

2
290



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**PRUEBAS DE LIMITE EN LA CARACTERIZACION
DE YACIMIENTOS**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

RAFAEL BRISEÑO CABRERA

DIRECTOR DE TESIS. M. en I. RAUL LEON VENTURA



MEXICO. D. F.

ABRIL 1993

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

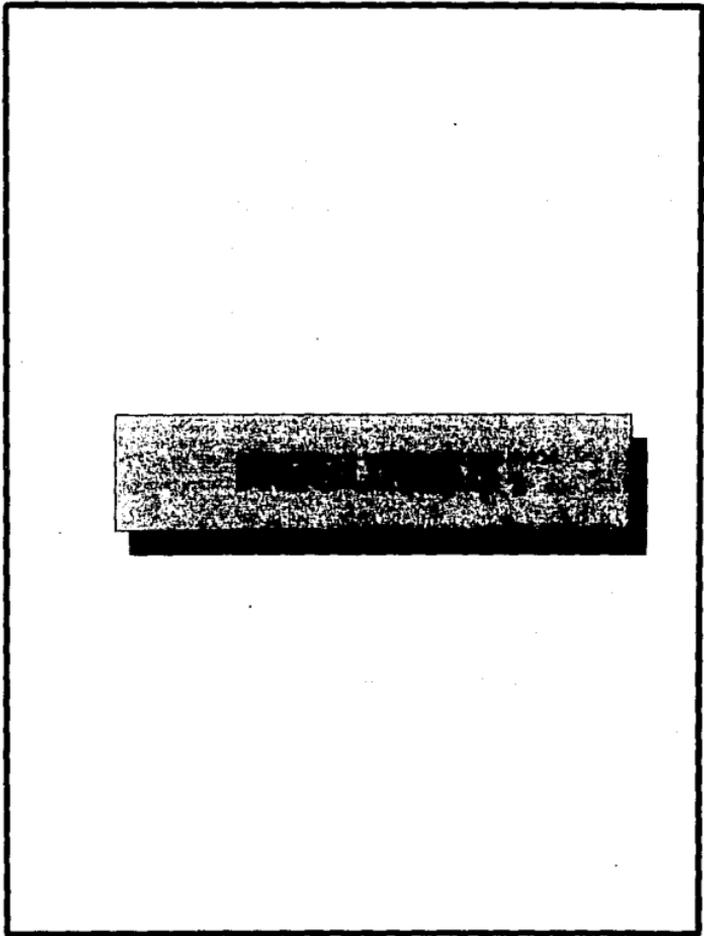
DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	1
I INTRODUCCION	3
II PRUEBAS DE PRESION	5
2.1. <i>Generalidades.</i>	5
2.2. <i>Fundamentos Matemáticos para el Análisis de Pruebas de Presión.</i>	22
III PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO.	42
3.1. <i>Definición y Alcances.</i>	42
3.2. <i>Análisis de los Periodos de Flujo.</i>	44
3.3. <i>Determinación de la Distancia a un Límite, Falla o Discontinuidad.</i>	55
3.4. <i>Angulo entre Barreras.</i>	60
3.5. <i>Determinación de la Forma del Area de Drene Utilizando Pruebas de Límite de Yacimiento.</i>	61
3.6. <i>Determinación del Radio de Investigación.</i>	69
3.7. <i>Espaciamiento Optimo entre Pozos y Desarrollo del Campo.</i>	71
3.8. <i>Factibilidad Técnico-Económica.</i>	76
IV TECNICAS DE ANALISIS.	83
4.1. <i>Método de Park Jones.</i>	83
4.2. <i>Análisis Convencional.</i>	87
4.3. <i>Ajuste con Curvas Tipo.</i>	90
4.4. <i>Análisis de Pruebas de Límite Utilizando Datos de Producción.</i>	104
V DISEÑO DE UNA PRUEBA DE LIMITE DE YACIMIENTO	110
5.1. <i>Antecedentes.</i>	110
5.2. <i>Procedimiento de Diseño.</i>	111
5.3. <i>Importancia de la Detección del Periodo de Flujo Pseudostacionario.</i>	118
5.4. <i>Aspectos Prácticos.</i>	119
VI EJEMPLOS DE APLICACION.	122
6.1. <i>Pozo Lacartún 1-B.</i>	122
6.2. <i>Pozo Altuz 1-A.</i>	139
VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	157
NOMENCLATURA	159
REFERENCIAS	163



RESUMEN

En este trabajo se analiza la importancia de las pruebas de límite de yacimiento como una herramienta de gran valía para la caracterización de yacimientos.

Se establecen las ecuaciones fundamentales del flujo de fluidos a través de medios porosos y se explican los conceptos que permitirán al lector contar con un criterio más amplio para un mejor manejo de la información disponible.

Las pruebas de límite son curvas de decremento de larga duración, por lo que se presentan necesariamente tres periodos de flujo: transitorio, transitorio tardío y pseudoestacionario.

Se analizan todas las ventajas que pueden obtenerse mediante la aplicación de una prueba de límite de yacimiento como son: la detección de límites, fallas o discontinuidades así como el cálculo de su distancia, la determinación del ángulo entre fallas, el conocimiento de la forma del área de drenaje y el radio de investigación efectivo, el establecimiento del espaciamiento óptimo entre pozos y finalmente un análisis técnico-económico. En cada caso, además de analizar el tema desde un punto de vista teórico, se demuestra la validez de las técnicas utilizadas.

Se ha buscado hacer uso de la literatura especializada más reciente, haciendo hincapié en aquellos aspectos de mayor trascendencia, sin olvidar las publicaciones clásicas sobre el tema, pues representan citas obligadas y el punto de partida.

Todo ello proporciona un conocimiento integral y una visión moderna acerca de las pruebas de límite de yacimiento, por sus

enormes ventajas y también sus restricciones, pretendiendo lograr un mejor aprovechamiento de estas pruebas dentro de la ingeniería petrolera. Esta es fundamentalmente la principal aportación que se intenta en este trabajo.

CAPITULO I



CAPITULO I

INTRODUCCION

En la industria petrolera , el uso de técnicas y procesos que permitan la optimización de los recursos económicos, técnicos y humanos para la extracción de los hidrocarburos al menor costo posible, es una necesidad cotidiana. En este aspecto, la caracterización de yacimientos juega un papel fundamental, permitiendo contar con los elementos de Juicio para conseguir este objetivo.

Desde este punto de vista, es de suma importancia conocer a fondo la anatomía del yacimiento¹⁻³; para ello el ingeniero petrolero se ha valido de diversos recursos, tales como: el análisis de muestras de rocas y fluidos, la interpretación de registros geofísicos del pozo y el análisis e interpretación de pruebas de presión⁴⁻¹²

Del estudio de los conceptos básicos de las pruebas de presión, se han desarrollado las técnicas para el análisis de las pruebas de incremento, de decremento, de interferencia, de decremento en pozos inyectoros ("fall off"), pruebas de límite de yacimiento¹³⁻²², etc.

Las pruebas de limite tienen una gran importancia en la caracterización de los yacimientos y en el desarrollo de campos, ya que la adecuada utilización de la información que estas pruebas aportan, en combinación con la información geológica y geofísica disponible, permiten un conocimiento más preciso del yacimiento, por su permeabilidad, porosidad, magnitud y forma del área de

drene, volumen poroso, volumen de aceite, detección de límites, discontinuidades o fronteras del yacimiento, el espaciamiento óptimo entre pozos, etc; todo ello con el objetivo de extraer el volumen máximo de hidrocarburos, minimizando el porcentaje de pozos improductivos y favoreciendo la planeación para la instalación de sistemas de recuperación secundaria o mejorada.

La obtención de estos parámetros sólo es posible mediante la detección del periodo de flujo pseudoestacionario, el cual se encuentra influenciado por los efectos de fronteras del yacimiento. A esta conclusión llegó Park Jones²³, cuando trató de calcular el volumen efectivo que se encuentra relacionado con un pozo y propuso la realización de una prueba de decremento de presión de larga duración, con la cual era posible alcanzar el flujo pseudoestacionario.

Desde entonces otros autores han hecho importantes aportaciones a la ingeniería de yacimientos apoyándose en las pruebas de límite.

Algunos, como Bixel y Van Poollen²⁶ para la detección de barreras y discontinuidades, Earlougher^{27,28} en la determinación de la forma del área de drene, Ramey²⁹ y León³⁰, aplicando pruebas de límite a yacimientos naturalmente fracturados,

En el presente trabajo se describen y analizan los fundamentos teóricos básicos de dichas pruebas, los factores que intervienen, modelos de interpretación y ejemplos ilustrativos, con el fin de aportar un panorama completo sobre las pruebas de límite de yacimiento.

CAPITULO II

PRUEBAS DE REGION

CAPITULO II

PRUEBAS DE PRESION

2.1. Generalidades.

2.1.1. Importancia de los Estudios Geológicos y Geofísicos en la Caracterización de Yacimientos.

La actividad exploratoria constituye la base fundamental que permite el crecimiento de las reservas petroleras o bien, nuevas áreas con posibilidades de desarrollo.

La actividad exploratoria requiere de la ejecución de las siguientes etapas¹, figura 1.

Como se observa, en la figura 1, la interpretación de resultados se ve constantemente retroalimentada y en muchas ocasiones es necesario modificar los criterios de interpretación y de evaluación de la información.

La realización de estudios de campo (geológicos y geofísicos) permite el estudio de grandes zonas a menor costo y tiempo que si se perforaran tan sólo pozos de sondeo.

Los estudios de campo pueden clasificarse, según el grado de conocimiento deseado y la extensión en la que se realizan en:

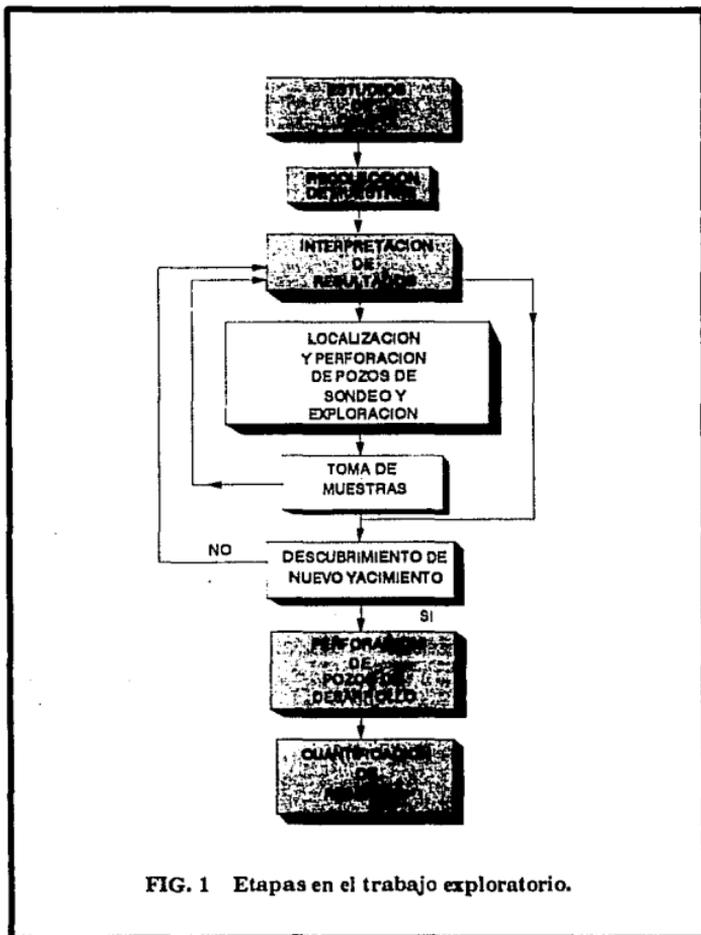


FIG. 1 Etapas en el trabajo exploratorio.

Estudios de reconocimiento [regional
local

Estudios de semidetalle

Estudios de detalle [Generales
Particulares

Los trabajos de reconocimiento se encargan de determinar las características geológicas generales que se presentan en el área de estudio.

Los estudios de semidetalle tienen por misión, conocer los aspectos en lo que se refiere a las condiciones de acumulación y generación de hidrocarburos en aquellas zonas que ofrezcan mejores condiciones para la presencia de yacimientos.

Los estudios de detalle tienen por objetivo, determinar características tales como: espesor, profundidad, calidad, cantidad, y potencial productivo de los yacimientos descubiertos.

En este sentido, los estudios geológicos y geofísicos conforman los primeros aspectos que se toman para la caracterización de yacimientos, mediante estos, es posible localizar y delimitar el área en la que posiblemente se encuentre una acumulación de hidrocarburos factible de explotarse comercialmente.

Los estudios de geología superficial y de subsuelo son sumamente importantes; con los primeros es posible conocer mediante

afloramientos las trazas de hidrocarburos y determinar el contenido y naturaleza de la materia orgánica, el grado de maduración térmica y mediante estudios de destilación térmica y pirólisis, determinar el potencial de hidrocarburos que pueda aportar la formación, todos ellos desde luego apoyados en la observación directa de las rocas, su estructura y composición.

Mediante los de subsuelo es posible detectar la presencia de aceite y gas en lodos y muestras de canal, así como del estudio de laboratorio con núcleos obtener la reflectancia de la vitrinita, el índice de alteración térmica y preparar correlaciones de aceite-roca almacenadora que permitan saber si se trata de uno o varios yacimientos que se encuentren presentes en la zona de estudio.

Esta información solo podrá ser obtenida a través de pozos de sondeo y exploración, es necesario tomar en cuenta además que este conocimiento se circunscribe a una porción del subsuelo muy limitada y solo podrán establecerse relaciones con la perforación de nuevos pozos.

En lo que respecta a los estudios geofísicos, su utilización reforzará y complementará la información disponible; en estas circunstancias los registros magnetométricos, sísmológicos y eléctricos permitirán ubicar con precisión la profundidad, geometría de la acumulación de hidrocarburos (trampa), espesor de la formación productora, etc., para planear la perforación de un primer pozo de exploración.

Para la ejecución de estos estudios, su adecuada programación, combinación y realización requiere de un conocimiento preciso del objetivo a alcanzar.

2.1.2. Importancia de las Pruebas de Presión en la Caracterización de Yacimientos.

Es importante señalar que la importancia de las pruebas de presión no solamente radica en la cantidad de información que de ellas pueda obtenerse, sino en la capacidad del ingeniero para integrar adecuadamente toda la información disponible con la que se haya obtenido de las pruebas de presión, para conformar un estudio completo del yacimiento que permita lograr una explotación óptima de estos, de tal suerte que la caracterización de yacimientos es el resultado final de todo un proceso en el que a través de diversos trabajos de geología, sismología, registros de producción, registros geofísicos, ingeniería de producción, laboratorio y pruebas de presión, se obtenga un modelo a partir de cada fuente de información; sin embargo, por su naturaleza, estos no pueden constituir por sí solos un modelo objetivo del yacimiento, sino que es necesario conjuntarlos de una manera apropiada para formar un modelo que sea representativo, de esta forma la caracterización constituye por sí sola, una parte de la evaluación integral del yacimiento a partir de la cual puedan obtenerse alternativas de explotación, trabajos de simulación y cuantificación de sus reservas, figura 2.

2.1.3. Definición y Alcances de las Pruebas de Presión.

La necesidad de obtener una mayor producción de los pozos, llevó a investigar a fondo la física de yacimientos y se desarrollaron técnicas para determinar su estructura y características, ya sea en forma directa o indirecta. Para ello se analizaron recortes y muestras de fluidos en superficie, núcleos y muestras de fluidos de fondo; sin embargo, estos análisis no representan las

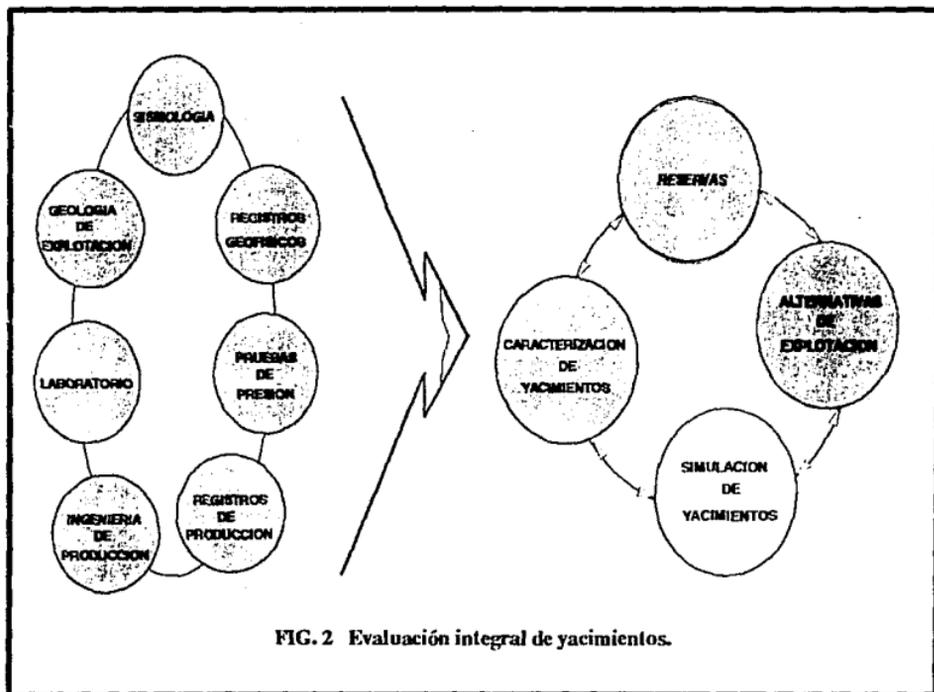


FIG. 2 Evaluación integral de yacimientos.

condiciones dinámicas del medio poroso, tal es el caso de "la permeabilidad relativa, ya que es dependiente de la manera en la cual los fluidos están distribuidos dentro del espacio poroso y de la historia de saturación" ⁴.

A través de las pruebas de presión y mediante relaciones matemáticas pudieron determinarse diversos parámetros del yacimiento.

Una prueba de presión consiste en generar y medir las variaciones de presión que se presentan en el fondo del pozo como una consecuencia natural del proceso productivo en los yacimientos.

Fundamentalmente existe una señal de entrada, representada por un gasto sobre el sistema pozo-yacimiento, y una señal de salida representada por los cambios de presión registrados en el fondo del pozo.

Dichas pruebas constituyen una herramienta fundamental en la ingeniería petrolera, ya que representan la respuesta dinámica del yacimiento.

La enorme importancia de las pruebas de presión se basa en la gran cantidad de información que de ellas es obtenida, así como de su confiabilidad, tales como:

- Capacidad de flujo
- Permeabilidad
- Volumen poroso
- Forma y tamaño del área de drenaje
- Volumen de hidrocarburos asociado al área de drenaje
- Heterogeneidades
- Permeabilidades relativas

- Anisotropía
- Límites
- Discontinuidades
- Espaciamiento entre pozos
- Factor de daño
- Presión media, etc.

2.1.4. Tipos de Pruebas de Presión.

Dada la importancia de las pruebas de presión, se ha desarrollado una gran variedad de ellas:

a) Pruebas de Incremento.

En las que para su aplicación se requiere del cierre temporal del pozo para favorecer la restauración de la presión. El comportamiento típico de estas pruebas se muestra en la figura 3.

b) Pruebas de Decremento.

Consisten en el registro continuo de las variaciones de presión cuando un pozo que se encontraba cerrado se abre a producción, por lo que la presión decrece con respecto al tiempo, según se muestra en la figura 4.

c) Pruebas de Inyectividad.

Estas reflejan el comportamiento de la presión en el yacimiento cuando se inyecta un fluido, por lo que la presión se verá incrementada debido al suministro de masa al sistema, generando un represionamiento. Este tipo de pruebas se realiza cuando estando

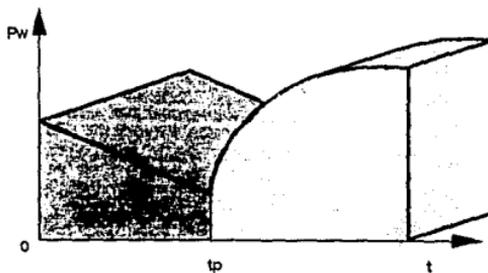
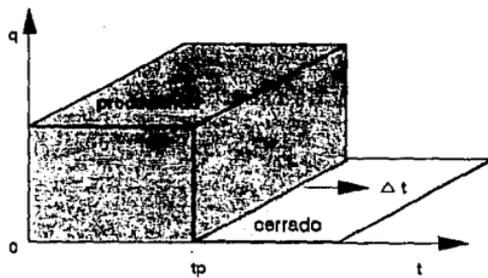


FIG. 3 Gasto y respuesta de la presión en una prueba de incremento.

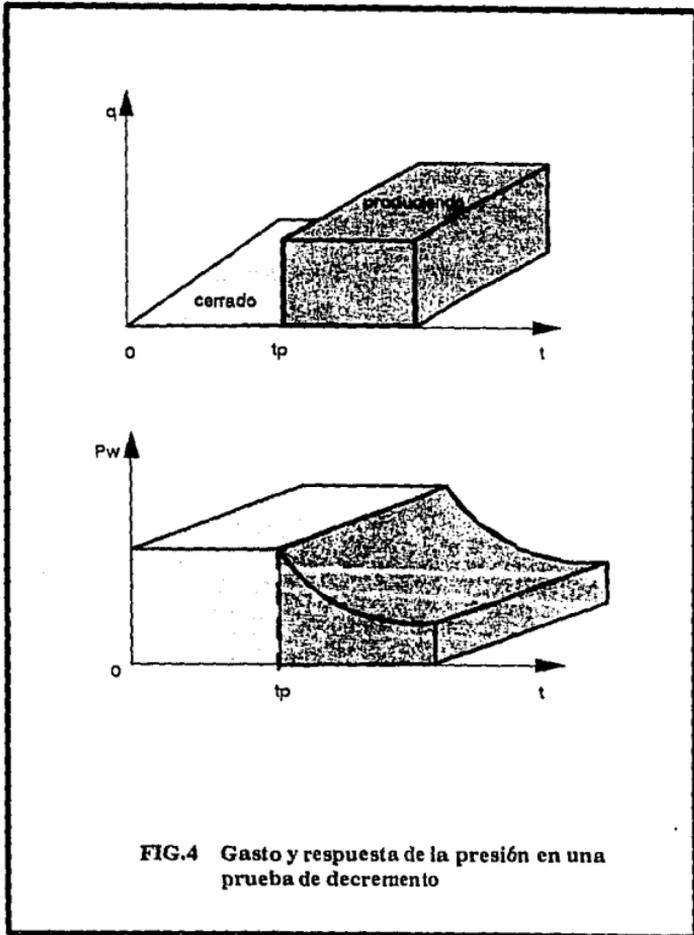


FIG.4 Gasto y respuesta de la presión en una prueba de decremento

un pozo cerrado al flujo se abre para inyectar, figura 5.

d) Pruebas de Decremento en Pozos Inyectores (fall off).

Estas consisten en ejecutar una prueba de decremento de presión en pozos inyectores, cerrando la inyección, tal que al cesar el incremento de masa se presenta un abatimiento en la presión, figura 6.

e) Pruebas de Interferencia.

En este tipo de pruebas se requiere de un pozo activo (donde se ejecutan cambios de la producción) y un pozo de observación (donde se registra la variación de la presión ocasionada por la influencia del pozo activo). Una prueba de interferencia consiste en medir inicialmente la tendencia del comportamiento de la presión en el yacimiento y después de un tiempo cerrar (o abrir) el pozo activo, registrándose en el pozo de observación un incremento (o decremento) de la presión, como respuesta de la comunicación existente entre ambos pozos. Esta respuesta depende de las características del yacimiento.

Al analizar el efecto conjunto de los pozos, se advierte un retraso en la respuesta del cierre o apertura del pozo, representando el tiempo necesario para que la onda de presión llegue del pozo productor al de observación. La velocidad de esta onda es un reflejo de las propiedades del medio poroso y de la naturaleza de los fluidos. Figura 7.

f) Pruebas de Límite de Yacimiento.

Estas son pruebas de decremento de presión de larga duración, que

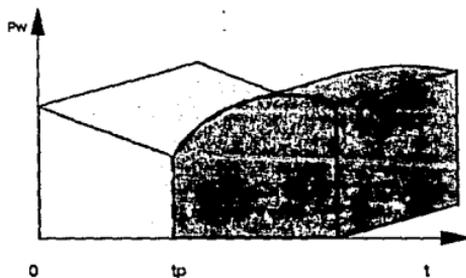
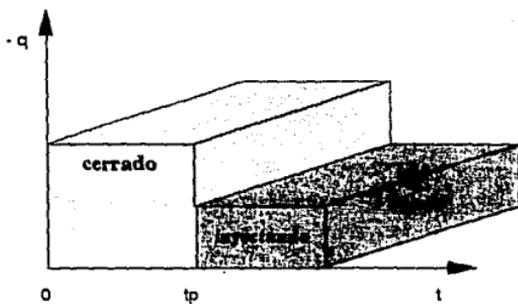


FIG.5 Gasto y respuesta de la presión en una prueba de injectividad.

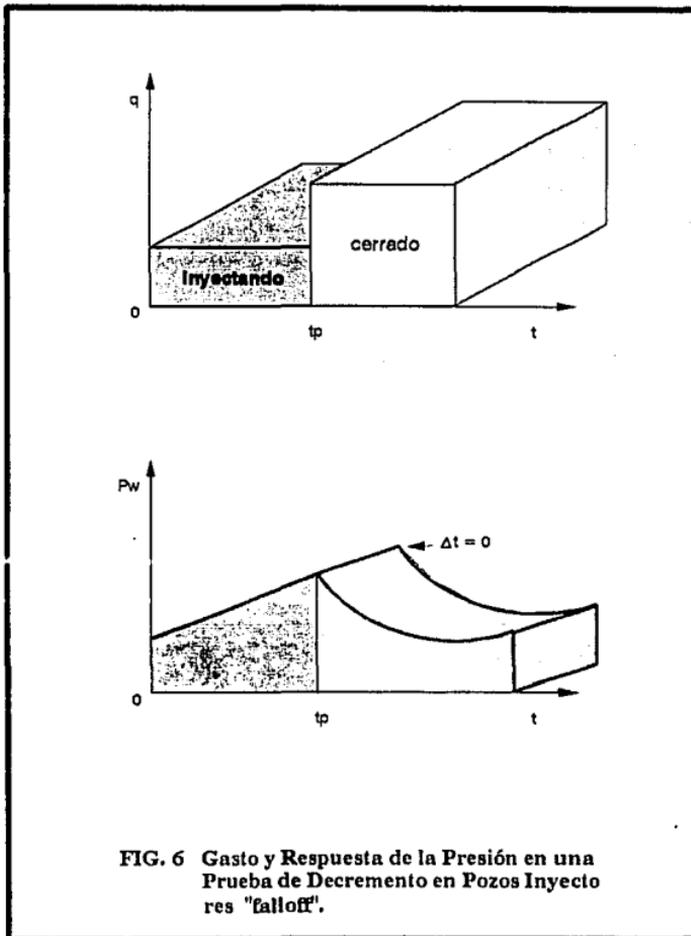


FIG. 6 Gasto y Respuesta de la Presión en una Prueba de Decremento en Pozos Inyectores "falloff".

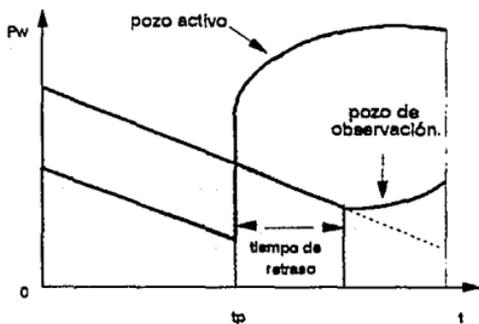
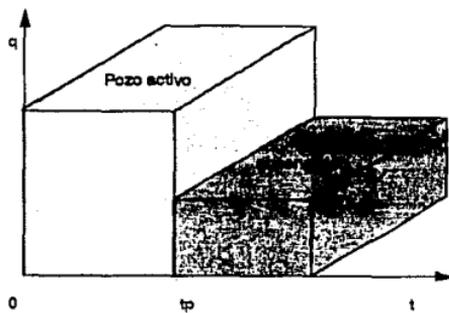


FIG.7 Gasto y respuesta de la presión en una prueba de interferencia.

se realizan a gasto constante, hasta alcanzar el periodo de flujo pseudoestacionario dominado por el efecto de fronteras. Se ejecutan principalmente en yacimientos de reciente descubrimiento con el objeto de determinar su extensión en una dirección, la forma y tamaño del área de drenaje, así como la ubicación del pozo en el sistema, la determinación del espaciado óptimo, etc, figura 8.

Las pruebas de límite de yacimiento constituyen el tema principal de este trabajo por lo que se hablará de ellas con más amplitud mostrando su importancia en la caracterización de yacimientos.

2.1.5. Ventajas y Desventajas en la Aplicación de las Pruebas de Presión.

Como todo proceso, las pruebas de presión ofrecen ventajas y desventajas en su aplicación, algunas de estas se presentan a continuación.

Ventajas:

- Las características que pueden ser determinadas se encuentran medidas a condiciones de yacimiento.
- Con una sola prueba se pueden determinar una gran cantidad de parámetros.
- La información obtenida es amplia y confiable.
- Las técnicas de análisis e interpretación son ampliamente conocidas.

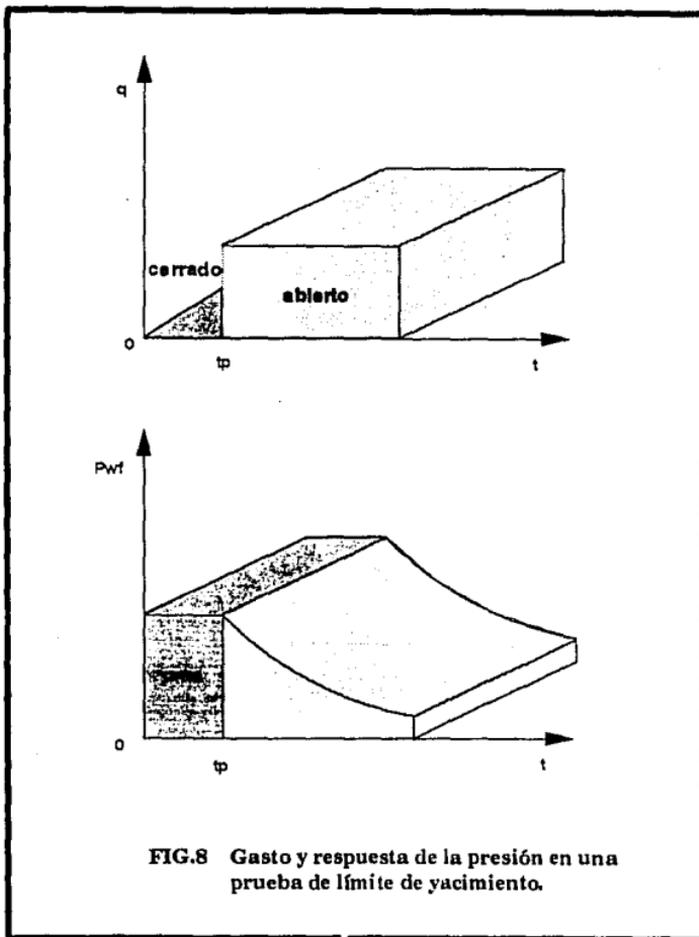


FIG.8 Gasto y respuesta de la presión en una prueba de límite de yacimiento.

- Son sumamente rentables, si se considera que gracias a ellas puede disminuirse considerablemente el número de pozos improductivos.
- Pueden ser aplicables en cualquier etapa de la vida productiva del pozo.

Desventajas:

- Puede requerirse el cierre temporal del pozo, lo cual significa diferir producción.
- Son costosas.
- Requiere el uso de equipo sofisticado para su medición.
- Si no se tiene cuidado puede incurrirse con facilidad en errores de medición e interpretación.
- El equipo requiere de mantenimiento especializado.
- Si no se tiene cuidado en el manejo del equipo éste puede descalibrarse y proporcionar información falsa.

Como se puede advertir a pesar de los inconvenientes que pueden presentarse en la aplicación de una prueba de presión, estas resultan muy ventajosas, fundamentalmente si se cuenta con personal capacitado que se encargue de la operación y cuidado del registro y manejo de la información.

2.2. Fundamentos Matemáticos para el Análisis de Pruebas de Presión.

Es necesario para el análisis e interpretación de la información obtenida a través de las pruebas de presión, el uso de elementos matemáticos que permitan simular mediante ecuaciones los fenómenos que se presentan en el seno del medio poroso.

2.2.1. Ecuación de Continuidad.

La ecuación de continuidad es la expresión que indica la conservación de masa en un sistema, en un intervalo de tiempo Δt . Puede ser explicada usando la figura 9.

Considerando una unidad elemental del medio poroso y tres direcciones de flujo se puede plantear la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} & \rho V r ((r + \Delta r) \Delta \theta \Delta z) - ((\rho + \Delta \rho) V r) r \Delta \theta \Delta z + \rho V \theta (\theta \Delta r \Delta z) \\ & - (\rho V \theta + \Delta \rho V \theta ((\theta + \Delta \theta) \Delta r \Delta z)) + \rho V z (z \Delta \theta \Delta r) - ((\rho V z + \Delta \rho V z) \\ & ((z + \Delta z) \Delta \theta \Delta r)) = \left(\frac{\rho \phi_{t+\Delta t} - \rho \phi_t}{\Delta t} \right) r \Delta \theta \Delta r \Delta z \end{aligned} \quad (1)$$

desarrollando y simplificando:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\rho v r}{r} \right) - \left(\frac{\partial(\rho v r)}{\partial r} \right) - \left(\frac{\rho v \theta}{r} \right) - \left(\frac{\partial(\rho v \theta)}{r \partial \theta} \right) \\ & - \frac{\rho v r}{r} \left(\frac{\partial(\rho v z)}{r \partial z} \right) = \left(\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} \right) \end{aligned} \quad (2)$$

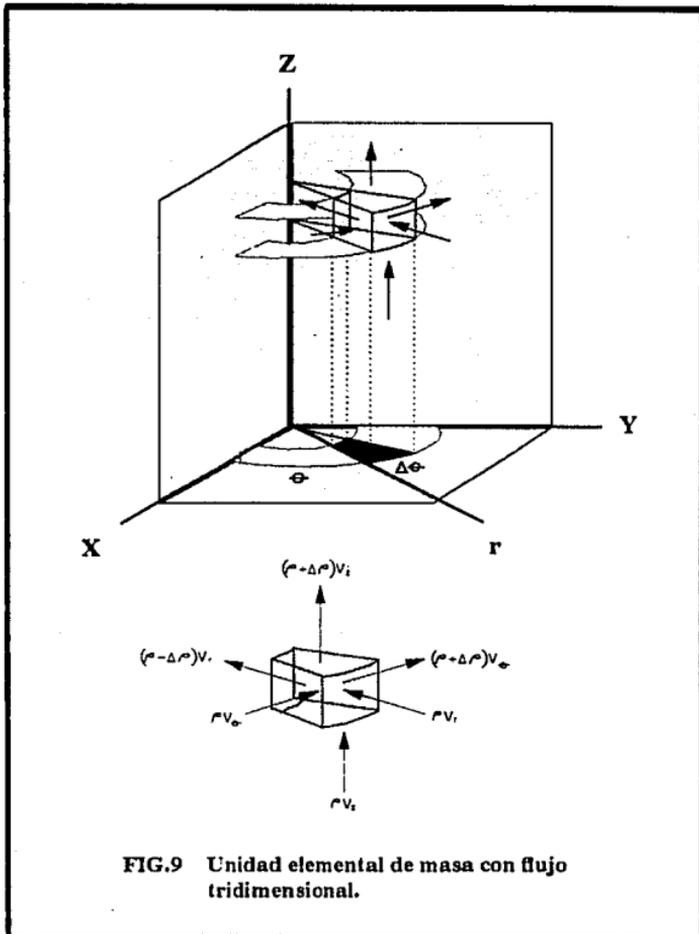


FIG.9 Unidad elemental de masa con flujo tridimensional.

Que es la ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas para flujo radial monofásico en tres direcciones.

Pero ya que el único sentido de flujo que aporta al pozo se presenta en la dirección opuesta del eje r (flujo radial) la ecuación 2 se simplifica quedando de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\rho V_r}{r}\right) - \left(\frac{\partial(\rho V_r)}{\partial r}\right) = \left(\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}\right)$$

$$\left(\frac{1}{r}\right) - \left(\frac{\partial(r\rho V_r)}{\partial r}\right) = - \left(\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}\right) \quad (3)$$

Que es la ecuación de continuidad para flujo radial en una sola fase.

2.2.2. Ecuación de movimiento⁸.

El movimiento de un fluido a través de un medio poroso se encuentra descrito por la ecuación de Darcy, la que establece que el gasto de un fluido que pasa a través de una sección transversal A y una longitud L es directamente proporcional al gradiente de presión que se establece entre dos puntos:

$$v = -(k/\mu) \left(\frac{\partial p}{\partial l}\right) \quad (4)$$

El signo negativo de la ecuación indica que el flujo ocurre en la dirección de menor presión.

La ecuación de Darcy es válida cuando se presenta un flujo en régimen laminar, por lo que depende del número de Reynolds.

Hubbert⁹ introdujo el concepto del "potencial de Hubbert", el cual queda definido como:

$$\Phi = \int_{p_0}^p \left(\frac{dp}{\rho} \right) + gz \quad (5)$$

e introduciendo éste concepto en la ecuación 4 se tiene que por lo tanto, las ecuaciones de movimiento en cada dirección son:

$$\begin{aligned} v_x &= -(k_x/\mu)\partial p/\partial x \\ v_y &= -(k_y/\mu)\partial p/\partial y \\ v_z &= -(k_z/\mu)\{(\partial p/\partial z) + \rho g\} \\ v_r &= -(k_r/\mu)\partial p/\partial r \end{aligned} \quad (6)$$

Sin embargo, estas ecuaciones sólo son válidas para flujo laminar, por lo que para flujo turbulento requiere de una corrección por velocidad:

$$-\left(\frac{k}{\mu}\right) \frac{\partial p}{\partial s} = v + \beta v^2 \quad (7)$$

Donde β es un factor de turbulencia que depende de la estructura del medio poroso y dirección de flujo¹¹.

2.2.3. Ecuación de estado^{11,12}

Una ecuación de estado se define como aquella expresión matemática que permite obtener el comportamiento de la presión, volumen o temperatura en un estado termodinámico para una sustancia determinada.

a) Líquidos.

Cuando se tiene un fluido a condiciones de temperatura constante se puede conocer el cambio que experimenta su volumen con respecto a la presión, definiéndose como compresibilidad, es decir:

$$c = - \left(\frac{1}{v} \right) \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (8)$$

Incorporando el concepto de masa:

$$c = \left(\frac{1}{\rho_0} \right) \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (9)$$

Pero cuando se tiene un líquido ligeramente compresible:

$$\rho = \rho_0 [1 + c(p - p_0)] \quad (10)$$

b) Gases Ideales.

Un gas ideal o perfecto se define como aquel, que al aumentar la presión al doble, su volumen se ve reducido exactamente a la mitad, o que al aumentar su temperatura al doble, mantiene su volumen original aumentando también su presión al doble. En un gas con estas características el volumen que ocupan las moléculas que lo componen así como su fuerza de cohesión son despreciables.

Combinando los enunciados presentados por Lussac, Boyle y Charles se obtiene que:

$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (11)$$

c) Gases reales¹³.

Se define como gas real a aquel que al reducir su volumen original a la mitad, el valor de la presión es menor de dos veces al de la presión inicial. Un gas real es más compresible que un gas ideal.

Así pues, un gas real a bajas presiones se comporta como un gas ideal, por lo que cumple la ecuación 11; sin embargo, a altas presiones difiere mucho de este comportamiento para ello la desviación que sufre un gas real con respecto a la variación de presión, se define por el factor de desviación o de compresibilidad. Por tanto.

$$p = \frac{pM}{zRTg} \quad (12)$$

Que es la ecuación de estado para los gases reales.

2.2.4. Ecuación de Difusividad.

La ecuación de difusividad constituye la expresión fundamental que permite describir matemáticamente el flujo de un fluido a través de un medio poroso, para obtenerla es necesario combinar las ecuaciones de continuidad, movimiento y de estado.

2.2.4.1. Ecuación de Difusividad para Flujo Radial Monofásico de un Fluido Ligeramente Compresible.

Combinando las ecuaciones 3,6 y 10 se tiene:

$$\left(\frac{1}{r}\right) \frac{\partial}{\partial r} (r(\rho_0(1+c(p-p_0)))) \left(-\left(\frac{k_r}{\mu}\right) \frac{\partial p}{\partial r}\right) = -\frac{\partial}{\partial t} (\rho_0 (1+c(p-p_0))\phi) \quad (13)$$

Desarrollando la expresión anterior y tomando en cuenta las siguientes simplificaciones:

- El medio poroso es homogéneo e isótropo.
- Existe una sola fase y saturación del 100 %
- La compresibilidad es pequeña y constante.
- La presión inicial es constante.
- La viscosidad del fluido es constante.
- Los gradientes de presión son pequeños.

Se tiene:

$$\left(\frac{1}{r}\right) \left(-r \left(\frac{k}{\mu}\right) \left(\frac{\partial p^2}{\partial r^2}\right) - \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right) (c / 1 + c (p-p_0)) \right) \frac{\partial p}{\partial r} = \phi \left(\frac{c}{1 + c (p-p_0)}\right) \frac{\partial p}{\partial r} \quad (14)$$

Si $c_r = (1/\phi)\partial\phi/\partial p$ y $c_1 = c / (1 + c(p-p_0))$

entonces $c_t = c_1 + c_r$, quedando:

$$\left(\frac{1}{r}\right) \frac{\partial p}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r}\right) = \left(\frac{\phi \mu c t}{k}\right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (15)$$

Que es la ecuación de difusividad para flujo radial monofásico de un fluido ligeramente compresible.

2.2.4.2. Ecuación de Difusividad para Flujo Radial de un Gas Ideal.

A través de la combinación de las ecuaciones 3,6 y 11 se tiene:

$$\left(\frac{1}{r}\right) \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \left(-\frac{k}{\mu}\right) \frac{\partial p}{\partial r}\right) = -\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} \quad (16)$$

Desarrollando y simplificando se encuentra:

$$\left(\frac{1}{r}\right) \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r \partial p^2}{\partial r}\right) = \left(\frac{1}{\eta}\right) \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (17)$$

Que es la ecuación de difusividad para el flujo radial de un gas ideal.

2.2.4.3. Ecuación de Difusividad para el Flujo Radial de Gases Reales.

Al-Hussainy, Ramey y Crawford¹³ introdujeron un nuevo concepto

definido como el potencial de gas real y que representa la presión que ejerce el gas real en todas direcciones en el seno del medio poroso.

Partiendo de la ecuación de estado para gases reales el potencial de gas real se expresa.

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p (p/\mu z) dp \quad (18)$$

Considerando la ecuación de continuidad para flujo radial (ecuación 3) y desarrollando se obtiene:

$$\left(\frac{1}{r}\right) \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \left(\frac{1}{\eta}\right) \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (19)$$

Que es la ecuación de difusividad para el flujo radial de gases reales.

2.2.5. Solución de la Ecuación de Difusividad.

La solución de las ecuaciones 15 y 19 para condiciones de flujo estacionario y pseudoestacionario es sencilla y su aplicación en la ingeniería petrolera es de gran valía. Sin embargo, para el desarrollo de la teoría de análisis de pruebas de presión, también es necesaria la solución de la ecuación de difusividad para tres casos particulares considerando flujo transitorio.

A) Solución de la Ecuación de Difusividad para un Yacimiento Infinito.

Considérese un pozo ubicado en el centro de un yacimiento

cilindrico y de extensión radial infinita, que produce a gasto constante, figura 10. El yacimiento es homogéneo e isótropo y presenta flujo transitorio, la formación productora tiene un espesor constante y completamente abierto al flujo.

Este modelo está representado mediante la ecuación 15, asociado con las condiciones siguientes^{14,15}.

$$\lim_{t \rightarrow 0} p(r, t) = p_i \quad \text{a } t=0 \quad \forall r \quad (20)$$

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \left(\frac{q\mu}{2\pi kh} \right) = \text{cte} \quad t > 0 \quad (21)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i \quad \text{a } r=r_o \quad \forall t \quad (22)$$

La ecuación diferencial parcial de segundo orden que resulta no puede resolverse directamente, por lo que se usa la transformada de Boltzmann:

$$y = \frac{\phi \mu c t r^2}{4 k t}$$

Desarrollando y simplificando queda:

$$\left(1 + y \right) \frac{\partial p}{\partial y} + y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = 0 \quad (23)$$

Como puede observarse, la expresión 23 es una ecuación diferencial parcial de segundo orden y primer grado, que puede ser resuelta para las mismas condiciones de frontera.

Resolviendo se obtiene:

$$p = p_i + \left(\frac{q \mu}{4\pi kh} \right) \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy$$

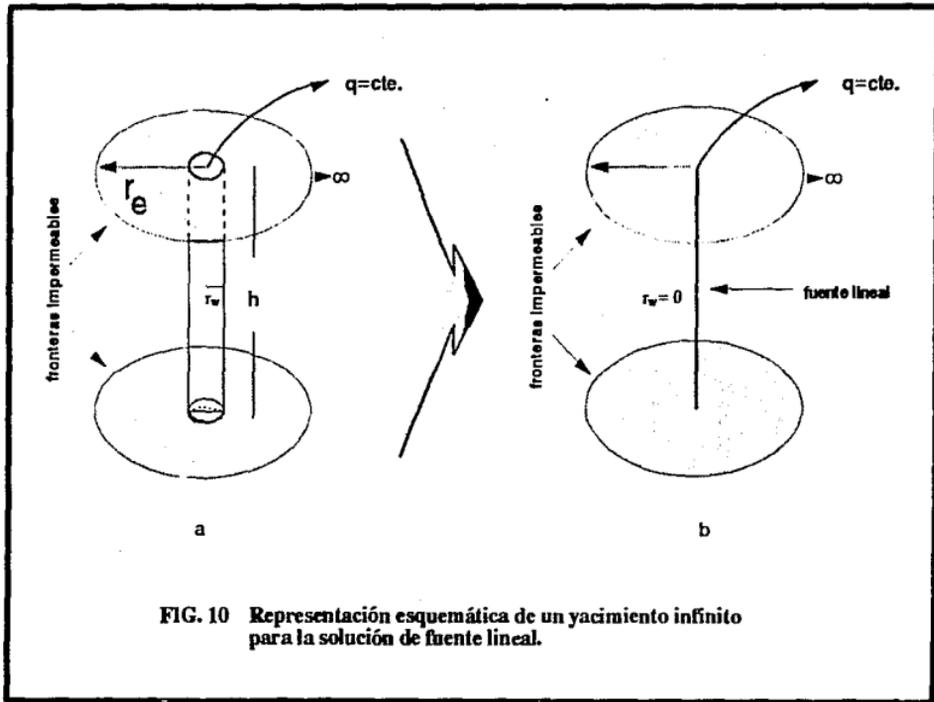


FIG. 10 Representación esquemática de un yacimiento infinito para la solución de fuente lineal.

Por definición:

$$-Ei(-y) = \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy$$

entonces, sustituyendo y de acuerdo a la transformada de Boltzmann finalmente queda:

$$p = p_1 + \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(-Ei\left(-\frac{\phi\mu ct r^2}{4 kt}\right) \right) \quad (24)$$

A la ecuación 24 se le conoce como la solución de fuente lineal.

Los valores de la integral exponencial $-Ei(-x)$ se presentan en la Tabla I.

Para $x < 0.0025$, $-Ei(-x)$ se aproxima a
 $-Ei(-x) = -\ln(1.781x)$

Por lo que cuando:

$$\frac{\phi\mu ct r^2}{4 kt} < 0.0025 \quad , \text{ o bien } \quad \frac{kt}{\phi\mu ct r^2} > 100$$

La ecuación 24 puede escribirse:

$$p = p_1 - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(\ln\left(\frac{kt}{\phi\mu ct r^2}\right) + 0.80907 \right) \quad (25)$$

Conocida como la aproximación logarítmica de la solución de fuente lineal^{16,17}.

Definiendo las siguientes variables adimensionales:

-Ei (-x), 0,000 < x < 0,209, intervalo = 0,001

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,00	-∞	6,332	5,619	5,235	4,948	4,726	4,545	4,392	4,259	4,143
0,01	4,038	3,844	3,678	3,535	3,410	3,300	3,202	3,114	3,034	2,961
0,02	3,355	3,307	3,261	3,228	3,176	3,137	3,098	3,063	3,028	2,992
0,03	2,959	2,922	2,897	2,867	2,838	2,810	2,783	2,756	2,731	2,706
0,04	2,681	2,658	2,634	2,611	2,590	2,568	2,547	2,527	2,507	2,487
0,05	2,488	2,469	2,451	2,433	2,395	2,377	2,360	2,344	2,327	2,311
0,06	2,295	2,279	2,264	2,249	2,235	2,220	2,206	2,192	2,178	2,164
0,07	2,151	2,138	2,125	2,112	2,099	2,087	2,074	2,062	2,050	2,039
0,08	2,027	2,015	2,004	1,993	1,982	1,971	1,960	1,950	1,939	1,929
0,09	1,919	1,909	1,899	1,889	1,879	1,869	1,860	1,850	1,841	1,832
0,10	1,823	1,814	1,805	1,796	1,788	1,779	1,770	1,762	1,754	1,745
0,11	1,737	1,729	1,721	1,713	1,705	1,697	1,689	1,682	1,674	1,667
0,12	1,660	1,652	1,645	1,638	1,631	1,623	1,616	1,609	1,603	1,596
0,13	1,589	1,582	1,576	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	1,454	1,449	1,443	1,437	1,432	1,426	1,421	1,415	1,410	1,405
0,16	1,409	1,404	1,399	1,393	1,388	1,383	1,378	1,373	1,368	1,363
0,17	1,348	1,343	1,338	1,333	1,328	1,323	1,318	1,313	1,309	1,304
0,18	1,310	1,305	1,301	1,296	1,291	1,287	1,282	1,278	1,274	1,269
0,19	1,253	1,251	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), 0,000 < x < 2,09, intervalo = 0,01

0,00	-∞	4,038	3,335	2,959	2,681	2,468	2,295	2,151	2,027	1,919
0,10	1,823	1,737	1,660	1,589	1,524	1,464	1,409	1,358	1,309	1,263
0,20	1,223	1,183	1,145	1,110	1,076	1,044	1,014	0,985	0,957	0,931
0,30	0,906	0,882	0,858	0,836	0,815	0,794	0,774	0,755	0,737	0,719
0,40	0,707	0,688	0,670	0,653	0,636	0,620	0,604	0,589	0,585	0,572
0,50	0,569	0,558	0,546	0,533	0,521	0,510	0,500	0,489	0,479	0,469
0,60	0,454	0,445	0,437	0,428	0,420	0,412	0,404	0,396	0,388	0,381
0,70	0,371	0,367	0,360	0,353	0,347	0,340	0,334	0,328	0,322	0,316
0,80	0,311	0,305	0,300	0,295	0,289	0,284	0,279	0,274	0,269	0,265
0,90	0,260	0,256	0,251	0,247	0,243	0,239	0,235	0,231	0,227	0,223
1,00	0,219	0,216	0,212	0,209	0,205	0,202	0,198	0,195	0,192	0,189
1,10	0,186	0,183	0,180	0,177	0,174	0,172	0,169	0,166	0,164	0,161
1,20	0,158	0,156	0,153	0,151	0,149	0,146	0,144	0,142	0,140	0,138
1,30	0,133	0,131	0,131	0,129	0,127	0,125	0,124	0,122	0,120	0,118
1,40	0,116	0,114	0,113	0,111	0,109	0,108	0,106	0,105	0,103	0,102
1,50	0,100	0,098	0,097	0,095	0,094	0,092	0,091	0,090	0,088	0,087
1,60	0,086	0,085	0,083	0,082	0,081	0,080	0,079	0,078	0,076	0,075
1,70	0,074	0,073	0,072	0,071	0,070	0,069	0,068	0,067	0,066	0,065
1,80	0,064	0,063	0,062	0,062	0,061	0,060	0,059	0,058	0,057	0,057
1,90	0,056	0,055	0,054	0,053	0,053	0,052	0,051	0,051	0,050	0,049

Tabla I. Valores de la Integral Exponencial. -Ei (-x)

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

$$q_D = \frac{1}{p_i} \frac{q\mu}{2\pi kh}$$

$$p_D = \frac{2\pi kh(p_i - p)}{q\mu}$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_t r^2}$$

La ecuación de difusividad para flujo radial (ecuación 15) puede ser escrita como:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (26)$$

Cuya solución es:

$$p_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left(-\frac{r_D^2}{4 t_D} \right) \quad (27)$$

Que es la solución de fuente lineal en términos adimensionales, figura 11. Si $\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) > 100$ se usa la aproximación logarítmica^{16,17}:

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left(\ln \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right) \quad (28)$$

B) Solución para un Yacimiento Limitado.

Considerese un pozo ubicado en el centro de un yacimiento limitado

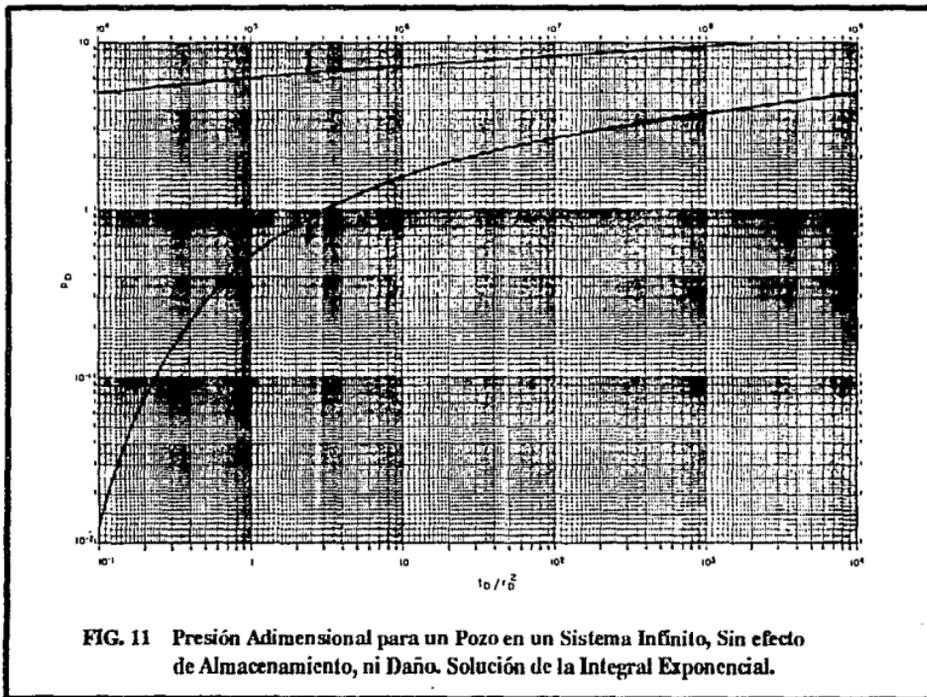


FIG. 11 Presión Adimensional para un Pozo en un Sistema Infinito, Sin efecto de Almacenamiento, ni Daño. Solución de la Integral Exponencial.

de forma cilíndrica que produce a gasto constante y con frontera externa sin flujo, dicho yacimiento es homogéneo e isotrópico, cuyo espesor de la formación es constante y totalmente abierta al flujo. Considerando las condiciones de frontera, ya expresadas con anterioridad y aplicando la transformada de Laplace¹⁸ a P_D queda expresada como:

$$p_D(r_D, s) = \int_0^{\infty} p_D(r_D, t_D) e^{-st_D} dt_D \quad (29)$$

Por lo tanto.

$$\int_0^{\infty} p_D(r_D, t_D) e^{-st_D} dt_D = \lim_{r_D \rightarrow \infty} \int_0^{\infty} e^{-st_D} dt_D$$

De la misma forma aplicando la transformada de Laplace a la ecuación 26, las condiciones de frontera se pueden expresar como sigue:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D^2 \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = s p_D$$

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = - \frac{1}{s} \quad (30)$$

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=r_{eD}} = 0$$

Dónde s es la variable de transformación de Laplace.

Sin embargo, la ecuación 30 como se puede observar es una función

Bessel cuya solución general es:

$$p = A I_0(rD, \sqrt{s}) + B K_0(rD, \sqrt{s}) \quad (31)$$

Dónde $I_0(rD, \sqrt{s})$ y $K_0(rD, \sqrt{s})$ son funciones Bessel modificadas de orden cero y de primera y segunda clases respectivamente, mientras que A y B, son constantes.

Derivando la ecuación 31 con respecto a rD y aplicando las condiciones de frontera mencionadas, la ecuación anterior queda resuelta:

$$p = \frac{K_1(rD, \sqrt{s}) I_0(rD, \sqrt{s}) + I_1(rD, \sqrt{s}) K_0(rD, \sqrt{s})}{s^{3/2} \left[I_1(rD, \sqrt{s}) K_1(\sqrt{s}) - K_1(rD, \sqrt{s}) I_1(rD, \sqrt{s}) \right]}$$

La ecuación anterior es la transformada de Laplace de la solución de la ecuación 26, por lo que bastará con obtener la antitransformada de Laplace para obtener la solución general. Sin embargo para valores de s pequeños se tiene que la ecuación anterior queda:

$$\lim_{s \rightarrow 0} \frac{p}{s} = \frac{1}{s} \left[\frac{rD^2}{rD-1} \ln \frac{rD}{rD-1} - \frac{rD^2 - rD^2}{2(rD^2 - 1)} \right] +$$

$$\frac{rD^2 \ln rD}{(rD^2 - 1)^2} - \frac{rD^2 - 1}{4(rD^2 - 1)} \left[1 + \frac{2}{s^2 (rD^2 - 1)} \right]$$

Aplicando la transformada inversa a la ecuación anterior y el teorema de Cauchy¹⁸, tomando tiempos grandes de t_0 puede expresarse como:

$$p_D = \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left(\frac{r_D^2}{4} + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2}{r_{eD}^2 - 1} \ln(r_D)$$

$$\frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4(r_{eD}^2 - 1)^2}$$

Sumando las últimas dos ecuaciones y tomando en cuenta la definición de presión adimensional.

$$p(r, t) = p_i - \frac{q \mu}{2\pi kh} \left[\frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left(\frac{r_D^2}{4} + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2 \ln r_D}{r_{eD}^2 - 1} - \frac{(3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1)}{4(r_{eD}^2 - 1)^2} \right]$$

$$+ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n t_D} \left[J_1(\alpha_n, r_{eD}) \left| J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n, r_D) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n, r_D) \right| \right]}{\alpha_n \left[J_1^2(\alpha_n, r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n) \right]} \quad (32)$$

Dónde la ecuación 32 constituye la solución de la ecuación de difusividad para flujo radial transitorio en un yacimiento limitado.

$$\text{Pero si } r_D^2 = 1, r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}, r_{eD}^2 \rightarrow \infty$$

Por lo tanto si $r_{eD} \gg r_w$ entonces la ecuación 32 se reduce a.

$$p = p_i - \frac{q \mu}{2\pi kh} \left(\frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2 | J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n) |} \right) \quad (33)$$

Mientras que para tiempos grandes los términos de la sumatoria se desprecian quedando.

$$p = p_i - \frac{q \mu}{2\pi kh} \left(\frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right) \quad (34)$$

Esta expresión indica flujo pseudoestacionario, es decir cuando ya se alcanzó plenamente la detección de una frontera del yacimiento.

C) Solución de la Ecuación de Difusividad para un Yacimiento con Frontera a Presión Constante.

Partiendo de la misma ecuación 15 y tomando en cuenta las siguientes condiciones de frontera, se tiene:

$$p(r, 0) = p_i \quad t=0 \quad \forall r$$

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \left(\frac{q\mu}{2\pi kh} \right) = cte \quad t > 0$$

$$p(r, t) \Big|_{r=r_e} = p_i \quad \forall t$$

Procediendo en forma análoga al caso anterior, se tiene que la solución para un yacimiento con fronteras a presión constante es:

$$p_D = \ln \left(\frac{r_{eD}}{r_D} \right) + \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_D} J_0^2(\beta_n, r_{eD}) | J_0(r_D, \beta_n) Y_1(\beta_n) |}{\beta_n | J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n, r_{eD}^2) |} \cdot \frac{Y_0(r_D, \beta_n) J_1(\beta_n) |}{\beta_n | J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n, r_{eD}^2) |} \quad (35)$$

Si $r_D = 1$ la ecuación anterior se simplifica quedando.

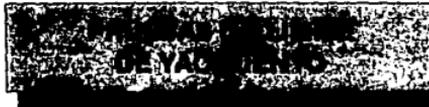
$$p = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_D} J_0^2(\beta_n, r_{eD})}{\beta_n^2 | J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n, r_{eD}^2) |} \right] \quad (36)$$

Y para tiempos grandes:

$$p = p_i - \frac{q}{2\pi kh} \left(\ln r_{eD} \right) \quad (37)$$

Que es la ecuación de Darcy para flujo radial, en donde se alcanza la frontera del yacimiento con una presión constante; por tanto $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$, es decir se trata de flujo estacionario.

CAPITULO III



CAPITULO III

PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO

3.1. Definición y Alcances.

La pruebas de límite de yacimiento son pruebas de decremento de presión de larga duración que se corren a gasto constante y que tienen como objetivo fundamental, el de determinar mediante el análisis de los datos de presión, la presencia de límites, barreras y discontinuidades en el yacimiento, así como el volumen efectivo de drenaje al pozo.

La determinación de estos parámetros involucra necesariamente la necesidad de alcanzar el periodo de flujo pseudoestacionario, que es cuando se presentan los efectos de frontera, como una respuesta del yacimiento en el pozo.

Estas pruebas por su largo tiempo de registro resultan costosas; sin embargo, permiten realizar una evaluación oportuna de la explotación del yacimiento cuando se aplican en pozos exploratorios para conocer el potencial y extensión del yacimiento y saber con certeza si es factible la perforación de nuevos pozos, la figura 12 muestra un aspecto comparativo en cuanto a la resolución vertical y la duración de las pruebas de límite con respecto a otros estudios.

En 1956, Park Jones²³ propuso una prueba de decremento de presión de larga duración como herramienta de apoyo para la determinación del volumen poroso que el pozo podía drenar. Jones fundamentó su

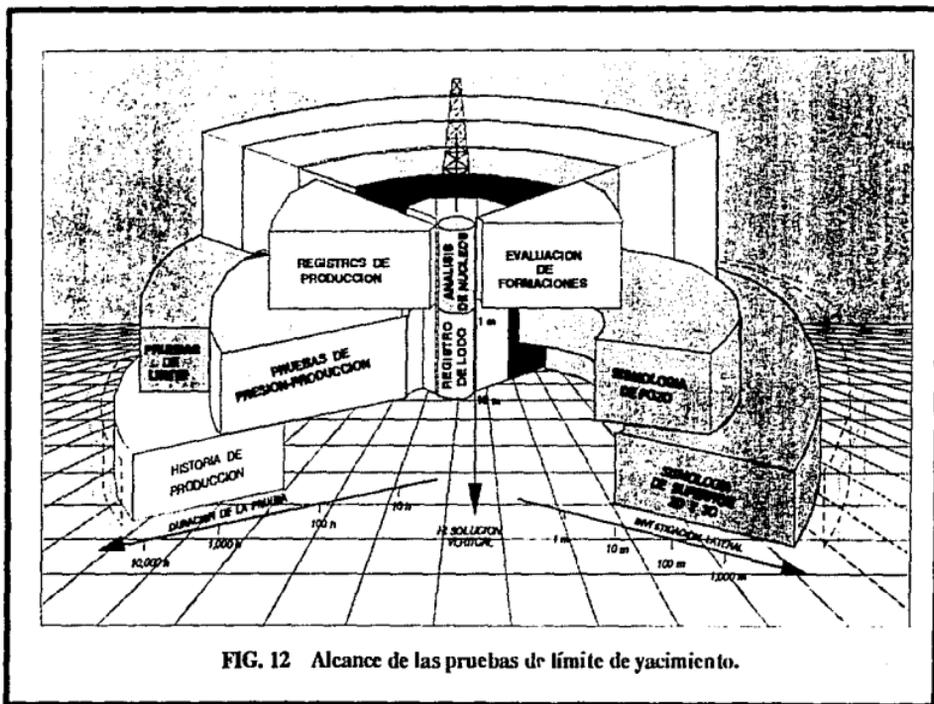


FIG. 12 Alcance de las pruebas de límite de yacimiento.

teoría mediante la aplicación práctica a un pozo productor de gas ubicado en el condado de Harris, Texas; resultados que serían posteriormente confirmados durante la vida productiva del pozo. A este tipo de pruebas se denominaron "Pruebas de Limite de Yacimiento".

Posteriormente Jones^{24,25} señala el éxito de su técnica y la presentación de mejoras a la misma, mencionando que era posible la determinación de reservas probadas de aceite y gas para yacimientos grandes, la interferencia entre pozos, así como la presencia de los contactos entre fluidos.

La popularidad de estas pruebas llevó a investigadores como Odeh²⁵, Bixel y Van Poolen²⁶ a interesarse sobre el comportamiento de presión ante la presencia de discontinuidades, Earlougher^{27,28} a conocer la magnitud del área de dreno y postular la existencia de factores de forma a Ramey²⁹ y León³⁰ en yacimientos naturalmente fracturados.

Gracias a estos estudios es posible contar con varias técnicas de análisis, la más reciente que contempla el uso de datos de producción.

3.2. Análisis de los Periodos de Flujo.

La interpretación de la información puede llevarse a cabo mediante la variación de presión que se presenta por unidad de gas producido. Al graficarse P_{wf} vs t , se obtiene una curva decreciente y por las pendientes que muestran pueden identificarse perfectamente tres periodos de flujo, según Odeh y Nabor³¹ la duración de estos periodos puede ser calculada aproximadamente por

el área de drene del pozo, la figura 13 muestra los tres periodos de flujo que se presentan en una prueba de decremento, indicando en cada uno de ellos las características que reflejan.

3.2.1. Flujo Transitorio.

Durante los primeros tiempos de registro el valor de la presión declinará abruptamente, mientras que a tiempos ligeramente posteriores la caída de presión se suaviza. Durante este periodo, el comportamiento de la presión puede ser descrito por la ecuación 24 que constituye la solución de fuente lineal, por lo que en estas circunstancias el yacimiento responde como infinito y los datos de presión en una gráfica P_{wf} vs $\log(t)$ definen una línea recta.

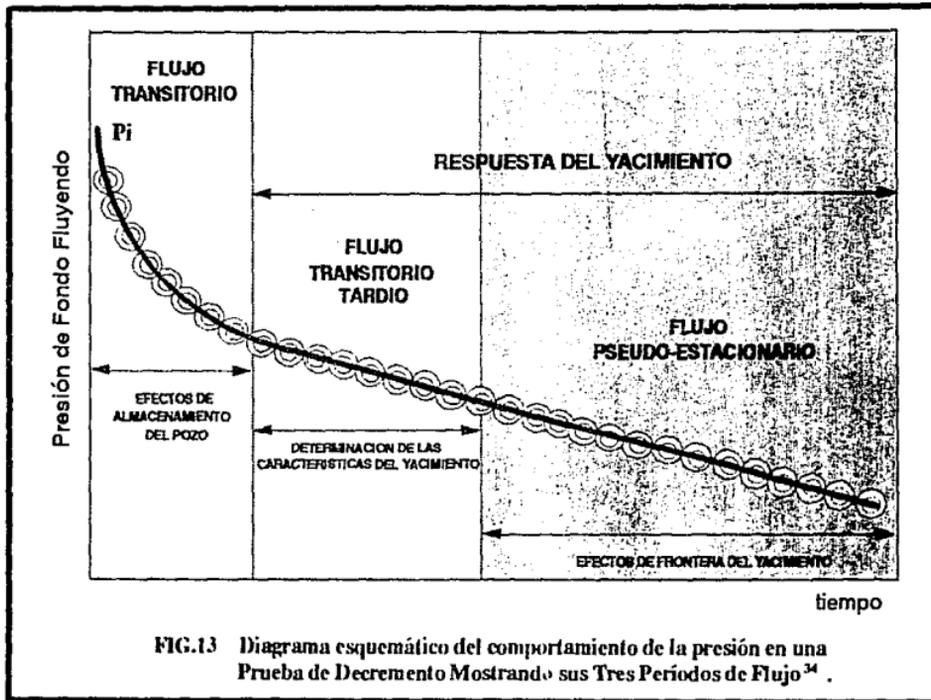
Como el pozo abierto al flujo puede presentar un daño, la ecuación que describe el valor de la presión de fondo fluyendo es:

$$p_{wf} = p_i - \frac{70.6 qB\mu}{kh} \left[-Ei \left(\frac{-\phi \mu ct r_w^2}{4 (0.0002637) k} \right) + 2s \right] \quad (38)$$

O en términos de la aproximación logarítmica.

$$p_{wf} = p_i - m \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu ct r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right] \quad (39)$$

Sin embargo, para tiempos cortos $\log(t + 1) = 0$, entonces la ecuación anterior se simplifica a:



$$P_{thr} = p_i - m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s \right] \quad (40)$$

Sustituyendo en la ecuación 39 se obtiene:

$$p_w = p_{wf} - m \log(t) \quad (41)$$

Donde su representación gráfica p_w vs $\log(t)$, define una recta, la cual se ilustra en la figura 14.

En dicha gráfica se observa que a tiempos cortos los valores de presión medidos no se ajustan a la línea recta, debido a que se presentan variaciones en el gasto de producción por el efecto de almacenamiento. Pero el valor de $P_w(t)$ se puede leer sobre la recta o extrapolando si es necesario.

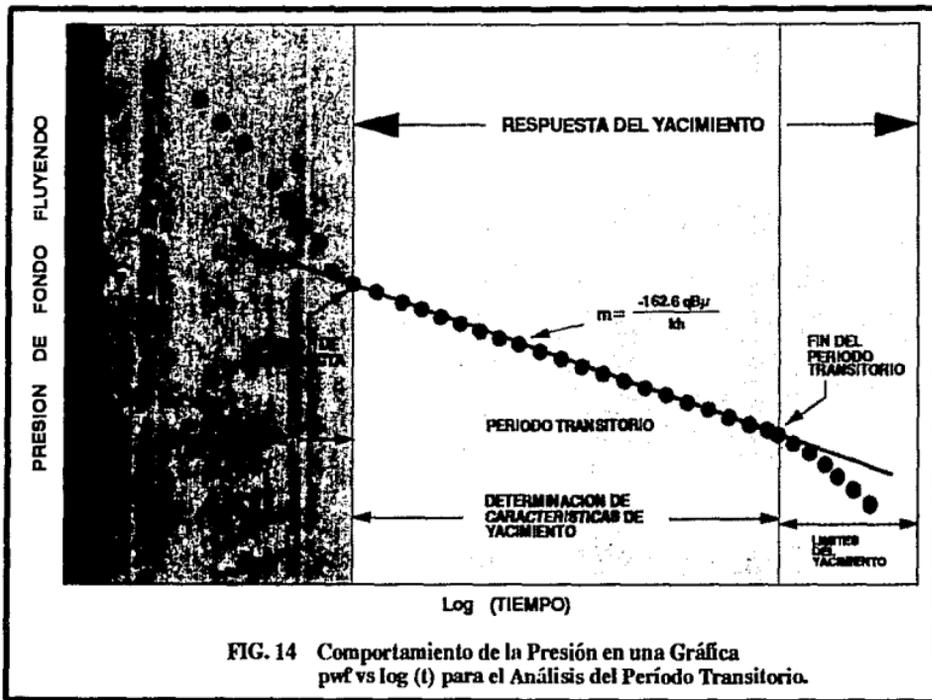
m constituye la pendiente y P_{thr} la ordenada al origen.

$$m = \frac{-162.6 q B \mu}{kh} \quad (42)$$

De la ecuación 42 puede calcularse la capacidad de flujo kh y la permeabilidad k , ya que el valor de m puede ser leído de la gráfica y expresado en (psi/ciclo). Por tanto:

$$kh = \frac{-162.6 q B \mu}{m}$$

$$k = \frac{-162.6 q B \mu}{mh} \quad (43)$$



El factor de daño también puede ser determinado en este periodo de flujo a partir de la ecuación 40:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_i - p_{ihr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right)$$

(44)

3.2.2. Flujo Transitorio Tardío.

Cuando la caída de presión causada por el gasto de flujo se siente en la frontera del yacimiento, el periodo de flujo transitorio termina, iniciándose uno nuevo llamado de transición o transitorio tardío, según se puede ver en la figura 13.

La presencia y duración del periodo transitorio tardío, depende fundamentalmente de las características del sistema pozo-yacimiento. Un ejemplo claro lo constituyen los yacimientos de alta permeabilidad que, por la alta transmisibilidad, favorecen un cambio instantáneo del periodo transitorio al pseudoestacionario o un lapso muy corto en el que se presenta éste periodo de flujo.

El comportamiento de la presión en este periodo cumple con el descrito por la ecuación 32 que representa al flujo en un yacimiento limitado circular, sin flujo en las fronteras y con un pozo ubicado en el centro.

Cuando el yacimiento ha estado produciendo durante un tiempo grande, para llegar al periodo de flujo transitorio tardío, los

términos de la sumatoria a excepción del primero se vuelven tan pequeños que se desprecian, pudiéndose reescribir la ecuación como:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\frac{2 kt}{\phi\mu ct r_w^2} + \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} - 2B_1(\alpha_1, r_{eD}) e^{-\alpha_1^2 tD} \right]$$

Si el pozo está dañado, la expresión anterior es modificada para incluir el término de la caída de presión adicional causada por el daño.

Jahnke y Emmde³³ encontraron que para $r_{eD} > 100$

$$-2B_1(\alpha_1, r_{eD}) \rightarrow 0.84$$

$$-\alpha_1^2 = \frac{14.6819}{r_{eD}^2}$$

$$y \quad \bar{p} = p_i - \frac{2 kt}{\phi\mu ct r_e^2} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad (45)$$

Si esto se cumple, la ecuación puede simplificarse como sigue:

$$p_{wf} - \bar{p} = \frac{118.6 qB\mu}{kh} e^{\left(- \frac{3.8716 \times 10^{-3} kt}{\phi\mu ct r_e^2} \right)}$$

Por tanto en forma logarítmica:

$$\log(p_{wf} - \bar{p}) = \log \left(\frac{118.6 qB\mu}{kh} \right) - \frac{168.10 \times 10^{-5} kt}{\phi\mu ct r_e^2}$$

Al graficar $\log (p_w - \bar{p})$ vs t se obtiene una línea recta cuya pendiente es:

$$\gamma = \frac{168.10 \times 10^{-6} k}{\phi \mu c t r_e^2} \quad (46)$$

y la ordenada al origen:

$$b = \frac{118.6 qB\mu}{kh} \quad (47)$$

En virtud que no se conoce p , solamente suponiendo su valor y mediante ensayo y error, puede elaborarse dicha gráfica, hasta que se tenga una línea recta, según se puede ver en la figura 15.

Y del valor de la ordenada al origen, b , puede calcularse la capacidad de flujo (kh) y el valor de k .

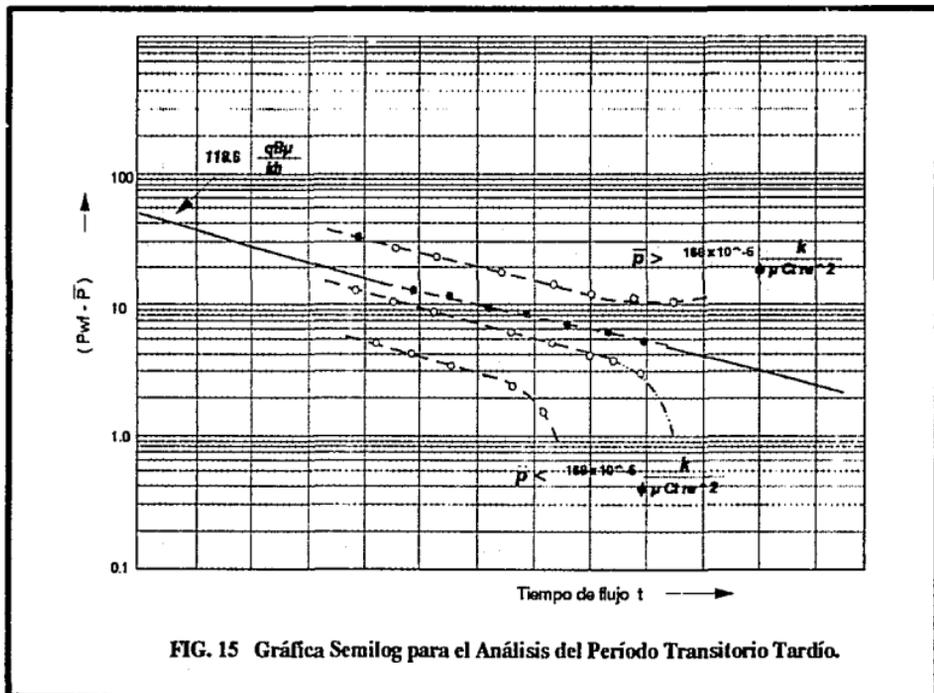
$$k = \frac{118.6 qB\mu}{bh} \quad (48)$$

Una ventaja adicional es que combinando las ecuaciones 46 y 47 puede calcularse el volumen efectivo de drenaje al pozo, que es uno de los objetivos fundamentales de las pruebas de límite de yacimiento.

$$V_p = 0.1115 \frac{qB}{\gamma c t b} \quad (49)$$

El factor de daño puede ser estimado a partir de la ecuación 45:

$$s = \frac{(p_i - \bar{p}) \phi \mu c t r_e^2}{2k} - \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{3}{4} \quad (50)$$



Es necesario hacer notar que el análisis anteriormente expuesto corresponde al caso de un yacimiento con las características mencionadas, y que si al determinar la forma del área de drené, no cumple con la misma, los datos obtenidos de este análisis deben ser tomados con reserva.

Odeh y Nabor³¹ mencionan que al sentirse todos los efectos de frontera, el período transitorio tardío concluye e inicia el flujo pseudoestacionario, lo anterior ocurre cuando:

$$t_{ss} = \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{0.00088 k} \quad (51)$$

3.2.3. Flujo Pseudoestacionario.

Si el yacimiento no presenta flujo a través de las fronteras y se ha estado produciendo por un tiempo largo, el comportamiento de la presión puede ser expresado por la ecuación 34.

De esta ecuación es factible determinar la velocidad con que declina la presión en este período de flujo, la cual puede ser expresada como:

$$\frac{\partial p_w r}{\partial t} = - \frac{q}{\pi \phi c_t h r_e^2}$$

Como puede observarse, la velocidad en la caída de presión es inversamente proporcional al volumen de fluidos contenido en el espacio poroso y directamente proporcional al gasto.

En la figura 13 se puede apreciar que para un yacimiento limitado,

considerando tiempos grandes de flujo, la variación de la presión a través del área de drene se convierte en una función lineal del tiempo, en tal caso la diferencia entre la presión media del yacimiento y la presión en el fondo del pozo permanece constante.

De la ecuación 34, incluyendo el factor de daño, se llega a:

$$P_{wf} = P_i - \frac{qBt}{\pi\phi cth r_e^2} + \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)$$

$$p_{wf} = p_{ord} - m't \quad (52)$$

Al graficar esta ecuación, p_{wf} vs t , se obtiene una línea recta donde el valor absoluto de la pendiente es:

$$m' = \frac{qB}{\pi\phi ct h r_e^2} \quad (53)$$

y la ordenada al origen

$$P_{ord} = P_i + \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)$$

Del valor de la pendiente obtenida en psi/hr. y agregando la constante correspondiente, se puede obtener el volumen de poros en pies cúbicos medidos a condiciones de yacimiento como sigue:

$$\pi r_e^2 h \phi = V_p$$

$$V_p = \frac{0.2339qB}{m'ct} \quad (54)$$

si $c_t = (1-S_w)c_o$, entonces,

$$V_o = \frac{0.2339qB}{m^*c_o} \quad (55)$$

y el volumen original de aceite en pies cúbicos medido a condiciones estandar, almacenado en el volumen de drenaje del pozo es:

$$N = \frac{0.2339 q}{m^* c_o} \quad (56)$$

Lo cual expresado en barriles es:

$$N = \frac{0.0418 q}{m^* c_o} \quad (57)$$

Es recomendable para la aplicación de estas ecuaciones, el asegurar la detección del periodo de flujo pseudoestacionario, para ello puede utilizarse la ecuación 51.

En yacimientos muy grandes o de gas, el tiempo para la determinación de este periodo puede ser muy grande, incluso de meses; sin embargo, en yacimientos pequeños o de aceite el tiempo necesario puede ser de unas cuantas horas³⁴ , ya que la transmisibilidad de la señal de presión es inversamente proporcional a la compresibilidad de los fluidos.

3.3. Determinación de la Distancia a un Límite, Falla o Discontinuidad.

Las heterogeneidades que presenta la roca del yacimiento, son el

resultado de varios factores como, cambios en las condiciones de depositación de los sedimentos, cambios litológicos, variaciones en la porosidad y permeabilidad, diversas propiedades de los estratos constituyentes, así como la naturaleza y distribución de los fluidos que saturan la formación productora.

Estrictamente hablando, un grano de roca es único en la matriz que lo contiene, además la presencia de microfracturas y fisuras indican la existencia de discontinuidades a nivel microscópico. Desde el punto de vista macroscópico, éstas se presentan como fallas, límites, barreras, discontinuidades lineales, cambios de estratos o contactos entre fluidos, etc. Es posible, además, inducir discontinuidades por la invasión de lodo durante la perforación o mediante tratamientos como acidificaciones, fracturamientos o inyección de fluidos.

Todos estos elementos modifican la difusividad hidráulica $\eta = (k/\phi\mu c)$ y desde luego, el comportamiento de la presión³⁴, estos cambios se presentan en las fronteras de unidades geológicas diferentes, debido a los cambios de porosidad y permeabilidad en las formaciones, así como de compresibilidad y viscosidad de los fluidos presentes.

Bixel, Larkin y Van Poolen²⁶ investigaron el efecto que las discontinuidades lineales provocaron en la difusividad hidráulica y el comportamiento de la presión en un pozo que produce a gasto constante, así como un método para la determinación de la distancia del pozo a la discontinuidad y las características del sistema.

Se han propuesto varias técnicas de análisis para yacimientos heterogéneos; sin embargo, es difícil y poco confiable su

aplicación porque muchos de los efectos que se presentan muestran una respuesta muy similar, pudiendo corresponder a un sinnúmero de elementos distintos. Lo anterior es denominado la no unicidad del problema inverso.

Considérese un pozo que produce a gasto constante y que se encuentra ubicado cerca de una discontinuidad, tal como lo muestra la figura 16.

La caída de presión adimensional en el fondo del pozo cercano a una discontinuidad lineal, considerando que $\eta_1 = \eta_2$, se expresa como:

$$\Delta p_D = -h_1 \left(E_i \left(- \frac{(x-a)^2 + (y-b)^2}{(a+x)^2 t_D} \right) + \frac{1-M}{1+M} E_i \left(- \frac{(x+a)^2 + (y-b)^2}{(a+b)^2 t_D} \right) \right)$$

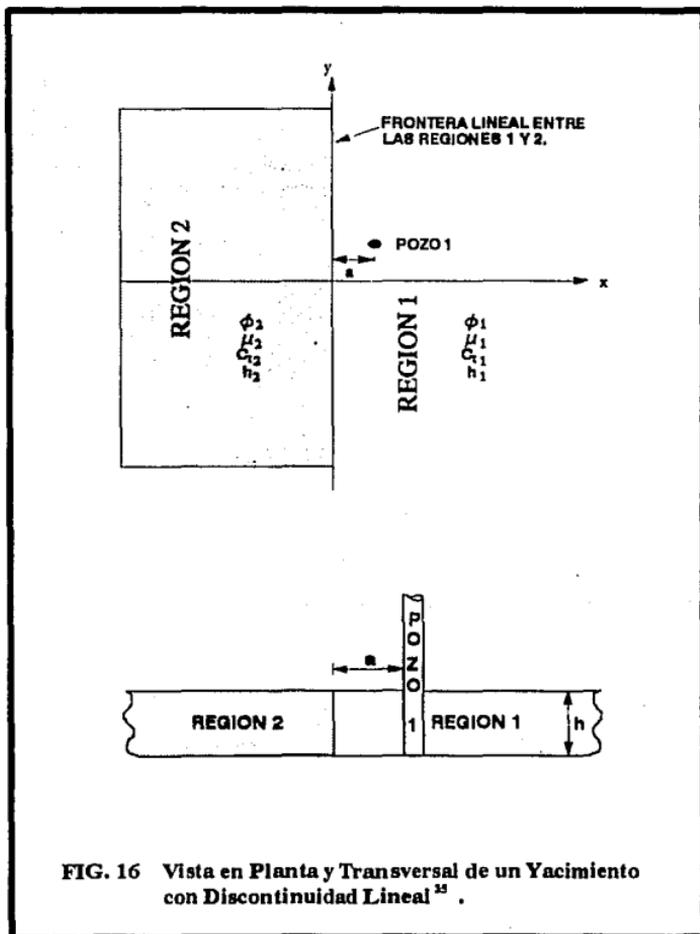
Pero si $\eta_1 \neq \eta_2$ la ecuación se modifica de la siguiente manera.

$$\Delta p_D = -h_1 \left(E_i \left(- \frac{(a-x)^2}{(x+a)^2 t_D} \right) + \frac{1+M}{1-M^2} E_i \left(- \frac{1}{t_D} \right) + \right.$$

$$\left. \xi \ln \left(\frac{\sqrt{z/\delta} + \sqrt{1-z+z/\delta}}{\sqrt{1-z}} \right) dz + G_1 + G_2 \right)$$

Donde:

$$\xi = \frac{4M}{\sqrt{\pi t_D} (1-M^2)} \int_0^1 e^{-\frac{(1-z)t_D}{(1-z)^{1.5}}} dz$$



G_1 y G_2 , son funciones definidas en la referencia 26.

z , es la variable de integración.

$$M = \lambda_2 / \lambda_1$$

$$\delta = \eta_1 / \eta_2$$

Van Poollen y sus colaboradores²⁶ presentaron un conjunto de curvas tipo para mostrar el comportamiento de Δp_b vs t_b , con diferentes difusividades a uno y otro lado de la discontinuidad, relación de moviilidades M y capacidades de almacenamiento S . En éstas se comprobó que el contraste en las pendientes de la curva, es función de la variación en las propiedades entre las dos regiones del yacimiento.

Ahora bien mediante el ajuste con curvas tipo es factible la determinación de la distancia de un pozo a la discontinuidad lineal por la expresión.

$$d = \left(\frac{0.0002637 k_1 t}{\phi \mu c_t l_D} \right)^{1/2} \quad (58)$$

donde t es el tiempo real en horas.

Horner propuso otra expresión para calcular la distancia a una discontinuidad, basándose en los estudios de Miller, Dyes y Hutchinson¹⁶ y considerando un $t_{oe} = 0.28$, que corresponde al tiempo de estabilización de la presión en el yacimiento.

Haciendo que $t = t_b$, donde t_b es el tiempo en el que se alcanza el efecto de una barrera y $r_e = r_b$ que es la distancia del pozo a la discontinuidad, se tiene.

$$r_b^2 = \frac{0.0002637 k t_b}{\phi \mu c t (0.28)}$$

$$r_b = \left(\frac{9.417 \times 10^{-4} k t_b}{\phi \mu c t} \right)^{.5} \quad (59)$$

La información que el sensor capta en el fondo del pozo es de tipo radial, por lo que a pesar de poder calcular la distancia promedio a una discontinuidad, se tiene una condicionante, en cuanto al saber en que dirección se encuentra la falla o límite detectados.

3.4. Angulo entre Barreras.

El ángulo existente entre dos barreras puede ser determinado a partir de la desviación que experimentan las ondas de presión al chocar contra una barrera, siendo aproximadamente.

$$\theta = \frac{m_1}{m_2} \cdot 360^\circ \quad (60)$$

Mientras que el ángulo entre la primera y segunda barrera (si se presenta el caso), es:

$$\theta = \frac{m_1}{m_3} \cdot 360^\circ \quad (61)$$

A este razonamiento llegó Horner cuando al construir su gráfica de pws vs log (t) observó que se presentaban líneas rectas sucesivas indicando la presencia de discontinuidades. La primera

recta corresponde al comportamiento de la presión en un sistema infinito, mientras que las otras rectas responden al efecto de las barreras, notando que se presenta este último caso cuando la pendiente de la recta sucesiva es aproximadamente el doble de la anterior, tal como lo muestra la figura 17.

La limitante del método para la determinación de discontinuidades lineales es la imposibilidad de calcular la orientación de los límites.

3.5. Determinación de la Forma del Area de Drene Utilizando Pruebas de Limite de Yacimiento.

Desde tiempo antes de que existieran como tal las pruebas de limite de yacimiento, ya se buscaba la manera de determinar la forma y tamaño del mismo.

Horner indicó que la forma del área de drene no es necesariamente circular, sino que su geometría depende realmente de la presencia y disposición de fallas, barreras o discontinuidades que restrinjan el flujo de los fluidos hacia el pozo. Para ello propuso determinar el comportamiento de la presión en un pozo cercano a una discontinuidad en un yacimiento infinito. Este razonamiento fue convenientemente aplicado mediante el uso del "método de imágenes", a través del cual se supone la existencia de un pozo imaginario ubicado al otro lado de la barrera y a una distancia igual que la del pozo real. El valor de la presión en el pozo bajo estas circunstancias, será el causado por la caída de presión debida a su producción, más la interferencia ocasionada por el pozo imagen.

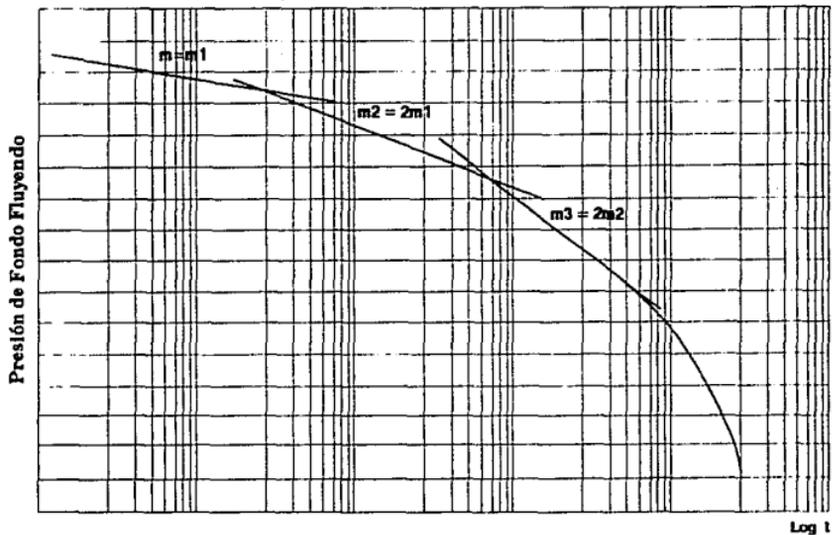


FIG. 17 Gráfica de pwf vs log t para Detectar las Distancias a cada una de las Barreras del Yacimiento¹⁶.

Posteriormente Matthews, Brons y Hazebroeck³⁶, consideraron que el volumen de drene de un pozo, si se encuentra bajo condiciones de flujo pseudoestacionario, es directamente proporcional al gasto de producción. Ellos definieron las siguientes variables dimensionales:

$$P_{DMDH} = \frac{p^* - \bar{p}}{q\mu/4\pi kh} \quad (62)$$

$$t_{PDA} = \frac{k t_p}{\phi \mu c t A} \quad (63)$$

Dónde p^* es la presión extrapolada de la gráfica de Horner, \bar{p} es la presión promedio del área de drene, t_p es el tiempo de producción y t_{DA} es el tiempo adimensional a t_p .

Al elaborar una gráfica de P_{DMDH} vs t_{PDA} se obtiene una figura para diferentes formas del área de drene y localización de pozos, en estas gráficas se puede obtener el tiempo de estabilización para el periodo pseudoestacionario (t_{ps}), ya utilizado anteriormente por Horner.

El trabajo desarrollado por Dietz³⁷, permite obtener el radio de drene para un pozo que produce a condiciones de flujo pseudoestacionario mediante la ecuación:

$$r_b = \left(\frac{10.07 k \Delta t_p}{\phi \mu c t} \right)^{1/2} \quad (64)$$

Esta expresión sólo es valida para formas circulares del área de

drene de un pozo en el centro. Posteriormente, Dietz deduce a partir de las gráficas de MBH una expresión para diferentes formas de áreas de drene y localizaciones de los pozos, introduciendo el concepto de factor de forma (CA), que no es más que un valor característico que se obtiene de las curvas de decremento de presión, ya que éstas adoptan una forma particular debido al efecto de fronteras y desde luego de la geometría del área de drene.

$$\Delta p_D = \left(\frac{\phi \mu c_t A}{CA k} \right) \quad (65)$$

Earlougher²⁷ propuso un método rápido y sencillo para estimar la forma de la región de drene y la localización del pozo dentro de ella, a partir de una prueba de limite de yacimiento, indicando que también es valido para sistemas de gas y procesos de inyección en pozos ajustando las ecuaciones correspondientes.

Para la aplicación de este método es necesario contar con datos de presión para el periodo transitorio y pseudoestacionario, de tal forma que cuando el pozo se encuentra produciendo a gasto constante en los primeros tiempos, el comportamiento de presión cumple con el descrito por la ecuación 41 para un yacimiento infinito y al graficar pwf vs log (t) se obtiene una línea recta, la cual es ilustrada en la figura 14.

El valor de la pendiente m se obtiene por la expresión 42 y el correspondiente para p_{thr} , se logra de la lectura de la gráfica sobre la línea para $t = t_{hr}$ o extrapolando si es necesario.

Cuando se comienzan a sentir los efectos de las fronteras del yacimiento, la ecuación 41, ya no describe el comportamiento real

y no es válida su aplicación; sin embargo, cuando se llega al periodo de flujo pseudoestacionario presentándose todos los efectos de frontera, el comportamiento de la presión puede ser descrito por la ecuación 52 que representa a un yacimiento limitado y al graficar pwf vs t se obtiene una línea recta donde el valor de la pendiente está representada por la ecuación 53. El volumen del área de drenaje puede ser calculado a partir de la misma ecuación como:

$$\pi r_e^2 h \phi = \frac{qB}{ct. m'} \quad (66)$$

y el valor de la p_{ord} es:

$$p_{ord} = p_i - \frac{70.6 qB\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) - \ln C_A + 0.80907 + 2s \right) \quad (67)$$

Donde A es el área de drenaje y C_A es el factor de forma de Dietz.

El método de Earlougher contempla la realización de ambas gráficas y la obtención de sus respectivas pendientes.

Se puede asegurar que se ha llegado a detectar el periodo pseudoestacionario, cuando en las gráficas de MBH³⁶ la forma de la curva se hace lineal o aplicando la ecuación 51. Dietz³⁷ también tabuló el tiempo de inicio del periodo de flujo pseudoestacionario para diferentes formas de áreas de drenaje.

Mediante la combinación de las ecuaciones 41, 53 y 67 se obtiene:

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m'} e^{(2.303 (p_{1hr} - p_{ord})/m)} \quad (68)$$

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m'} \text{antilog} ((p_{1hr} - p_{ord})/m) \quad (69)$$

Las ecuaciones 68 y 69 son equivalentes.

Es necesario además, calcular el tiempo adimensional usado por Dietz para definir el inicio del periodo pseudoestacionario y conocer con mayor precisión la forma del área de drene y la ubicación del pozo en la misma, para ello puede utilizarse la ecuación:

$$(tDA)_{pss} = 0.1833 \frac{m'}{m} t_{pss} \quad (70)$$

Donde t_{pss} es el tiempo en que se alcanza el periodo pseudoestacionario en horas, que puede ser obtenido de las curvas propuestas por MBH.

Una vez determinados el factor de forma (C_A) y el tiempo adimensional al inicio del periodo pseudoestacionario $(tDA)_{pss}$, se puede hacer uso de la tabla II, para determinar la configuración del área de drene en el sistema.

Este método propuesto por Earlougher constituye una técnica fácil y rápida para determinar la geometría del área de influencia de un pozo en el yacimiento a partir de una prueba de limite, este procedimiento no requiere del conocimiento de información como μ ,

FORMA DE DRENE	C A	ln C A	AA	AB	BC	CC
	31.62	3.453	-1.32	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.453	-1.32	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.317	-1.25	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.299	-1.24	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.086	-1.13	0.4	0.12	0.08
	0.09	-2.32	1.565	0.9	0.60	0.01
	30.88	3.430	-1.31	0.1	0.05	0.09
	12.98	2.563	-0.877	0.7	0.25	0.03
	4.513	1.507	-0.349	0.6	0.30	0.025
	3.335	1.204	-0.197	0.7	0.25	0.01

Table II Factores de Forma para Varios Tipos de Area de Drene (Earlougher, 1977).

CONTINUACION

FORMA DE DRENE		CA	In CA	AA	AB	BC	CC
	1	21.838	3.083	-1.137	0.3	0.15	0.025
2							
	1	10.837	2.283	-0.787	0.4	0.15	0.025
2							
	1	4.514	1.507	-0.349	1.5	0.50	0.08
2							
	1	2.078	0.730	0.039	1.7	0.50	0.02
2							
	1	3.157	1.149	-0.170	0.4	0.15	0.005
2							
	1	0.581	-0.542	0.675	2.0	0.60	0.02
2							
	1	0.110	-2.199	1.504	3.0	0.60	0.005
2							
	1	5.379	1.882	-0.438	0.8	0.30	0.01
4							
	1	2.689	0.989	-0.090	0.8	0.30	0.01
4							
	1	0.231	-1.481	1.135	4.0	2.0	0.03
4							

Tabla II Factores de Forma para Varios Tipos de Area de Drene (Earlougher, 1977).

r_w , p_i y s , siendo valido para yacimientos de gas o con inyección de fluidos, lo que constituye una ventaja importante.

3.6. Determinación del Radio de Investigación.

El radio de investigación representa la distancia comprendida desde la pared del pozo hacia adentro del yacimiento, que se ha podido investigar mediante una prueba de presión.

La determinación precisa de esta distancia, constituye hasta ahora una pregunta sin respuesta, debido a que no se cuenta con una expresión que sea valida para todos los casos. Existen numerosas ecuaciones publicadas (Gray, 1965; Odeh y Nabor, 1966; Matthews y Russell, 1967; Gibson y Campbell, 1970) para la determinación del radio de investigación; sin embargo, todas ellas representan tan sólo buenas aproximaciones aplicables a casos particulares.

Uno de los inconvenientes principales de estas correlaciones es, que sin excepción han sido derivadas de la ecuación para un yacimiento infinito y ajustadas a un área de drenaje finita considerando diferentes tiempos de estabilización (t_{DA}) para el periodo de flujo pseudoestacionario. Más aún, se ha encontrado que los cálculos no son validos para $r_w < r_e$ y $(t + \Delta t) < t_{DA}$. Otro aspecto muy importante, es que a pesar de que la gráfica semilogarítmica sea recta, no implica que los efectos de frontera no hayan sido aún detectados, esto fue comprobado en forma concluyente por Ramey y Cobb²⁵.

Este aspecto puso de manifiesto la necesidad de establecer un limite económico en el radio de investigación y por tanto, en la duración de la prueba. Así, se tiene que si en una prueba de

decremento de presión, la desviación de la línea recta semilogarítmica no se observa a un tiempo largo de registro es posible establecer un límite económico.

Este criterio define lo que en la actualidad se conoce como prueba de límite económico, ya que al ser las pruebas de límite costosas, el reducir el tiempo de ejecución resulta muy conveniente, en especial cuando la transmisibilidad del sistema es baja.

La prueba de límite económico, establece que es posible fijar un tiempo mínimo de registro con el cual pueda calcularse un radio de drene efectivo al pozo, para tal caso, una prueba de límite de yacimiento puede ser diseñada de tal manera que pueda confirmarse la presencia in-situ de un volumen de hidrocarburos, aún sin haber determinado el límite del mismo, esto es especialmente aplicable a yacimientos de gas, así como a los de baja permeabilidad y a pozos exploratorios.

El radio de investigación puede ser obtenido con la siguiente ecuación:

$$r_{inv} = 2 \left[\frac{2.637 \cdot 10^{-4} kt}{\phi \mu ct} \right]^{1/2} \quad (71)$$

Con esta ecuación puede determinarse un volumen de poros mínimo en pies cúbicos a condiciones de yacimiento:

$$V_{pa} = \pi \phi h r_{inv}^2 \quad (72)$$

Sustituyendo la ecuación 71 en 72 se obtiene el tiempo mínimo de registro de una prueba de límite que resulte económica²⁵.

$$t = \frac{301.8 \mu ct V_{pm}}{kh} \quad (73)$$

El concepto de límite económico, presupone la determinación de una reserva mínima probada de hidrocarburos en el yacimiento, y que sería suficiente para garantizar la inversión realizada en el desarrollo de un nuevo yacimiento.

3.7. Espaciamento Óptimo entre Pozos y Desarrollo del Campo

En la planeación del desarrollo de campos, el espaciamento óptimo entre pozos constituye un aspecto muy importante; sin embargo, para definir este espaciamento, es necesaria la obtención de información estratégica que permita delimitar el yacimiento en todas sus direcciones, es decir, conocer la distribución areal del mismo, la presencia de límites, fallas, barreras o discontinuidades y la distancia a la que se encuentran, las características petrofísicas, así como el área de drene del pozo.

En yacimientos de mediana a baja permeabilidad el definir el número de pozos y su espaciamento óptimo cobran una gran trascendencia. En este caso, el espaciamento deberá entenderse como el número mínimo de pozos para lograr extraer todos los hidrocarburos recuperables. Cuando se trata de yacimientos de alta permeabilidad este concepto resulta menos importante, ya que teóricamente es factible, con un sólo pozo, lograr la explotación del yacimiento, aunque esto ocurra en un tiempo extremadamente largo.

Técnicamente, el espaciamiento entre pozos debería presentarse en función del radio de drene del pozo, por lo que el espaciamiento recomendable sería el correspondiente a:

$$E = 2 r_0 \quad (74)$$

Pero habrá de tenerse muy en cuenta que la forma y tamaño del área de drene no necesariamente es idéntica en todos los pozos, ya que en realidad todo yacimiento es heterogéneo; pero debido a la inconveniencia de realizar una prueba de límite de yacimiento en cada pozo para determinar su área de drene, es posible considerar áreas uniformes e iguales, indicando con ello el espaciamiento que se deberá tener entre pozos para lograr una recuperación final lo más eficiente posible.

Desde un punto de vista más amplio, la determinación del espaciamiento óptimo conlleva un conjunto de circunstancias propias y ajenas al yacimiento como son: la cuota de producción, la potencialidad de las reservas, la capacidad de manejo, el precio de los hidrocarburos en el mercado internacional, el costo adicional por cada nuevo pozo perforado, las características del yacimiento, etc.

De una forma cualitativa, todos los parámetros mencionados, pueden ser expresados a través del concepto del valor presente neto (VPN). Este indicador representa las ganancias que pueden ser obtenidas a través del tiempo, pues el objetivo final de un proyecto de esta naturaleza será el de maximizar las ganancias a costa de obtener un número óptimo de pozos con el cual pueda ser desarrollado un campo en forma integral y a un menor costo.

La figura 18 muestra de una forma cualitativa el comportamiento

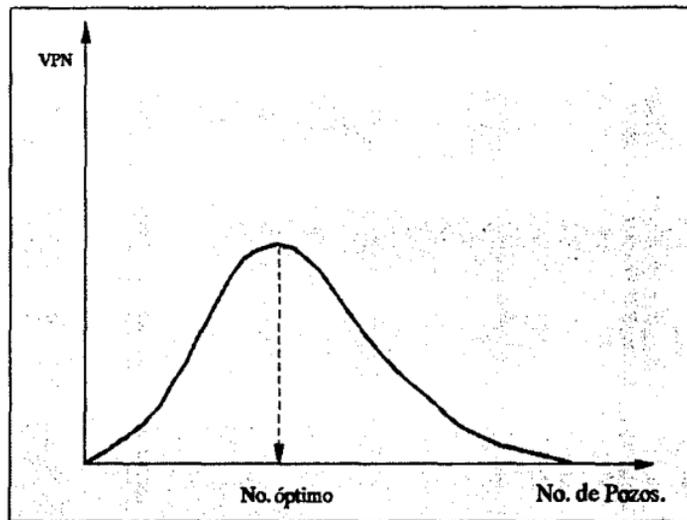


FIG. 18 Determinación del Número Óptimo de Pozos a Perforar.

que adopta el VPN al ser graficado contra el número de pozos, la cantidad óptima se encontrará cuando el valor presente neto sea el máximo, indicativo de que en ese momento se han alcanzado las ganancias más grandes posibles. Desde el punto de vista económico, esto representa un límite máximo para la perforación de pozos, a partir del cual el costo adicional por pozo perforado provocará una reducción sustancial en el valor presente neto.

Es importante hacer notar que el comportamiento de todos los elementos considerados en la gráfica dependen fundamentalmente de la política petrolera mundial.

En términos generales el espaciamiento óptimo entre pozos podrá obtenerse a partir del objetivo que se desee lograr, el cual se encontrará condicionado por los aspectos con anterioridad mencionados, sin olvidar una recuperación final máxima a partir del volumen original de hidrocarburos.

Es necesario tener en cuenta que el factor de recuperación máximo que es posible tener, se encuentra condicionado por las características propias del yacimiento, para ello la figura 19 muestra la enorme influencia que parámetros como la presión inicial, la densidad de los fluidos, la permeabilidad, porosidad, relación gas-aceite y otros, tienen sobre el factor de recuperación.

Sean cualesquiera los objetivos deseados y las condicionantes impuestas, el número de pozos a perforar, su ubicación y espaciamiento óptimos para lograr un desarrollo integral del yacimiento sólo podrá lograrse mediante un análisis técnico-económico.

DATOS	PESO ASIGNADO A CADA VALOR								MEDIANA
PI	10	9	10	10	10	8	10	10	10
Ty	8	8	9	5	9	9	5	9	8.5
DENSIDAD	10	10	10	10	10	10	10	10	10
RGA	10	10	10	10	10	10	10	10	10
COMP. GAS	8	6	7	4	8	9	6	8	7.5
Pwf	6	5	6	6	9	7	6	8	6.5
J	6	7	5	6	9	9	5	7	6.5
ϕ	6	5	9	5	7	8	7	8	7
hn	6	2	9	5	7	8	7	8	6
Sw	6	5	9	5	6	6	7	8	5.5
K	6	8	9	5	10	5	8	10	10
LITOLOGIA	6	8	9	5	5	9	9	8	8
TIPO ϕ	10	9	8	10	10	7	10	10	9.5
PROFUNDIDAD	8	7	9	6	9	8	5	9	8
Qo, Qg	6	7	9	6	8	7	4	7	7

FIG. 19 Influencia de las Características del Yacimiento sobre el Factor de recuperación

3.8. Factibilidad Técnico-Económica³⁹.

Un factor muy importante y en el cual no se ha hecho hincapie hasta el momento, es el aspecto económico. Además de establecer las ventajas técnicas que una prueba de limite de yacimiento pueda presentar, es necesario realizar un análisis económico que permita determinar si la ejecución de estas pruebas en un yacimiento determinado resultan económicamente rentables.

Es necesario tener en cuenta que para la realización de un proyecto se requiere establecer un equilibrio entre los aspectos técnicos y económicos, ya que pueden resultar sumamente ventajosos los primeros y muy poco atractivos los segundos.

En la industria petrolera, la realización de una prueba de limite, constituye una inversión a largo plazo, cuya evaluación de los beneficios que puedan obtenerse de ella en el futuro es sumamente difícil de llevar a cabo, pues el flujo de capital o la maximización de las ganancias que puedan tenerse constituyen el resultado final de todo un proceso largo y complejo en el que éste tipo de pruebas sólo conforman un rubro.

Como toda inversión a largo plazo, las pruebas de limite constituyen por sí mismas un modelo probabilístico dentro del terreno económico, ya que no existe la certeza de que como proyecto sean rentables, pues no se sabe si lo que se invierte hoy, será recuperado mañana.

Es evidente la importancia de las decisiones de inversión y por tanto la implementación de mecanismos de planeación, control y supervisión de las inversiones a largo plazo, con el objeto de plantear la política de inversión, el seguimiento del avance

proyectado y la verificación en el cumplimiento de los objetivos.

Otro aspecto muy importante, es el referente a la evaluación de los proyectos de inversión, para ello, es necesario que el ingeniero sea capaz de aplicar algunos indicadores económicos o criterios de selección que permitan evaluarlo, algunos de estos pudieran ser: la rapidez en la recuperación de la inversión, la tasa de rendimiento anual y el período de vida útil, etc. son estos y otros factores los que definen la rentabilidad y eficacia de un proyecto de inversión, facilitando la toma de decisiones³⁹.

3.8.1. Valor del Dinero en el Tiempo.

Siendo la explotación de yacimientos un proceso largo y que con frecuencia requiere de inversiones adicionales cuantiosas para la implementación de técnicas y procesos que permitan prolongar la extracción de hidrocarburos, se requiere de una adecuada planeación y administración de los recursos económicos para el desarrollo integral del campo a un mejor costo y obtener a cambio un mayor beneficio, es por ello importante analizar el costo de la selección de una alternativa y sus consecuencias a través de un período prolongado. En este sentido, el hablar del valor del dinero en el tiempo, es un tópico relevante.

Aquí es necesario considerar una tasa de interés que representa el incremento en el costo de los servicios a través del tiempo y que puede considerarse constante, en tal caso el valor presente se puede determinar mediante la expresión.

$$VP_0 = \frac{VF_n}{(1+i)^n} \quad (75)$$

dónde i = Tasa de interés.
 n = Número de periodos.
 VFn = Valor futuro al año n .
 VPo = Valor presente

Con esta expresión puede conocerse a condiciones actuales el costo de un servicio que se encuentra programado a futuro.

3.8.2. Periodo de Reembolso o de Recuperación del Capital.

Este también se le conoce como periodo de cancelación y es el tiempo requerido para que las ganancias sobre una inversión iguallen a los costos de la misma inversión. El criterio que habrá de regir es el de minimizar este periodo, ya que una recuperación rápida del capital significa que éste podrá utilizarse en otros propósitos, de tal forma, un proyecto será más atractivo, mientras su periodo de recuperación sea más pequeño. Analíticamente la recuperación del capital puede expresarse como:

$$PR = \frac{VPt}{Baa} \quad (76)$$

PR = Periodo de recuperación.
 VPt = Valor Presente Total (de la inversión)
 Baa = Beneficio actual anual.

3.8.3. Relación Beneficio - Costo

Es el cociente que resulta de dividir los beneficios entre los costos actualizados ambos a un mismo año. Este indicador es invariante en el tiempo e independiente del año al que se actualice.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO

Fisicamente la relación beneficio-costo representa una medida comparativa entre los beneficios que se obtienen del proyecto por cada unidad de inversión o costo, es decir, cual es el costo de obtener una ganancia.

Al analizarse cualquier proyecto debe procurarse que la relación beneficio-costo sea la mas grande posible.

3.8.4. Valor Actual Neto (VAN)

También se le conoce como valor presente neto y representa la diferencia entre los beneficios y los costos actualizados al mismo tiempo. De tal forma que el valor presente neto constituye las ganancias que se obtienen a un momento dado, de la misma manera que para la relación beneficio-costo, es necesario que el valor actual neto sea lo más grande posible, indicativo de que es factible obtenerse mayores ganancias. Como el valor actual neto varía con el tiempo, lo más conveniente es calcularlo al momento de la evaluación.

3.8.5. Tasa Interna de Rendimiento. (TIR)

Otro de los parámetros que permite caracterizar un proyecto, es la tasa interna de rendimiento o de interés descontado. Se puede decir que esta constituye la tasa de interés con el cual se puede descontar los flujos de efectivo que se reciben por concepto de ingresos durante la vida económica del proyecto. En otras palabras la (TIR) es la tasa de actualización que permite que los beneficios y costos sean iguales, es decir que la relación beneficio-costo sea uno. Visto desde otro punto de vista la (TIR) representa la tasa de interés incremental.

Analicamente se tiene:

$$TIR = \left(\frac{\sum_{k=1}^n B_k (1+i)^{-n-k}}{C} \right)^{1/n} - 1 \quad (77)$$

B = Beneficios actualizados.

C = Costos actualizados.

n = Número de periodos.

i = Tasa de interés.

De una forma cualitativa se tiene que:

TIR > i el proyecto es bueno

TIR < i el proyecto no es rentable.

Sin embargo, el uso de este parámetro ofrece algunas desventajas, para la caracterización de un proyecto, ya que puede conducir a conclusiones erróneas cuando los flujos del proyecto a través del tiempo cambian de signo, pues puede obtenerse una tasa de rendimiento equivocada, además resulta más difícil de calcular cuando los flujos de capital no son uniformes.

3.8.6. Sensibilidad y Análisis del Punto de Equilibrio.

Este parámetro permite ilustrar la sensibilidad de las variables involucradas para la decisión entre alternativas.

El análisis de sensibilidad y punto de equilibrio permiten resolver problemas relacionados con la conveniencia de ejecutar proyectos a tiempo presente o futuro, en función de su valor en el tiempo.

En este sentido es necesario analizar la rentabilidad de las pruebas de límite de yacimiento, considerando la cantidad, naturaleza, variedad y calidad de la información que con su aplicación puede ser obtenida sin olvidar el costo que su realización implica. Otro aspecto de suma importancia es la trascendencia que tendrá a futuro en el ahorro de recursos económicos que se vean reflejados como: la perforación de un menor número de pozos en el campo, la determinación de un espaciamento óptimo entre ellos, una cuantificación más precisa de las reservas probadas y en suma un desarrollo integral más económico del yacimiento.

La figura 20 muestra la determinación del punto de equilibrio, en el que los costos de ejecutar una prueba de límite de yacimiento al inicio del descubrimiento del campo y al tiempo C en el que se ha iniciado el desarrollo del mismo son equivalentes.

Como se observa en la figura, la decisión de ejecutar o no una prueba de límite de yacimiento en el intervalo de (0 - C) es sensible al tiempo, pero si se estima que la prueba debe ejecutarse a un tiempo menor que C la decisión no es sensible porque es evidente que resulta menos costoso realizarla al tiempo 0. Sin embargo si la necesidad de esta prueba se presenta a un tiempo mayor que C la decisión no es sensible porque resulta mucho más económica.

Es evidente que cada uno de los parámetros comentados con anterioridad, puede por sí sólo evaluar un proyecto de inversión y determinar si es económicamente rentable o no, sin embargo la evaluación será mucho más confiable mientras mayor sea el número de indicadores que sean analizados.

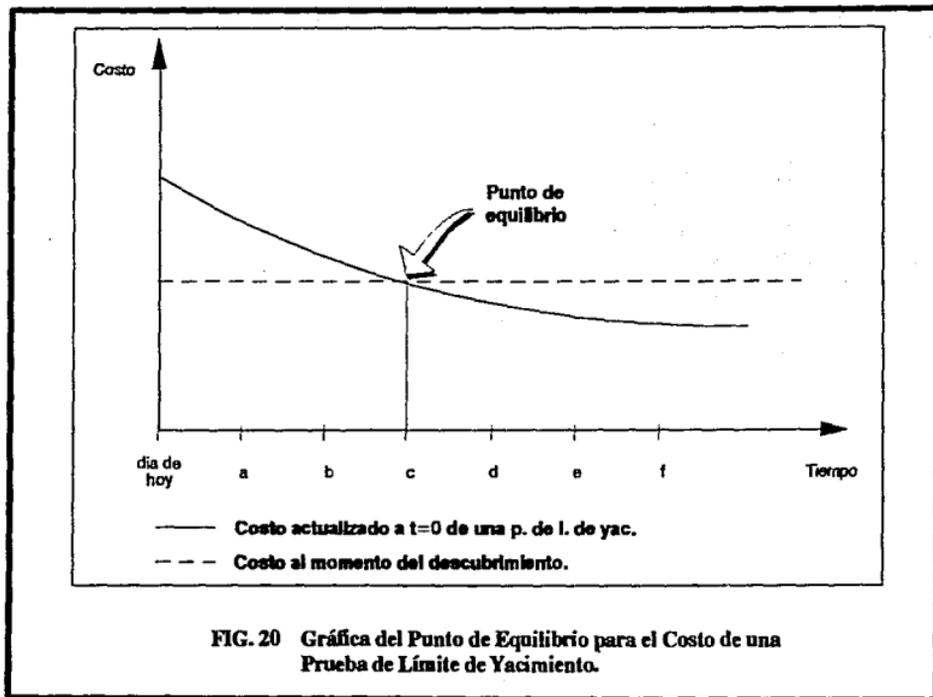


FIG. 20 Gráfica del Punto de Equilibrio para el Costo de una Prueba de Límite de Yacimiento.

CAPITULO IV

1998-1999

CAPITULO IV

TECNICAS DE ANALISIS

4.1. Método de Park Jones²³.

El método de análisis propuesto por Jones se basa fundamentalmente en la ecuación de balance de materia para un yacimiento bajosaturado y que, al obtener la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo dividida entre el gasto a condiciones de yacimiento, define un parámetro "Y", el cual físicamente representa la variación de la presión en la cara de la formación productora por unidad volumétrica de fluido producido por el yacimiento, así se tiene que:

$$NB_{01} C_e (p_i - p_{wf}) = N_p B_{01} \quad (78)$$

Al derivar con respecto al tiempo,

$$NB_{01} C_e \frac{dp_{wf}}{dt} = q B_{01}$$

Rearreglando se tiene:

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = \frac{1}{NB_{01} C_e} q$$

$$\text{si } Y = \frac{\frac{dpwr}{dt}}{qB_{01}} ; \text{ entonces:}$$

$$Y = \frac{1}{NB_{01} C_e} \quad (79)$$

Sin embargo, para utilizar la ecuación anterior es necesario conocer la variación que experimenta "Y" con respecto al tiempo de registro, para ello se puede utilizar la ecuación 38 que representa flujo transitorio (tiempos cortos) y la correspondiente para flujo pseudoestacionario (tiempos largos, ecuación 52).

Así pues, al derivar la ecuación 38 con respecto al tiempo se tiene:

$$- \frac{dpwr}{dt} = \left(\frac{70.6 qB\mu}{kh} \right) \frac{1}{t}$$

Por tanto,

$$Y = \left(\frac{70.6 qB\mu}{kh} \right) \frac{1}{t} \quad (80)$$

Expresando la ecuación 79 en forma logarítmica y ordenando, se llega finalmente a:

$$\log Y = - \log t + \log \left(\frac{70.6 qB\mu}{kh} \right) \quad (81)$$

Al graficar el log (Y) contra log (t) se obtiene una línea recta

de pendiente unitaria que se prolonga mientras los efectos de fallas o fronteras no se hagan presentes en el pozo, razón por la cual la pendiente se verá modificada o se tendrá una interrupción en la línea, según se observa en la figura 21.

Para el caso de la ecuación 52, al obtener la derivada correspondiente se obtiene:

$$-\frac{dp_w}{dt} = \frac{qB}{\pi \phi c t h r_e^2}$$

donde:

$$Y_s = Y = \frac{1}{\pi \phi c t h r_e^2} \quad (82)$$

De la ecuación 82 puede verse que "Y" adopta un valor constante, esto se presenta cuando se ha alcanzado la condición de flujo pseudoestacionario y los efectos de frontera se hacen presentes en el pozo, es decir que la frontera externa del radio de drene se ha detectado. Esto se presenta en la figura 21 como una línea horizontal.

Entonces, de acuerdo a las ecuaciones 79 y 82 se puede escribir:

$$N = \frac{\pi \phi c t h r_e^2}{B C_o} \quad (83)$$

Otro parámetro que puede calcularse utilizando el método de Jones es el valor de la permeabilidad (k) para cada periodo de flujo.

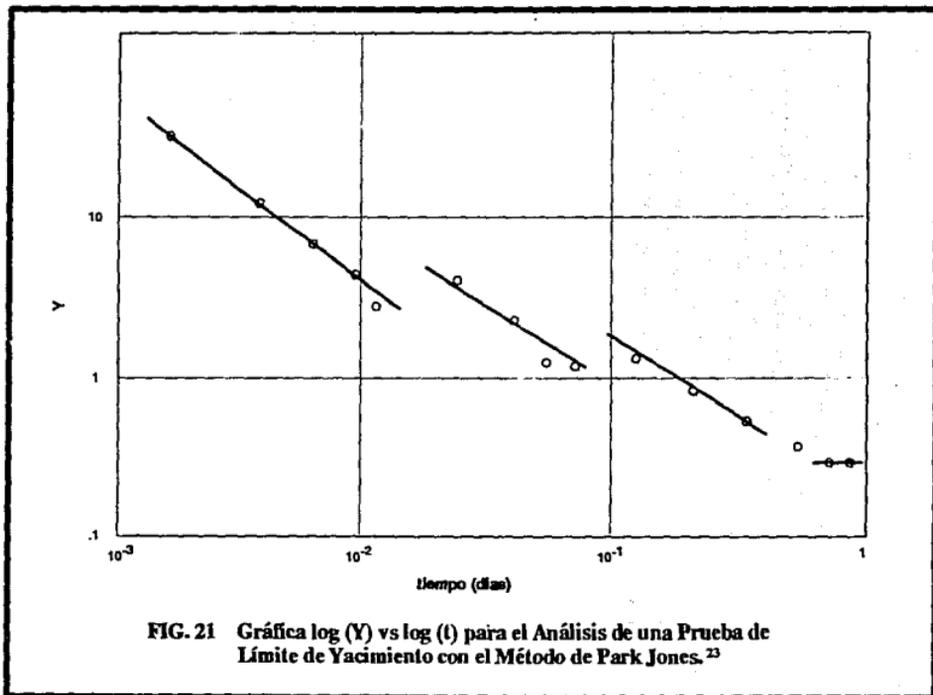


FIG. 21 Gráfica $\log(Y)$ vs $\log(t)$ para el Análisis de una Prueba de Límite de Yacimiento con el Método de Park Jones.²³

basandose en la ecuación 80 de donde:

$$k = \frac{70.6 \text{ qB}\mu}{y \text{ h t}} \quad (84)$$

4.2. Análisis Convencional ^{32,40}.

La técnica de análisis convencional aplicada a pruebas de presión, constituye el proceso más sencillo para la obtención de los parámetros del pozo y del comportamiento dinámico del yacimiento.

Esta técnica consiste en el trazo de líneas rectas que pueden ser ajustadas a los datos de una prueba de presión, graficados en una escala cartesiana de presión contra tiempo.

El trazo de estos segmentos de recta constituyen una tarea fácil cuando la información se encuentra claramente dispuesta en un comportamiento lineal en la gráfica, por lo que puede definirse con poca ambigüedad, según se pudo ver en la figura 13.

4.2.1. Análisis Durante el Periodo Transitorio Tardío.

Debido a que las pruebas de límite de yacimiento son registros de presión de larga duración, es necesario pasar por los periodos de flujo precedentes (transitorio y transitorio tardío), por lo que es factible obtener de ellos información valiosa, que permita conocer algunas de las características del yacimiento.

Así pues, durante el periodo transitorio tardío el comportamiento de presión corresponde al de un yacimiento circular limitado, sin flujo a través de las fronteras y con un pozo ubicado en el centro, matemáticamente este efecto puede ser simulado mediante la ecuación:

$$\log(p_{wr} - \bar{p}) = \log \frac{118.6 qB\mu}{kh} - \frac{168 \cdot 10^{-5} kt}{\phi \mu c_t r_e^2} \quad (85)$$

Esta ecuación al ser gráfícada como $\log(p_{wr} - \bar{p})$ vs t representa una recta de la forma.

$$y = \gamma t + b \quad (86)$$

tal y como se muestra en la figura 15, donde γ y b constituyen la pendiente y la ordenada al origen respectivamente, ecuaciones 46 y 47. El valor de la permeabilidad puede ser obtenido a partir de la ecuación 48.

y el factor de daño se obtiene con la ecuación 50.

La caída de presión en la zona dañada se encuentra dada por:

$$\Delta p_s = \frac{b_s}{0.84} \quad (87)$$

El análisis durante este periodo de flujo en las pruebas de límite de yacimiento permite calcular el volumen de poros efectivo drenado por el pozo, a partir de la ecuación 49.

Esto representa un enorme beneficio, ya que es posible a tiempos cortos contar con uno de los parámetros fundamentales en las pruebas de límite, pero esto no significa que el registro de fondo pueda ser concluido, por el contrario es necesario detectar el período de flujo pseudoestacionario recordando que si no se cumple con las características del yacimiento mencionadas, los datos obtenidos durante el período transitorio tardío deben de tomarse con cautela.

4.2.2. Análisis Durante el Período Pseudoestacionario.

Las pruebas de límite de yacimiento introducidas por Jones²³, son utilizadas normalmente para determinar el volumen de drené efectivo asociado al pozo, y determinar la forma del área de drené.

La base del análisis durante este período se verifica cuando la presión de fondo fluyendo se convierte en una función lineal del tiempo de producción, así se obtiene que según la ecuación 52; donde m' está definida por la ecuación 53 y el valor de la p_{ord} por:

$$p_{ord} = p_i + \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad (88)$$

En tal caso el volumen poroso puede ser calculado según la ecuación 54, y con los ajustes necesarios, el volumen de aceite a condiciones estándar asociado al pozo según la ecuación 56.

La forma del área de drené, puede ser estimada a partir de la gráfica de p_w vs t durante el período de flujo pseudoestacionario.

La pendiente de la línea recta es:

$$m = - \frac{162.6 \text{ qB}\mu}{kh} \quad (89)$$

Y el factor de forma puede calcularse según la expresión:

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m^*} e^{(2.303 \frac{p_{ihr} - p_{ord}}{m})} \quad (90)$$

El valor de C_A puede ser comparado con alguno de los valores publicados en la literatura^{27,37} (Tabla II), y poder asociar alguna forma del área de drene, así como la ubicación del pozo en el sistema.

4.3. Ajuste con Curvas Tipo.^{40,48}

El uso de curvas tipo representa un avance significativo en el análisis de pruebas de límite de yacimiento, ya que mediante el manejo sencillo de la información y la selección adecuada del modelo más representativo del yacimiento, es posible obtener de una manera rápida y segura todos los parámetros del sistema pozo-yacimiento, permitiendo además contar con un proceso de validación del modelo seleccionado.

a) Análisis con Curvas Tipo en Pozos No-fracturados^{16,27,48}

Debido a la falta en la literatura técnica especializada de curvas

tipo para el análisis de pruebas de límite, es decir, curvas que involucren el comportamiento de la presión durante el período de flujo pseudoestacionario, fue necesario un estudio más detallado de la familia de curvas que se presentan en la figura 22.

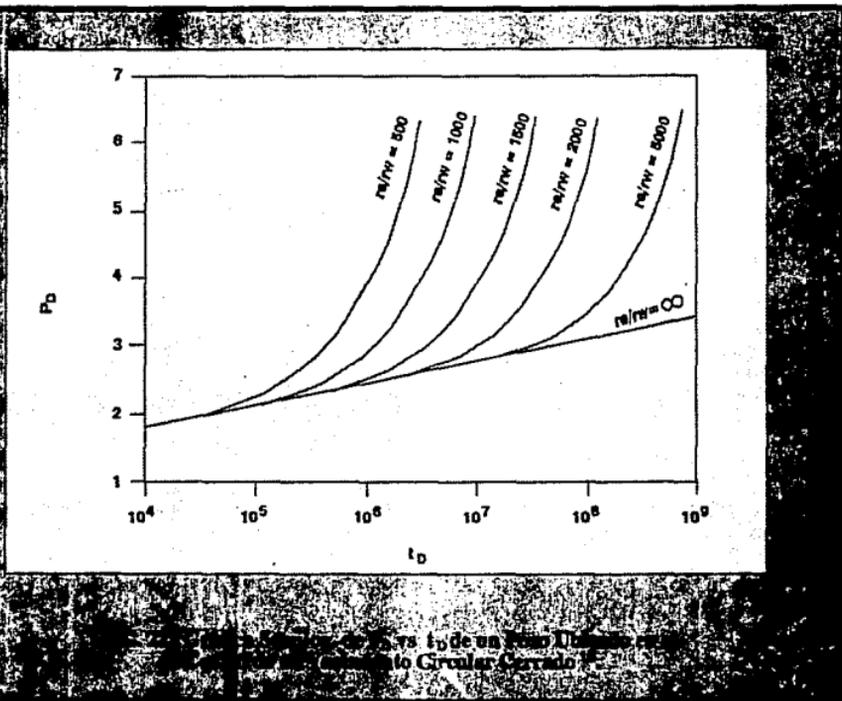
En esta gráfica semilogarítmica se observa que a tiempos largos de registro, cuando los efectos de frontera se hacen presentes el valor de la presión se levanta, indicando una mayor caída de presión en el área de drenaje debido a la presencia de los límites del yacimiento; sin embargo, esta figura no puede ser utilizada como una curva tipo.

Para ello, se efectuó una reinterpretación de la información contenida en cada una de las curvas a través de la solución de la ecuación 34, (que representa el comportamiento de presión para flujo pseudoestacionario en un yacimiento homogéneo, circular limitado) y mediante el uso de un paquete de cómputo se logró graficar cada una de las curvas en una escala doble logarítmica; pudiendo entonces ajustar un polinomio de tercer grado a cada una de las curvas, con lo cual fue posible conocer el comportamiento teórico de presión a tiempos de registro más largos.

Las curvas resultantes pueden verse graficadas en la figura 23, cada una muestra un valor único del r_{eD} que la caracteriza.

El polinomio de tercer grado que fué posible ajustar en cada caso es de la forma $Ax^3 + Bx^2 + Cx + D = 0$, donde el valor de cada uno de los coeficientes varía según la curva.

Así se tiene que:



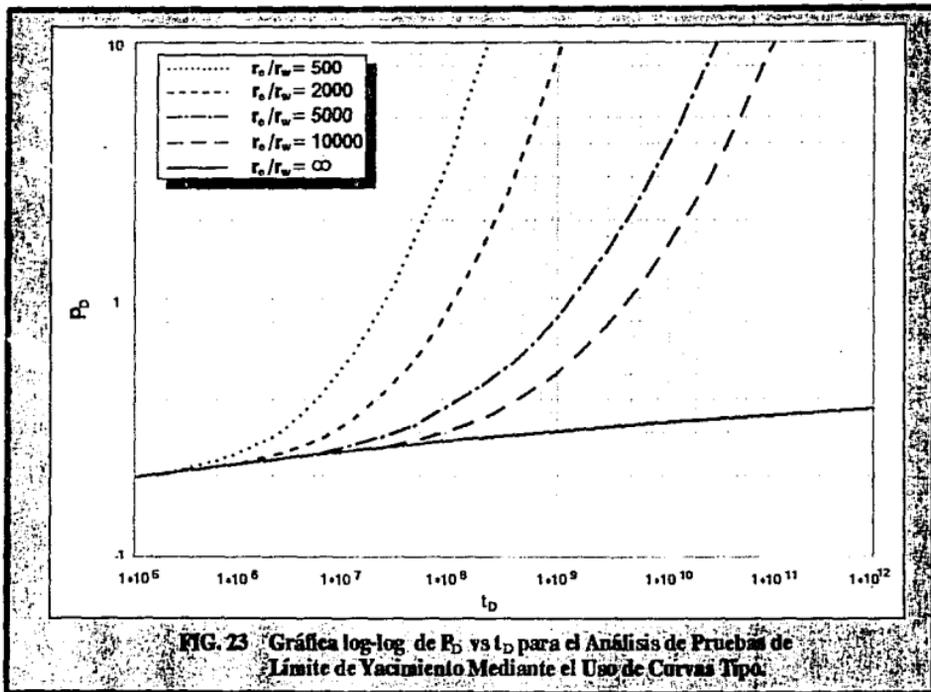


FIG. 23 Gráfica log-log de P_D vs t_D para el Análisis de Pruebas de Límite de Yacimiento Mediante el Uso de Curvas Tipo.

r_e/r_w	A	B	C	D
500	9.326	$-7.775E^{-2}$.252	$-1.021E^{-1}$
2000	8.503	-2.320	.4374	$-1.038E^{-1}$
5000	3.513	-1.447	.3816	$-1.021E^{-1}$
10000	3.619	-2.351	.6416	$-1.142E^{-1}$
infinito	$7.810E^2$	$-2.085E^{-1}$.2979	$-1.026E^{-1}$

La figura 23 presenta una gráfica doble logarítmica que puede ser utilizada para llevar a cabo el análisis de pruebas de límite de yacimiento, ya que constituye propiamente una curva tipo.

A tiempos cortos e intermedios de registro, el comportamiento de la presión corresponde al de un yacimiento infinito mostrándose en la figura 22 como una línea recta semilogarítmica correspondiente a $r_{eD} = \infty$; sin embargo, a tiempos cortos posteriores y si no hay flujo a través de las fronteras del área de drenaje, se presenta una declinación mayor de la presión provocando que el comportamiento de la misma se desvíe, presentándose el flujo radial pseudoestacionario.

En el análisis de una prueba de límite de yacimiento mediante el uso de estas curvas tipo, se puede seguir la siguiente metodología:

- 1.- Elegir una curva tipo, y colocando un papel transparente sobre la misma, trazar los ejes principales y las escalas de Δp y t .
- 2.- A través del papel transparente graficar los datos de la prueba de límite en la misma escala de la

curva tipo. Adicionalmente debe elaborarse una gráfica en escala cartesiana de p_w vs t .

- 3.- Deslizar el papel transparente con los datos graficados sobre la curva tipo, manteniendo paralelos los ejes principales de ambas graficas, hasta que la curva de datos graficados se ajuste a una de las curvas teóricas.
- 4.- Una vez encontrado un ajuste satisfactorio, elegir un punto de ajuste sobre la curva de datos, leyendo los valores correspondientes, tanto de la curva de datos (Δp y t), como de la curva tipo (P_D y t_D), figura 24.
- 5.- Una vez realizado el ajuste, obtener los parámetros del pozo y yacimiento de la manera siguiente:

$$k = \frac{141.2 \text{ qB}\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{\text{ajuste}} \quad (91)$$

- 6.- Del valor del r_{eD} obtenido de la curva tipo ajustada, calcular el radio de drene.

$$r_e = r_{eD} \cdot r_w \quad (92)$$

Por tanto, el volumen poroso efectivo que puede ser drenado por el

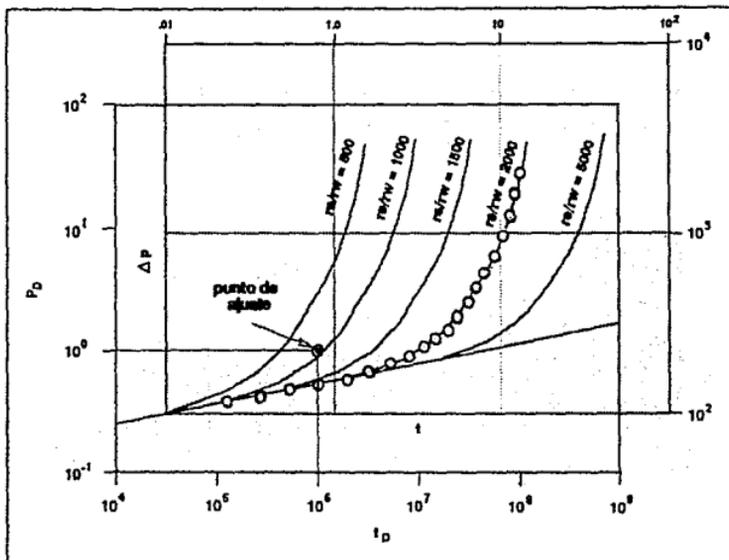


FIG. 24 Ajuste de la Curva de Datos de la Prueba de Límite con la Curva Tipo.

pozo a condiciones de yacimiento es:

$$V_p = \pi (r_e - r_w)^2 h \phi \quad (93)$$

- 7.- De la gráfica cartesiana, trazar una línea recta a través de los datos durante el período pseudoestacionario, obtener la pendiente, m y la ordenada al origen, p_{ord} , tal como se vió en la figura 13.

por tanto, el área de drene en pies cuadrados es:

$$A = \frac{0.2339 qB}{\phi \mu c_t h m} \quad (94)$$

- 8.- Obtener el factor de forma asociado al área de drene mediante la ecuación 68 o 69.

b) Uso de la Derivada.

La ecuación de difusividad se encuentra en términos de la derivada de la presión con respecto al tiempo, siendo esta la cantidad que realmente debería de medirse durante las pruebas; sin embargo, la imposibilidad de los registradores de presión para medir la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo obligó al desarrollo de otras técnicas menos eficaces, con la introducción de registradores electrónicos de alta resolución y sensibilidad, la obtención de la derivada de la presión es factible. Esto

representa un enorme avance, ya que el uso de la derivada es mucho más sensible y poderoso que el análisis que pudiera obtenerse mediante el uso de la presión.

El análisis con la derivada de la presión combina las ventajas del uso de curvas tipo con las técnicas de análisis semilogarítmico, que aportan un comportamiento más refinado para cada período de flujo.

Otra de las ventajas, es que mediante la derivada es mucho más fácil identificar el modelo de interpretación más apropiado.

Actualmente se cuenta con curvas tipo que involucran la derivada para varios modelos de yacimientos.

La figura 25 muestra el comportamiento de la derivada de la presión en un yacimiento con límite sellante, en ella se ilustra como a tiempos cortos el máximo que presenta es indicativo de la influencia del efecto de almacenamiento y daño en el pozo (entre mayor sea el máximo, mayor será el daño en el pozo). A tiempos posteriores la estabilización que se presenta indica flujo radial, en esa porción la derivada de la presión representa una línea recta horizontal con pendiente de 0.5. Cuando el flujo radial termina y se tienen tiempos de registro más largos, comienza el período de flujo pseudoestacionario dominado por los efectos de frontera, en éste, el comportamiento de la derivada de la presión se ve incrementado, mostrando una línea recta con pendiente unitaria, esto se debe a que al detectarse la frontera se produce un abatimiento mayor en la señal de presión.

Como se ve la aplicación de la derivada a las pruebas de límite de yacimiento, permite identificar con toda precisión el inicio del

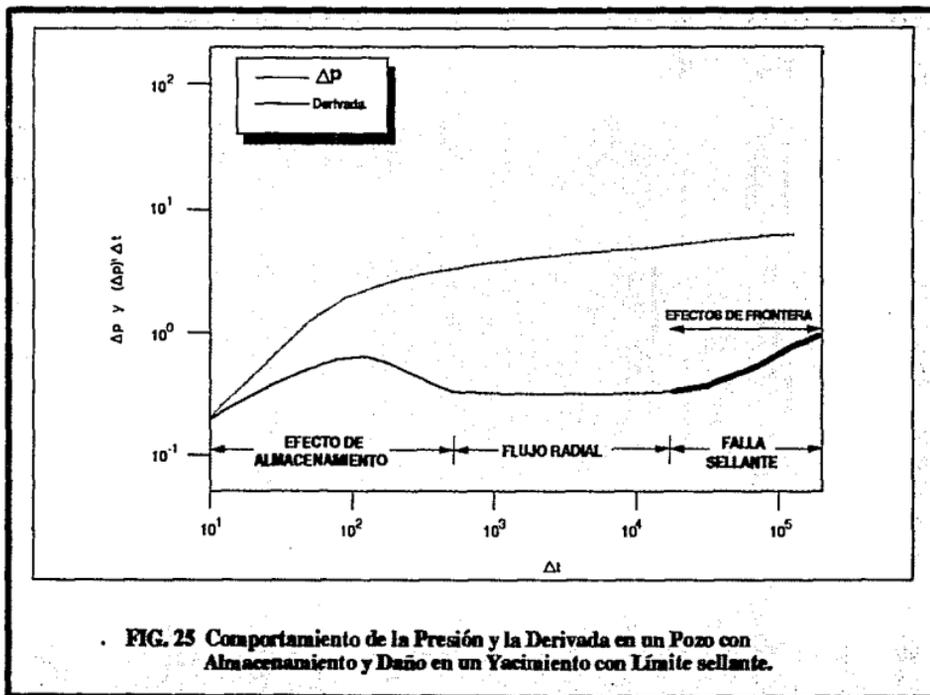


FIG. 25 Comportamiento de la Presión y la Derivada en un Pozo con Almacenamiento y Daño en un Yacimiento con Límite sellante.

periodo de flujo pseudoestacionario e identificar el modelo de interpretación más apropiado.

c) Análisis con Curvas Tipo en Pozos Fracturados⁴⁸.

Las pruebas de límite también pueden ser aplicadas en pozos fracturados, donde los mecanismos de flujo que se presentan en el sistema pozo-yacimiento son diferentes.

Para este análisis se supone que el pozo se encuentra en el centro de un rectángulo cerrado y con conductividad infinita a través de la fractura⁴⁸. El valor de la presión adimensional p_D es función de tD_A y x_f/\sqrt{A} .

En las figuras 26a y 26b se presentan gráficas log-log que pueden ser utilizadas para el análisis de pruebas de límite en pozos fracturados, considerando flujo uniforme y conductividad infinita en la fractura⁴⁸.

Como puede observarse, para valores específicos de x_f/\sqrt{A} y x_e/y_e , cuando las condiciones de flujo pseudoestacionario son alcanzadas a tiempos largos, las curvas llegan a ser una misma, esto indica que cuando el flujo se estabiliza a tiempos largos la posición de la fractura en el pozo y la ubicación de este en el sistema es independiente de la presión.

En lo que respecta a la metodología de análisis, se elabora una gráfica log-log de Δp vs t y otra cartesiana de p_{wf} vs t de los datos de la prueba de límite de yacimiento, figuras 13 y 27. Al superponer la curva de datos sobre la curva tipo se obtiene el punto de ajuste, como se muestra en la figura 28. El valor de la

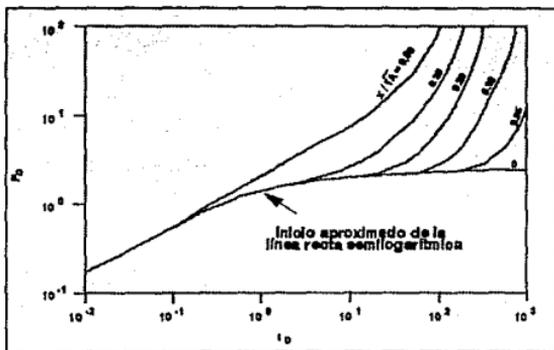


FIG. 26 a Pozo con Fractura Vertical y Flujo Uniforme en el Centro de un Rectángulo Cerrado.⁴⁵

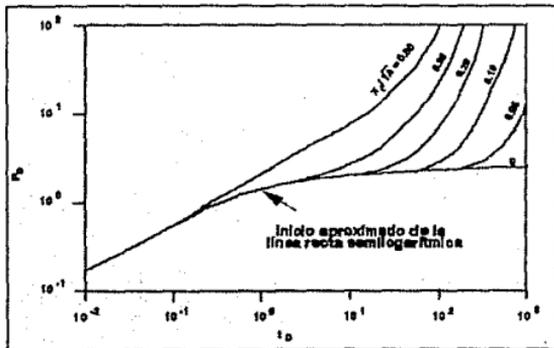


FIG. 26 b Pozo con Fractura Vertical y Conductividad Infinita en el Centro de un Rectángulo Cerrado.⁴⁵

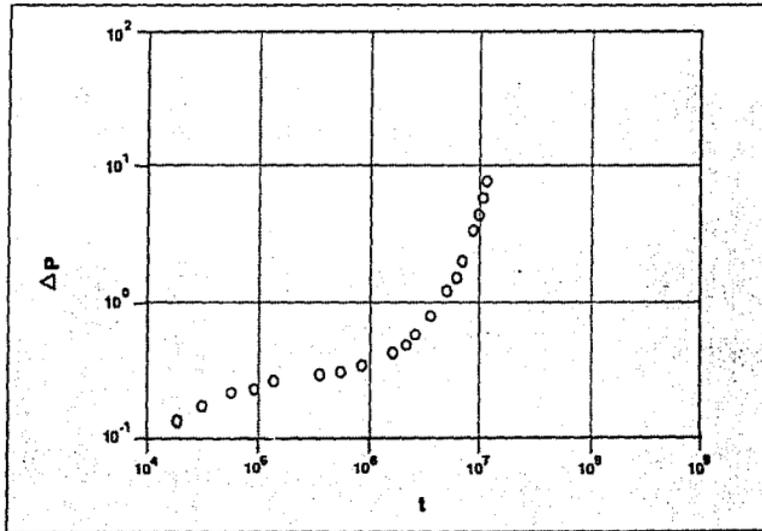


FIG. 27 Gráfica log-log de Δp vs t para el Análisis de Pruebas de Límite en Pozos Fracturados.

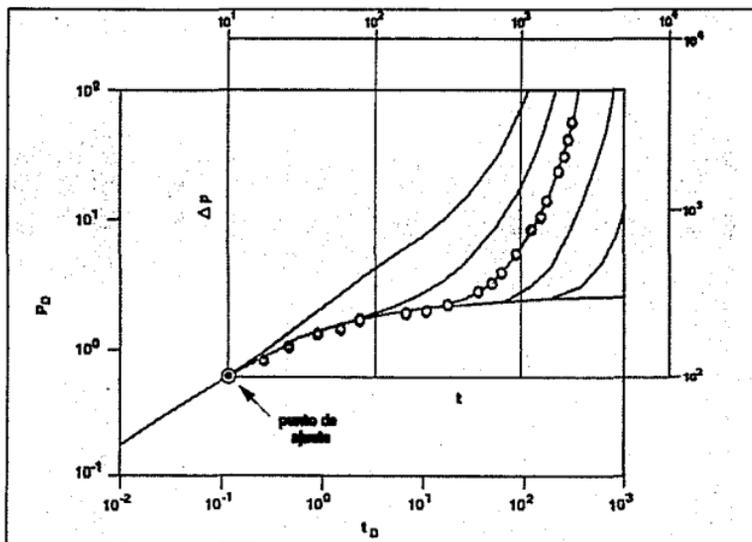


FIG. 28 Ajuste con Curvas Tipo de Datos de una Prueba de Límite de Yacimiento con un Pozo Fracturado ⁴⁸

permeabilidad se encuentra aplicando la ecuación 91 y la longitud media de la fractura vertical mediante:

$$x_f = \left(\frac{0.0002637 k}{\phi \mu c_L} \frac{t}{t_D} \right)^{.5} \quad (95)$$

Obteniendo m y porc. de la gráfica cartesiana, se puede calcular el área de drenaje con la expresión:

$$A = \frac{0.2339 qB}{\phi h c_L m} \quad (96)$$

mientras que el valor de $(p_{int})_{Dr}$ se calcula con.

$$(p_{int})_{Dr} = \left(\frac{p_D}{\Delta p_{ajuste}} \right) (p_i - p_{int}) \quad (97)$$

El factor de forma se calcula con la ecuación 68 o 69.

4.4. Análisis de Pruebas de Límite de Yacimiento Utilizando Datos de Producción ^{28,48}.

Inicialmente en el análisis de las pruebas de límite de yacimiento, siempre se había considerado que el pozo produjera a gasto constante; sin embargo, también es posible determinar las características del yacimiento mediante el estudio de pruebas de límite considerando la presión constante.

Desde que Jones²³ publicó el primer artículo sobre pruebas de límite de yacimiento y en el que también consideró que el análisis de estas pruebas pudiera llevarse a cabo mediante datos de producción, nadie desarrolló algún método que demostrara su validez, hasta que Dave O. Cox³⁸ demostró analíticamente que durante el periodo de flujo pseudoestacionario el comportamiento de la presión es descrito por:

$$p_i - p_{wf} = 0.2339 \frac{qBt}{\phi c_t A h} + \frac{141.2 qB\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \frac{2.2458}{C_A} + s \right] \quad (98)$$

Durante este periodo de flujo, en una gráfica p_{wf} vs t , la presión declina en forma monotónicamente lineal, lo que indica que es totalmente independiente del tiempo, por lo que sólo depende del gasto y de la historia de producción. Por consiguiente, el considerar una presión constante para el análisis es válido.

Puede observarse que en el lado derecho de la ecuación 98, el producto qt representa el volumen acumulado de aceite producido (N_p), por tanto puede escribirse:

$$\Delta p_w = 0.2339 \frac{N_p B}{\phi c_t h A} + \frac{141.2 qB\mu}{kh} p_{Do}$$

donde,

$$p_{Do} = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s$$

Derivando la ecuación con respecto a t y considerando Δp_w constante se tiene:

$$0.2339 \frac{B q}{\phi c t h A} + \frac{141.2 B \mu p_{Do}}{kh} \frac{dq}{dt} = 0 \quad (99)$$

Haciendo:

$$E = \frac{141.2 B \mu p_{Do}}{kh} \quad (100)$$

$$F = 0.2339 \frac{B}{\phi c t h A} \quad (101)$$

La ecuación puede reescribirse como

$$Fq + Eq' = 0 \quad (102)$$

Para que esta ecuación sea resuelta necesita de una condición inicial que puede ser obtenida resolviendo la ecuación 98 para $t=0$, siendo:

$$q t(0) = \frac{\Delta p_w kh}{141.2 B \mu p_{Do}} \quad (103)$$

Resolviendo la ecuación diferencial y aplicando la transformada de Laplace queda:

$$\mathcal{L}\{q\} = \frac{E s(0)}{F + Es}$$

Calculando la antitransformada de Laplace.

$$q = s(0) e^{-\frac{F}{E}t}$$

Y sustituyendo las ecuaciones 100, 101 y 103 en la expresión anterior se obtiene finalmente:

$$q = \frac{\Delta p_w kh}{141.2 B \mu p_{Do}} e^{-0.0398 \frac{kt}{\phi \mu ct A p_{Do}}} \quad (104)$$

Esta ecuación también puede expresarse en términos logarítmicos.

$$\log q = \log \frac{\Delta p_w kh}{141.2 B \mu p_{Do}} - 0.0172 \frac{kt}{\phi \mu ct A p_{Do}} \quad (105)$$

Al graficar $\log(q)$ vs t se obtiene una línea recta, figura 29, cuya pendiente es:

$$\alpha = 0.0172 \frac{k}{\phi \mu ct A p_{Do}} \quad (106)$$

y la ordenada al origen:

$$\xi = \frac{\Delta p_w kh}{141.2 B \mu p_{Do}} = q_1 \quad (107)$$

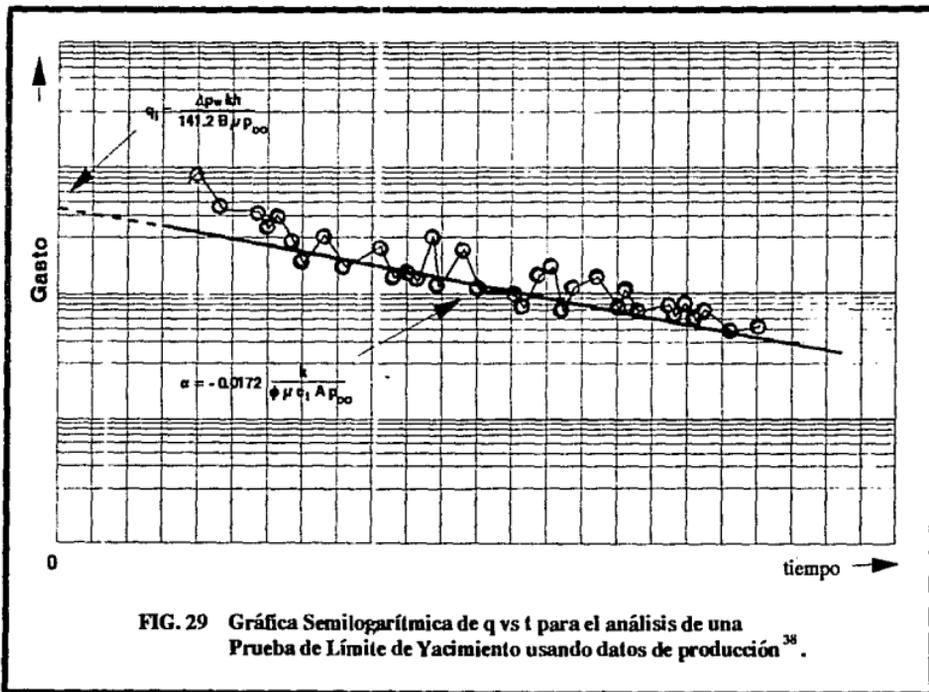


FIG. 29 Gráfica Semilogarítmica de q vs t para el análisis de una Prueba de Límite de Yacimiento³⁸.

Del análisis de estas dos ecuaciones se puede ver que al combinarlas puede obtenerse el volumen poroso de drene al pozo:

$$V_p \text{ a c. y.} = \phi h A = \frac{2.44 B q_1}{\alpha c_t \Delta p_w}$$

Pero como $c_t = c_e(1 - S_w)$, entonces $V_o = (1 - S_w)V_p$

$$y \quad N = \frac{V_o}{B}$$

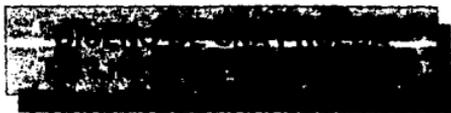
Por tanto, el volumen original de aceite que se encuentra en comunicación con el pozo y medido a condiciones estándar es:

$$N = \frac{2.44 q_1}{\alpha c_e \Delta p_w} \quad (108)$$

El valor de la permeabilidad k también puede ser calculado mediante la ecuación.

$$k = \frac{141.2 q_1 B \mu p_{D_o}}{h \Delta p_w} \quad (109)$$

CAPITULO V



CAPITULO V

DISEÑO DE UNA PRUEBA DE LIMITE DE YACIMIENTO

5.1. Antecedentes.

Las pruebas de limite de yacimiento constituyen una poderosa herramienta para la ingeniería petrolera, ya que a partir de ellas se pueden obtener parámetros del sistema pozo-yacimiento que permitan caracterizarlo y que son indispensables para planear una explotación racional de los yacimientos.

La realización de las pruebas de limite de yacimiento no es muy frecuente en la industria petrolera nacional y esto puede deberse fundamentalmente al concepto equivocado de lo que constituyen realmente estas pruebas, cuando se considera que durante el registro, la detección temprana de un límite puede condenar el desarrollo de un yacimiento, o viceversa, cuando a un tiempo largo no se alcanza el periodo de flujo pseudoestacionario y se piensa que se tiene un yacimiento grande o que la prueba no funcionó. Para ello la información obtenida deberá apoyarse con los resultados de estudios geológicos y geofísicos.

Por otro lado, es importante señalar que la prueba debe alcanzar el periodo de flujo pseudoestacionario para asegurar la detección de un límite y poder determinar aspectos tales como el tamaño y geometría del área de drene, el espaciamiento entre pozos, etc.

También es de vital importancia considerar la resolución del aparato registrador de presión. Se ha visto que la imposibilidad de detectar cambios pequeños en la presión provoca que la prueba no pueda ser analizada, ya que no se obtiene la variación real de la presión.

Por ello es evidente la importancia de realizar un diseño previo de las pruebas de límite de yacimiento, seleccionando la información que deberá utilizarse y cómo habrá de obtenerse, para reducir fallas y lograr un adecuado análisis de los datos.

5.2. Procedimiento de Diseño.

Toda prueba de presión, no es más que el registro de una secuencia de periodos de flujo; sin embargo, hay que agregar que dicho registro se encuentra influenciado por diversos factores como:

Aspectos técnicos.

Aspectos operacionales.

Problemas de equipos.

El propio comportamiento dinámico del yacimiento.

Es necesario pues, considerar que la satisfacción de estos factores, proporciona una optimización de los resultados y una reducción sustancial en los costos por la ejecución de la prueba.

Por tanto, una secuencia de realización de las pruebas debe contemplar aspectos fundamentales, tales como:

Definición de objetivos.

Diseño.

Selección del equipo.

Validación de la prueba.

Interpretación.

5.2.1. Definición de los Objetivos.

El planteamiento de los objetivos van encaminados a obtener un mejor conocimiento del sistema pozo-yacimiento y en todos los casos alcanzar una mayor recuperación final.

Todos los objetivos deben ser claros y precisos:

-Garantizar la detección del periodo de flujo pseudoestacionario definido por los efectos de frontera.

-La adquisición de información en calidad y cantidad suficiente.

-Asegurar la interpretabilidad de la información.

-Lograr que el tiempo de registro sea el estrictamente necesario.

-Optimizar los tiempos de operación.

5.2.2. Diseño de la Prueba⁴³.

Para el diseño de las pruebas de limite pueden seguirse los siguientes procedimientos:

- a) La solución de la ecuación de difusividad para diferentes tamaños de un yacimiento limitado, ecuación 33.
- b) Estimación de la respuesta de presión del yacimiento suponiendo el valor de las propiedades de la formación o considerándolos a partir de análisis previos.
- c) Estimación de características particulares del yacimiento tales como: final del periodo de almacenamiento, inicio y final de la línea recta semilogarítmica y detección del periodo de flujo pseudoestacionario.
- d) No realizar ningún diseño preliminar.

Los últimos dos procedimientos no garantizan la realización exitosa de la prueba, debido a que no se tiene idea de la duración y respuesta de la presión que se va a obtener y el tercero no permite determinar la resolución del registrador de presión que deberá utilizarse.

El primer método resulta el más realista; sin embargo, la determinación de los valores de presión constituyen todo un problema por el número de operaciones que hay que realizar.

Por tanto, el segundo procedimiento es el que permite conocer el comportamiento de presión esperado y de esta manera poder determinar el tiempo de duración de la prueba, el tipo y resolución del registrador de presión, el tiempo necesario para detectar el periodo de flujo pseudoestacionario, etc.

De esta manera se tiene que conociendo el coeficiente de almacenamiento y el tiempo de inicio de la línea recta semilogarítmica se puede escribir:

$$\Delta t_1 > \frac{170,000 C e^{0.145}}{\left(\frac{kh}{\mu} \right)} \quad (110)$$

mientras que el final de la misma está dado por:

$$\Delta t_2 = \frac{\phi \mu c t A}{0.0002637 k} (tDA)_{pss} \quad (111)$$

Donde el valor $(tDA)_{pss}$ se lee de la tabla II, y la pendiente de la línea recta se obtiene a partir de la ecuación 53.

En lo que respecta al tiempo de duración de la prueba de límite, debido a que la transmisibilidad de la formación es inversamente proporcional a la compresibilidad de los fluidos saturantes y además depende de la estructura del medio poroso, es difícil estimarlo. Para ello la ecuación 51 propuesta por Odeh y Nabor³¹ permite calcular el tiempo total de duración de la prueba, con esta ecuación se garantiza que el t_{ps} calculado es el mínimo necesario de registro para alcanzar el periodo de flujo pseudoestacionario y detectar un límite.

El cambio de presión esperado del tiempo Δt_1 al Δt_2 se puede calcular mediante la expresión:

$$\Delta p = m \log \left(\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} \right) \quad (112)$$

Esta expresión es la que permite determinar cual es el cambio en la presión que requerirá detectar el registrador de presión, por lo que deberá seleccionarse uno lo suficientemente sensible para percibir estos cambios.

5.2.3. Selección del Equipo⁴³.

La adquisición completa de la información y la operación correcta y efectiva de la prueba es importante; por tanto, debe seleccionarse todo el equipo necesario a utilizar, revisando el buen funcionamiento de los mismos, figura 30.

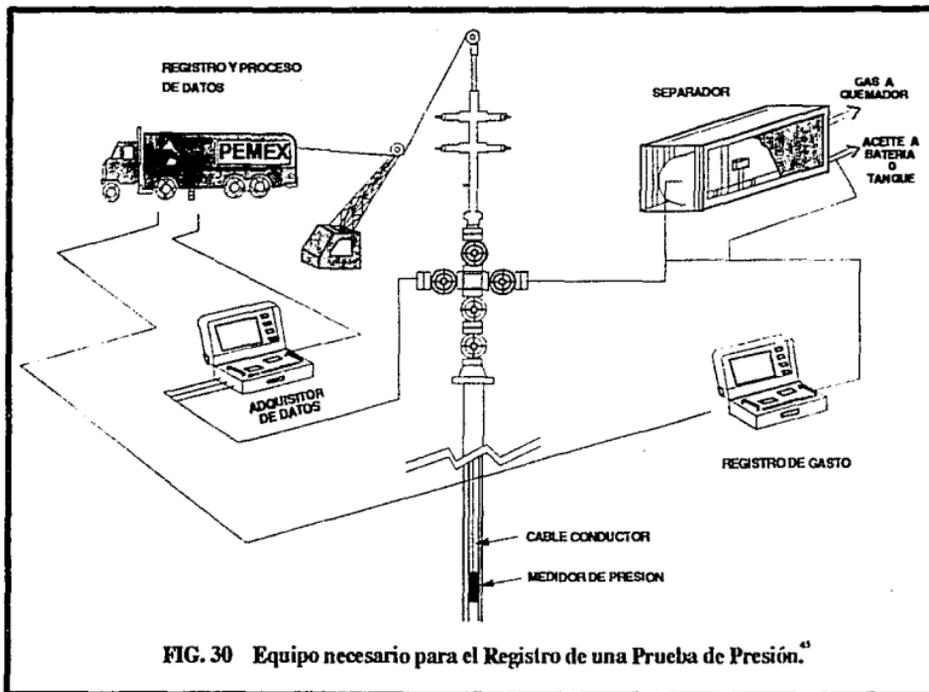
El equipo superficial para pruebas de pozo consta de:

- Arbol de estranguladores.
- Lubricador.
- Sistemas de monitoreo en boca de pozo.
- Unidad registradora de datos.
- Válvula de seguridad de la cabeza de flujo.
- Separadores.
- Quemador.

Las herramientas de fondo para pruebas son:

- Cable conductor.
- Registrador de presión.
- Registrador de temperatura.

En la actualidad existen equipos de alta resolución capaces de detectar variaciones de presión tan pequeñas como de 0.01 psi de manera con fiable, y sistemas de monitoreo continuo instalados en



computadoras portátiles para verificar la Interpretabilidad, calidad y validez de la información obtenida.

5.2.4. Adquisición y Validación de la Información⁴⁴.

Es necesario que además de tener sistemas eficientes de captación de datos, se cuente con métodos de validación que permitan evaluar en el pozo si el diseño propuesto fué el adecuado, si el tiempo de registro programado fué el suficiente o si los objetivos de la prueba fueron cumplidos, de lo contrario se deberán aplicar los procesos correctivos necesarios cuando las herramientas aún se encuentran dentro del pozo con objeto de optimizar los resultados y ahorrar tiempos de prueba, emitiendo además un informe preliminar en el pozo al final de la prueba con objeto de validar la información obtenida durante la misma.

Así pues, la validación preliminar de los datos en el pozo es de suma importancia, ya que sólo ahí podrán responderse las dudas que pudieran surgir en la evaluación subsecuente y evitar confusiones posteriores, es necesario considerar además que los datos sean exactos y suficientes para llevar a cabo una buena Interpretación. La validación de la prueba es posible gracias a dos aspectos fundamentales⁴⁴:

- a) La aplicación de sistemas de monitoreo de presión superficial.

Se cuenta con medidores de presión que pueden ir suspendidos de cables eléctricos, o acoplados a los propios equipos de prueba para el monitoreo en superficie a través de computadoras

portátiles del comportamiento de la presión en el fondo, certificando continuamente la veracidad de la información registrada.

b) Sistemas de interpretación y ajuste de presiones de fondo.

Es necesario contar a boca de pozo con equipos capaces de garantizar la interpretabilidad de la información registrada, esto puede lograrse mediante programas instalados en computadoras de fácil manejo en el campo, diseñados de tal forma que permitan monitorear gráficamente los valores de la presión de fondo, asegurarse que la herramienta de prueba funciona adecuadamente y de ser necesario llevar a cabo los ajustes oportunos.

5.3. Importancia de la Detección del Periodo de Flujo Pseudoestacionario.

El diseño de una prueba de limite de yacimiento debe de garantizar que el tiempo de registro alcance la detección del periodo de flujo pseudoestacionario, que es cuando los datos de presión se ven afectados por las fronteras del yacimiento. El monitoreo continuo y la elaboración de gráficas del comportamiento de presión de fondo fluyendo contra tiempo en el lugar, mostrarán una declinación constante a la cual puede ser ajustada una línea recta. En tales circunstancias puede decirse que la diferencia de presión que existe entre el medio poroso y la cara de la formación productora es constante, lo que implica que el gasto permanece constante durante este periodo y por tanto, también el índice de productividad.

Odeh y Nabor³¹ llegaron a una expresión matemática (ecuación 51) con la cual es posible determinar el tiempo de inicio del periodo de flujo pseudoestacionario. De esta manera se logra definir un tiempo máximo de registro económico que permita una buena interpretación.

La detección de este periodo de flujo y la adquisición de información confiable y oportuna representan el objeto fundamental de estas pruebas, ya que a partir de este periodo de flujo es posible conocer la geometría, extensión y potencial del yacimiento en cuestión.

En ocasiones la presencia de imprevistos hará difícil el registro continuo de la prueba y el tiempo preciso en el que ocurra el periodo pseudoestacionario no será posible identificarlo; sin embargo, la obtención de datos suficientes a tiempos posteriores podrá permitir determinar la tendencia del comportamiento de presión. En estos casos la experiencia y conocimiento del área que tenga el analista serán decisivos, así como la consideración de todos aquellos aspectos que se presentaron durante la ejecución.

5.4. Aspectos Prácticos⁴³.

Es de gran importancia prever en el diseño y ejecución de la prueba, las condiciones del estado mecánico del pozo tales como: diámetros y profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, colapsos, restricciones en el aparejo de producción, profundidad de empacadores, tipo de terminación, estimulaciones, naturaleza de los fluidos producidos, problemas de arenamiento, parafinas o asfaltenos, fluidos corrosivos, etc.,

para asegurar que al bajar la herramienta de medición llegue a la profundidad deseada.

La prueba de límite de yacimiento debe ser preferentemente realizada a gasto constante, por lo que es recomendable mantener el gasto estabilizado y medirlo con precisión (medidor de flujo o tanque), ya que si se presentan variaciones significativas puede imponerse la suspensión de la prueba o aplicar otra técnica de análisis.

También es importante realizar un monitoreo continuo de las mediciones de presión-tiempo durante toda la prueba, de esta manera podrá identificarse el momento de la respuesta de un límite del yacimiento que constituye el objetivo fundamental de esta prueba.

Otro aspecto que debe tomarse en cuenta es la temperatura de fondo a la que el registrador de presión estará sujeto, para esto antes de la prueba deberá verificarse que el rango de temperatura de operación del aparato sea el adecuado para obtener mediciones confiables.

La presencia de fluidos corrosivos (ácidos, agua, etc.) influye en la selección del registrador de presión, del cable conductor y otros accesorios, bajo la consigna de reducir en lo posible la suspensión de las mediciones por extracciones continuas del equipo. Sin embargo, para pruebas de larga duración, como las de límite de yacimiento, será necesario previamente determinar el tiempo de resistencia del cable bajo las condiciones del pozo para programar los tiempos de extracción de la herramienta, de tal manera que las suspensiones no se hagan cuando se presenten los cambios de flujo pronosticados por el diseño y no perder

información que pueda ser valiosa para la interpretación.

Se considera muy necesario dedicar el tiempo suficiente para prever las acciones que deberán realizarse en caso de que se presenten fugas, incendios, brotes, pérdidas de señal, fallas que pueden cobrar vidas humanas y el éxito de las pruebas, etc; por lo cual debe capacitarse a todo el personal involucrado y dotarlo del equipo de seguridad necesario.

Por último, se recomienda registrar con todo detalle las operaciones que se ejecutaron durante la prueba, ya que son muy importantes para lograr una buena interpretación.

CAPITULO VI



CAPITULO VI

EJEMPLOS DE APLICACION

Se presentan dos ejemplos en los cuales se ilustra la aplicación de las pruebas de límite y su importancia en la caracterización de yacimientos.

6.1. POZO LACANTUN 1-B ^{45,46}.**6.1.1. Información General.**

El pozo Lacantún 1-B se encuentra localizado en el sureste de la República Mexicana, en el estado de Chiapas, aproximadamente a unos 350 km de Ciudad Pemex.

La prueba en este pozo se registró durante el periodo del 28 de marzo al 12 de abril de 1990, con el objetivo de evaluar las condiciones de terminación y producción del pozo.

La formación probada fué el Cretácico Medio en el intervalo disparado de 3527 a 3544 m.

La secuencia que se llevó a cabo fue:⁴⁵

- Curva de decremento de presión por estrangulador de 1/8" ($q_0=760$ BPD), durante 8 horas.
- Curva de decremento de presión por estrangulador de 1/4" ($q_0=2920$ BPD), durante 26 horas.

- Curva de decremento de presión por estrangulador de 3/8" ($q_0=4420$ BPD), durante 48 horas.
- Curva de decremento de presión por estrangulador de 1/2" ($q_0=5212$ BPD), durante 55 horas.
- Registros de molinete y temperatura.
- Curva de incremento de presión durante 204 horas.
- Toma de 4 muestras de fondo.

La figura 31 muestra el esquema general de toda la prueba.

La adquisición de información de fondo se llevó a cabo con herramienta electrónica de alta precisión y sensor de cristal GRC posicionado a 3450 m.

Los fluidos producidos fueron aceite de 22 °API a 60 °F y gas cuya densidad relativa fué de 0.93 (aire=1).

6.1.2. Análisis del Comportamiento Dinámico del Yacimiento.

a) Método Semilogarítmico.

Durante la realización de la prueba utilizando estrangulador de 1/2" se presentó claramente la respuesta de un límite del yacimiento, según lo muestra la figura 32 al alcanzarse el periodo de flujo pseudoestacionario. Esta respuesta se presenta más claramente en la figura 33, en la cual después de desarrollarse un periodo de flujo radial infinito ($m = -81.25$ psi/ciclo) se alcanza una línea recta de pendiente $m_{ss} = -325$ psi/ciclo, correspondiente al flujo pseudoestacionario.

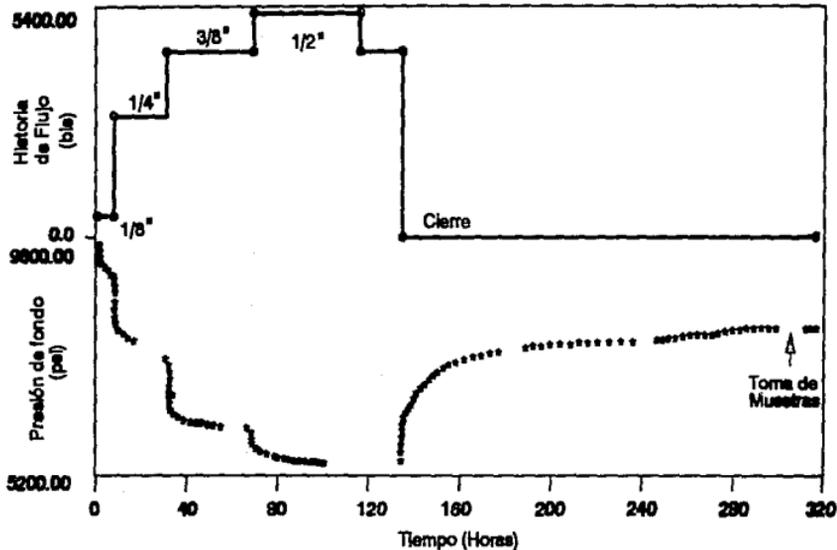
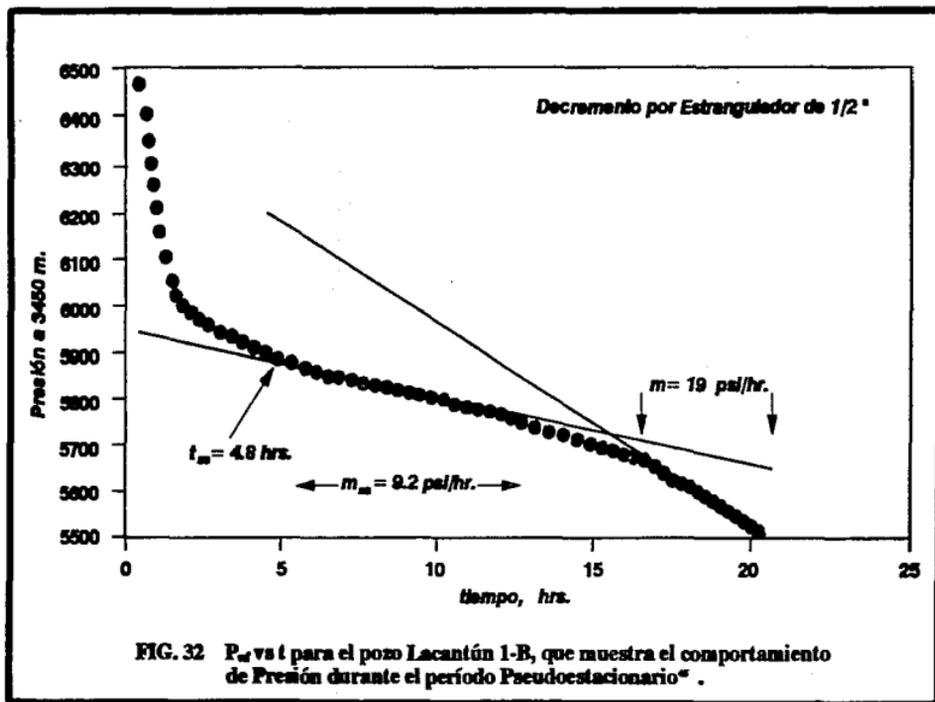


FIG. 31 Pressão de Fundo e história de fluxo durante o tempo geral de operações da prova⁴⁶.



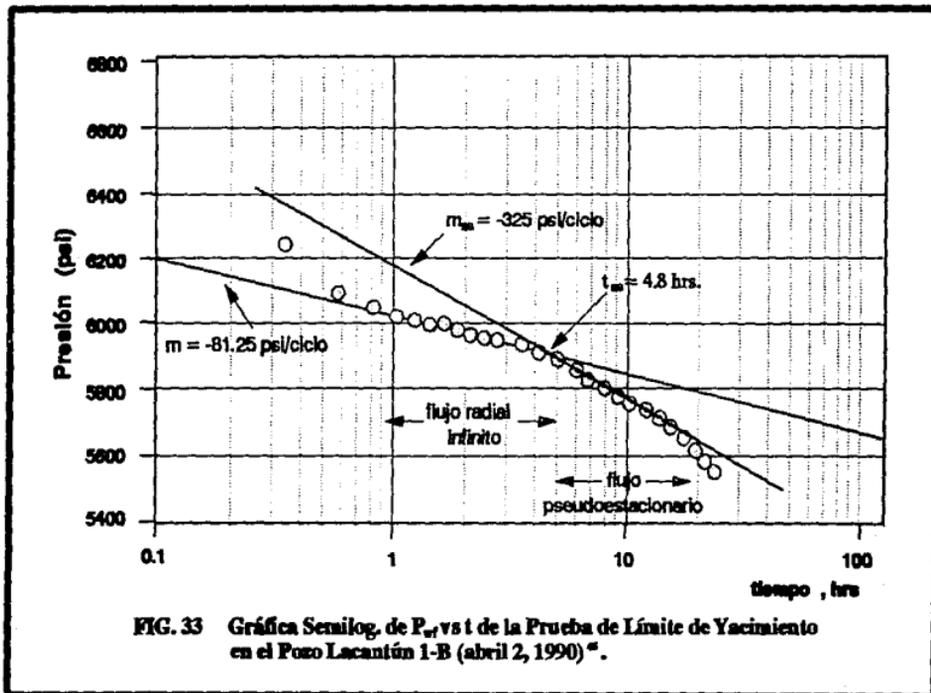


FIG. 33 Gráfica Semilog. de P_w vs t de la Prueba de Límite de Yacimiento en el Pozo Lacantún 1-B (abril 2, 1990)¹¹.

1) Cálculo del Volumen Original.

$$q_o = 5212 \text{ BPD a c.s.}$$

$$Bo1 = 1.103$$

$$Bo = 1.05$$

$$Sw = 0.10$$

$$c_t = 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\phi = 0.04$$

$$m_{ss} = -325 \text{ psi/ciclo (figura 33.)}$$

$$h = 26 \text{ pies.}$$

$$\mu = 7 \text{ cp}$$

De la pendiente de la gráfica 33 se puede calcular la permeabilidad:

$$k = \frac{162.6 (5212)(1.05)(7)}{(81.25)(26)}$$

$$k = 2948.59 \text{ md}$$

De la ecuación 54;

$$V_p = (0.0418) \frac{(5212)(1.05)}{(9.2)(20 \times 10^6)}$$

$$V_p = 1.243 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

Pero

$$NBo1 = V_p (1-Sw) = 1.243 \times 10^6 (1-0.10)$$

$$NBo1 = 1.118 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

$$N = \frac{NBo1}{Bo1} = \frac{1.118 \times 10^6}{1.103}$$

$$N = 1.014 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

Si se considera un factor de recuperación de 15 % se tiene que:

$$N_p = (0.15)(1.014 \times 10^6)$$

$$N_p = 0.152 \times 10^6 \text{ bis a c.s.}$$

ii) Radio equivalente del yacimiento.

$$r_{inv.} = \left(\frac{1.243 \times 10^6}{\pi (25) (0.04)} \right)^{0.5}$$

$$r_{inv.} = 616.79 \text{ pies.}$$

iii) Distancia a la Barrera.

La distancia a la barrera detectada según se puede apreciar en la figura 33, puede estimarse según la ecuación 59, en la que sustituyendo los valores correspondientes y tomando de la gráfica 33 el tiempo de inicio del periodo pseudoestacionario $t_{ss} = 4.80$ horas, se tiene:

$$r_b = \left(\frac{(9.417 \times 10^{-4})(2948.59)(4.8)}{(0.04)(7)(20 \times 10^{-6})} \right)^{0.5}$$

$$r_b = 1542.73 \text{ pies}$$

iv) Tiempo Estimado de Explotación.

Por otro lado, si se mantiene un gasto promedio de 5000 bis/día,

se tiene que el tiempo para alcanzar el Np calculado será de:

$$t = \frac{0.152 \times 10^6 \text{ bls}}{5000 \text{ bls/día}} = 30.4 \text{ días}$$

Esto es 1 mes aproximadamente.

b) Método de Park Jones.

Con la información del pozo Lacantún 1-B, disponible en la referencia 45, se logró construir la tabla III a. De los valores contenidos en las columnas 1 y 6 de dicha tabla, se construyó la gráfica de $\log(Y)$ vs $\log(t)$, tal como se muestra en la figura 34.

Como se puede observar en esta gráfica, se presentan dos líneas horizontales, cuando $Y_s = \text{cte.}$, es decir, se ha detectado la existencia de dos límites.

Análisis para el Primer Límite.

De la tabla III a, se tiene que $Y_s = 8.60 \times 10^{-2} \text{ psi/bl.}$

Por tanto, el valor de la permeabilidad según la ecuación 84 es:

$$k = \frac{70.6 (7)}{(8.60 \times 10^{-2}) (26) (0.125)}$$

$$k = 1768.15 \text{ md}$$

POZO LACANTUN 1-B

t (días)	R _w (psi)	dt	dp _w	dp _w /dt	Y
0.0000	6468.14	—	—	—	—
0.0208	5869.07	0.0208	599.07	287555.4060	4659.1066 x 10 ²
0.0416	5835.16	0.0208	33.91	1628.1749	26.3804 x 10 ²
0.0625	5817.91	0.0208	17.25	827.9735	13.4142 x 10 ²
0.0833	5804.13	0.0208	13.78	661.4188	10.7166 x 10 ²
0.1041	5792.93	0.0208	11.2	537.6860	8.6077 x 10 ²
0.1250	5781.91	0.0208	11.02	528.7907	8.6077 x 10 ²
0.1458	5770.69	0.0208	11.22	538.5686	8.6072 x 10 ²
0.1666	5760.63	0.0207	10.06	484.4224	7.8488 x 10 ²
0.1875	5752.21	0.0209	8.42	402.8708	6.5275 x 10 ²
0.2083	5744.29	0.0208	7.92	380.2208	6.1605 x 10 ²
0.2291	5736.66	0.0203	7.63	366.2986	5.9349 x 10 ²
0.2500	5728.25	0.0210	8.41	400.4761	6.4887 x 10 ²
0.3330	5700.05	0.0830	28.2	339.7590	5.5049 x 10 ²
0.4166	5672.06	0.0836	27.99	334.5684	5.4208 x 10 ²
0.5000	5648.05	0.0833	24.01	288.0969	4.6678 x 10 ²
0.5833	5623.08	0.0833	24.97	299.6519	4.8551 x 10 ²
0.6660	5605.32	0.0826	17.76	214.8300	3.4807 x 10 ²
0.7500	5584.59	0.0900	20.73	230.3330	3.7319 x 10 ²
0.8333	5567.82	0.0833	16.77	201.2480	3.2607 x 10 ²
0.9166	5551.03	0.0833	16.79	201.5606	3.2607 x 10 ²
1.0000	5534.66	0.0833	16.37	198.4242	3.2607 x 10 ²
2.1458	5333.05	1.1458	201.61	175.9510	2.8508 x 10 ²
2.2500	5494.00	0.1042	160.95	1545.0705	25.0339 x 10 ²
2.3330	5485.27	0.0830	8.73	105.1807	1.7042 x 10 ²

· TABLA IIIa . Cálculo de "Y", para el Análisis de la Prueba de Límite en el Pozo Lacantún 1-B, por el Método de Park Jones.

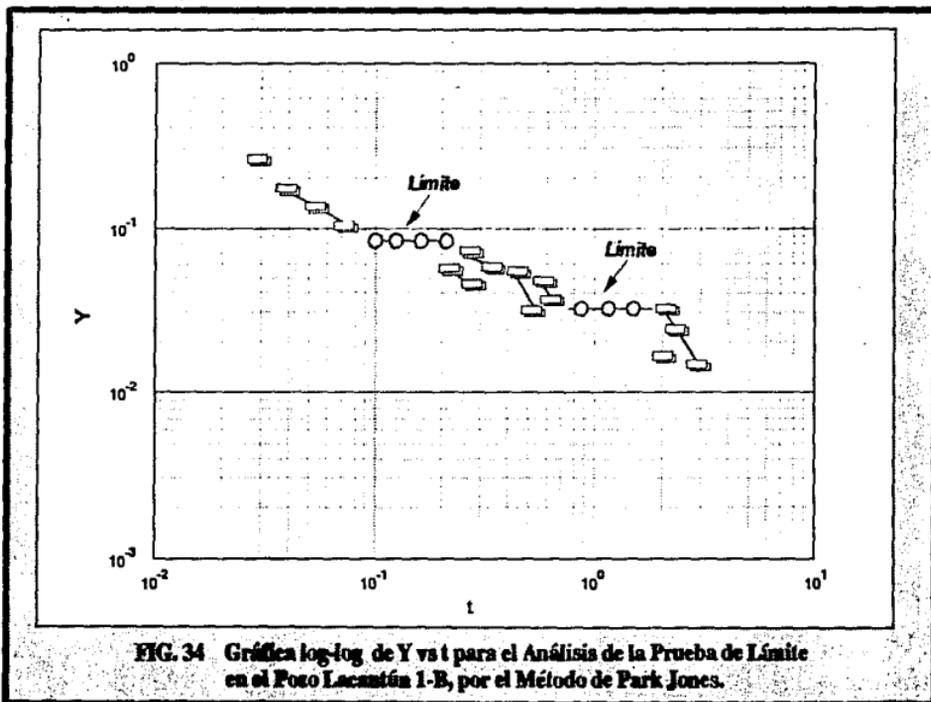


FIG. 34 Gráfica log-log de Y vs t para el Análisis de la Prueba de Límite en el Pozo Lacantún 1-B, por el Método de Park Jones.

Mientras que el radio de drene de acuerdo a la ecuación 82 es:

$$r_e = \left(\frac{1}{\pi (8.60 \times 10^{-2}) (0.04) (20 \times 10^{-6}) (26)} \right)$$

$$r_e = 421.84 \text{ pies.}$$

el volumen de aceite se calcula mediante la expresión 83.

$$N = \left(\frac{1}{(8.60 \times 10^{-2}) (2.222 \times 10^{-5}) (1.05)} \right)$$

$$N = 0.498 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

Pero el volumen poroso está dado por:

$$V_p = \left(\frac{0.498 \times 10^6}{0.90} \right) 1.05$$

$$V_p = 0.581 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

Análisis para el Segundo Límite.

De la tabla III a, para tiempos posteriores, $Y_s = 3.260 \times 10^{-2}$ psi/bl.

Por tanto:

$$k = \frac{70.6 (7)}{(3.260 \times 10^{-2}) (26) (0.9166)}$$

$$k = 635.92 \text{ md.}$$

El radio de drene es:

$$r_e = \left(\frac{1}{\pi (3.260 \times 10^{-2}) (0.04) (20 \times 10^{-6}) (26)} \right)^{0.5}$$

$$r_e = 685.08 \text{ pies.}$$

Mientras que el volumen de aceite será:

$$N = \left(\frac{1}{(3.260 \times 10^{-2}) (2.222 \times 10^{-5}) (1.05)} \right)$$

$$N = 1.314 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

Y el volumen poroso.

$$V_p = \left(\frac{1.314 \times 10^6}{0.90} \right) 1.05$$

$$V_p = 1.533 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

c) Ajuste con Curvas Tipo.

Se llevó a cabo un análisis mediante el uso de curvas tipo, para ello se utilizaron las curvas propuestas en este trabajo (figura 23), permitiendo con ello determinar su utilidad.

La disposición de la información de la prueba en una gráfica de Δp vs t , permite mostrar una curva que a tiempos largos de registro se levanta, indicativo de la presencia de una frontera. Al realizar el ajuste con las curvas tipo de la figura 23, se obtuvo

la mejor concordancia con la curva de $r_{eD} = 5000$, tal como se muestra en la figura 35.

Por tanto, el valor de la permeabilidad se obtiene con la ecuación 91.

$$k = \frac{141.2 (5212)(1.05)(7)}{26} \left(\frac{0.9}{800} \right)$$

$$k = 2314.47 \text{ md.}$$

Mientras que el radio de drenaje se calcula con la expresión 92.

$$r_e = (5000)(0.27) = 1350 \text{ pies.}$$

Por lo que el volumen poroso puede calcularse según la expresión.

$$V_p = \frac{\pi (1350-0.27)^2 (26)(0.04)}{5.615}$$

$$V_p = 1.060 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

Y el área de drenaje correspondiente es:

$$A = \pi (1350-0.27)^2$$

$$A = 5.723 \times 10^6 \text{ pies}^2$$

d) Uso de la Derivada.

Al llevar a cabo un ajuste con curvas tipo se detectó un sistema

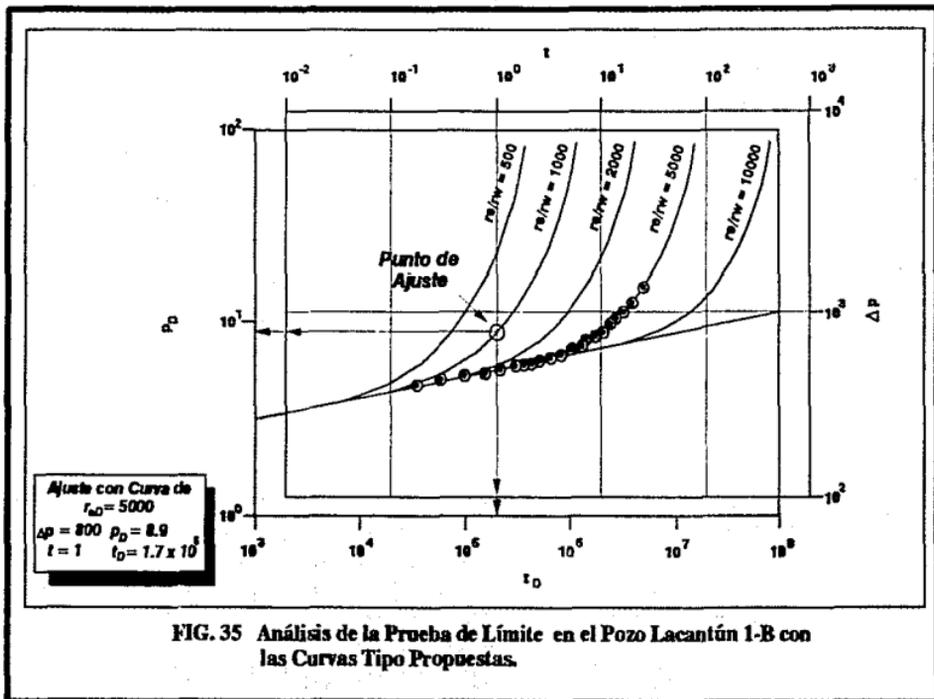


FIG. 35 Análisis de la Prueba de Límite en el Pozo Lacantún 1-B con las Curvas Tipo Propuestas.

de comportamiento heterogéneo de alta permeabilidad y con efectos de frontera cercana. Sin embargo, este modelo sólo considera una frontera, pero como puede verse en la figura 33 se presenta una declinación mayor de la presión a tiempos largos, indicativo de una segunda frontera.

Para ello, mediante la aplicación de la derivada de la presión a la información disponible, se identificó que el modelo que mejor se ajusta es el correspondiente al de un sistema con límites paralelos (sistema de canal), tal como se muestra en la figura 36.

Del ajuste con este modelo, se obtuvo:

$$k = 380 \text{ md.}$$

Y la distancia a la frontera.

$$L = 350 \text{ pies}$$

Por tanto, el volumen poroso es:

$$V_p = \frac{\pi(350 - 0.27)^2 (26)(0.04)}{5.615}$$

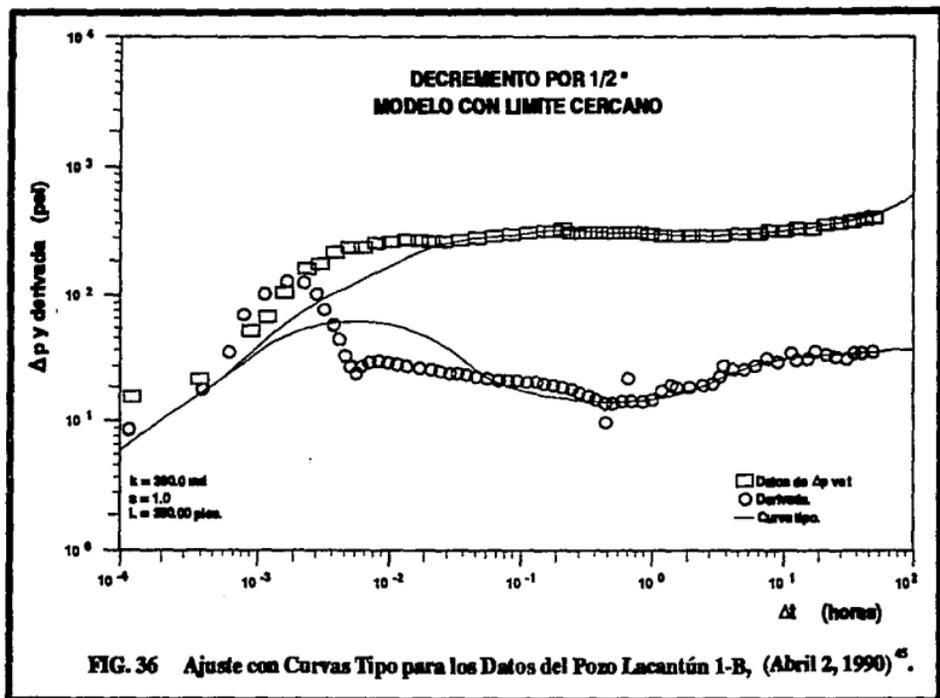
$$V_p = 0.071 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

Mientras que el volumen original de aceite es:

$$N = \frac{(0.071 \times 10^6)(0.9)}{1.05}$$

$$N = 0.0610 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

La información referente al sistema pozo-yacimiento y los



resultados obtenidos con cada método se presentan en la tabla IV.

6.1.3. Análisis Económico⁴⁵.

Considerando un precio del crudo por barril de \$ 17.00 dólares y una paridad de 3.05 nuevos pesos por dólar, se tiene:

$$\text{Ingreso} = (0.0152 \times 10^6 \text{ bls}) \left(17 \frac{\text{dls}}{\text{bl.}} \right) (3.05 \text{ N.\$/dólar})$$

$$\text{Ingreso} = 7.881 \text{ millones de nuevos pesos}$$

Con lo cual se observa que el pozo es rentable.

Puede concluirse que se tiene un yacimiento desarrollado en un sistema de canal, con un paralelismo de las fronteras situadas a 120 y 420 m, respectivamente⁴⁵. Esto fué confirmado por los estudios geológicos y geofísicos, razón por la cual se observó una declinación notoria de la presión y producción, ya que el volumen poroso corresponde al que puede ser drenado por este pozo y el cual es limitado.

Los resultados obtenidos mediante la aplicación de los métodos semilogarítmico, Curvas Tipo, Park Jones y la Derivada, que se presentan en la tabla IV, muestran que los dos primeros arrojan resultados muy similares y sobre todo los más confiables, pues el método semilogarítmico se encuentra plenamente comprobado, además de que al ser corroborados con los obtenidos en geología y geofísica son más congruentes.

Lo anterior indica que las curvas tipo de la figura 23 pueden ser utilizadas como una buena aproximación para el análisis de estas pruebas.

Es evidente que las posibilidades de desarrollo de este yacimiento sólo pueden presentarse en la dirección paralela a las fronteras detectadas. La figura 37⁴⁶ es una sección transversal regional que muestra la ubicación de pozos vecinos al Lacantún 1-B, de los cuales sólo éste y el San Diego-1 resultaron productores por encontrarse dentro del sistema de canal que contiene a la roca almacenadora. Por tanto, es necesario realizar un estudio económico más profundo que permita establecer el número óptimo de pozos a perforar para extraer los hidrocarburos desplazables, así como planear su ubicación para que a largo plazo, si es posible a través de mecanismos de recuperación, se logre un barrido de la mayor área posible del yacimiento.

6.2. POZO ALUX 1-A⁴⁷.

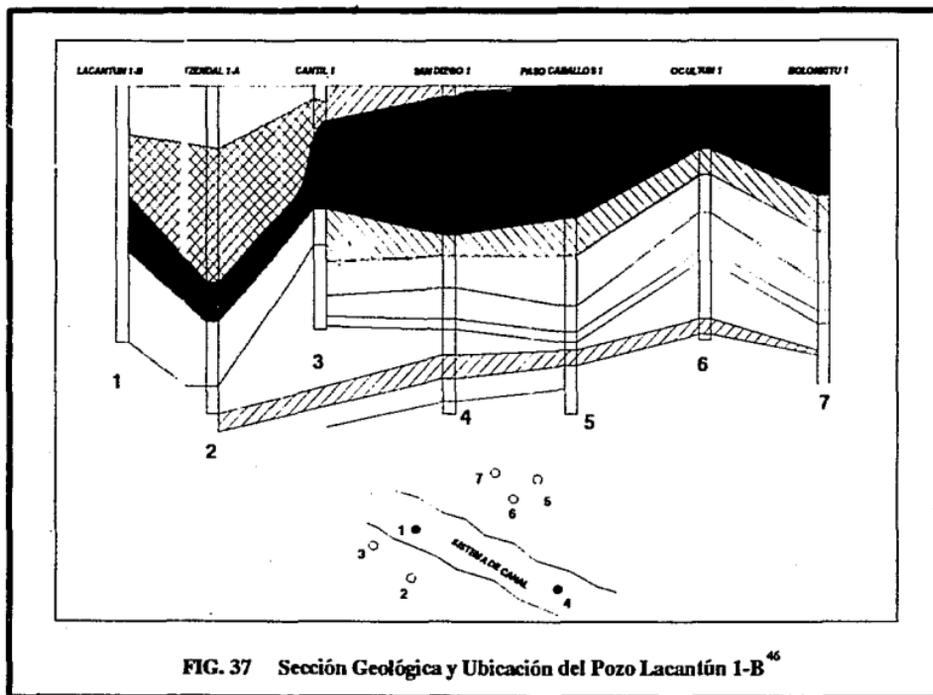
6.2.1. Información General.

El pozo Alux 1-A se encuentra ubicado en la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a unos 35 km al noreste de Cd. del Carmen, Campeche.

El objetivo de la prueba realizada en este pozo fué el de determinar las características de la formación Cretácico Medio y definir los límites y continuidad de la misma. La prueba fué realizada del 6 al 22 de noviembre de 1990.

El intervalo disparado se encuentra de 5128 a 5169 m.

La toma de información de fondo se llevó a cabo mediante el empleo de herramienta tipo PTS posicionada a 5045 m dentro de la tubería de producción de 3 1/2".



El pozo produjo aceite pesado de 25 °API a 60 °F y gas, la producción se midió en pozo fluyendo por estrangulador de 1/4".

La secuencia de eventos realizada fue:⁴⁷

- Registro de gradientes de presión con amerada cada 500 m. durante 6 horas.
- Prueba de decremento de presión por estrangulador de 1/4" ($q_0 = 3370$ BPD), durante 7.5 horas.
- Prueba de incremento de presión por estrangulador de 1/4" ($q_0 = 4740$ BPD), durante 27 horas.

Los eventos se presentan gráficamente en la figura 38.

6.2.2. Análisis del Comportamiento Dinámico del Yacimiento.

a) Método Semilogarítmico.

La figura 39 presenta una aparente línea recta descendente aproximadamente a 17 horas de flujo que identifican el periodo de flujo pseudoestacionario, que muestra una pendiente de $m_{ss} = -0.408$ psi/hr. Sin embargo, la figura 40 muestra con mayor claridad cuando se presenta el flujo pseudoestacionario a tiempos largos indicando una marcada tendencia en donde los datos se ajustan perfectamente con una línea recta.

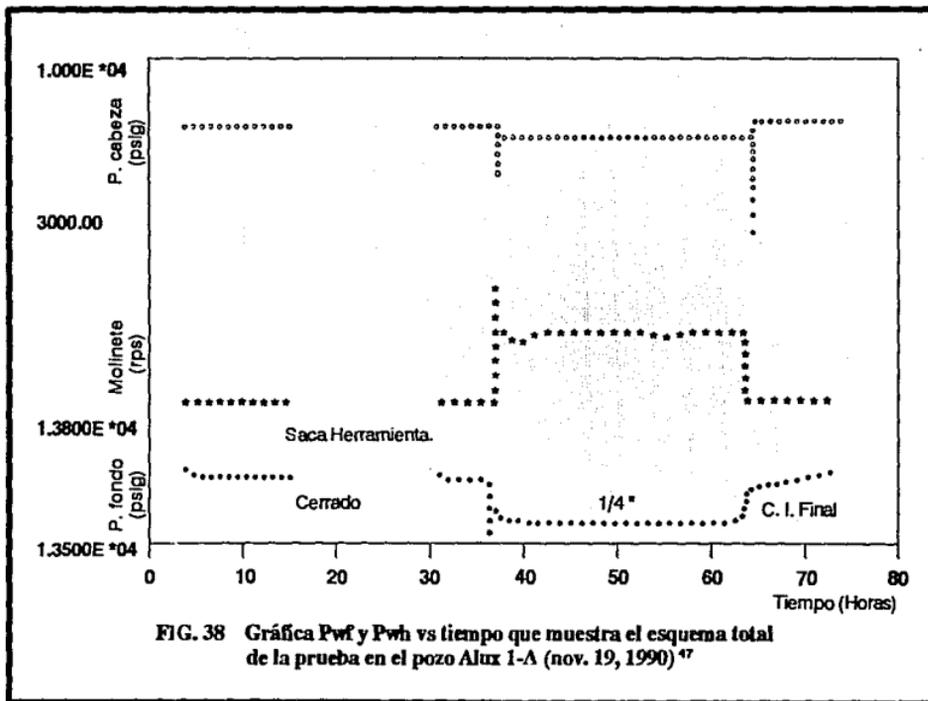
1) Cálculo del Volumen Original.

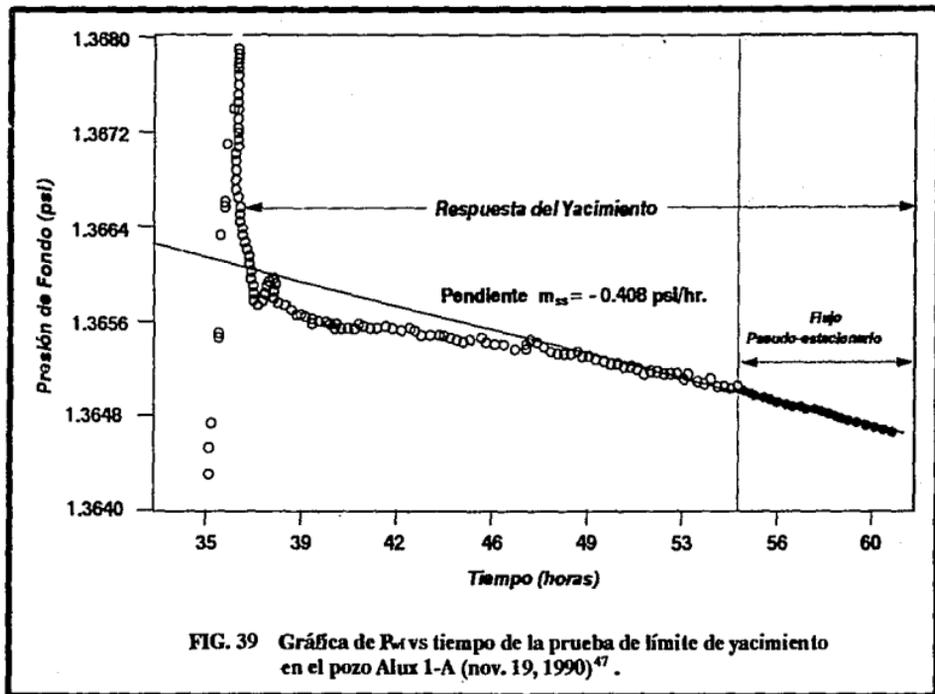
$$q_{Bo} = 8354 \text{ BPD a c.y. (medido con molinete hidráulico)}^{47}$$

$$m_{ss} = -0.408 \text{ psi/hr. (calculada de la figura 39).}$$

$$S_w = 0.25$$

$$\phi = 0.06 \text{ (de los registros geofísicos del pozo)}^{47}.$$





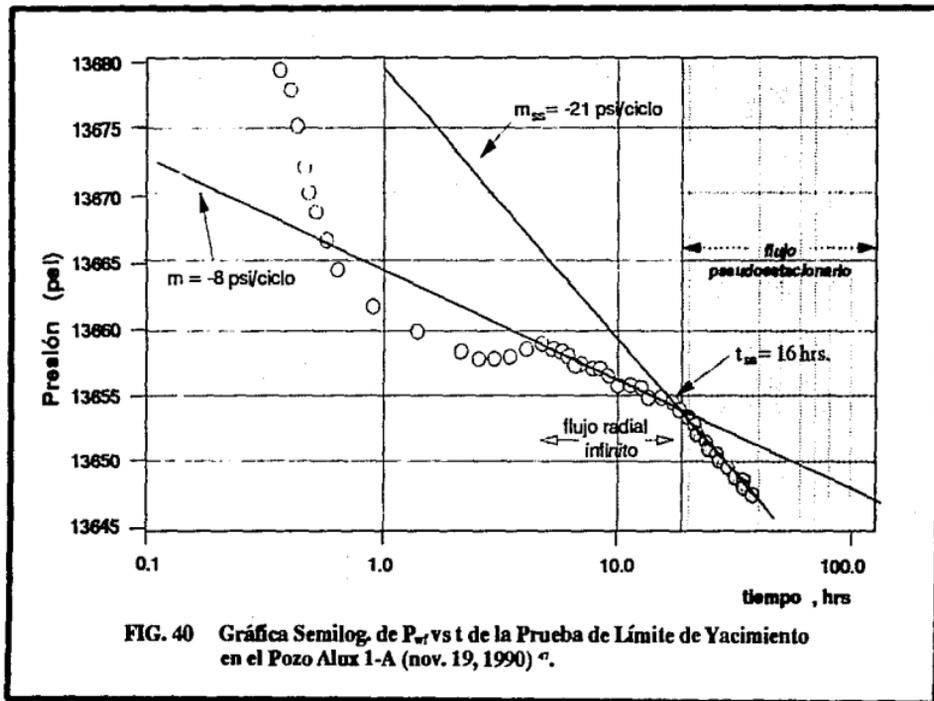


FIG. 40 Gráfica Semilog. de P_{wf} vs t de la Prueba de Límite de Yacimiento en el Pozo Alux 1-A (nov. 19, 1990) ^a.

$$\begin{aligned}
 h &= 144.32 \text{ pies.} \\
 c_t &= 18 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \text{ (PVT del pozo Sitio Grande 101)} \\
 B_{oi} &= 1.53 \text{ bls/bls} \\
 \mu &= 0.98 \text{ cp.} \\
 c_o &= 24 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}.
 \end{aligned}$$

La pendiente ($m = -8$ psi/ciclo) de la figura 40, puede utilizarse para estimar la compresibilidad de la formación.

$$k = \frac{162.6 (8354)(0.98)}{(8)(144.32)}$$

$$k = 1152.98 \text{ md}$$

Según la ecuación 54:

$$V_p = 0.0418 \frac{(8354)}{(0.408)(18 \times 10^{-6})}$$

$$V_p = 48.499 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

Pero

$$NB_{oi} = V_p (1 - S_w) = 48.499 \times 10^6 (1 - 0.25)$$

$$NB_{oi} = 36.374 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

$$N = \frac{36.374 \times 10^6}{1.53}$$

$$N = 23.774 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

Si se considera un factor de recuperación de 15 % se tiene que:

$$N_p = (0.15)(23.774 \times 10^6)$$

$$N_p = 3.566 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

ii) Determinación del Radio Investigación.

$$r_{inv.} = \left(\frac{48.499 \times 10^6}{\pi (144.32)(0.06)} \right)^{0.5}$$

$$r_{inv.} = 1335.21 \text{ pies.}$$

iii) Distancia a la Barrera.

$$r_e = \left(\frac{272\,321\,885}{\pi (0.06)(144.32)} \right)^{0.5} + 0.27$$

$$r_e = 3163.93 \text{ pies.}$$

iv) Recuperación a la Presión de Saturación.

$$\text{Si } p_b = 5076.54 \text{ lb/pg}^2 \text{ (del pozo sitio grande 101)}$$

$$p_1 = 13\,935 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$B_{o_b} = 1.796 \text{ bls/bls.}$$

$$c_e = \frac{c_t}{S_o} = \frac{18 \times 10^{-6}}{0.75} = 24 \times 10^{-6}$$

$$N_{pb} = \frac{36.374 \times 10^6 (24 \times 10^{-6}) (8859)}{1.796}$$

$$N_{pb} = 4.306 \times 10^6 \text{ bls.}$$

Lo que implica que la reserva se agota sin alcanzarse la presión de saturación.

v) Tiempo Estimado de Explotación.

Si se mantiene un gasto promedio de 5000 bis/día, se tiene que el tiempo para alcanzar el N_p calculado será de:

$$t = \frac{3.566 \times 10^6 \text{ bis}}{5000 \text{ bis/día}} = 713 \text{ días}$$

Esto es 2 años.

b) Método de Park Jones.

Con la información del pozo Alux 1-A, disponible en la referencia 47, fué posible construir la Tabla III b. Los datos dispuestos en las columnas 1 y 6 permitieron construir una gráfica de $\log(Y)$ vs $\log(t)$, esta gráfica se muestra en la figura 41.

Tal como se describió en el capítulo IV, al comentar el método de Park Jones, se presenta una línea horizontal en la figura 41, cuando el valor de Y se hace constante, indicando que se ha logrado detectar un límite.

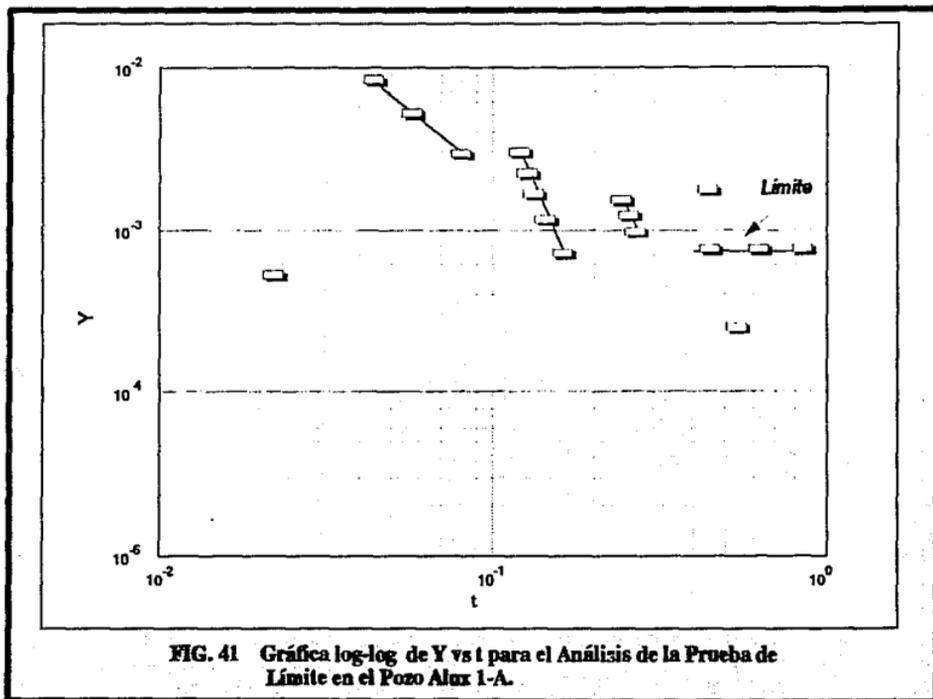
Así pues, de la Tabla III b, se obtiene que:

$$Y_s = 7.2110 \times 10^{-4} \text{ psi/bi.}$$

POZO ALUX 1-A

t (días)	p_w (psi)	dt	dp_w	dp_w / dt	Y
0.0208	13680.00	—	—	—	—
0.0250	13679.00	0.2291	1.00	4.3635	5.2234×10^{-4}
0.0416	13663.00	0.0166	16.00	960.3841	1149.6374×10^{-4}
0.0833	13660.00	0.0416	3.00	72.0461	86.2435×10^{-4}
0.1250	13659.00	0.0416	1.00	23.9980	28.7270×10^{-4}
0.1666	13658.00	0.0416	1.00	24.0384	28.7754×10^{-4}
0.2500	13657.50	0.0834	0.50	5.9952	7.1766×10^{-4}
0.2910	13657.00	0.0410	0.50	12.1951	14.5982×10^{-4}
0.4166	13656.00	0.1256	1.00	7.9617	9.5306×10^{-4}
0.5000	13655.00	0.0834	1.00	11.9904	14.3532×10^{-4}
0.5830	13654.50	0.0830	0.50	6.0240	7.2110×10^{-4}
0.6600	13654.00	0.0830	0.50	6.0240	7.2110×10^{-4}
0.7500	13653.50	0.0830	0.50	6.0240	7.2110×10^{-4}
0.8750	13652.00	0.1250	1.50	12.0000	14.3647×10^{-4}
1.0000	13651.20	0.1250	0.80	6.4000	7.6611×10^{-4}
1.0460	13650.80	0.0416	0.40	9.6153	11.5101×10^{-4}
1.0830	13650.00	0.0417	0.80	19.1846	22.9651×10^{-4}

TABLA III b Cálculo de "Y", para el Análisis de la Prueba de Límite en el Pozo Alux 1-A, por el Método de Park Jones.



De la ecuación 84 se puede calcular k:

$$k = \frac{70.6 (0.98)}{(7.2110 \times 10^{-4}) (144.32) (0.666)}$$

$$k = 1000.44 \text{ md}$$

El radio de drene de acuerdo a la ecuación 82 es:

$$r_e = \left(\frac{1}{\pi (7.2110 \times 10^{-4}) (0.06) (18 \times 10^{-6}) (144.32)} \right)$$

$$r_e = 1684.735 \text{ pies.}$$

Mientras que el volumen de aceite se puede calcular con la ecuación.

$$N = \left(\frac{1}{(7.2110 \times 10^{-4}) (24 \times 10^{-6}) (1.53)} \right)$$

$$N = 37.765 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

Por tanto el volumen poroso es:

$$V_p = \left(\frac{37.765 \times 10^6}{0.75} \right) 1.53$$

$$V_p = 77.041 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

c) Ajuste con Curvas Tipo.

El análisis de la prueba mediante el uso de las curvas tipo

propuestas, llevó a concluir que la disposición de la información en una gráfica de Δp vs t no mostraba con claridad la tendencia de la curva y que el levantamiento que debería experimentar a tiempos largos no se presentaba, debido a que el abatimiento de presión con respecto al tiempo es muy pequeño, figura 42.

Por tanto, no fue posible realizar el ajuste con la curva tipo de la figura 23.

d) Uso de la Derivada.

La información obtenida a partir de la prueba fué analizada mediante el uso de la derivada, confirmándose que se trata de un yacimiento heterogéneo de alta permeabilidad, sin daño significativo y buena capacidad de flujo. El análisis se realizó con un modelo de yacimiento limitado con efectos de frontera cercana a 900 m aproximadamente del pozo⁴⁷, figura 43.

Del ajuste se obtuvo:

$$k = 1122 \text{ md} \quad \text{y} \quad L = 2931.20 \text{ pies.}$$

Por tanto el volumen poroso es:

$$V_p = \pi(2931.2 - 0.27)^2 (144.32)(0.06)$$

$$V_p = 41.618 \times 10^6 \text{ bls a c.y.}$$

y el volumen original de aceite:

$$N = \frac{(41.618 \times 10^6)(0.75)}{1.53}$$

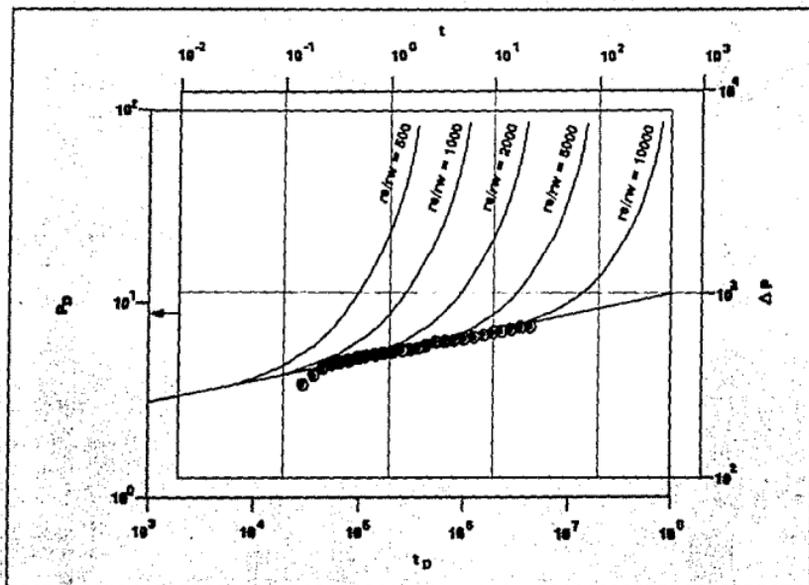
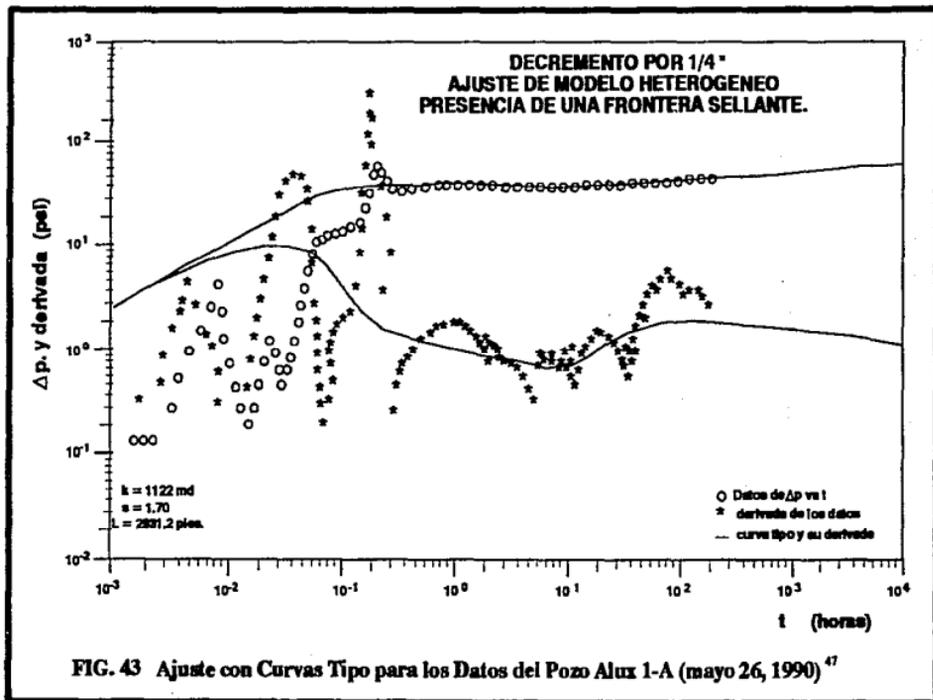


FIG. 42 Análisis de la Prueba de Límite en el Pozo Alux 1-A con las Curvas Tipo de la Figura 23.



$$N = 20.40 \times 10^6 \text{ bls a c.s.}$$

La información adicional, así como los resultados obtenidos con cada método se presentan en la Tabla IV.

6.2.3. Análisis Económico⁴⁷.

Se determinó que bajo las condiciones a las que se encuentra el pozo y las características propias de los fluidos producidos, así como por los resultados obtenidos de esta prueba, la aplicación de nuevas inversiones en infraestructura y operaciones de reparación al pozo pudieran ser provechosas, para ello se propone el siguiente análisis económico.

Para producir el pozo Alux 1-A es necesario conectarlo a través de un oleoducto a una estación de bombeo. La estación más próxima se encuentra a 14.7 km del pozo. Si se instala una línea de 14" de diámetro, el costo de la línea sería de 26 millones de nuevos pesos.

Adicionalmente es necesario considerar los costos de reparación menor para producir nuevamente el pozo cuando la línea ya esté instalada. Para ello se necesita una plataforma autoelevable con 15 días aproximadamente de intervención.

El costo de la reparación es de:

95 000 nuevos pesos/día (15 días) = 1,425 000 nuevos pesos.

Más el costo de la estimulación que es de 80 000 nuevos pesos.

lo que implica un costo total de la intervención de 1,505 000 nuevos pesos.

DATOS ADICIONALES

POZO	GASTO (b/d)	Bo	μ_o (cp)	ϕ (FRACCION)	Ct (PS ⁻¹)	h (pies)	r _w (pies)
LACANTUN 1-B	5878	1.05	7.00	0.04	20 E-6	26	.27
ALUX 1-A	5460*	1.53	0.99	0.06	18 E-6	44	.27

* medido con molinete hidráulico.

RESULTADOS

POZO	k (md)				L (pies)			
	METODO SEMILOGARITMICO	METODO DE PARK JONES	CURVA TIPO	DERIVADA	METODO SEMILOGARITMICO	METODO DE PARK JONES	CURVA TIPO	DERIVADA
LACANTUN 1-B	2948.50	1768.15	2314.47	360.00	1542.73	421.84	1360.00	350.00
ALUX 1-A	1152.98	1000.44	—	1122.00	3163.93	1684.73	—	2931.20

POZO	Vp (bls a c.y.)				n	ω	λ
	METODO SEMILOGARITMICO	METODO DE PARK JONES	CURVA TIPO	DERIVADA			
LACANTUN 1-B	1.293×10^6	0.581×10^6	1.080×10^6	0.071×10^6	1.0	0.25	1.00
ALUX 1-A	48400×10^6	77.041×10^6	—	41.618×10^6	1.7	0.18	0.03

TABLA IV Datos Adicionales y Resultados de las Pruebas de Límite de Yacimiento. ^{45,47}

Por tanto, los gastos totales son de 27, 505 000 nuevos pesos.

Considerando un precio del crudo por barril de \$ 17.00 dólares y una paridad de 3.050 nuevos pesos por dólar, se tiene:

$$\text{Ingreso} = (3.566 \times 10^6 \text{ bls}) \left(17 \frac{\text{dl.}}{\text{bl.}}\right) (3.050 \text{ N\$ pesos/dólar})$$

Ingreso = 184.897 millones de nuevos pesos

Por tanto, la ganancia es:

$$\text{GANANCIA} = (184.897 - 27.505) \times 10^6 = 157.392 \text{ millones de nuevos pesos}$$

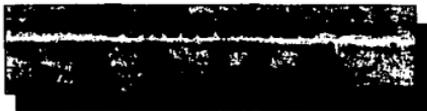
Por tanto, el pozo es rentable.

Los resultados obtenidos con la aplicación de los métodos señalados, indican que el semilogarítmico y el de la derivada muestran valores muy similares, mientras que el ajuste con las curvas tipo de la figura 23 requieren tiempos de registro mayores que permitan definir con claridad la forma de la curva.

El método de Park Jones ofrece valores con mayor dispersión al compararse con los obtenidos del método semilogarítmico, por lo que no se consideran confiables.

La referencia 47 señala que los resultados del método semilogarítmico, al complementarse con información geológica y geofísica, permitirán definir con mayor precisión la orientación de la frontera detectada y poder planear el desarrollo del yacimiento en otras direcciones, así como la toma de información más precisa para la mejor predicción del comportamiento dinámico del yacimiento.

CAPITULO VII



CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las pruebas de límite de yacimiento tienen como objetivo detectar las fronteras del yacimiento; es decir alcanzar el periodo de flujo pseudoestacionario y conocer la geometría, extensión y potencial del yacimiento en cuestión.

La realización de una prueba de límite en un yacimiento nuevo tiene enorme importancia, ya que a partir de su correcto análisis e interpretación pueden detectarse la presencia de límites, fallas y discontinuidades, así como su distancia, la forma y magnitud del área de drenaje, el espaciamiento entre pozos y en conjunto una evaluación integral del yacimiento.

El momento más oportuno para la realización de una prueba de límite de yacimiento, corresponde a aquel cuando se ha perforado el primer pozo exploratorio, ya que conjuntamente con otras fuentes de información puede obtenerse una óptima planeación y desarrollo del campo.

Una prueba de límite constituye una fuente de información estratégica que permite la toma de decisiones que a futuro favorecerán el ahorro de recursos en la perforación del número adecuado de pozos, un drenaje más eficiente del yacimiento y en la planeación de las instalaciones para el manejo de la producción.

Es necesario establecer un equilibrio entre los aspectos técnico-operativo y económico, para ello el análisis económico de

una prueba de límite permite establecer el tiempo máximo de registro bajo el cual la ejecución de la prueba sigue siendo aún rentable, buscando que el análisis de la información pueda realizarse mediante alguna técnica.

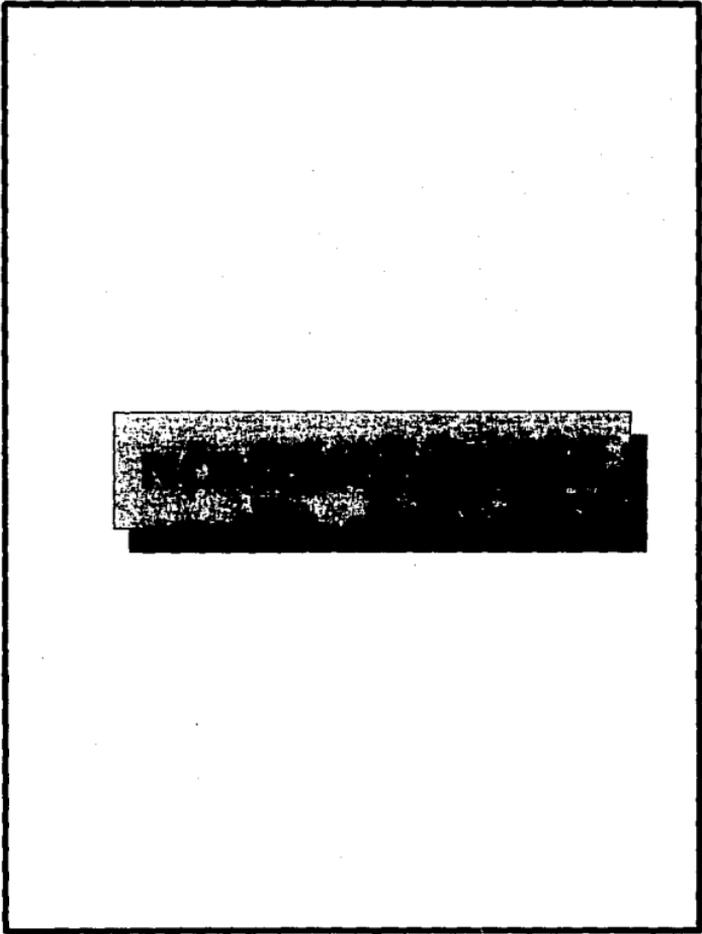
El uso de curvas tipo para el análisis de pruebas de límite constituye una enorme ventaja. Las curvas tipo desarrolladas en este trabajo (figura 23) constituyen una alternativa de análisis que puede ser de utilidad para comparar los resultados obtenidos con otras técnicas y validar la confiabilidad de la interpretación.

Se demuestra que el uso de la derivada de la presión, facilita la identificación del modelo de interpretación más apropiado, así como un diagnóstico de la existencia de los periodos de flujo, garantizando un adecuado análisis de la prueba de presión.

Es estrictamente necesario realizar un diseño previo de las pruebas de límite de yacimiento; de tal forma que se garantice la detección del periodo de flujo pseudostacionario y con ello la adquisición de información confiable y oportuna.

La aplicación de la prueba de límite al pozo Lacantún 1-B, confirmó los resultados obtenidos de los estudios geológico y geofísico, identificando el modelo de interpretación en forma de canal que se presenta en este yacimiento y proponiendo alternativas de desarrollo.

La prueba del pozo Alux 1-A mostró que es necesario una mejor integración de la información y la aplicación de inversiones en la infraestructura que permitirá una mejor explotación del yacimiento.



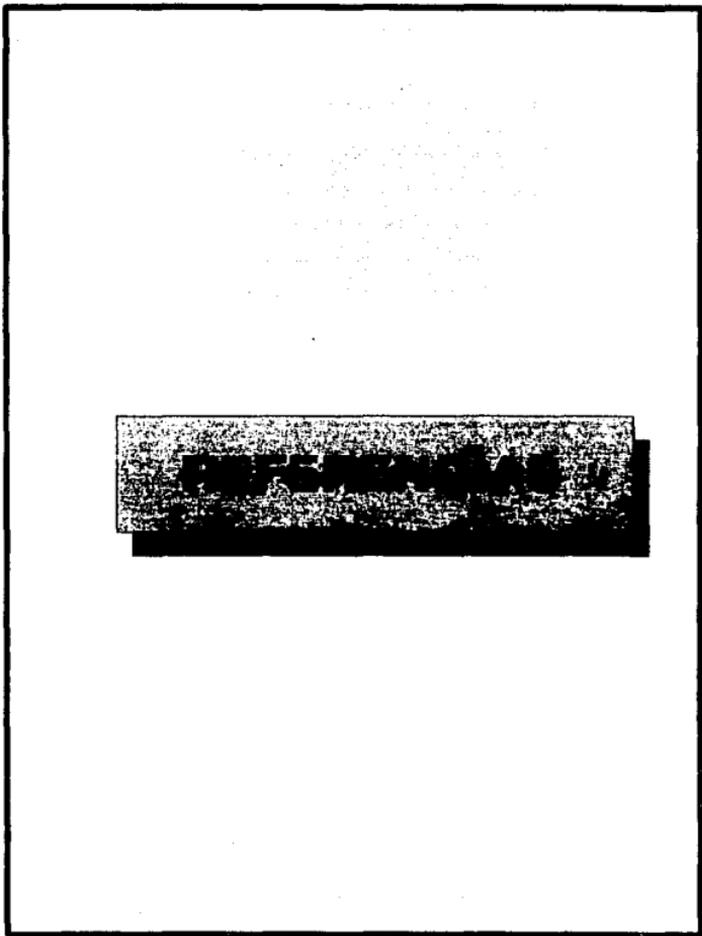
NOMENCLATURA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
A	área de drene	pies ²
AA	$1/2 \ln(2.2458/C_A)$. Tabla II.	
AB	Valor exacto del tDA para un tiempo grande tabla II.	
b	Ordenada al origen de la gráfica $\log(p-p)$ vs t.	$(\text{lb/pg}^2)^1$
B	Factor de volumen del aceite	vol. (cy/cs)
BC	Valores de tDA con un error menor del 1 % , tabla II.	
Bo1	Factor de volumen del aceite a condiciones Iniciales del yacimiento.	vol. (cy/cs)
C	Coefficiente de almacenamiento.	bls/(lb/pg ²)
CA	Factor de forma del área de drene	adimensional
CC	Valores de tDA para la solución de fuente lineal con un error menor del 1 % , tabla II.	
co	Compresibilidad efectiva	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
cr	Compresibilidad de la formación	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
cg	Compresibilidad del gas	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
cl	Compresibilidad del líquido	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
ct	Compresibilidad total	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
c.s.	Condiciones estándar	
c.y.	Condiciones de yacimiento	
e	Número de Euler= 2.718281	
E	Espaciamiento entre pozos	pie
E1(-y)	Integral exponencial	adimensional
Fr	Factor de recuperación.	adimensional
g	Aceleración de la gravedad	pie/seg.
h	Espesor de la formación	pie
i	Tasa de interés	adimensional
k	Permeabilidad absoluta	md.
kx	Permeabilidad en la dirección de x	md.
l	Longitud	pies
ℒ	Transformada de Laplace	
ln	Logaritmo natural (base e)	
log	Logaritmo base 10	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
M	Masa molecular del gas	mole-lb
m'	Valor absoluto de la pendiente de la gráfica pwf vs log (t)	lb/pg ² /ciclo
m	Pendiente de la recta pwf vs t	lb/pg ² /hr.
m(p)	Potencial de gas real	(psi ³ /cp-pie)
N	Volumen original de aceite	pie ³ a cs
Np	Volumen acumulado de aceite producido	bls a cs
n	Número de moles	
p	Presión	lb/pg ²
pd	Presión adimensional	adimensional
pwf	Presión de fondo fluyendo	lb/pg ²
pwf _{1hr}	Presión de fondo fluyendo a t=1 hr leída de la gráfica pwf vs log (t)	lb/pg ²
p̄	Presión media	lb/pg ²
p ^{po}	1/2 ln (A/rw ²) + 1/2 ln (2.2458/CA) + s Presión extrapolada de la gráfica de Horner	lb/pg ²
pd _{MNH}	Presión de Mathews-Brons-Hazebroek	adimensional
pi	Presión inicial	lb/pg ²
p _{ord}	Ordenada al origen de la recta pwf vs t	(lb/pg ²)/hr
(pint) _{Dr}	Intercepción de la presión de la línea recta de la gráfica cartesiana pd vs tda para un pozo fracturado	
Δpd	Calda de presión adimensional	adimensional
q	Gasto de aceite	bls/día a cs
qi	Gasto inicial de aceite	bls/día
qb	Gasto adimensional	adimensional
R	Constante universal de los gases	lb/pg ² · $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb mol}^\circ \text{R}}$
r	Distancia radial	pies.
rw	Radio del pozo	pie
re	Radio de drenaje	pie
rd	Radio adimensional	adimensional
reD	Radio de drenaje adimensional	adimensional
rb	Distancia a la barrera	pies
rinv	Radio de investigación	pies
S	Variable de transformación de Laplace	
s	Factor de daño	adimensional
so	Saturación de aceite	fracción
sw	Saturación de agua	fracción
sg	Saturación de gas	fracción
t	Tiempo	horas

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
t_D	Tiempo adimensional	adimensional
t_{99}	Tiempo en que se alcanza el periodo de flujo pseudoestacionario.	horas
t_b	Tiempo en que la señal de presión alcanza la barrera.	horas
t_p	Tiempo de producción.	horas
t_{pDA}	Tiempo adimensional a t_p .	adimensional
$(t_{DA})_{99}$	Tiempo de flujo adimensional cuando inicia el periodo de flujo pseudoestacionario.	adimensional
t_{DA}	Tiempo de flujo adimensional con base en el área de drené.	adimensional
T	Temperatura	$^{\circ}R$
v	Velocidad	pie/seg.
v_x	Velocidad en la dirección de x	pie/seg.
V_p	Volumen poroso	pie ³ a cy
V_o	Volumen original de aceite	pie ³ a cy
V_{pm}	Volumen de poros mínimo	pie ³ a cy
x	Dirección con respecto al eje x	
x_e	Distancia media del lado del rectángulo	pies.
x_f	Media longitud de la fractura	pies.
x_w^r	Distancia del centro del rectángulo de drené al pozo.	pies.
Y	Constante de Park Jones.	(lb/pg ²)/bls
y	Dirección con respecto al eje y	
y_e	Distancia del centro del borde del rectángulo de drené.	pies.
y_w	Distancia del centro del rectángulo de drené al pozo	pies.
z	Factor de compresibilidad del gas.	adimensional
α	Pendiente de la línea recta de la gráfica log (q) vs t	1/día
β	Factor de turbulencia	adimensional
γ	Valor absoluto de la pendiente de la gráfica log (p-p) vs t	horas ⁻¹
Δp	Caida de presión	lb/pg ²
Δt	Incremento de tiempo	seg.
ξ	Ordenada al origen de la gráfica log (q) vs t	bl/día.
ϕ	Porosidad	fracción
θ	Dirección con respecto al eje θ	
μ	Viscosidad del fluido	cp.
μ_o	Viscosidad del aceite	cp.

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
ϕ	Potencial de Hubbert	$\text{pie}^2/\text{seg}^2$
V	Laplaciano	
η	Difusividad hidráulica	cp/md-psi
κ	3.14159	adimensional
λ_t	Movilidad total	md/cp
∞	infinito.	
λ	Coefficiente de flujo interporoso	adimensional
ω	Capacidad de almacenamiento de las fracturas.	adimensional



REFERENCIAS

- 1.- Del Valle, T. E. "Introducción a los Registros Geofísicos de Exploración". F.I., UNAM, 1987, págs. 19 a 25.
- 2.- Rodríguez, S. E. "Geología del Petróleo". F.I., 1987, págs. 128 a 133.
- 3.- Tissot, B.P. y Welte, D.H. "El Petróleo su Formación y Localización". CONACYT, México, 1982.
- 4.- Camacho, V. R. "Cálculo de Permeabilidades Relativas a partir de Análisis de Pruebas de Presión". Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Vol. XXXI, feb., 1991. págs. 27 a 39.
- 5.- Orozco, E. Rogelio C. "Pruebas de Limite de Yacimiento" Tesis profesional. F.I., UNAM, 1981.
- 6.- Osorno, Manzo J.A. y Rodríguez, N. R. "Apuntes de la Cátedra de Evaluación de la Producción". F.I., UNAM, 1984.
- 7.- León, V. R. "Apuntes de la Cátedra de Evaluación de la Producción en Pozos Fluientes". F.I., UNAM, 1991.
- 8.- Rodríguez, N. R. "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". F.I., UNAM, 1987., pág 50 a 52.
- 9.- Hubbert, M. K. "Darcy's Law and the Field Equations of the Flow of Underground Fluids". Trans. AIME, 1956, págs. 207 a 239.
- 10.- Castro, Flores R. A., León, V. R. y Rodríguez, N. R. "Apuntes de Mecánica de Fluidos". F.I., UNAM, 1988.
- 11.- González, H. S. De la Garza C. N., "Apuntes de Físico-Química y Termodinámica de los Hidrocarburos". FI, UNAM., 1984, pág 5 a 14.

- 12.- Wark, K. "Termodinámica". McGraw-Hill, Cuarta Edición, 1987.
- 13.- Al-Hussainy, R., Ramey, H. L. and Crawford P.B. "The Flow of Real Gases Through Porous Media". JPT Trans-AIME, vol. 237, may., 1966, págs. 624-636.
- 14.- Poluvarinova-Kochina, P. Ya. "Theory of Ground Water Measurement". Translated from the Russia by J.M.R. De Weist, Princeton University Press, Princeton, N.J., 1962, pág. 549.
- 15.- Matthews, C.S. and Russell, D.G. "Pressure Buildup and Flow Test in Wells". Monograph series, SPE, Dallas, 1967.
- 16.- Earlougher, R. C., Jr. "Advances in Well Test Analysis". Monograph series, SPE, Dallas, 1977.
- 17.- León, V. R. "Análisis de Pruebas de Variación de Presión". Instituto Mexicano del Petróleo, 1984.
- 18.- Van Everdingen, A.F. and Hurst, W. "The Application of the Laplace Transformation to Flow in Reservoirs, Trans. AIME, 1949, págs. 305-324.
- 19.- Van Everdingen, A.F. "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well". Trans. AIME, 1953, págs. 171-176.
- 20.- Aguirre, S.A, Morales, G.R. y Salas, L.M. "Daños a la Formación". Tesis profesional, F.I., UNAM, 1991, pág.75.
- 21.- Earlougher, R.C. and Kersch, K.M. "Analysis of Short Time Transient Test Data by Type Curve Matching". JPT, July, 1974.
- 22.- León, V. R. "Análisis Práctico de Pruebas de Incremento de Presión Eliminando el Efecto de Llenado del Pozo". Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Vol. XXVI, agosto, 1986, págs. 12-19.
- 23.- Jones, P. and McGhee, E. "Gulf Coast Wilcat Verifies Reservoir Limit Test". Oil and Gas Journal, June, 1956, págs. 184-196.

- 24.- Jones, P. "Reservoir Limit Test on Gas Wells", JPT, may-Jun, 1962., págs. 613-619.
- 25.- "Theory and Practice of the Testing of Gas Wells". Energy Resources Conservation Board, 3a. Edition, Calgary, Canada, 1975.
- 26.- Bixel, C.H. and Van Poolen, K.H. "Pressure Drawdown and Buildup in the Presence of Radial Discontinuities". Trans. AIME, september, 1967, págs. 301-309.
- 27.- Earlougher, R.C. Jr. "Estimating Drainage Shapes from Reservoir Limit Test", JPT. october 1971, págs. 1266-1268.
- 28.- Earlougher, R.C.Jr. "Variable Flow Rate Reservoir Limit Testing". JPT, december, 1972, págs.1423-1430.
- 29.- Strobel, C.J., Gulati, M.S. and Ramey, H.J. Jr. "Reservoir Limit Test in a Naturally Fractured Reservoirs - a Field Case Study Using Type Curves". Paper SPE 5596, SPE-AIME 50th Annual Fall Technical Conference, Dallas, Tex., september, 1975.
- 30.- Olivares, V. G. y León, V. R. "Detección de Barreras Impermeables en Yacimientos Naturalmente Fracturados". Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Vol XXXI, diciembre, 1991, págs.17-24.
- 31.- Odeh, A.S. and Nabor, G.W. "The Effect of Production History on Determination of Formation Characteristics From Flow Tests". JPT, october, 1966, págs. 1343-1350.
- 32.- Meza, M.M. "Análisis Práctico en Pruebas de Presión". Revista de Ingeniería Petrolera, AIPM, Vol XXI, septiembre, 1981, págs.5-18.
- 33.- Jahnke, E. and Emmde, F. "Tables of Functions". Fourth ed., Dover Publications, New York.
- 34.- Matthews, C.S. "When is Reservoir Limit Test Applicable". JFT, December, 1986, págs. 1293-1294.

- 35.- León, V. R., Lira, S. C. y Cinco, L. H. "Caracterización de Yacimientos con Efectos de Discontinuidades Lineales". Revista de Ingeniería Petrolera, Vol.XVIII, enero, 1986.
- 36.- Matthews, C.S., Brons, F. and Hazebroeck, P. "A Method for Determination of Average Pressure in Bounded Reservoir". Tans. AIME, 1954, págs. 182-191.
- 37.- Dietz, D.N. "Determination of Average Reservoir Pressure From Buildup Surveys". JPT, Aug., 1965, págs. 955-959.
- 38.- Cox, Dave. O. "Reservoir Limit Testing Using Production Data". The Log Analysis, March-April, 1978, págs. 13-17.
- 39.- García, M. A. "Las Inversiones a Largo Plazo y su Financiamiento". Editorial CECSA, febrero, 1987.
- 40.- Nieves, G. R. "Análisis de Algoritmos de Cálculo de la Derivada para la Interpretación de Pruebas de Presión". Tesis Profesional, F.I., UNAM, 1990, págs. 9-68.
- 41.- N. Horne, R. "Modern Well Test Analysis A Computer-Aided Approach". Stanford University, Mayo 1990.
- 42.- Ramey, H.J. "Advances in Practical Well Test Analysis". Documento núm. 20592 enviado a la SPE, september, 1990.
- 43.- Martínez, R. N. y León V. R. "Diseño de Pruebas de Incremento de Presión en Pozos, Proyecto D-5057". Instituto Mexicano del Petróleo, 1985.
- 44.- Schlumberger. "Catalogo de Servicios de Pruebas Schlumberger". Servicios Educativos de Schlumberger, 1990.
- 45.- Araujo, N.H. y Díaz, R.E. "Reporte Final, Prueba Computest en el Pozo Lacantún 1-B" Zona Sureste. Schlumberger, México, 1990.
- 46.- Petroleos Mexicanos. "Reporte de Estudios Geológicos y Geofísicos del Campo Lacantún". Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Villahermosa, Tabasco, 1990.

REFERENCIAS

- 47.- Salgado, C.H. "Reporte Final de la Interpretación de Presiones de Fondo del Pozo Alux 1-A, Zona Marina". Schlumberger, México, Nov. 1990.
- 48.- Gringarten, Alain C. "Reservoir Limit Testing for Fractured Wells". SPE, paper 7452, october, 1978.