.

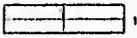
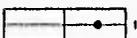
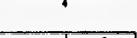
f.1) El tiempo de flujo debe ser mayor que $4t_{ws}$ o mayor que t_{min} .

f.2) Si r_i no puede ser alcanzado en un tiempo de flujo de razonable duración, proceder como en el paso e.2 anterior.

Tabla 3.2 Factores de forma para diferentes áreas cerradas de drene con un solo pozo.

EN YACMIENTOS CERRADOS	C_A	mC_A	$1/2 m \left(\frac{-2.2458}{C_A} \right)$	EXACTO PARA $1_{DA}^>$	MENOR QUE 1% DE ERROR PARA $1_{DA}^>$	USAR SOL. DE SIST. INF. CON UN ERROR MENOR QUE 1% PARA $1_{DA}^>$
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.100
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.100
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.090
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.090
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.080
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.090
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.030
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.010
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.060
	2.0769	0.7309	+0.0391	1.7	0.50	0.020
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005

Tabla 3.2 Factores de forma para diferentes áreas cerradas de drene con un solo pozo.

EN YACIMIENTOS CERRADOS	C_A	$h C_A$	$1/2 h \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	EXACTO PARA $t_{DA} >$	MENOR QUE 1% DE ERROR PARA $t_{DA} >$	USAR SOL. DE SIST. INF. CON UN ERROR MENOR QUE 1% PARA $t_{DA} >$
	0.5813	-0.5425	+0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	+1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.6589	-0.0249	1.0	0.40	0.025

f.3) Si $t_{max} < 4t_{ws}$ para la prueba de mayor duración posible, o si $t_{ws} > t_{sa}$, considerar un cierre en el fondo del pozo.

g) Estimar la Pendiente de la Línea Recta Semilogarítmica.

Como se realizó en la Sección III.2.2 con la ecuación 3.15.

h) Estimar el Cambio de Presión.

Igual que en la Sección III.2.2, ecuación 3.16.

i) Seleccionar la Sensibilidad del Manómetro de Presión.

Del mismo modo que en la Sección III.2.2

j) Estimar la Máxima Presión Esperada.

De manera similar a la mostrada en la Sección III.2.2.

k) Seleccionar el Rango del Manómetro de Presión.

Siguiendo el criterio mostrado en la Sección III.2.2.

l) Elegir el Tipo de Manómetro.

En base a lo mostrado en la Sección III.2.2.

III.3.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO.

Una vez instalados los elementos del equipo mostrado en la figura 57, para lograr los objetivos de la prueba de decremento de presión, se puede seguir el siguiente programa:

- a) Introducir el registrador de presión hasta la profundidad requerida.

- b) Si el pozo se encuentra cerrado, permitir que se estabilice la presión durante el tiempo necesario (6 hrs. aproximadamente).
- c) Si el pozo estuviera fluyendo, cerrarlo un tiempo mayor o igual a $4t_{ws}$ o mayor que $t_{min.}$, registrando la variación de la presión.
- d) Después de alcanzar una presión estabilizada durante el tiempo indicado en el inciso b, o después de terminar la curva de incremento, abrir el pozo a un gasto determinado para registrar la curva de decremento de presión durante el tiempo estimado en el diseño.

III.4 DISEÑO DE PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO.

III.4.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.

Se utilizan las mismas propiedades obtenidas en la Sección III.2.1.

III.4.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

a) Estimar el inicio del Periodo de Flujo Pseudoestacionario.

Este tipo de pruebas son de larga duración y se realizan como las pruebas de decremento³⁶, o después de éstas, pero es importante que se alcance el periodo de flujo pseudoestacionario (o que se detecten los límites del yacimiento); este tiempo se puede estimar con la ecuación 2.35.

Cuando no existe la evidencia de un límite del yacimiento cercano al pozo en estudio, es necesario estimar el tiempo mínimo de registro de una prueba de límite económico. Para esto es necesario determinar un radio de investigación en base a la siguiente relación:

$$r_i = 2 \left(\frac{2.367 \times 10^{-4} k t_w}{\phi \mu c_i} \right) \quad (3.20)$$

y

$$p_m = \pi \phi r_i^2 \quad (3.21)$$

Con las cuales es posible determinar t_{min} con la siguiente ecuación:

$$t_{min} = \frac{3018 \phi_c V p_m}{kh} \quad (3.22)$$

b) Seleccionar el Tiempo de Cierre.

b.1) El tiempo de cierre antes de una prueba de límite de yacimiento deberá ser mayor que $4t_{ca}$ obtenido con la ecuación anterior o mayor que t_{min} .

c) Seleccionar el Tiempo de Flujo.

c.1) El tiempo de flujo debe ser mayor que $4t_{ca}$ o mayor que t_{min} .

d) Estimar la Pendiente de la Línea Recta Semilogarítmica.

Dada por la ecuación 3.15.

e) Estimar el Cambio de Presión.

Igual que en la Sección III.2.2, ecuación 3.16.

f) Seleccionar la Sensibilidad del Manómetro de Presión.

Con el mismo criterio que el mostrado en la Sección III.2.2

g) Estimar la Máxima Presión Esperada.

De la misma forma que en la Sección III.2.2.

h) Seleccionar el Rango del Manómetro de Presión.

De la misma manera que en la Sección III.2.2.

i) Elegir el Tipo de Manómetro.

Igual que en la Sección III.2.2.

III.5 DISEÑO DE PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.

III.5.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.

Se utilizan las mismas propiedades obtenidas en la Sección III.2.1.

III.5.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

En virtud de que estas pruebas de presión son similares a las de incremento, es decir que durante la inyección en un pozo la presión sufre una restauración, entonces el diseño de las pruebas de inyectividad se hará siguiendo el mismo procedimiento descrito en la Sección III.2.2.

III.6 DISEÑO DE PRUEBAS "FALL OFF".

III.6.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.

Se sigue el procedimiento mostrado en la Sección III.3.1. para la obtención de estos parámetros.

III.6.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

Como estas pruebas de presión son similares a las pruebas de decremento, su diseño se hará siguiendo el mismo procedimiento explicado en la Sección III.3.2.

III.7 DISEÑO DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION.

Para desarrollar una prueba de interferencia, los pozos de observación son cerrados hasta que la presión de fondo es estabilizada. Después, el pozo productor (o inyector) es abierto (o cerrado) a un gasto constante. Si existe comunicación entre los pozos, una caída (o incremento) de

presión es registrada en el pozo de observación después de un cierto tiempo de retraso.

Las pruebas de interferencia son corridas por diferentes razones: para probar la continuidad del yacimiento, para detectar la permeabilidad direccional, estimar otras características del yacimiento y evaluar el volumen del yacimiento.

En un campo productor, la presión en el pozo de observación debe ser observada antes de iniciar la prueba de interferencia para establecer si hay una tendencia distinta en la presión del yacimiento.

III.7.1 ESTIMACION DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.

Se obtienen estos parámetros utilizando el mismo procedimiento que se ha seguido en las secciones anteriores.

III.7.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

a) Estimación de la Amplitud de la Respuesta.

Para estimar la amplitud de la respuesta de presión se utiliza la ecuación 3.16, con los parámetros obtenidos en la sección anterior.

b) Estimación del Tiempo de Retraso.

El tiempo de retraso (t_L) se puede determinar utilizando la solución de línea fuente:

$$p_D = -\frac{1}{2}E_i\left(-\frac{r_D}{4t_D}\right) \quad (323)$$

sustituyendo las variables adimensionales:

$$\frac{kh\Delta p}{141.2qB\mu} = -\frac{1}{2}E_i\left(-\frac{948\phi\mu c r^2}{kt_L}\right) \quad (324)$$

Despejando la integral exponencial:

$$\frac{2kh\Delta p}{141.2qB\mu} = E_i\left(-\frac{948\phi\mu c r^2}{kt_L}\right) \quad (325)$$

Considerando conocido el valor de Δp , similar a la sensibilidad de la herramienta (en la Sección III.2, se mencionan unos valores de sensibilidad, pero para estas pruebas, la señal puede llegar a ser minimizada, por lo que el rango de sensibilidad debe ser mayor), y calculando el término izquierdo de la ecuación 3.27 se obtiene de la Tabla 3.3 o del programa de cómputo⁸, el valor del argumento de la función exponencial. Despejando el tiempo de retraso:

$$t_L = \frac{948\phi\mu c r^2}{kx} \quad (326)$$

b) Seleccionar el Tiempo de Flujo.

El tiempo de flujo antes del cierre del pozo activo debe corresponder al tiempo en el cual se haya alcanzado a definir la tendencia representativa del yacimiento.

Tabla 3.3 Valores de la Integral Exponencial, $-Ei(-x)$

$-Ei(-x)$, $0.000 < x < 0.209$, intervalo - 0.001										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.00	0	8.332	5.639	5.235	4.948	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	2.59	2.568	2.547	2.527	2.507	2.487
0.05	2.488	2.449	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	2.208	2.192	2.178	2.164
0.07	2.151	2.136	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	1.576	1.569	1.562	1.556	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

$-Ei(-x)$, $0.00 < x < 2.09$, intervalo - 0.01										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	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	1.183	1.145	1.110	1.076	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	0.686	0.670	0.655	0.640	0.625	0.611	0.598	0.585	0.572
0.5	0.580	0.548	0.536	0.525	0.514	0.503	0.493	0.483	0.473	0.464
0.6	0.454	0.455	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	0.256	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.227	0.223
1.0	0.219	0.216	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	0.0738	0.0725	0.0715	0.0705	0.0695	0.0685	0.0675	0.0665	0.0656
1.8	0.0647	0.0638	0.0629	0.0620	0.0612	0.0603	0.0595	0.0586	0.0578	0.0570
1.9	0.0562	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

$2.0 < x < 10.9$, intervalo - 0.1										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	4.89x10 ⁻²	4.26x10 ⁻²	3.72x10 ⁻²	3.25x10 ⁻²	2.84x10 ⁻²	2.49x10 ⁻²	2.18x10 ⁻²	1.92x10 ⁻²	1.69x10 ⁻²	1.48x10 ⁻²
3	1.30x10 ⁻²	1.15x10 ⁻²	1.01x10 ⁻²	8.94x10 ⁻³	7.89x10 ⁻³	6.97x10 ⁻³	6.18x10 ⁻³	5.45x10 ⁻³	4.82x10 ⁻³	4.27x10 ⁻³
4	3.78x10 ⁻³	3.35x10 ⁻³	2.97x10 ⁻³	2.64x10 ⁻³	2.34x10 ⁻³	2.07x10 ⁻³	1.84x10 ⁻³	1.64x10 ⁻³	1.45x10 ⁻³	1.29x10 ⁻³
5	1.15x10 ⁻³	1.02x10 ⁻³	9.08x10 ⁻⁴	8.09x10 ⁻⁴	7.19x10 ⁻⁴	6.41x10 ⁻⁴	5.71x10 ⁻⁴	5.09x10 ⁻⁴	4.53x10 ⁻⁴	4.04x10 ⁻⁴
6	3.60x10 ⁻⁴	3.21x10 ⁻⁴	2.86x10 ⁻⁴	2.55x10 ⁻⁴	2.28x10 ⁻⁴	2.03x10 ⁻⁴	1.82x10 ⁻⁴	1.62x10 ⁻⁴	1.45x10 ⁻⁴	1.29x10 ⁻⁴
7	1.15x10 ⁻⁴	1.03x10 ⁻⁴	9.22x10 ⁻⁵	8.24x10 ⁻⁵	7.36x10 ⁻⁵	6.56x10 ⁻⁵	5.89x10 ⁻⁵	5.26x10 ⁻⁵	4.71x10 ⁻⁵	4.21x10 ⁻⁵
8	3.77x10 ⁻⁵	3.37x10 ⁻⁵	3.02x10 ⁻⁵	2.70x10 ⁻⁵	2.42x10 ⁻⁵	2.16x10 ⁻⁵	1.94x10 ⁻⁵	1.73x10 ⁻⁵	1.55x10 ⁻⁵	1.39x10 ⁻⁵
9	1.24x10 ⁻⁵	1.11x10 ⁻⁵	9.96x10 ⁻⁶	8.95x10 ⁻⁶	8.02x10 ⁻⁶	7.18x10 ⁻⁶	6.44x10 ⁻⁶	5.77x10 ⁻⁶	5.17x10 ⁻⁶	4.64x10 ⁻⁶
10	4.15x10 ⁻⁶	3.73x10 ⁻⁶	3.34x10 ⁻⁶	3.00x10 ⁻⁶	2.68x10 ⁻⁶	2.41x10 ⁻⁶	2.18x10 ⁻⁶	1.94x10 ⁻⁶	1.74x10 ⁻⁶	1.56x10 ⁻⁶

CAPITULO IV
EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

IV.1 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

Para ilustrar la aplicación del procedimiento de diseño de una prueba de incremento de presión, que cumpla con los objetivos de estimar las características de la formación productora, las condiciones de flujo del pozo y el modelo representativo del yacimiento se describe a continuación el caso de un pozo productor de aceite que será cerrado con este fin. Se utilizaron los siguientes datos:

$p_{wf} = 6607.4$ psi	$q_o = 3800$ bpd
$p_i = 10000$ psi	$\phi = 0.03$ (fracción)
$B_o = 1.15$	$h = 300$ pies
$\mu_o = 0.66$ cp	$r_w = 0.3$ pies
$c_t = 7.3E-6$ psi ⁻¹	

Además, se supone que el yacimiento es un medio homogéneo con efectos de almacenamiento en el pozo.

Siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección III.2.2, con la ecuación 3.5 se determinó primero la permeabilidad representativa de la formación ($k = 2.95$ md).

El radio de investigación ($r_1 = 803.04$ pies), se obtiene con la ecuación 3.4, siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección III.2.2.

De acuerdo a lo indicado en la Sección III.2.2. inciso a, se calcula el coeficiente de almacenamiento ($C = 0.025196$ bpd/psi), con la ecuación 3.6.

La duración del almacenamiento ($t_w = 3.75$ hrs.), se obtuvo con la ecuación 3.8. El tiempo en el cual se sentirán los efectos en el mínimo radio de investigación ($t_{min} = 29.93$ hrs.) se calculó con la ecuación 3.11 y es también igual al tiempo de flujo ($t_f = 29.93$ hrs.) necesario antes del cierre.

El tiempo para sentir los efectos de frontera del yacimiento ($t_{ss} = 37.61$ hrs.), se obtuvo con la ecuación 3.13.

El tiempo de cierre es igual al tiempo de flujo y al t_{min} , ya que se siguió el criterio mostrado en la Sección III.3.2 incisos e y f, que dice que éste será igual al que resulte mayor de los valores calculados entre $4t_w$ y t_{min} .

En base al valor obtenido con la ecuación 3.16, del cambio de presión, $\Delta p = 24.25$ psi, y siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección III.2.2 inciso i, es suficiente un manómetro con una sensibilidad de 1 psi y que tenga un límite superior de medición de 12500 a 16600 psi, para cubrir las necesidades de esta prueba.

También se obtuvo la respuesta de presión por medio de un programa de cómputo³⁷ (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Respuesta de Presión de la Prueba de Incremento

Δt (hrs)	p_m (psi)	Δt (hrs)	p_m (psi)	Δt (hrs)	p_m (psi)
0.000000	6607.4400	0.169167	7508.0200	8.400000	9569.7800
0.000833	6613.4800	0.189722	7587.7600	9.240000	9589.1800
0.001667	6619.5000	0.213056	7671.7800	10.080000	9606.5000
0.002500	6625.4800	0.238889	7759.3000	10.919722	9622.0800
0.003333	6631.4200	0.268056	7850.2600	11.759722	9636.2200
0.004167	6637.3400	0.300833	7943.8600	12.599722	9649.1200
0.005000	6643.2400	0.337500	8039.5000	13.439722	9660.9800
0.005833	6649.1200	0.378889	8136.2800	14.279722	9671.9200
0.006667	6654.9800	0.425000	8233.3800	15.119722	9682.0400
0.007500	6660.8200	0.476944	8329.7800	15.959722	9691.4800
0.008333	6667.1800	0.535000	8424.5000	16.800000	9700.2800
0.009444	6674.3200	0.600278	8516.6800	17.639722	9708.5400
0.011944	6691.1400	0.673611	8605.2800	18.480000	9716.2800
0.013333	6701.0400	0.755833	8689.7200	19.319722	9723.5600
0.015000	6712.0800	0.848056	8769.1400	20.160000	9730.4400
0.016667	6724.3800	0.951667	8843.3800	21.000000	9736.9600
0.021111	6753.2800	1.067778	8911.9600	21.839722	9743.1200
0.023889	6770.1800	1.198056	8975.1200	22.680000	9748.9600
0.026667	6788.9400	1.344167	9032.8200	23.519722	9754.5400
0.030000	6809.7400	1.508333	9085.6000	24.360000	9759.8200
0.033611	6832.7800	1.692222	9133.7800	25.199722	9764.8800
0.037778	6858.2600	1.898889	9177.9800	26.040000	9769.7000
0.042500	6886.3600	2.130556	9218.7000	26.879722	9774.3200
0.047500	6917.3600	2.390556	9256.4800	27.720000	9778.7400
0.053333	6951.4400	2.682222	9291.8600	28.559722	9782.9800
0.060000	6988.8400	3.009444	9325.1800	29.400000	9787.0400
0.067222	7029.8200	3.376667	9356.8600	30.239722	9790.9400
0.075556	7074.5800	3.788889	9387.0800	31.080000	9794.7000
0.084722	7123.3400	4.251111	9416.1600	31.919722	9798.3000
0.095000	7176.2800	4.770000	9444.1800	32.760000	9801.7800
0.106667	7233.5800	5.351944	9471.2800	33.599722	9805.1400
0.119722	7295.3400	6.005000	9497.5400	34.440000	9808.3600
0.134167	7361.7000	6.737778	9523.0200	35.279722	9811.4800
0.150833	7432.5800	7.560000	9547.7600		

En la figura 59, se puede confirmar que con un tiempo de cierre y de flujo de 30 horas, es suficiente para alcanzar el flujo radial, y con 38 horas de prueba ya es posible que se noten los efectos de la frontera del yacimiento; y en las figuras 60 y 61 se ilustra el comportamiento de la presión.

IV.2 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION.

Sea un pozo que produce aceite a gasto constante de una formación homogénea e isótropa, para ilustrar la aplicación del procedimiento de diseño de una prueba de decremento de presión que cumpla con los objetivos deseados, tales como la estimación de las características de la formación, el modelo de flujo representativo del yacimiento, etc.; se utilizaron los siguientes datos:

$p_{wf} = 7000$ psi	$q = 1500$ bpd
$p_w = 1696.4$ psi	$\phi = 0.03$
$B_o = 1.2$	$h = 30$ pies
$\mu_o = 2.5$ cp	$r_w = 0.3$ pies
$c_t = 7.3E-6$ psi ⁻¹	

Siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección III.3, suponiendo que la formación está dañada, con la ecuación 3.5, se determinó primero la permeabilidad representativa de la formación ($k = 31.53$ md).

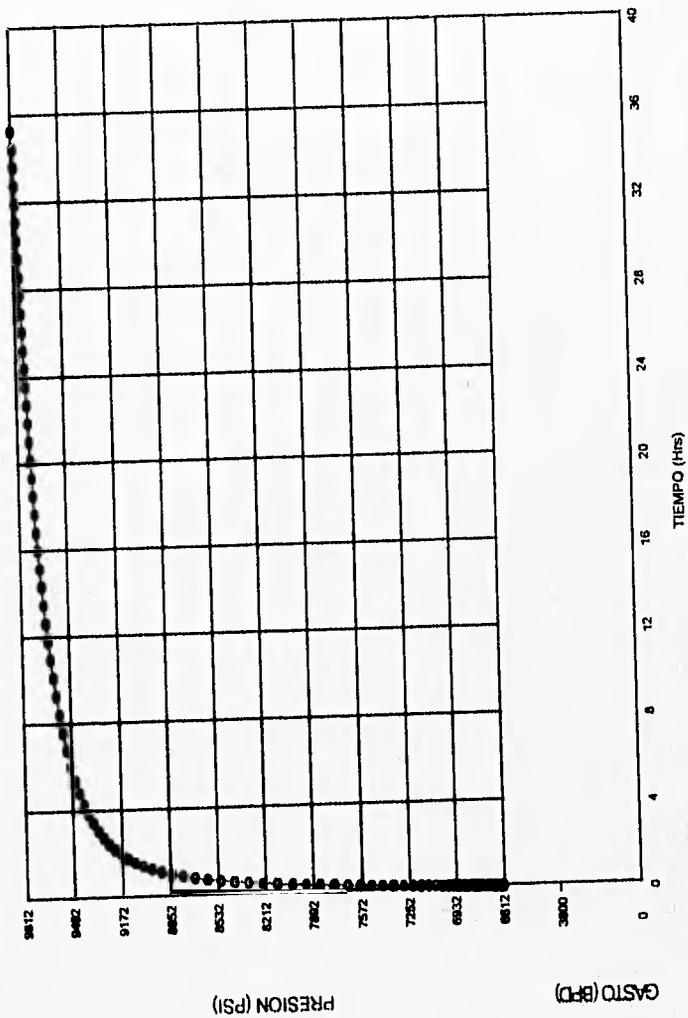


Fig. 59 Comportamiento del Gasto y de la Prueba de Incremento de Presión

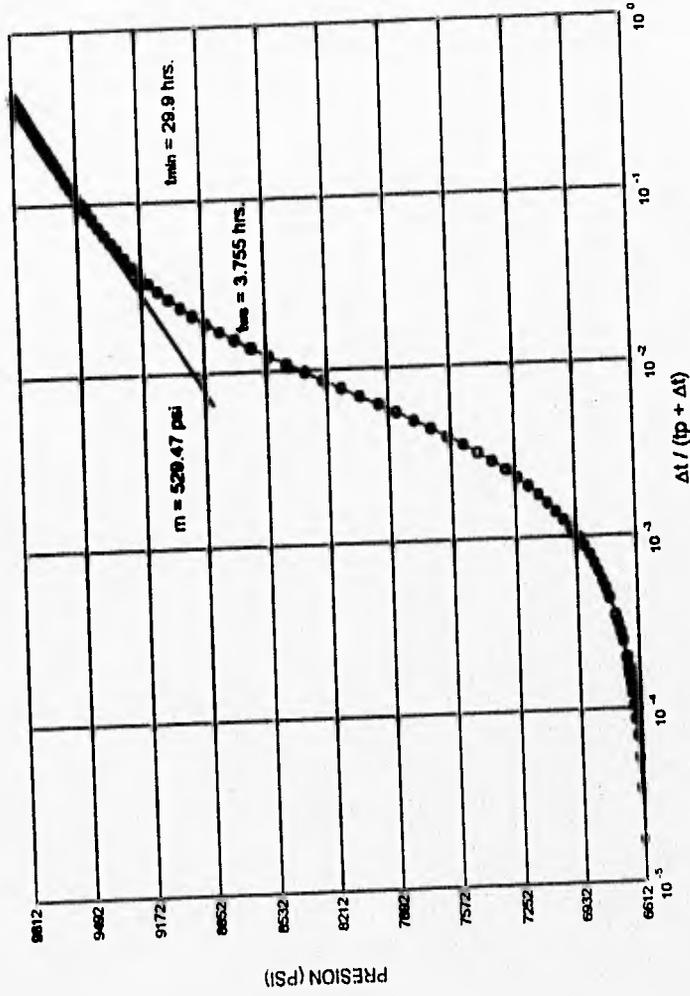


Fig. 60 Gráfica Semilogarítmica de la Prueba de Incremento de Presión

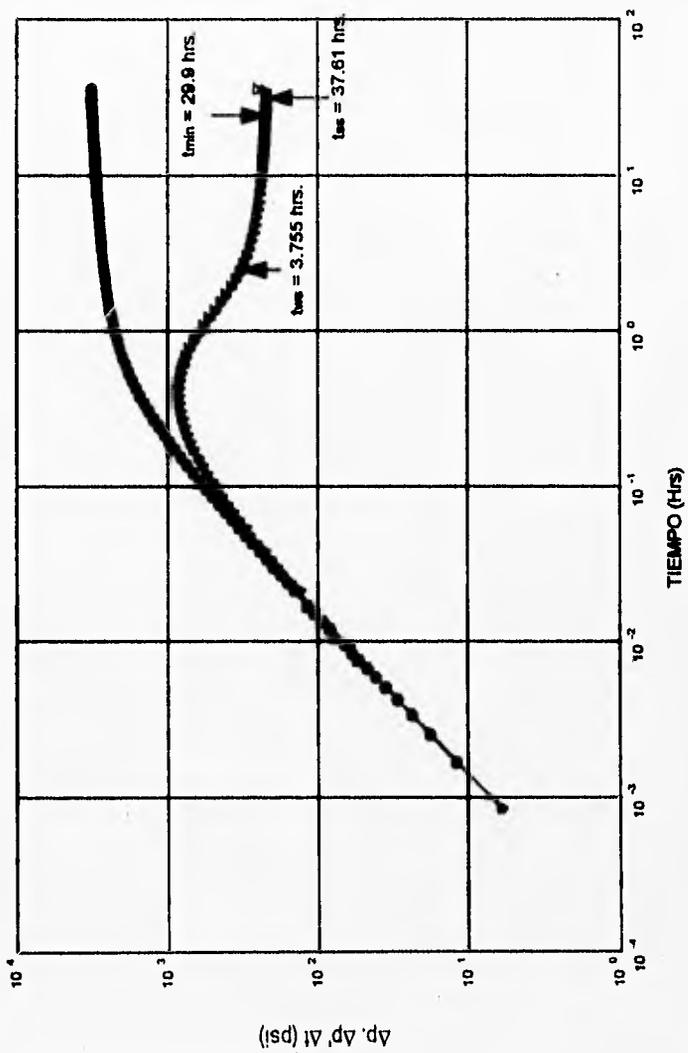


Fig. 61 Gráfica Doble-logarítmica de la Prueba de Incremento de Presión

Otros de los valores que son necesarios para realizar el diseño de la prueba son: el radio de investigación ($r_i = 1565.80$ pies), el cual se obtuvo con la ecuación 3.4., y el coeficiente de almacenamiento ($C = 0.024993$ bl/psi), que se obtiene con la ecuación 3.6, siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección III.2.2., inciso a.

Los parámetros de diseño que se obtienen siguiendo el procedimiento mostrado son: la duración del almacenamiento (ecuación 3.17) y el tiempo requerido para registrar la respuesta de presión en el mínimo radio de investigación (ecuación 3.11).

$$t_{ws} = 13.21 \text{ hrs.}$$

$$t_{min} = 40.35 \text{ hrs.}$$

El tiempo al cual se sentirán los efectos de frontera se determinó utilizando la ecuación 3.19.

$$t_{ss} = 50.71 \text{ hrs.}$$

Para seleccionar el tiempo de cierre ($t_c = 52.83$ hrs.) y el tiempo de flujo ($t_f = 52.83$ hrs.), se sigue el procedimiento mostrado en la Sección III.3.2 (incisos e y f), en el cual se enuncia que el tiempo de cierre y/o flujo es aquel que resulte ser el mayor entre los valores calculados de $4t_{ws}$ o t_{min} .

Con el valor obtenido con la ecuación 3.16, $\Delta p = 35.42$ psi, según el procedimiento mostrado en la Sección III.3, es suficiente con un manómetro que cuente con una sensibilidad de 1 psi y que registre hasta un valor máximo de 8750 a 11600 psi, para que cubra las necesidades de esta prueba de presión.

Se obtuvo la respuesta de presión mostrada en la Tabla 4.2, con la ayuda de un programa de cómputo³⁷.

Como se ve en la figura 62, los valores obtenidos con el procedimiento descrito en la Sección III.3, demuestran que sí se alcanza el periodo de flujo radial.

IV.3 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INYECTIVIDAD.

Considerando un pozo de inyección de agua, se presenta el caso donde se desea registrar una prueba de presión para conocer las propiedades de la formación y detectar las heterogeneidades del yacimiento. Para lo cual se sigue el procedimiento mostrado en la Sección III.2, puesto que son similares a las pruebas de incremento de presión, para lo cual se utilizaron los siguientes datos:

Tabla 4.2 Respuesta de Presión de la Prueba de Decremento

t (hrs)	P _{wf} (psi)	t (hrs)	P _{wf} (psi)	t (hrs)	P _{wf} (psi)
0.000000	7000.0000	0.243333	6346.9600	14.400000	2141.9500
0.000833	6997.1200	0.273056	6275.9500	15.360000	2115.2300
0.001667	6994.2500	0.306389	6198.2200	16.319722	2090.5600
0.002778	6991.3800	0.343889	6113.3400	17.279722	2067.7100
0.003611	6988.5200	0.385833	6020.9800	18.239722	2046.4200
0.004722	6985.8600	0.432778	5920.7300	19.199722	2026.4900
0.005556	6982.8000	0.485833	5812.4100	20.160000	2007.7100
0.006667	6979.9500	0.545000	5695.7100	21.120000	1989.9900
0.007500	6977.0900	0.611389	5570.6900	22.080000	1973.2100
0.008611	6974.2500	0.686111	5437.2200	23.040000	1957.2700
0.009444	6971.1200	0.770000	5295.7100	24.000000	1942.1000
0.010833	6967.6200	0.863889	5146.2900	24.959722	1927.6100
0.011944	6963.6900	0.969167	4989.8200	25.919722	1913.7500
0.013611	6959.3000	1.087500	4826.8100	26.879722	1900.4700
0.015278	6954.3800	1.220278	4658.5800	27.839722	1887.7300
0.017222	6948.8600	1.369167	4486.1300	28.800000	1875.4800
0.019167	6942.6900	1.536389	4311.1900	29.760000	1863.6800
0.021667	6935.7800	1.723889	4135.2300	30.720000	1852.3000
0.024167	6928.0400	1.934167	3960.2200	31.680000	1841.3100
0.027222	6919.3900	2.170000	3788.0000	32.639722	1830.6900
0.030556	6909.7100	2.435000	3620.4300	33.599722	1820.4200
0.034167	6898.8900	2.731944	3459.4700	34.559722	1810.4600
0.038333	6886.7900	3.065556	3306.4700	35.519722	1800.8100
0.043056	6873.2700	3.439444	3163.1300	36.480000	1791.4400
0.048333	6858.1700	3.859167	3029.9300	37.440000	1782.3400
0.054444	6841.3300	4.330000	2907.9400	38.400000	1773.5000
0.061111	6822.5300	4.858611	2796.7100	39.360000	1764.8900
0.068611	6801.5800	5.451389	2696.4100	40.319722	1756.5100
0.076944	6778.2300	6.116389	2605.9400	41.279722	1748.3400
0.086389	6752.2500	6.862778	2524.6400	42.239722	1740.3800
0.096667	6723.3500	7.700278	2451.2100	43.199722	1732.6100
0.108611	6691.2400	8.639722	2384.5000	44.160000	1725.0300
0.121944	6655.5800	9.599722	2328.4000	45.120000	1717.6300
0.136667	6616.0700	10.560000	2280.8600	46.080000	1710.3900
0.153611	6572.3100	11.520000	2239.8100	47.040000	1703.3200
0.172222	6523.9300	12.479722	2203.6200	48.000000	1696.4000
0.193333	6470.5200	12.479722	2203.6200		
0.216944	6411.6800	13.439722	2171.2300		

El comportamiento de la presión se muestra en las figuras 63 y 64.

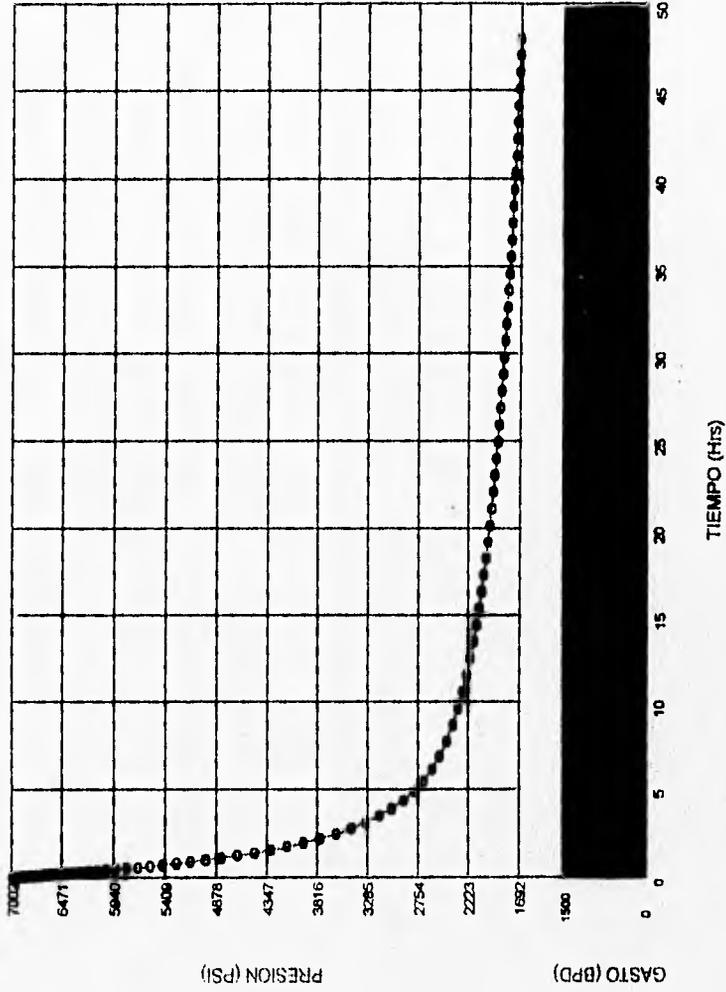


Fig. 62 Comportamiento del Gasto y de la Prueba de Decremento de Presión

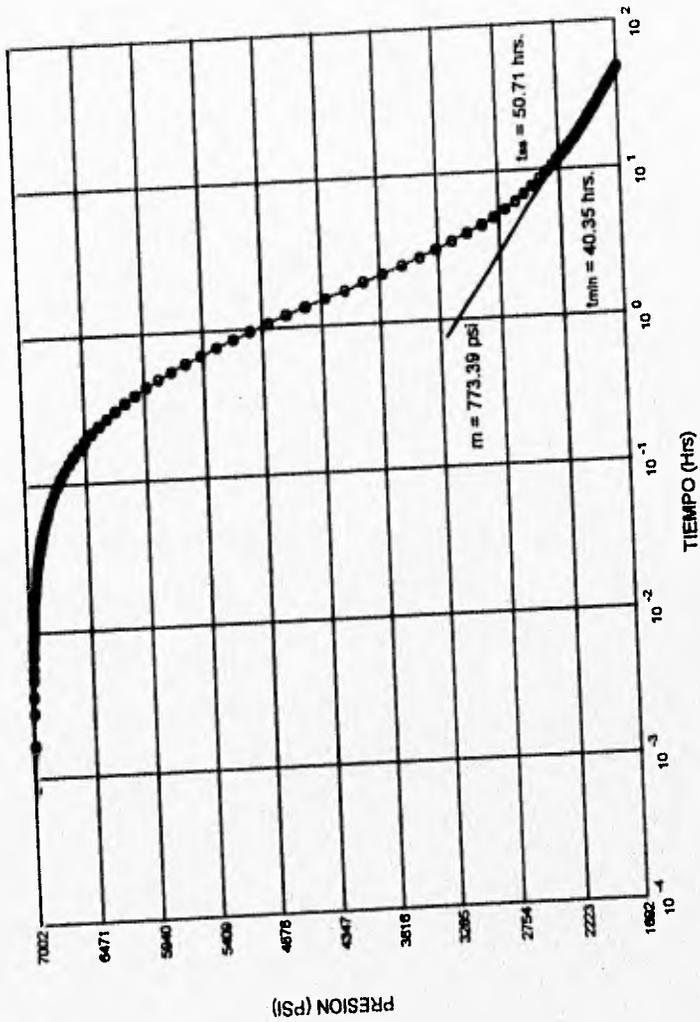


Fig. 63 Gráfica Semilogarítmica de la Prueba de Decremento de Presión

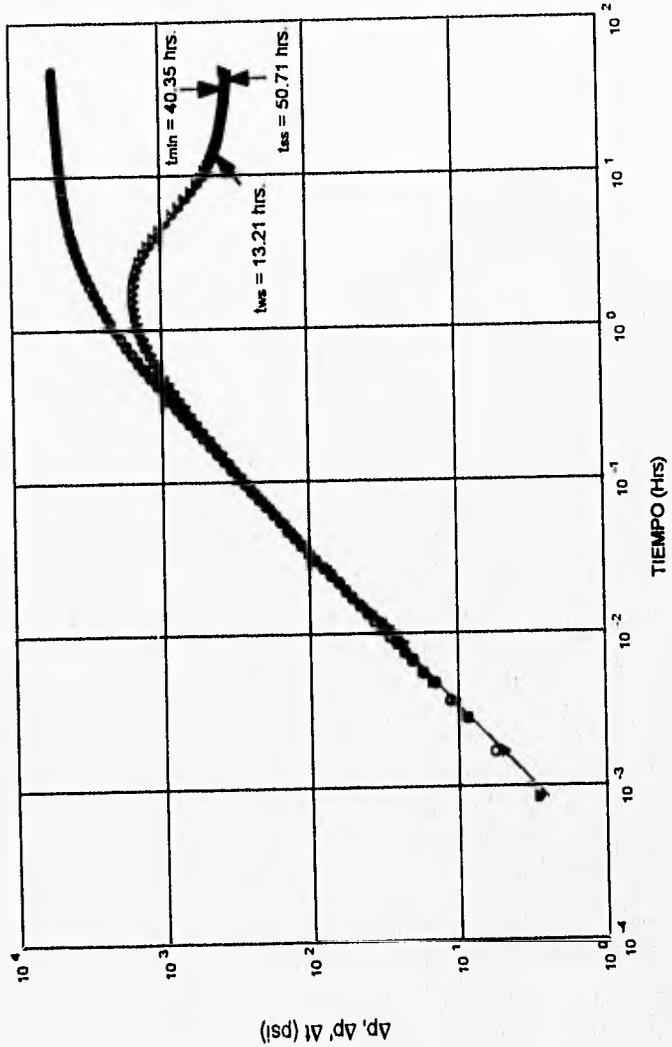


Fig. 64 Gráfica Doble-logarítmica de la Prueba de Decremento de Presión

$p_{wf} = 7196.95$ $q_o = -2000$ bpd
 $p_{iny} = 5000.00$ $\phi = 0.3$
 $B_o = 1$ $h = 30$ pies
 $\mu_o = 1$ $r_w = 0.3$ pies
 $c_t = 3E-6$ psi⁻¹

Se supone que es un medio homogéneo y que el pozo penetra totalmente a la formación productora. Para la realización de este diseño, el pozo debe ser cerrado hasta que la presión sea estabilizada para comenzar a registrar la presión.

Una parte importante del diseño es la determinación de la permeabilidad, la cual se obtuvo con la ecuación 3.5:

$$k = 32.86 \text{ md}$$

Es importante determinar el radio de investigación, $r_1 = 864.41$ pies, según el procedimiento mostrado en la Sección III.2; así como el coeficiente de almacenamiento ($C = 0.01$ bl/psi), calculado con la ecuación 3.6, para poder determinar los parámetros de diseño.

De los parámetros que se obtienen está la duración del almacenamiento (ecuación 3.17); el tiempo para alcanzar el mínimo radio de investigación (ecuación 3.11) y el tiempo para sentir los efectos en la frontera del yacimiento, los cuales son, respectivamente:

$$t_{w2} = 2.029 \text{ hrs.}$$

$$t_{\text{in}} = 19.40 \text{ hrs.}$$

$$t_{g2} = 24.38 \text{ hrs.}$$

El tiempo de flujo ($t_f = 19.40$ hrs.) es igual al tiempo de cierre ($t_c = 19.40$ hrs.), puesto que se sigue el criterio mostrado en la Sección III.2.2 incisos e y f.

Con el valor obtenido de Δp (15.11 psi) se considera que un manómetro con una sensibilidad de 1 psi será suficiente para registrar las variaciones de presión que se presenten; así como un rango máximo de registro entre 9000 a 12000 psi.

En la figura 65 se puede observar que se alcanza el flujo radial, que es uno de los objetivos principales de la prueba, así como el tiempo de inicio de los efectos de frontera.

También se obtuvo la respuesta de presión mostrada en la Tabla 4.3³⁷.

Tabla 4.3 Respuesta de Presión de la Prueba de Inyectividad

t (hrs)	p_{m1} (psi)	t (hrs)	p_{m2} (psi)	t (hrs)	p_{m3} (psi)
0.000000	5000.0000	0.121667	5699.6100	7.680000	7029.8300
0.000278	5003.9800	0.136389	5757.0200	8.159722	7038.9300
0.000833	5007.9400	0.153056	5816.5900	8.639722	7047.4700
0.001389	5011.8800	0.171944	5877.8600	9.119722	7055.5400
0.001667	5015.8100	0.192778	5940.4300	9.599722	7063.1600
0.002222	5019.7100	0.216389	6003.7000	10.080000	7070.4000
0.002778	5023.6000	0.242778	6067.1400	10.560000	7077.2800
0.003333	5027.4800	0.272500	6130.0900	11.040000	7083.8500
0.003611	5031.3400	0.305556	6191.9300	11.520000	7090.1200
0.004167	5035.1800	0.343056	6252.0700	12.000000	7096.1300
0.004722	5039.3800	0.385000	6309.8700	12.479722	7101.8900
0.005278	5044.0800	0.431944	6364.9300	12.959722	7107.4300
0.005833	5049.3200	0.484444	6416.7400	13.439722	7112.7600
0.006667	5055.1700	0.543611	6465.1900	13.919722	7117.9000
0.007500	5061.6900	0.610000	6510.0000	14.400000	7122.8500
0.008611	5068.9700	0.684444	6551.3100	14.880000	7127.6400
0.009444	5077.0700	0.768056	6589.1400	15.360000	7132.2700
0.010833	5086.0800	0.861944	6623.8400	15.840000	7136.7500
0.011944	5096.1100	0.966944	6655.6200	16.319722	7141.1000
0.013611	5107.2500	1.085000	6684.9000	16.799722	7145.3200
0.015278	5119.6000	1.217500	6712.0300	17.279722	7149.4100
0.016944	5133.3100	1.365833	6737.3300	17.759722	7153.3900
0.019167	5148.4700	1.532778	6761.1900	18.240000	7157.2600
0.021389	5165.2500	1.719722	6783.8100	18.720000	7161.0300
0.024167	5183.7500	1.929444	6805.4900	19.200000	7164.7000
0.027222	5204.1500	2.165000	6826.3600	19.680000	7168.2800
0.030556	5226.5800	2.429167	6846.6200	20.159722	7171.7700
0.034167	5251.2000	2.725556	6866.3200	20.639722	7175.1700
0.038333	5278.1600	3.058056	6885.6000	21.119722	7178.5000
0.051389	5307.5900	3.431389	6904.5000	21.599722	7181.7400
0.048333	5339.6500	3.850000	6923.0800	22.080000	7184.9200
0.054167	5374.4500	4.319722	6941.3900	22.560000	7188.0200
0.060833	5412.1100	4.799722	6957.9300	23.040000	7191.0600
0.068333	5452.6900	5.280000	6972.7400	23.520000	7194.0400
0.076667	5496.2600	5.760000	6986.1500	24.000000	7196.9500
0.086111	5542.7900	6.239722	6998.3900		
0.096667	5592.2900	6.719722	7009.6700		
0.108333	5644.5900	7.200000	7020.1100		

La variación de la presión se ilustra en las figuras 65, 66 y 67.

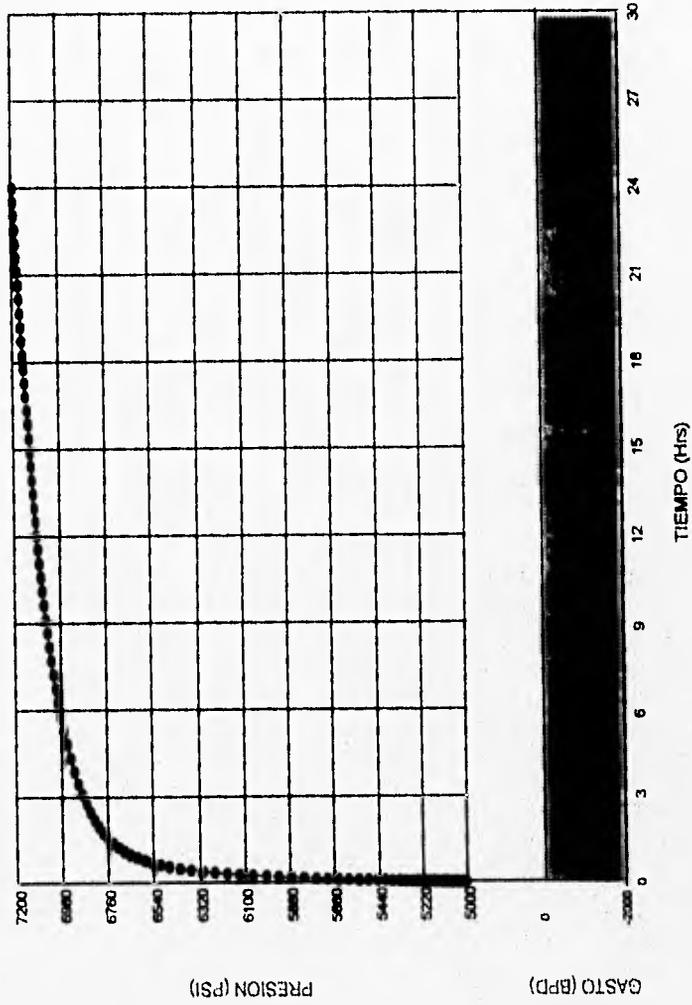


Fig. 65 Comportamiento del Gasto y de la Prueba de Inyectividad

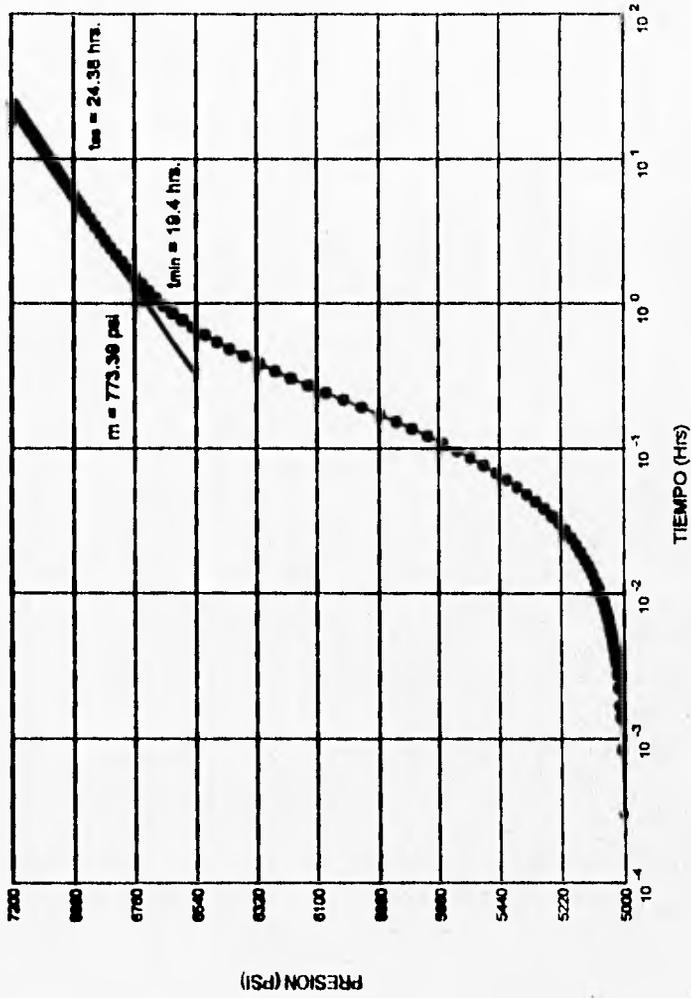


Fig. 66 Gráfica Semilogarítmica de la Prueba de Inyectividad

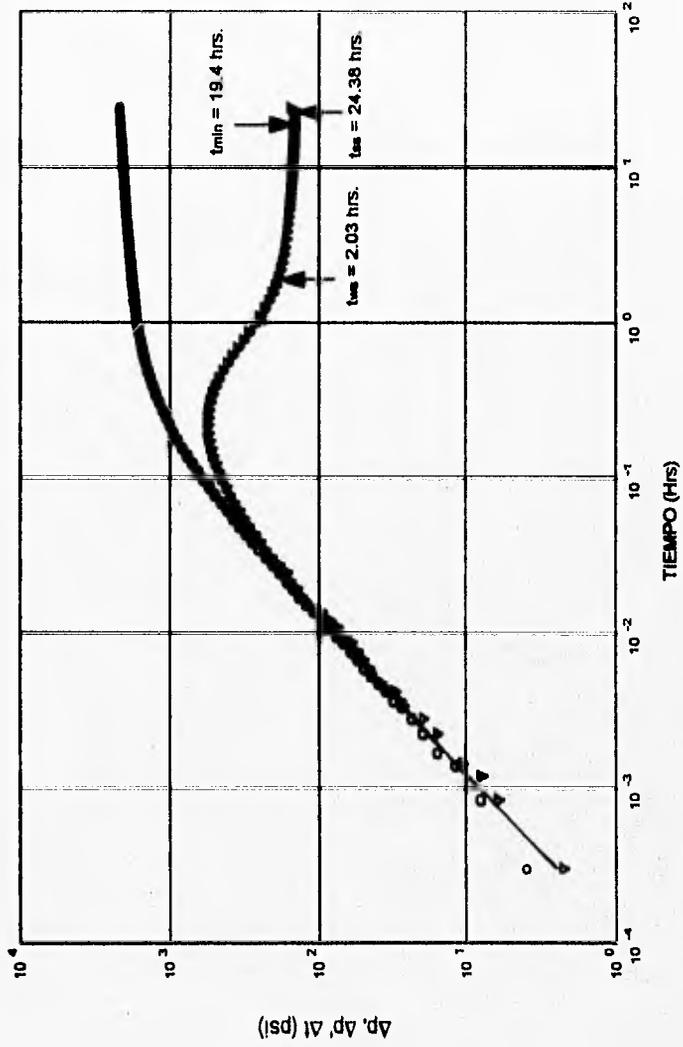


Fig. 67 Gráfica Doble-logarítmica de la Prueba de Inyectividad

IV.4 DISEÑO DE UNA PRUEBA FALLOFF.

A un pozo se le ha suspendido la inyección de agua, se desea registrarle una prueba fall off; y como se describió en la Sección 3.5, es similar a las pruebas de decremento de presión; por tanto, se realizará siguiendo el procedimiento descrito en dicha Sección y utilizando la siguiente información:

$$\begin{array}{ll} p_{ws} = 2378.77 & q_o = -2000 \text{ bpd} \\ p_i = 5000.00 & \phi = 0.03 \\ B_o = 1 & h = 30 \text{ pies} \\ \mu_c = 1 & r_w = 0.3 \text{ pies} \\ c_t = 3 \text{ E-6 psi}^{-1} \end{array}$$

Se determinaron la permeabilidad, el radio de investigación y el coeficiente de almacenamiento, que son necesarios para realizar el diseño de esta prueba, como se indicó en la Sección III.3:

$$\begin{array}{l} k = 31.61 \text{ md} \\ r_i = 3863.8 \text{ pies} \\ C = 0.0099999 \text{ bl/psi} \end{array}$$

Se obtuvo la duración del almacenamiento (ecuación 3.8), el tiempo mínimo para alcanzar el radio de investigación y el tiempo para sentir los efectos de frontera, los cuales resultaron ser:

$$t_{ws} = 1.79 \text{ hrs.}$$

$$t_{min} = 40.30 \text{ hrs.}$$

$$t_{cs} = 50.64 \text{ hrs.}$$

El tiempo de flujo ($t_f = 40.30$ hrs.) y el tiempo de cierre ($t_c = 40.30$ hrs.) son iguales al tiempo mínimo, de acuerdo al criterio descrito en la Sección 3.2.

Con el valor del cambio de presión obtenido ($\Delta p = 15.71$ psi) se considera que una sensibilidad de 1 psi es suficiente para este manómetro, así como su límite superior esté dentro del rango de 6250 a 8300 psi.

En la figura 68, se puede ver que se alcanzan a sentir el flujo radial y los efectos de frontera del yacimiento.

En la Tabla 4.4 se observa el comportamiento de la presión³⁷.

El comportamiento de la presión se ilustra en las figuras 68, 69 y 70.

Tabla 4.4 Respuesta de Presión de la Prueba Falloff

t (hrs)	p_{ws} (psi)	t (hrs)	p_{ws} (psi)	t (hrs)	p_{ws} (psi)
0.000000	5000.0000	0.216944	3890.2000	14.400000	2552.8400
0.000000	5000.0000	0.243333	3812.6200	15.360000	2543.3600
0.000833	4992.0400	0.273056	3734.6200	16.319722	2534.4800
0.001667	4984.1400	0.306389	3656.9400	17.279722	2526.1200
0.002778	4976.2800	0.343889	3580.4600	18.239722	2518.2400
0.003611	4968.4800	0.385833	3506.0000	19.199722	2510.7800
0.004722	4960.7200	0.432778	3434.3400	20.160000	2503.6800
0.005556	4953.0000	0.485833	3366.3000	21.120000	2496.9200
0.006667	4945.3400	0.545000	3302.3200	22.080000	2490.4800
0.007500	4937.7200	0.611389	3243.0400	23.040000	2484.3000
0.008611	4930.1400	0.686111	3188.4600	24.000000	2478.4000
0.009444	4921.8600	0.770000	3138.9000	24.959722	2472.7200
0.010833	4912.6200	0.863889	3093.9800	25.919722	2467.2800
0.011944	4902.3400	0.969167	3053.6000	26.879722	2462.0200
0.013611	4890.9000	1.087500	3017.2200	27.839722	2456.9600
0.015278	4878.1800	1.220278	2984.4000	28.800000	2452.0800
0.017222	4864.0200	1.369167	2954.6000	29.760000	2447.3400
0.019167	4841.3200	1.536389	2927.2800	30.720000	2442.7800
0.021667	4830.9200	1.723889	2902.0000	32.180000	2438.3400
0.024167	4811.6400	1.934167	2878.2800	32.639722	2434.0600
0.027222	4790.3200	2.170000	2855.8600	33.599722	2429.8800
0.030556	4766.7800	2.435000	2834.3800	34.559722	2425.8400
0.034167	4740.8400	2.731944	2813.7200	35.519722	2421.9000
0.038056	4712.3200	3.065556	2793.6600	36.480000	2418.0800
0.043056	4681.0200	3.439444	2764.1200	37.440000	2414.3600
0.048333	4646.7400	3.859167	2734.9800	38.400000	2410.7200
0.054444	4609.3200	4.330000	2736.2200	39.360000	2407.1800
0.061111	4568.5600	4.858611	2717.7600	40.319722	2403.7200
0.068611	4524.3600	5.451389	2699.5600	41.279722	2400.3600
0.076944	4476.5200	6.116389	2681.6000	42.239722	2397.0600
0.086389	4425.0400	6.862778	2663.8200	43.199722	2393.8400
0.096667	4369.8200	7.700278	2646.2500	44.160000	2390.7000
0.108611	4310.9000	8.639722	2628.8000	45.120000	2387.6200
0.121944	4248.3400	9.599722	2612.9600	46.080000	2384.6000
0.136667	4182.3400	10.560000	2598.7200	47.040000	2381.6600
0.153611	4113.1000	11.520000	2585.7800	48.000000	2378.7700
0.172222	4041.0400	12.479722	2573.9200		
0.193333	3966.5200	13.439722	2562.9800		

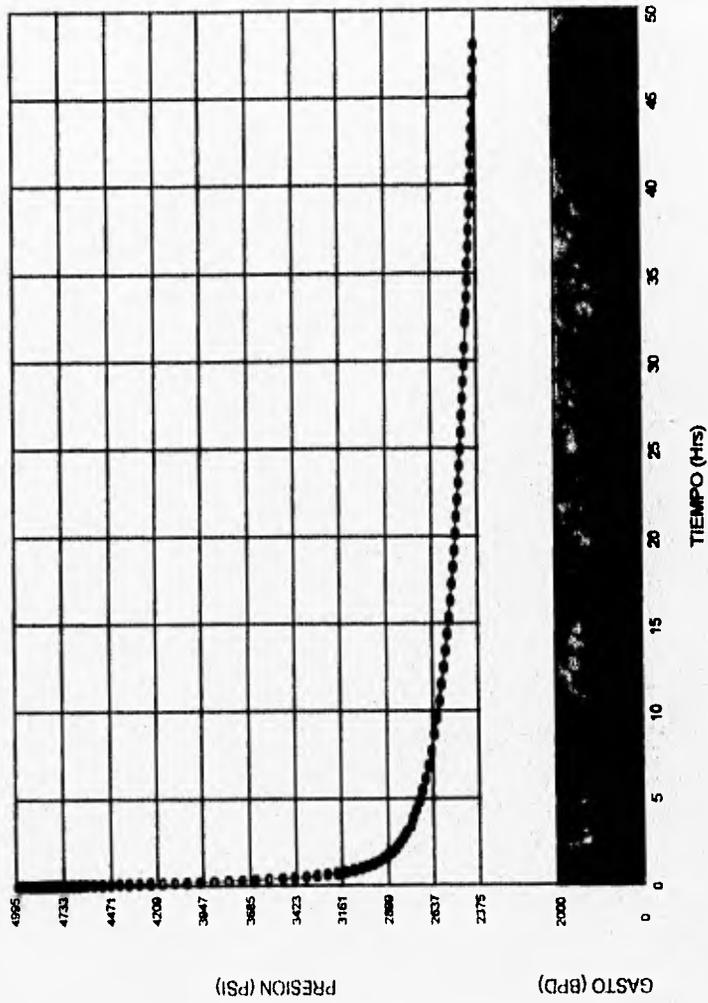


Fig. 68 Comportamiento del Gasto y de la Prueba Fall off

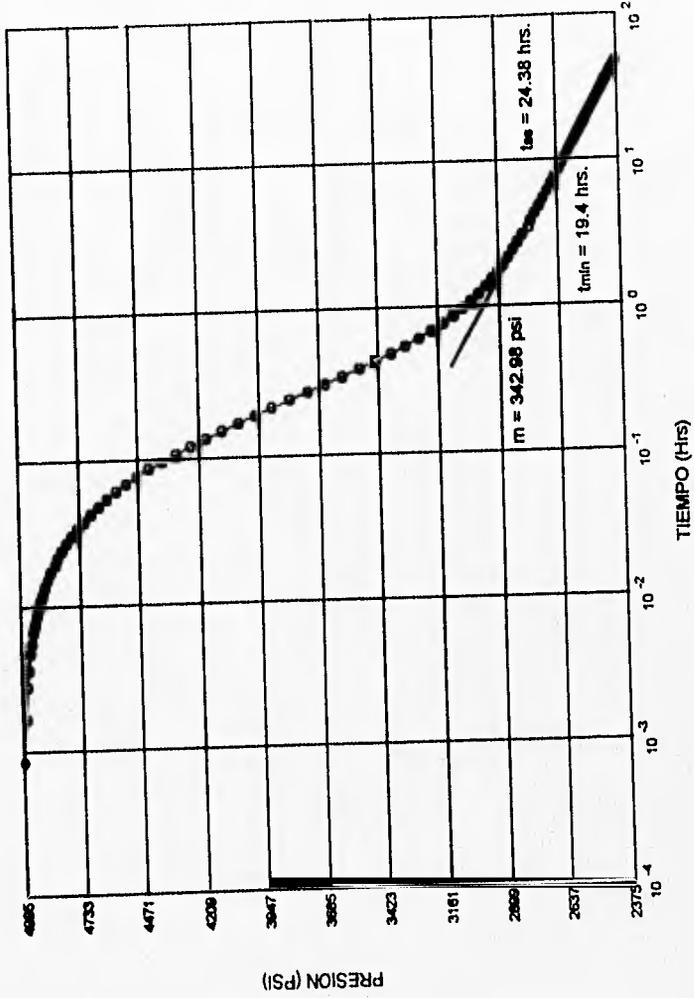


Fig. 69 Gráfica Semilogarítmica de la Prueba Fall off

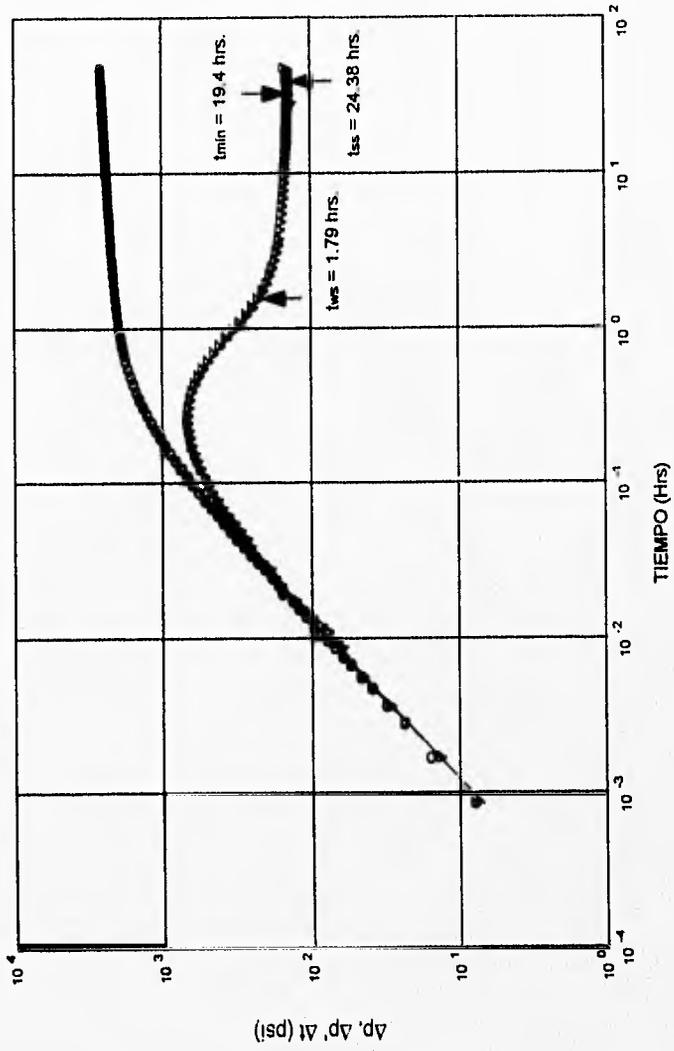


Fig. 70 Gráfica Doble-logarítmica de la Prueba Fall off

IV.5 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA DE PRESION.

Se tienen dos pozos, uno de observación y otro activo, en los cuales se desea correr una prueba de interferencia de presión, para la cual es necesaria la siguiente información:

$p_w = 6958$ psi	$c_t = 1.4 \text{ E-}5$ psi ⁻¹
$p_i = 7003.3$ psi	$q = 5000$ bpd
$B_o = 1.5$	$\phi = 0.30$
$\mu_c = 2.5$	$h = 30$ pies
	$r_w = 0.3$ pies
	$r = 2700$ pies

Este tipo de pruebas son corridas por diversas razones: probar la continuidad del yacimiento, detectar permeabilidades direccionales y otras heterogeneidades mayores del yacimiento, así como determinar el volumen del yacimiento.

Se determinó la permeabilidad ($k = 1907.242$ md), siguiendo el procedimiento mostrado en la Sección III.6.

Un parámetro importante es el tiempo de retraso que se calculó con la ecuación 3.26.

$$t_c = 0.98 \text{ hrs.}$$

Con el valor obtenido del cambio de presión ($\Delta p = 2.44$ psi) se considera una sensibilidad del aparato de 0.1 psi

según el criterio expresado en la Sección III.2.2 i, y el rango del límite superior debe ser de 8750 a 11650 psi. El tiempo de flujo será aquel cuando la tendencia de presión se mantenga constante.

En la Tabla 4.5 se muestra la tendencia de presión obtenida, que se ilustra en las figuras 71 y 72.

Tabla 4.5 Respuesta de Presión de la Prueba de Interferencia

t (hrs)	p _w (psi)	t (hrs)	p _w (psi)	t (hrs)	p _w (psi)
0.000000	6957.9600	0.091389	6957.9200	3.643889	6961.4200
0.000556	6957.9600	0.102500	6957.9200	4.088333	6962.2400
0.001389	6957.9600	0.115000	6957.9200	4.587222	6963.1400
0.001944	6957.9600	0.129167	6957.9200	5.147222	6964.1400
0.002778	6957.9600	0.145000	6957.9000	5.775278	6965.2000
0.003333	6957.9600	0.159722	6957.9000	6.479722	6966.3200
0.004167	6957.9600	0.182500	6957.9000	7.200000	6967.4000
0.005000	6957.9600	0.204722	6957.8800	7.919722	6968.4400
0.005556	6957.9600	0.229722	6957.8800	8.639722	6969.4000
0.006389	6957.9600	0.257778	6957.8600	9.360000	6970.3000
0.007222	6957.9600	0.289444	6957.8400	10.080000	6971.1600
0.008056	6957.9600	0.324722	6957.8400	10.799722	6971.9800
0.008889	6957.9600	0.364167	6957.8200	11.520000	6972.7400
0.010000	6957.9600	0.408611	6957.8000	12.240000	6973.4600
0.011389	6957.9600	0.458611	6957.7800	12.959722	6974.1600
0.012778	6957.9600	0.514722	6957.7600	13.680000	6974.8200
0.014444	6957.9600	0.577500	6957.7400	14.400000	6975.4400
0.016111	6957.9600	0.647778	6957.7200	15.119722	6976.0400
0.018056	6957.9600	0.726944	6957.7000	15.840000	6976.6000
0.020278	6957.9600	0.815556	6957.6800	16.559722	6977.1400
0.022778	6957.9600	0.915278	6957.6800	17.279722	6977.6600
0.025556	6957.9600	1.026944	6957.7000	18.000000	6978.1600
0.028889	6957.9600	1.152222	6957.7400	18.720000	6978.6400
0.032222	6957.9600	1.292778	6957.8200	19.440000	6979.1000
0.036389	6957.9600	1.450556	6957.9400	20.160000	6979.5400
0.040833	6957.9400	1.627500	6958.1200	20.879722	6979.9600
0.045833	6957.9400	1.826111	6958.3600	21.749722	6980.3600
0.051389	6957.9400	2.048889	6958.6600	22.319722	6980.7600
0.057500	6957.9400	2.299167	6959.0400	23.040000	6981.1400
0.064722	6957.9400	2.579722	6959.5000	23.760000	6981.5000
0.072500	6957.9400	2.894444	6960.0600		
0.081389	6957.9400	3.247500	6960.7000		

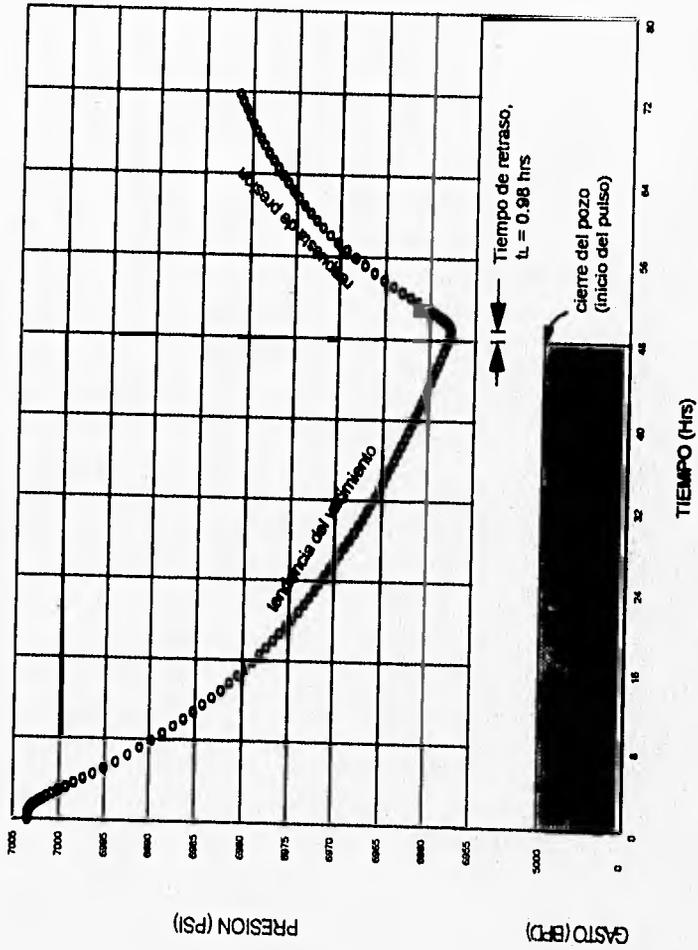


Fig. 71 Comportamiento del Gasto y de la Prueba de Interferencia de Presión

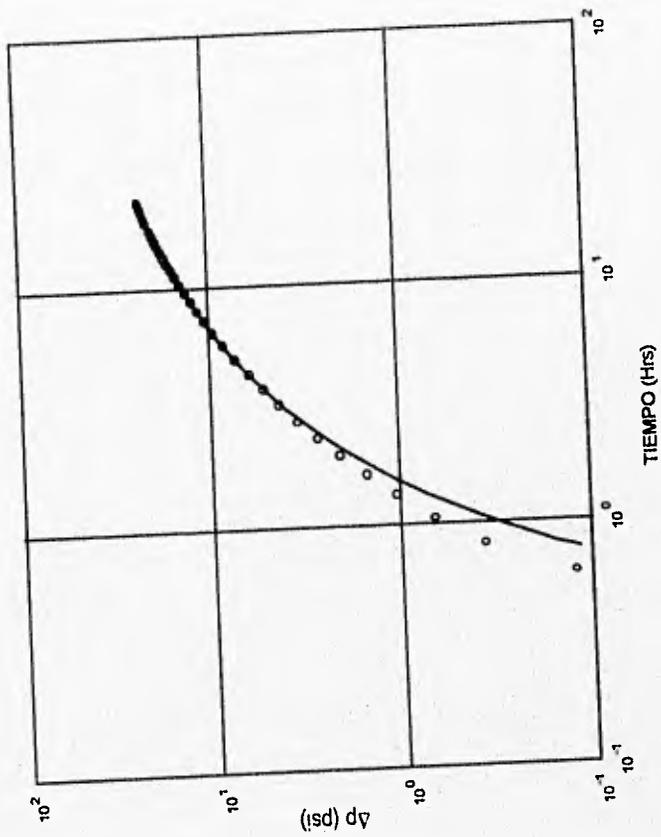


Fig. 72 Gráfica Doble-logarítmica de la Prueba de Interferencia de Presión

CAPITULO V
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las pruebas de variación de presión son de gran utilidad para la caracterización de los yacimientos y de su éxito depende la confiabilidad y representatividad de los resultados. Para lograr los principales objetivos de las pruebas de presión es necesario que siempre se efectúen diseños previos para garantizar el cumplimiento de todos los eventos y operaciones requeridas.

Dadas las numerosas propiedades de la formación y de los fluidos que deben usarse para el diseño de pruebas de presión, es necesario contar con fuentes de información suficientes y confiables, que validen la estimación de los datos. La permeabilidad de la formación es la característica más crítica para el diseño de las pruebas.

Se recomienda que se utilice la información o los procedimientos planteados para validar o estimar los datos requeridos en un diseño de la respuesta de presión. Además, deben conocerse las condiciones de comportamiento del yacimiento, el estado mecánico del pozo, la historia de producción, etc.; es decir, mientras más información se tenga, los resultados serán más representativos.

En el diseño de pruebas de presión el ingeniero debe seguir procedimientos lógicos para identificar con suficiente precisión los tiempos de duración del efecto de almacenamiento y de inicio de los efectos de frontera, los tiempos de cierre o flujo, la duración de los pulsos en pruebas de interferencia, así como también la sensibilidad de la herramienta para que sea capaz de registrar adecuadamente las variaciones de presión de fondo en las pruebas.

Los procedimientos de diseño descritos, permiten realizar este trabajo de manera más lógica, completa y eficiente. Por tanto, se recomienda utilizar dichos procedimientos para cumplir con los objetivos de las pruebas de presión y de ser posible enriquecerlos en el futuro.

Los ejemplos que se presentan ilustran satisfactoriamente los procedimientos que deben seguirse para efectuar los distintos diseños de las pruebas de variación de presión.

Actualmente muchas de las pruebas ahora registradas en el campo son incompletas; esta situación no puede ser prevenida totalmente a través de los diseños de las pruebas, pero puede ser reducida significativamente.

Es importante concluir que el diseño de pruebas de presión no es una técnica exacta, ya que tanto las ecuaciones como los datos usados son aproximados. Se requiere conjuntar la calidad de la información, las técnicas de análisis y la experiencia del analista. Además , un diseño adecuado puede ser sencillamente más importante que la posterior interpretación sofisticada que deba realizarse para la caracterización de los sistemas pozoyacimiento.

NOMENCLATURA

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
$a_{0,1, \dots, 15}$	Coefficientes utilizados en la correlación de Dempsey.	adimensional
B, B ₀	Factor de volumen del aceite.	<u>vol. aceite @ c. y.</u> <u>vol. aceite @ c. s.</u>
B _g	Factor de volumen del gas.	<u>vol. gas @ c. y.</u> <u>vol. gas @ c. s.</u>
B _{0b}	Factor de volumen del aceite a la presión de saturación.	<u>vol. aceite @ c. y.</u> <u>vol. aceite @ c. s.</u>
B _{0i}	Factor de volumen del aceite a la presión inicial.	<u>vol. aceite @ c. y.</u> <u>vol. aceite @ c. s.</u>
C	Coefficiente de almacenamiento del pozo.	brl/psi
C _D	Coefficiente de almacenamiento adimensional.	adimensional
c _f	Compresibilidad de la formación.	psi ⁻¹
c _o	Compresibilidad del aceite.	psi ⁻¹
c _t	Compresibilidad total del sistema.	psi ⁻¹
c _w	Compresibilidad del agua.	psi ⁻¹
D _i	Diámetro del pozo en la sección I.	pies
Δp	Cambio de presión (o amplitud de la respuesta del pulso en pruebas de pulso).	psi
Δt	Tiempo de cierre de la prueba.	horas
Δt _f	Intervalo del tiempo de tránsito del fluido en el pozo.	μseg/pie
Δt _{log}	Tiempo de tránsito para el registro sísmico.	μseg/pie
Δt _{ma}	Tiempo de tránsito de la matriz para el registro sísmico.	μseg/pie
Δt _p	Longitud del pulso usado en la prueba de pulso.	horas
-E _i	Integral exponencial.	adimensional
ε	Error en una medición.	adimensional
ε _i	Error máximo en una medición.	adimensional
$\bar{\phi}$	Porosidad media.	fracción
φ	Porosidad.	fracción

ϕ_{CNL}	Porosidad determinada del registro CNL.	(%)
ϕ_{FDC}	Porosidad determinada del registro FDC.	(%)
G, H, I, J	Coefficientes utilizados en la desviación cuadrática media.	adimensional
γ	Densidad relativa (referida al agua para líquidos, al aire para gases).	adimensional
h	Espesor de la formación productora.	pies
k	Permeabilidad de la formación.	md
K	Módulo elástico de compresión.	Pa
kg	Permeabilidad efectiva al gas .	md
ko	Permeabilidad efectiva al aceite.	md
kw	Permeabilidad efectiva al agua.	md
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas.	fracción
x	Permeabilidad relativa al aceite.	fracción
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua.	fracción
l_i	Longitud de la sección <i>i</i> ésima de la sarta de producción.	pies
L	Distancia estimada de una barrera al pozo.	pies
m	Pendiente de la línea recta semilogarítmica.	psi/ciclo
m'	Pendiente de los datos graficados de una prueba a varios gastos.	psi/(ciclo/bpd)
Mg	Peso molecular del gas.	lb/lb-mol
Maire	Peso molecular del aire.	lb/lb-mol
μ	Viscosidad del aceite.	cp
μ_g	Viscosidad del gas.	cp
μ_{gt}	Viscosidad del gas de Kobayashi y Burrows.	cp
μ_w	Viscosidad del agua.	cp
n	Número total de moles.	lb-mol
p	Presión.	psi
p_a	Presión actual aplicada.	psi
p_{ab}	Presión de abandono.	psi
p_b	Presión de saturación.	psi
p_c	Presión calculada.	psi
p_D	Presión adimensional.	adimensional
p_i	Presión Inicial.	psi

Nomenclatura

P_r	Presión reducida.	adimensional
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo.	psi
P_{ws}	Presión de fondo estática.	psi
P_{1HR}	Presión medida a una hora.	psi
p^*	Presión extrapolada.	psi
\bar{p}	Presión media del sistema.	psi
$p(q_m/q_i)$	Función de probabilidad condicional.	adimensional
π	3.14159....	adimensional
q	Gasto.	bpd
q_m	Valor verdadero de la cantidad medida.	
q_r	Resultado de la medición.	
r	Distancia entre pozos.	pies
r_D	Radio adimensional.	adimensional
r_e	Radio de drene.	pies
r_i	Radio de investigación.	pies
r_s	Profundidad del daño o estimulación.	pies
r_w	Radio del pozo.	pies
R	Constante universal de los gases, 10.732	psia-pie ³ /lb-mol OR
R_s	Relación gas disuelto-aceite.	$\frac{vol. g. d. @ c. s.}{vol. aceite @ c. s.}$
ρ	Densidad del medio.	kg/m ³
ρ_b	Densidad de la matriz.	g/cm ³
ρ_g	Densidad del gas.	lb _m /pie ³
ρ_{aire}	Densidad del aire.	lb _m /pie ³
s	Factor de daño.	adimensional
s	Salida del sensor.	V, Hz.
S_{C_2}	Factor de corrección por salinidad.	adimensional
S_p	Factor de corrección por presión.	adimensional
S_w	Saturación de agua	fracción
S_{wc}	Saturación de agua crítica.	fracción
t_p	Tiempo de producción.	horas

t_D	Tiempo adimensional.	adimensional
t_L	Tiempo de retraso	horas
T	Temperatura absoluta.	"R
T_f	Temperatura del yacimiento.	"F
T_r	Temperatura reducida.	adimensional
T_R	Temperatura del yacimiento.	"R
V	Volumen.	pies ³
V_{Dm}	Volumen de poros mínimo.	pies ³
v_B	Velocidad del sonido en el fluido.	m/seg.
V_w	Volumen existente en la columna del pozo.	pies ³
y_{N_2}	Contenido de nitrógeno.	fracción
y_{CO_2}	Contenido de dióxido de carbono.	fracción
y_{H_2S}	Contenido de ácido sulfhídrico.	fracción
Z	Factor de compresibilidad de los gases.	adimensional

REFERENCIAS

REFERENCIAS

1. Horner, D.R.: "Pressure Build-Up in Wells". Proc., Third World Pet. Cong., E.J. Brill, Leiden (1951) 11.
2. León-Ventura, R.: "Notas del Curso-Análisis de Pruebas de Variación de Presión". Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Evaluación de Formaciones, Instituto Mexicano del Petróleo (1984).
3. Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands". Trans. AIME (1942) 146, 107-116.
4. Welge, H.J.: "Displacement OF Oil from Porous Media by Water and Gas". Trans. AIME (1948) 179, 133-138.
5. Earlougher, R.C.: "Advances in Well Test Analysis". Monograph 5, Dallas, TX, (1977).
6. Bourdet, D. et. al.: "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis". World Oil (May, 1983) 95-106.
7. Bourdet, D., Ayoub, J.A., and Pirard, Y.M.: "Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation". SPE Formation Evaluation (June, 1989).
8. Sabet, M.A.: "Well Test Analysis". Gulf Publishing Co., Houston, TX (1991).
9. Horne, Roland N.: "Modern Well Test Analysis-A Computer Aided Approach". Petroway, Inc. Palo Alto, Cal. (1990).
10. Mc.Cain, W.D.: "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd. edition, Penn Well Publishing, Tulsa, Ok. (1990)
11. Bradley, Howard B.: "Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer". SPE Richardson, Tx. (1987).
12. Rodríguez-Nieto, R.: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, UNAM. (1987).
13. Carr, N.L., Kobayashi, R., and Burrows, D.B.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure". Trans. AIME, (1954), 201, 264-272.
14. Dempsey, J.R.: "Computer Routine Treats Gas Viscosity as a Variable". Oil & Gas Journal, (August, 1965), 141.

15. Ibarra Gálvez, J.R.: "Caracterización de la Porosidad en Rocas Sedimentarias y su Relación con Yacimientos Petrolíferos". Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, (1986).
16. De la Torre-Ibañez, J.: "Propiedades Básicas de los Medios Porosos y su Medición en el Laboratorio". Facultad de Ingeniería, UNAM (Mayo, 1993).
17. Amyx, J.W., Bass, D.M. and Whiting, R.L.: "Petroleum Reservoir Engineering". McGraw Hill Book Co., Inc., New York (1960).
18. Lipta'k, Bela G.: "Instrumental Engineering Handbook Volume 1, Process Measurements". Chilton Book Co. (1969).
19. Schlumberger
20. Benítez Hernández M.A.: "Diseño de Tuberías de Revestimiento y Cementación". IMP (1983).
21. Osorno Manzo, J.A. y Rodríguez Nieto R.: "Apuntes de Evaluación de la Producción". F.I., UNAM, (1984).
22. Streeter, Victor L.: "Mecánica de los Fluidos". Octava Edición, Mc Graw Hill. (1988).
23. Alonso Cárdenas I.: "Apuntes de Terminación de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM (1983).
24. Goins, Jr., W.C., "Practical Drilling Technology". Volume 1, (1973).
25. "Composite Catalog" World Oil, 1975.
26. León-Ventura, R., Comunicación personal.
27. Martínez, R. N. y León, V. R. "Diseño de Pruebas de Incremento de Presión en Pozos". Subdirección de Tecnología de Explotación. División de Evaluación de Formaciones, Instituto Mexicano del Petróleo (1985).
28. Hall, Howard N.: "Compresibility of Reservoir Rocks". Trans. AIME (1953) 198.
29. Monicard, R.P.: "Properties of Reservoir Rocks; Core Analysis". Gulf Publishing Co., Houston, TX, (1980).

30. API: "Recommended Practice for Core Analysis Procedure (API RP40)". API First Edition, New York (August, 1940).
31. Core Laboratories, Inc.: "Summary of Core Analysis Procedures". API Subcommittee on Standardization of Core Analysis Procedure, Dallas, Tx.(1972).
32. Heim, A.H.: "Constant-Pressure Gas Porosimeter". JPT (January, 1961).
33. Boussaid, I.: "Simplified Gas Porosimeter". JPT (April, 1968).
34. Schlumberger, "Log Interpretation-Volume I Principles". (1972).
35. Lee, W.J., "Pressure Transient Test Design in Tight Gas Formations". JPT, (October, 1987).
36. Briseño-Cabrera, R.: "Pruebas de Limite en la Caracterización de Yacimientos". Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM (Abril, 1993).
37. Martínez-Romero, N., Comunicación Personal.