



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

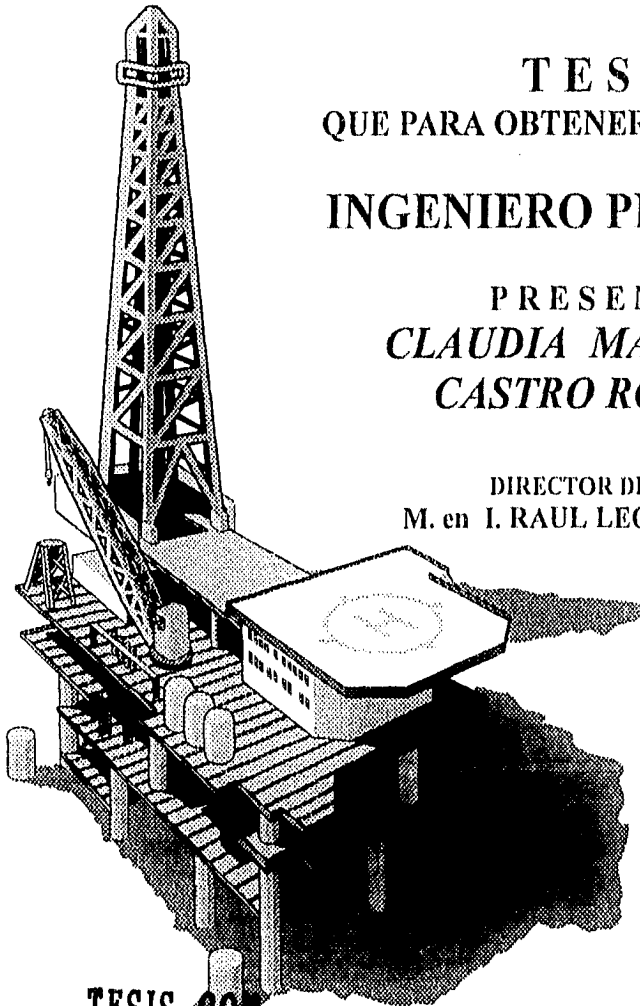
ESTUDIO DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE
EN EL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
*CLAUDIA MARGARITA
CASTRO ROMERO*

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

México, D.F. 1996.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-004

SRITA. CLAUDIA MARGARITA CASTRO ROMERO
Presente

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

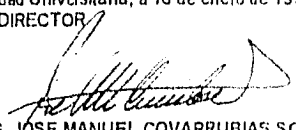
**ESTUDIO DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE EN EL ANALISIS DE
PRUEBAS DE PRESION**

- RESUMEN
- I INTRODUCCION
- II ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION CON EFECTO DE
ALMACENAMIENTO CONSTANTE
- III ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION CON EFECTO DE
ALMACENAMIENTO VARIABLE
- IV EJEMPLOS ILUSTRATIVOS
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- REFERENCIAS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 16 de enero de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*919



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

NOMBRE DE LA TESIS:

ESTUDIO DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE EN EL ANALISIS DE
PRUEBAS DE PRESION.

TESIS QUE PRESENTA:

CASTRO ROMERO CLAUDIA MARGARITA

DIRIGIDA POR:

M. en I. RAUL LEON VENTURA

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL:

Presidente.- ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Vocal .- M. en I. RAUL LEON VENTURA

Secretario .- ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

Primer Suplente .- ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

Segundo Suplente .- ING. HORACIO ZUÑIGA PUENTE

AGRADECIMIENTOS

A mi padre *RAÚL CASTRO*, él cual me ha brindado todo su amor y lo más importante su sabiduría y serenidad para llegar a esta nuestra meta, dándome la mejor herencia que puede tener un hijo.

A mi madre *MARGARITA ROMERO*, quién en todo momento supo que este era mi camino y que lo culminaría tarde o temprano, contando siempre con su cariño, amor y comprensión.

A mis abuelos *ALFONSO* y *MARGARITA*, quienes me dieron todo su tiempo cuando era tan solo una niña y rodeada de su amor crecí para ser lo que soy ahora. Les dedico esto por ser más que un ejemplo, por ser más que unos padres.

A mi abuela *EMA DUARTE*, que donde quiera que este espero se sienta orgullosa de lo que una vez inició y ahora término, teniéndola siempre en mi mente y en mi corazón.

Al *Dr. PIÑA*, por apoyarme en todo momento y brindar su cariño a toda mi familia en las buenas y en las malas, esperando que cuente con su ayuda y consejos siempre.

A *JASPER HAYTON*, por ser parte de mi vida y hacer las cosas más sencillas y maravillosas.

*“ La razón de amar...
la encontramos viviendo;
el sentido de vivir...
lo encontramos amando ”*

¡ ARFAERNAS !

A mi hermana *SANDRA*, esperando que se de cuenta de todo mi cariño y apoyo, así como yo se que cuento con el de ella. Y que sea este un inicio de todo lo que realizaremos en la vida.

A *ALEJANDRO*, ya que sin él esto hubiera sido más difícil, y por estar a mi lado hoy y siempre como un excelente amigo.

A mis *tíos y primos* por ser parte de una gran familia , estando unidos en todo momento.
¡ Gracias por su apoyo, confianza y cariño !

Y a mis *profesores* de la Facultad de Ingeniería de la UNAM , quienes dan parte de su vida a la educación, siendo un ejemplo para todos.

Mil Gracias a *DIOS* por estar conmigo...

Al M. en I. RAÚL LEÓN VENTURA, por su esfuerzo y dedicación para la realización de este trabajo, esperando contar con sus consejos en mi vida profesional y con su confianza en mi desarrollo como persona.

*“ Los ideales son como las estrellas:
nunca los alcanzamos,
pero, al igual que los marinos en alta mar,
trazamos nuestro camino siguiendolos ”*

Claudia Margarita Castro Romero.



INDICE

RESUMEN.....	1
I.- INTRODUCCIÓN.....	3
II.- ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE	
II.1. Concepto de almacenamiento constante.....	6
II.2. Comportamiento de presión en un pozo con efecto de almacenamiento constante.....	16
II.3. Análisis de pruebas de presión.....	25
III.- ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE	
III.1. Anomalías que se presentan en pruebas de presión.....	32
III.2. Fenómeno de segregación de fases.....	35
III.3. Efecto de almacenamiento variable.....	42
III.4. Análisis de pruebas de presión.....	64
IV.- EJEMPLOS ILUSTRATIVOS	
IV.1. Ejemplo 1 (Pozo Taratunich 301).....	67
IV.2. Ejemplo 2 (Pozo Taratunich 63D).....	76
V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	87
NOMENCLATURA.....	89
REFERENCIAS.....	94

RESUMEN

El fenómeno de almacenamiento es el efecto de pozo que tiene mayor relevancia sobre la respuesta de las pruebas de variación de presión durante los llamados tiempos cortos.

Durante muchos años se han estudiado los fenómenos y las anomalías que provocan los efectos de almacenamiento en pozos de aceite y gas en las pruebas de incremento o decremento de presión, principalmente. Se ha demostrado que uno de los fenómenos que tiene mayor impacto sobre los datos de presión de fondo es la redistribución de fases, que es el resultado de la velocidad más alta de la fase gaseosa dentro de la tubería de producción de un pozo después de cerrarlo en la superficie, ocasionando el efecto de almacenamiento variable.

El estudio de este fenómeno de segregación de fases y por tanto, del modelo de interpretación de pruebas de presión con efectos de almacenamiento variable es desarrollado con detalle en este trabajo.

También se desarrolla el efecto de almacenamiento constante como antecedente de investigación y se hace la comparación con el efecto de almacenamiento variable sobre el comportamiento de la presión en los pozos.

RESUMEN

Se describe la metodología de análisis de los datos de presión (convencional y con curvas tipo) cuando se tienen los efectos de almacenamiento: constante y variable.

Finalmente, se ilustra la aplicación de estos modelos en el análisis de dos casos prácticos de campo en los que es significativa la confiabilidad de la interpretación y de los resultados obtenidos.

CAPITULO I

INTRODUCCION

Para analizar el comportamiento de los yacimientos petroleros y poder predecir la producción bajo diferentes alternativas de explotación¹⁻¹², el Ingeniero Petrolero puede utilizar como una buena herramienta, para obtener suficiente información, las pruebas de presión que se realizan a los pozos¹³⁻²⁰.

La interpretación de pruebas de presión recae en el uso de modelos con características supuestas que representan el yacimiento real. Estas se desarrollan a partir de un cambio abrupto del gasto de producción y del registro continuo del cambio de presión de fondo respectivo.

Estas pruebas se han convertido en una de las herramientas más poderosas para la caracterización de yacimientos, con su uso se ha avanzado mucho en el área de yacimientos logrando establecer estrategias adecuadas de producción, con el propósito de alcanzar una mayor productividad de los pozos.

En las pruebas de presión ocurre, a tiempos cortos, el efecto de almacenamiento que se presenta como una condición de frontera interna. La influencia de este fenómeno puede modificar significativamente la respuesta de presión²⁰.

El almacenamiento se considera como un efecto que altera el comportamiento de la presión y puede originarse por compresión o expansión de los fluidos, así como por un cambio de nivel de líquido en el pozo. Se ha analizado este efecto por medio de curvas tipo, siendo este un ajuste de análisis por medio de una familia de curvas de decremento de presión⁷, las cuales representan la solución de ecuación de difusividad, considerando el almacenamiento constante. Mediante el uso de la derivada de la presión¹⁷, es posible identificar con precisión el periodo de flujo dominado por el efecto de almacenamiento, es decir, es una magnífica herramienta de diagnóstico.

Durante tiempos cortos ocurren fenómenos que afectan el comportamiento de la presión¹², tales como : el efecto de almacenamiento, la segregación de fases, los fluidos dentro del pozo, fugas a través de tuberías, fracturas, penetración parcial, etc. Cuando se presenta alguno de estos fenómenos, ocurre una anomalía típica en la respuesta de presión.

El efecto de almacenamiento variable está asociado con el fenómeno de redistribución de fases¹⁴, siendo un efecto que dificulta la aplicación de las técnicas de análisis, tales como un ajuste con curvas tipo, el cual está basado en una consideración de almacenamiento constante.

El uso de estas técnicas comúnmente resulta en un error sistemático del modelo para los datos medidos a tiempos cortos. Cuando una prueba se corre durante un tiempo suficientemente grande para desarrollar el flujo radial infinito en el yacimiento, los efectos más serios ocurren a tiempos cortos y ocasionan una reducción en la confiabilidad de la interpretación.

La necesidad de analizar datos de presión afectados por el almacenamiento variable, ha dado como resultado varios esfuerzos para explicar la variación anómala de la presión a través del fenómeno de redistribución de fases^{14,21}.

Por tanto, dada la importancia que tiene el efecto de almacenamiento variable sobre la interpretación de pruebas de presión, este trabajo tiene como objetivo primordial estudiar el fenómeno de almacenamiento variable, tanto física como matemáticamente, tomando como base diversas investigaciones que durante varios años se han venido realizando¹⁸. Con la aplicación de estos modelos se pretende lograr un ajuste más preciso y por tanto, una mejor confiabilidad en los resultados obtenidos de las pruebas de presión.

Finalmente, con dos ejemplos prácticos de campo²², se ilustra la aplicación de los modelos de interpretación con efectos de almacenamiento constante y variable, demostrándose el beneficio logrado en la calidad de los análisis y la confiabilidad de los resultados.

CAPITULO II

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE

II.1 *CONCEPTO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE*

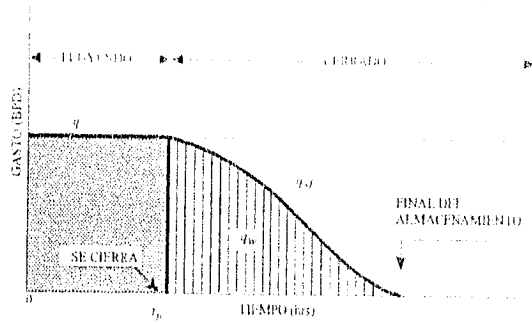
Siempre que se abre o cierra un pozo para registrar una prueba de presión se presentan los efectos de almacenamiento, los cuales modifican la respuesta de presión de los pozos durante los tiempos cortos.

Cuando un pozo se cierra en la superficie, el gasto de flujo en la cara de la formación no cesa inmediatamente, ya que el fluido continúa entrando en el agujero durante un cierto periodo de tiempo hasta que el yacimiento cesa de aportar fluido hacia el pozo, es decir, la cara de la formación queda completamente cerrada al flujo.

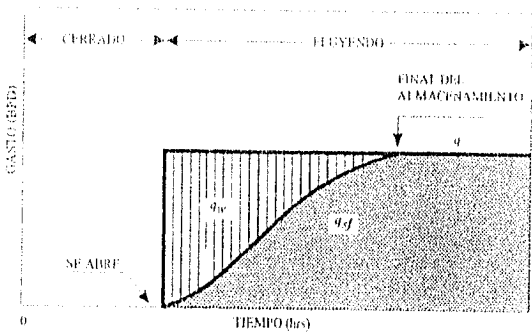
Si un pozo ha estado cerrado y se ha introducido en él una herramienta para medir la variación de la presión, al ser abierto el flujo a la superficie la cara de la formación productora continúa cerrada, de tal manera que el gasto en la superficie proviene únicamente del fluido almacenado en la columna del pozo. Después de un tiempo, durante el cual este gasto va disminuyendo (q_w) y el gasto de la formación (q_{sf}) va aumentando, termina el efecto de almacenamiento cuando el gasto total proviene del yacimiento, es decir que la cara de la formación queda completamente abierta: $q_w = 0$ y $q_{sf} = q$. Este fenómeno del flujo que continúa entrando al pozo en la cara de la formación después del cierre, o cuando el flujo proviene de la columna del pozo al abrirlo en la superficie se conoce como *efecto de almacenamiento*.

La *figura 1* muestra esquemáticamente el efecto de almacenamiento que ocurre en un pozo cuando se abre y cuando se cierra. Cuando se tiene un gasto constante en la superficie, ocurre la suma de dos gastos en sentidos opuestos, esto es, la descarga del pozo q_w que disminuye de q a *cero*, más el flujo de la formación que aumenta de *cero* a q ; por tal motivo para tiempos cortos se presenta el periodo de almacenamiento durante una prueba de variación de presión como se puede observar en la *figura 2*.

El almacenamiento de los pozos se puede desarrollar por compresión o expansión de fluidos o bien por el movimiento de la interfase de fluidos dentro de la columna del pozo.



(a)



(b)

FIG. 1.- EFECTO DE ALMACENAMIENTO EN UN POZO: (a) se cierra, (b) se abre ⁸.

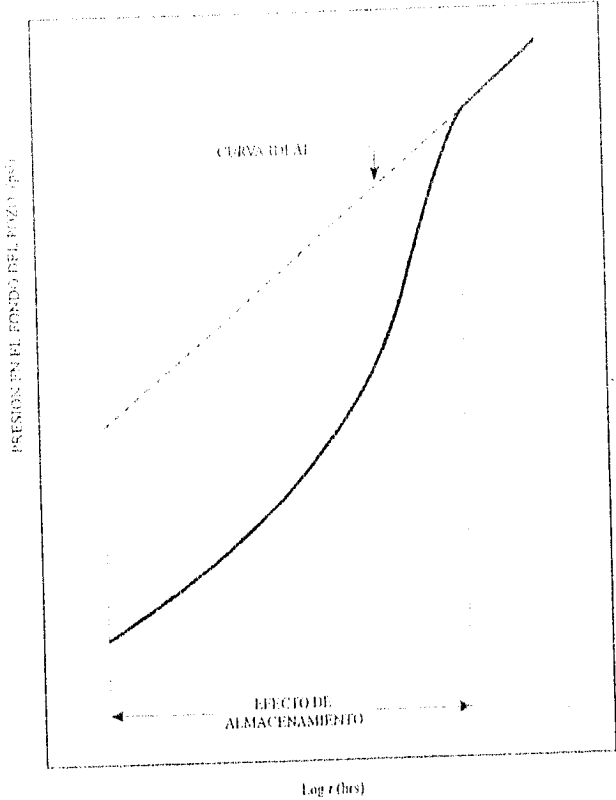


FIG. 2.- EFECTO DE ALMACENAMIENTO DURANTE UNA PRUEBA DE VARIACION DE PRESION.

a) *Por compresión o expansión del fluido.*

Sea un pozo que está completamente lleno de un líquido bajosaturado y que produce a un gasto q constante en la superficie, *figura 3*.

Se tendrá el siguiente balance de masa :

$$\left[\begin{array}{c} \text{Gasto que entra} \\ (q_f B) \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Gasto que sale} \\ (q B) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Gasto almacenado} \\ \text{en el pozo} \end{array} \right]$$

Donde

$$(q_f - q) B = 24 V_w C_w \frac{dp_w}{dt} \quad (1)$$

despejando :

$$q_f = q + 24 \frac{V_w C_w}{B} \frac{dp_w}{dt} \quad (2)$$

Definiendo $C = V_w C_w$, entonces q_f queda de la forma siguiente :

$$q_f = q + \frac{24 C}{B} \frac{dp_w}{dt} \quad (3)$$

Para comprender la solución a problemas de flujo que incluye almacenamiento del pozo, es necesario introducir variables adimensionales :

$$p_D = \frac{K h (p_i - p_w)}{1412 q B \mu} , \quad p_w = p_i - \frac{1412 q B \mu}{K h} p_D \quad (4)$$

$$t_D = \frac{0.0002637 K t}{\phi \mu C_t r_w^2} , \quad t = \frac{\phi \mu C_t r_w^2}{0.0002637 K} t_D \quad (5)$$

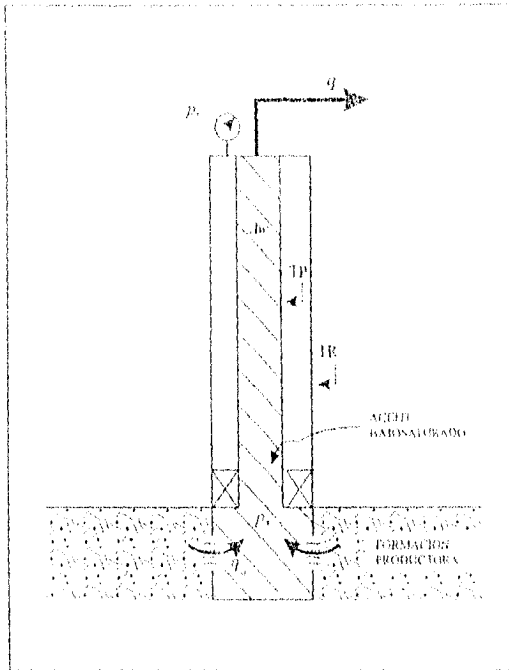


FIG. 3.- ESQUEMA DE UN POZO QUE PRODUCE UN SOLO FLUIDO BAJOSATURADO¹.

De tal manera que:

$$\frac{dp_w}{dt} = \left(\frac{141.2 q B \mu}{K h} \right) \left(\frac{0.0002637 K}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) \frac{dp_w}{dt}$$

$$\frac{dp_w}{dt} = \frac{0.0373 q B}{\phi \mu C_t h r_w^2} \frac{dp_w}{dt} \quad (6)$$

Por tanto, sustituyendo en la ecuación 3 :

$$q_w = q - \frac{0.894 q C'}{\phi C_t h r_w^2} \frac{dp_w}{dt} \quad (7)$$

Definiendo el coeficiente de almacenamiento adimensional como :

$$C_D = \frac{0.894 C'}{\phi C_t h r_w^2} \quad (8)$$

entonces

$$q_w = q \left(1 - C_D \frac{dp_w}{dt} \right) \quad (9)$$

y finalmente

$$\frac{q_w}{q} = 1 - C_D \frac{dp_w}{dt} \quad (10)$$

Esta ecuación representa la condición de frontera interna en un pozo que produce a gasto constante un fluido ligeramente compresible con efecto de almacenamiento.

b) *Por movimiento de una interfase*

Para considerar una interfase de fluidos dentro de la columna del pozo, como se muestra en la *figura 1*, se puede plantear el siguiente balance de masa en el pozo :

$$\left[\begin{array}{c} \text{Gasto que entra} \\ (q_e - B) \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Gasto que sale} \\ (q - B) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Gasto almacenado} \\ \text{en el pozo} \end{array} \right]$$

De donde se obtiene lo siguiente :

$$(q_e - q)B = \frac{24}{5615} \frac{A_w}{dt} \frac{dz}{dt} \quad (11)$$

donde B se supone constante.

La presión en el fondo del pozo es :

$$p_w = p_i + \frac{\rho}{144} \frac{z}{g} \quad (12)$$

$$p_w - p_i = \frac{\rho}{144} \frac{z}{g}$$

Derivando con respecto al tiempo :

$$\frac{d(p_w - p_i)}{dt} = \frac{\rho}{144} \frac{g}{g} \frac{dz}{dt}$$

TABLA 1.1

DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS DE LA TABLA 1.1

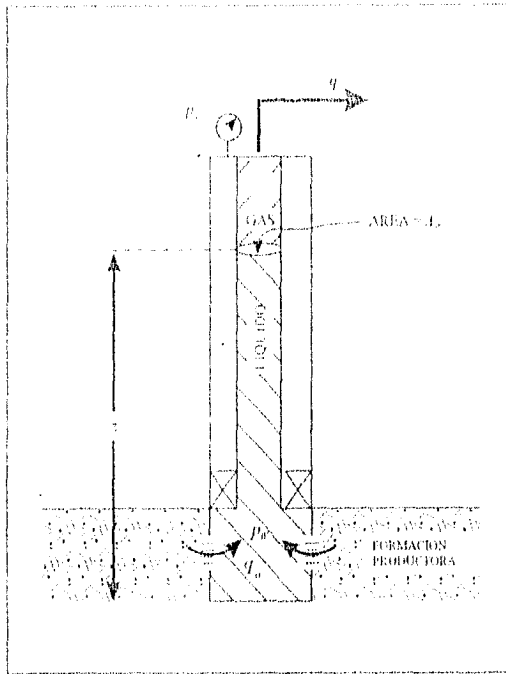


FIG. 4.- ESQUEMA DE UN POZO QUE PRODUCE CON EL MOVIMIENTO DE UNA INTERFASE GAS-LIQUIDO¹.

COEFICIENTE B

El coeficiente de almacenamiento B se puede definir como el cociente entre el cambio de volumen de agua almacenado y el cambio de volumen de agua que se bombea:

$$\frac{dV}{dV_p} = \frac{144 \cdot q_w}{\rho \cdot g} \cdot \frac{d(p_w - p_i)}{dt} \quad (13)$$

sustituyendo en la ecuación 11:

$$(q_w - q) \cdot B = \frac{24 \cdot A_w}{5.615} \cdot \frac{144 \cdot q_w}{\rho \cdot g} \cdot \frac{d(p_w - p_i)}{dt} \quad (14)$$

Por tal motivo el coeficiente de almacenamiento C se puede llegar a escribir como:

$$C = \frac{144 \cdot A_w \cdot q_w}{5.615 \cdot \rho \cdot g} \quad (15)$$

entonces de la ecuación 14 se tiene:

$$q_w = q + \frac{24 \cdot C}{B} \cdot \frac{d(p_w - p_i)}{dt} \quad (16)$$

suponiendo que $p_i = \text{constante}$:

$$q_w = q + \frac{24 \cdot C}{B} \cdot \frac{dp_w}{dt} \quad (17)$$

Esta ecuación es idéntica a la ecuación 3, únicamente el coeficiente de almacenamiento tiene una definición diferente. Por tanto, las ecuaciones 9 y 10 también son válidas para pozos que tienen una interfase.

II.2 COMPORTAMIENTO DE PRESION EN UN POZO CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE

La ecuación de difusividad para flujo radial, introduciendo el concepto del efecto de almacenamiento en el pozo como una condición de frontera interna (ecuación 10), ha sido resuelta y la solución se ha publicado en la literatura especializada⁽¹⁾:

$$p_w(t_w, s, C_D) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \frac{e^{-u^2 t_w} du}{u^2 \left\{ [u C_D s(u) - (1 - C_D s u^2) J_0(u)]^2 + [u C_D s(u) - (1 - C_D s u^2) Y_0(u)]^2 \right\}} \quad (18)$$

La solución analítica se presenta gráficamente en la *figura 5*. A partir de esta solución es posible determinar valores de p_w (y por consiguiente de p_w) para valores dados de t_w , s y C_D . Para tiempos cortos, cuando la formación aún no aporta fluidos, es decir, todo el gasto proviene del fluido almacenado en el pozo, entonces $q_d/q = 0$, y de la ecuación 10 se tiene:

$$0 \approx 1 - C_D \frac{dp_w}{dt_w} \quad (19)$$

Integrando desde $t_w = 0$ (donde $p_w = 0$) hasta t_w :

$$p_w = \frac{t_w}{C_D} \quad (20)$$

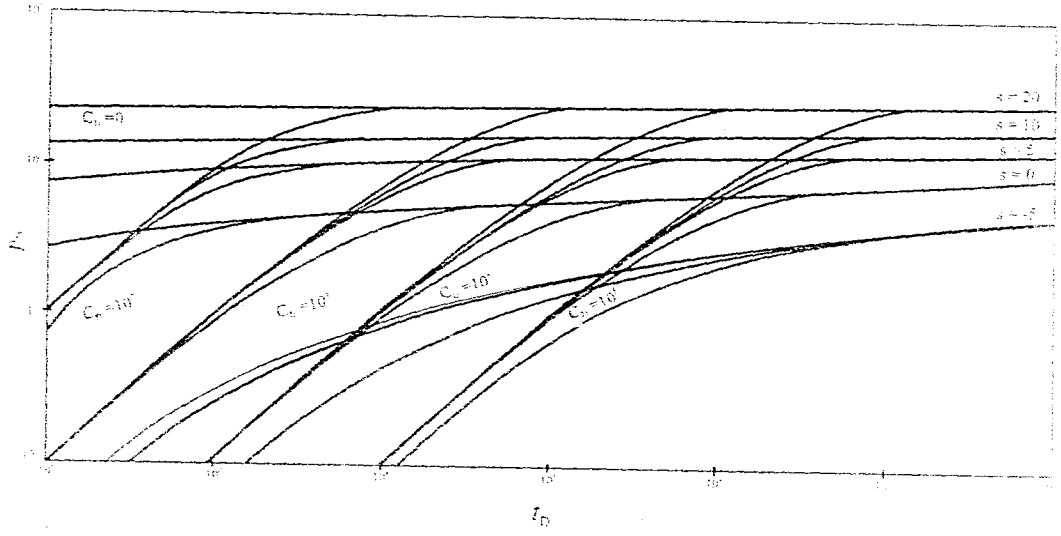


FIG. 5.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION EN UN POZO CON EFECTOS DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO.

Y escribiendo la ecuación anterior en términos logarítmicos :

$$\text{Log } p_b = \text{Log } t_b + \text{Log } C \quad (21)$$

Entonces, cuando $q_d > 0$, al graficar $\text{Log } p_b$ contra $\text{Log } t_b$ se obtiene una línea recta de pendiente unitaria. Esto se observa en la primera porción a tiempos cortos de todas las curvas de la *figura 5*. Además, si la ecuación 20 se convierte a variables reales se obtiene :

$$\Delta p = \frac{q}{24} \frac{B}{C} \frac{t}{C} \quad (22)$$

que también representa una línea recta con pendiente unitaria en coordenadas *log-log*, como se muestra en la *figura 6*. De tal manera que cualquier punto sobre la línea recta satisface a la ecuación 22 y por tanto, a la ecuación 20.

Una vez construido el gráfico de la *figura 6*, eligiendo arbitrariamente un punto cualquiera (la única condición es que esté sobre la línea recta), con los datos de Δp y t correspondientes, se puede estimar el coeficiente de almacenamiento :

$$C = \frac{q}{24} \frac{B}{\Delta p} \frac{t}{C} \quad (23)$$

así como el coeficiente adimensional con la ecuación 8.

CONFIDENCIAL

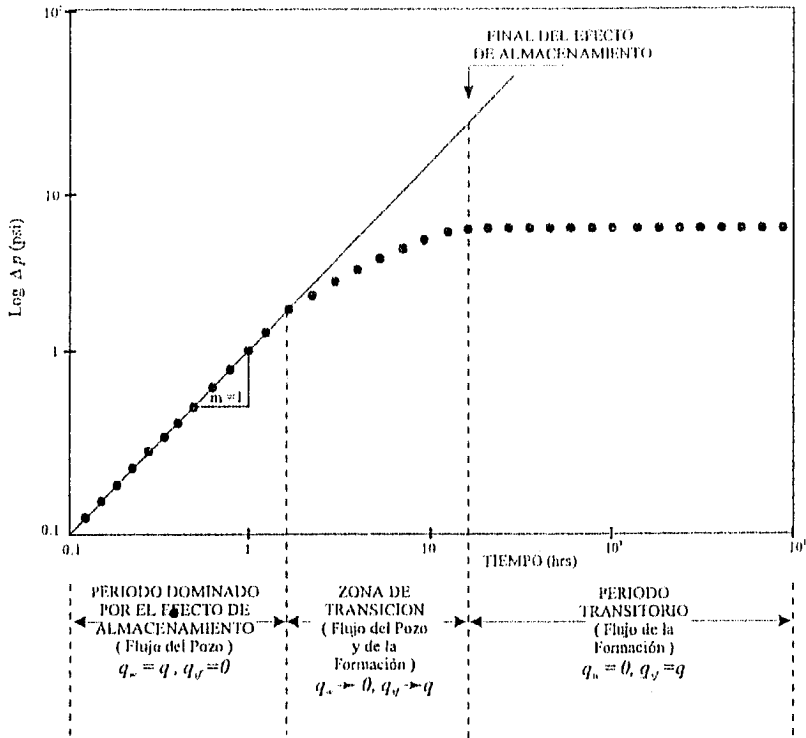


FIG. 6.- GRAFICA DE LOG Δp VS. t QUE DEFINE EL PERIODO DOMINADO POR EL EFECTO DE ALMACENAMIENTO¹².

El coeficiente de almacenamiento varía con respecto al tiempo, observándose en la *figura 7* que a medida que c' es mayor, q_w/q tiende a uno, en un tiempo más grande. Cuando el coeficiente de almacenamiento c' es igual a cero, la relación de gastos q_w/q es igual a 1 para todo tiempo; sin embargo, si el coeficiente de almacenamiento es mayor que cero, la relación de gastos q_w/q cambia gradualmente de cero a uno. En un pozo que produce a gasto constante, una vez que el flujo proveniente de la formación es igual al gasto producido en la superficie, es decir: $q_w = q$ y $q_s = 0$, cesa el efecto de almacenamiento y este tiempo que dura dicho efecto puede estimarse a partir de los tiempos adimensionales leídos en la intersección de las curvas de c_b con las de $c_t = 0$ de la *figura 5*, para $s = 0, 5, 10$ y 20 según se presenta en la *Tabla II.1*⁸.

TABLA II.1 - VALORES DE t_D CORRESPONDIENTES AL FINAL DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO⁸.

COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO ADIMENSIONAL c_b	VALORES DE TIEMPO ADIMENSIONAL, t_D			
	$s = 0$	$s = 5$	$s = 10$	$s = 20$
10^2	6×10^3	7.75×10^3	9.5×10^3	1.3×10^4
10^3	6×10^4	7.75×10^4	9.5×10^4	1.3×10^5
10^4	6×10^5	7.75×10^5	9.5×10^5	1.3×10^6
10^5	6×10^6	7.75×10^6	9.5×10^6	1.3×10^7

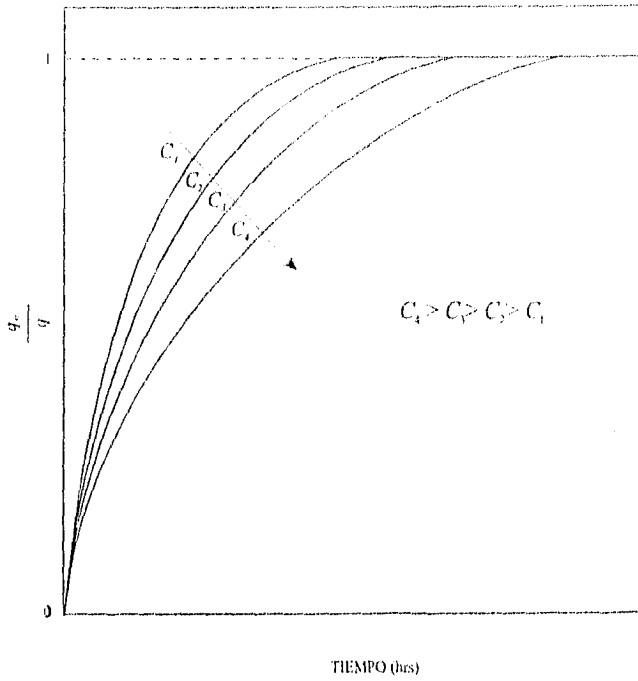


FIG. 7.- COMPORTAMIENTO DE LA VARIACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO CON RESPECTO AL TIEMPO ¹².

CAPITULO II

En la *figura 8* se muestran graficados los valores de la *Tabla II.1* y se obtienen las siguientes expresiones :

$$\log t_D = \log 60 + \log C_D \quad \text{para } s = 0$$

$$\log t_D = \log 77.5 + \log C_D \quad \text{para } s = 5$$

$$\log t_D = \log 95 + \log C_D \quad \text{para } s = 10$$

$$\log t_D = \log 130 + \log C_D \quad \text{para } s = 20$$

y como se ha demostrado⁴, la ecuación general que representa en forma aproximada la terminación de los efectos de almacenamiento está dada por :

$$t_D = (60 + 3.5 s) C_D \quad (24)$$

A partir de este tiempo, *figura 9*, una vez que cesan los efectos de almacenamiento, la formación está totalmente abierta al flujo, es decir que todo el flujo proviene de ella ($q = q_{sf}$), entonces se alcanza el periodo de flujo radial transitorio (infinito) y los datos de presión representan la respuesta del comportamiento del yacimiento, sin los efectos de almacenamiento.

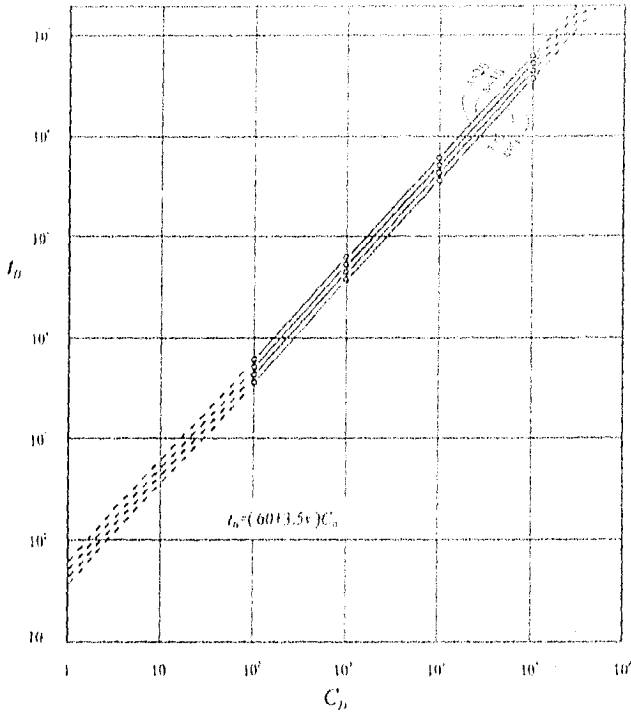


FIG. 8.- REPRESENTACION GRAFICA DEL TIEMPO FINAL DE LOS EFECTOS DE ALMACENAMIENTO ⁸.

IDENTIFICACION DE LOS PERIODOS DE FLUJO EN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UN POZO CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE.

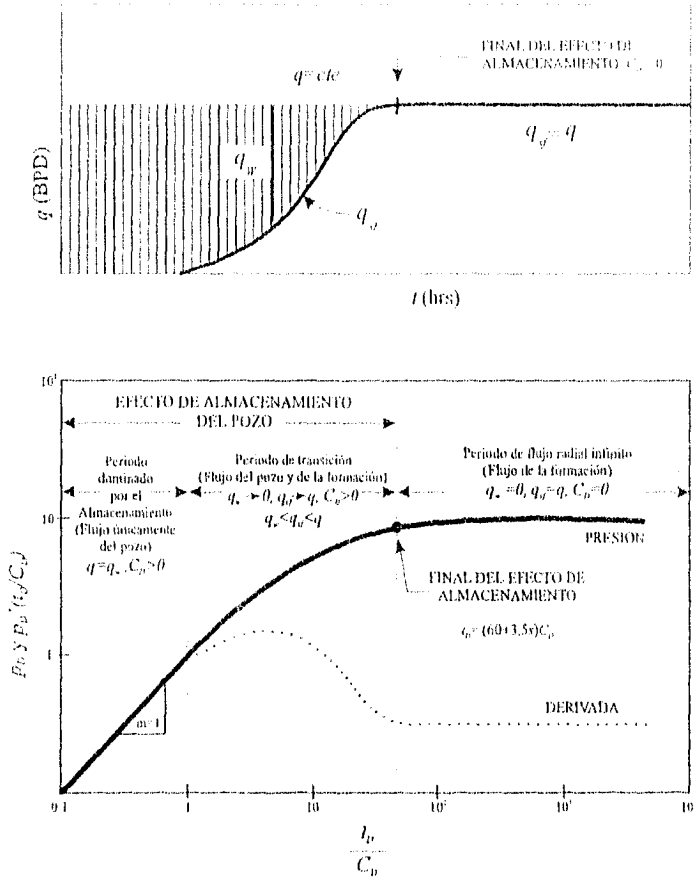


FIG.9.- IDENTIFICACION DE LOS PERIODOS DE FLUJO EN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UN POZO CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE.

II.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Como se ha demostrado¹³, la respuesta de presión de un pozo con efectos de almacenamiento y daño está dado por la ecuación 18, cuyas aproximaciones para tiempos cortos y largos están dadas por la ecuación 20 y por:

$$p_w = \frac{1}{2} \left\{ \ln \left(\frac{t_w}{C_D} \right) + 0.80907 + 2.3 \right\} \quad (25)$$

respectivamente. La ecuación 20 representa la respuesta de presión durante el periodo de flujo dominado por el almacenamiento (línea recta de pendiente unitaria) y la ecuación 25, será la respuesta de presión durante el periodo de flujo radial infinito (solución de línea fuente).

Obteniendo la derivada⁹ de la ecuación 20:

$$p_w' = \frac{d(p_w)}{d\left(\frac{t_w}{C_D}\right)} = 1 \quad (26)$$

Arreglando la ecuación 25 y obteniendo su derivada:

$$p_w = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_w}{C_D} \right) + \ln \left(C_D e^{2.3} \right) + 0.80907 \right] \quad (27)$$

$$p_{b'} = \frac{d(p_{b'})}{d(t_b/C_b)} = \frac{0.5}{t_b/C_b} \quad (27)$$

teniendo las siguientes expresiones para el cálculo de las ecuaciones anteriores:

$$\frac{t_b}{C_b} = \frac{0.000295 K h M}{\mu C} \quad (29)$$

$$C_b e^{2s} = \frac{0.894 C e^{2s}}{\phi h c_i r_w^2} \quad (30)$$

Multiplicando las ecuaciones 26 y 28 por el término t_b/C_b se obtiene :

$$p_{b'} (t_b/C_b) = t_b/C_b \quad (31)$$

$$p_{b'} (t_b/C_b) = 0.5 \quad (32)$$

de tal manera, que para tiempos largos la derivada se vuelve totalmente independiente del término t_b/C_b , es decir, ya no existen efectos de almacenamiento. Esto dió lugar a la curva tipo conocida como "la derivada", la cual presenta una familia de curvas en coordenadas logarítmicas como se muestra en la *figura 10*, y que vino a revolucionar las técnicas de análisis de pruebas de presión en pozos².

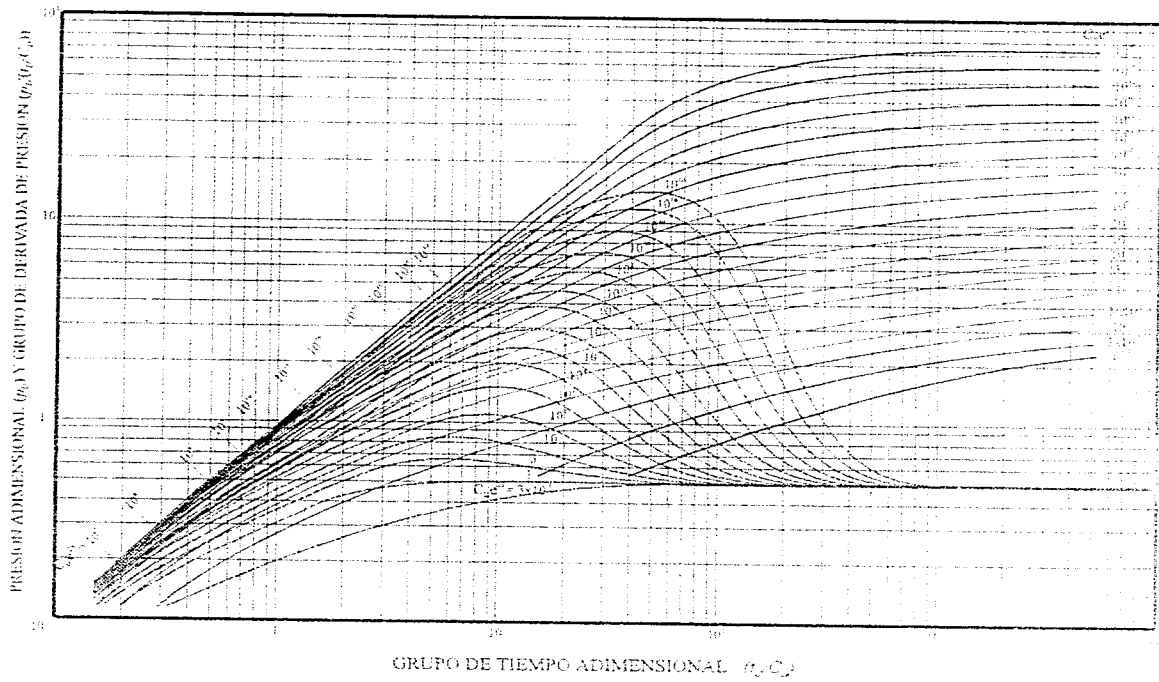


FIG. 10.- COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN UN POZO CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO [1].

Con el uso de la derivada se logró gran confiabilidad en el análisis de pruebas de presión, ya que se eliminó el problema de no-unicidad de solución al permitir un ajuste único de los datos y además, aprovechar la presencia de los datos de tiempos cortos, aquellos influenciados por el almacenamiento del pozo.

Para efectuar el análisis de los datos de una prueba de presión es necesario, construir primero la "curva de datos" constituida por Δp y $\Delta p' \Delta t$ contra Δt , en coordenadas logarítmicas y a la misma escala de la curva tipo. Se usa Δt cuando se trata de una curva de incremento y t para decremento de presión.

Una vez realizado el ajuste de las curvas, como se muestra en la *figura 11*, se anotan los datos correspondientes al punto de ajuste : Δp , $\Delta p' \Delta t$ y Δt de la curva de datos, y p_w , $p_w' (t_w/C_D)$, t_w/C_D y $C_D e^{2s}$ de la curva tipo. Además, se identifica con exactitud donde terminan los efectos de almacenamiento, cuando la derivada alcanza una pendiente igual a cero, es decir, sobre la línea horizontal donde $p_w' (t_w/C_D) = 0.5$ y que corresponde a la convergencia de todas las curvas de la derivada.

A partir de los datos del punto de ajuste se pueden obtener los parámetros característicos del sistema pozo-yacimiento, tales como la permeabilidad de la formación y el factor de daño con las siguientes expresiones :

$$K = \frac{111.2 q R p}{K' h} \left(\frac{p_i^2 (C_e C_b)}{M^2 \Delta C} \right)_{\text{ajuste}} \quad (33)$$

y

$$s = 0.5 \ln \left(\frac{(I_b(C)) (C_e e^{2s})}{h} \right)_{\text{ajuste}} \quad (34)$$

respectivamente. Además, con este análisis se identifica el final del efecto de almacenamiento, se hace el diagnóstico del modelo de yacimiento representativo del sistema en estudio y la determinación de las características de las fronteras, de fracturas, heterogeneidades, fallas, etc.

Muchas veces, por desconocimiento del objetivo de las pruebas de presión, por la falta de un diseño previo o por fallas operativas, no se registran los datos con una duración suficiente para alcanzar todos los periodos de flujo. Una gran cantidad de pruebas se han registrado en estas condiciones, las cuales no eran posible interpretarlas.

Sin embargo, después de la introducción de la derivada a través del ajuste de los datos, aunque fueran únicamente los de tiempos cortos, fue posible hacerlo. En la *figura 12* se ilustra cómo lograr el ajuste de los datos de tiempos cortos para analizar una prueba de presión cuya duración no fue suficiente para alcanzar el periodo de flujo transitorio.

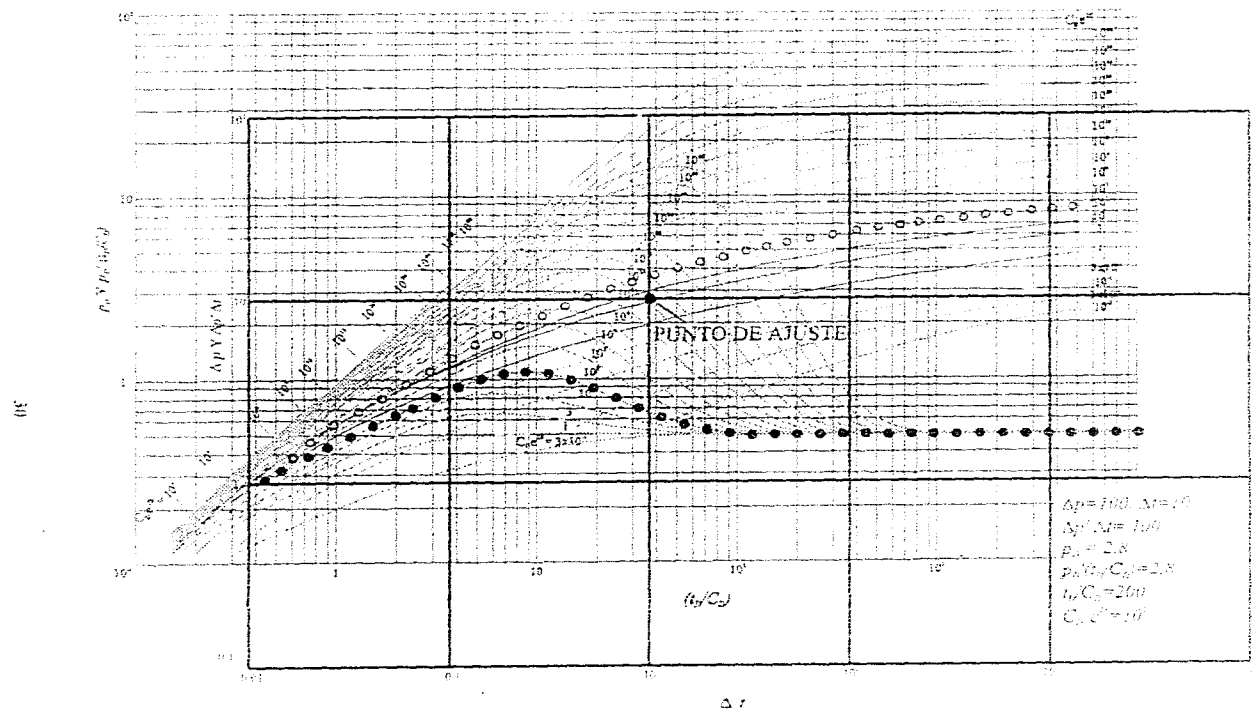


FIG. 11.- ILUSTRACION DE LA TECNICA DE AJUSTE CON CURVAS TIPO DE UNA PRUEBA DE PRESION CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE.

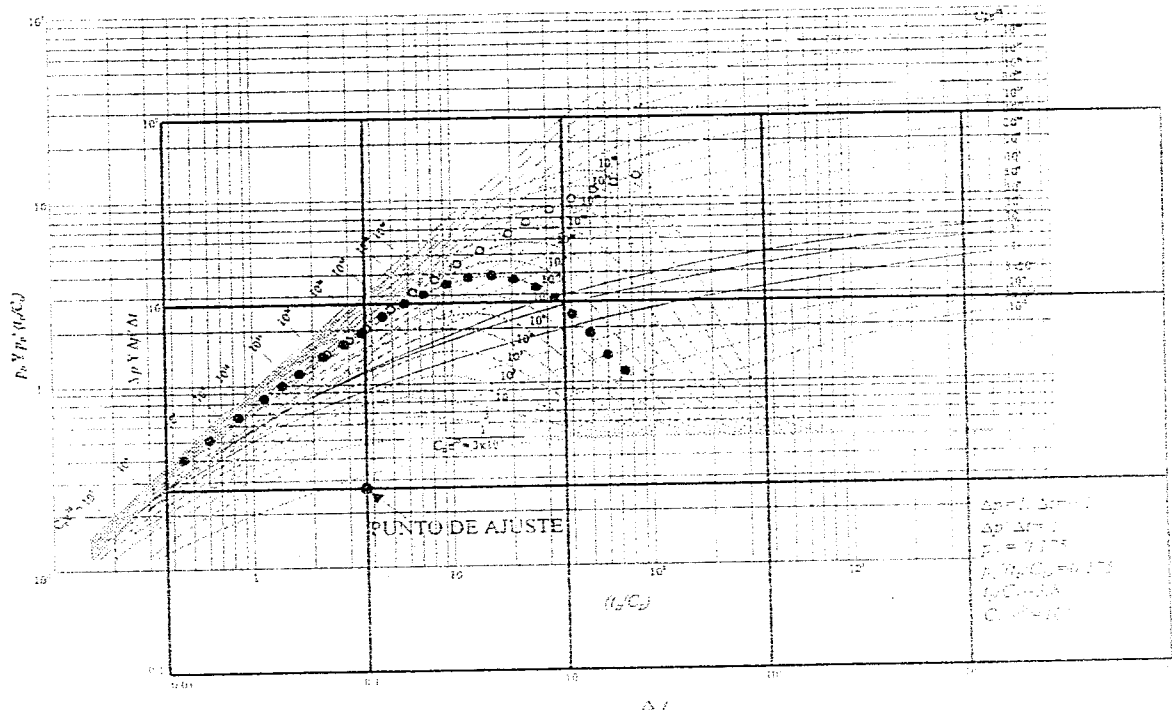


FIG. 12.- ILUSTRACION DEL AJUSTE CON CURVAS TIPO DE UNA PRUEBA DE PRESION CUYOS DATOS ESTAN UNICAMENTE EN EL PERIODO DE ALMACENAMIENTO.

CAPITULO III

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE

III.1 ANOMALIAS QUE SE PRESENTAN EN PRUEBAS DE PRESION

Puede considerarse que la respuesta de presión de un pozo presenta diferentes comportamientos en función del tiempo, definiéndose así la presencia de los distintos periodos de flujo, los cuales a su vez representan las características específicas del sistema pozo-yacimiento. De esta manera, es posible identificar datos de presión a tiempos cortos, intermedios y largos, correspondientes a los efectos del pozo, del yacimiento y de las fronteras, respectivamente. Esto se ilustra en la *figura 13*.

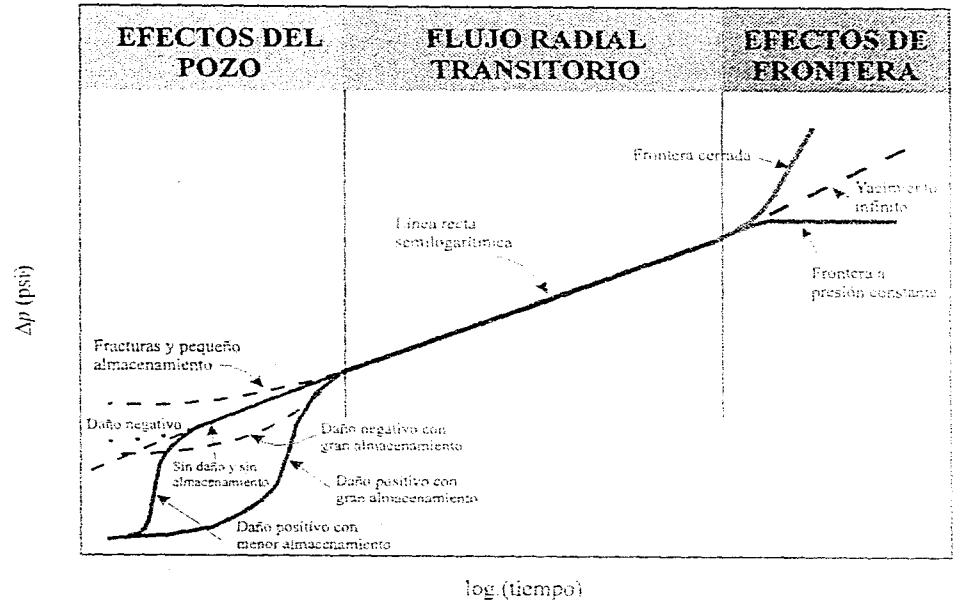


FIG. 13.- COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA RESPUESTA DE PRESIÓN EN LOS POZOS¹.

Como se describió en el Capítulo II, uno de los efectos dominantes durante los tiempos cortos está dado por el fenómeno del almacenamiento; pero además, la respuesta de presión puede presentar otras anomalías causadas típicamente por: los fluidos dentro del pozo, las fallas de empaques, las fugas a través de tuberías (TP o TK), la penetración parcial, las fracturas, etc.

Las variaciones de gastos de producción, los efectos de anisotropía, interferencia de otros pozos, presencia de fronteras, las suspensiones del registro, así como fugas o represionamientos durante el desarrollo de las pruebas, deben ser tomados en cuenta y no tomarse como factores en forma aislada²².

Para llegar a tener una interpretación real y confiable⁵ de la respuesta de presión se debe encontrar la influencia de todos estos factores y manejarlos integralmente²³. Para tiempos cortos se tienen efectos variables del pozo como son: el almacenamiento, el daño, las fracturas, la penetración parcial y el espesor efectivo; mientras que para tiempos largos se tienen efectos del yacimiento como: las interferencias, el gasto, la anisotropía y los efectos de frontera, entre otros. Por otro lado, se pueden presentar los problemas operativos en los cuales están las suspensiones en la adquisición del registro, las fugas en tuberías o empaques, los represionamientos, así como anomalías que resultan de la segregación de las fases y los efectos de almacenamiento, este último analizado con curvas de incremento de presión para diferentes tipos de yacimientos²⁴.

III.2 FENÓMENO DE SEGREGACIÓN DE FASES

La mayoría de las pruebas de presión se realizan mediante el cierre del pozo en la superficie, más que en el fondo, para reducir costos. Sin embargo, el cierre en la superficie permite la entrada de fluido desde el yacimiento durante un periodo de tiempo después del cierre (periodo de almacenamiento). Además, en pozos que contienen las fases de líquido y gas, ocurre un levantamiento preferencial del gas, con respecto al líquido, en la tubería de producción, debido al fenómeno de segregación de fases.

En la práctica existe la necesidad de analizar datos de presión afectados por la segregación de fases. Se ha demostrado⁴ que a tiempos cortos el efecto de segregación de fases actúa similarmente a un pozo con almacenamiento constante. A tiempos intermedios, una curva de incremento de presión se desvía del comportamiento de almacenamiento constante y aparece una forma característica de “joroba” debido al efecto de segregación de fases, *figura 14*. Por tanto, el análisis de los datos sin la identificación correcta del efecto de almacenamiento variable, puede conducir a la estimación incorrecta de los parámetros del yacimiento.

El fenómeno de redistribución de fases⁶⁶ se ha establecido desde dos puntos de vista : estático (columna del pozo) y dinámico (columna del pozo con entrada del yacimiento), por medio de experimentos de laboratorio.

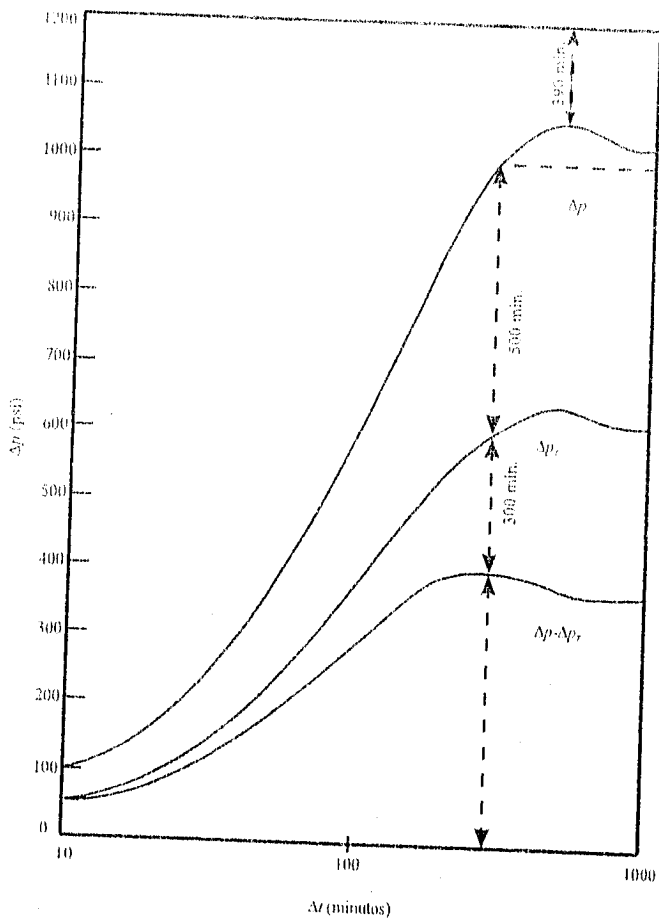


FIG. 14.- INCREMENTO DE PRESION CON EFECTO DE SEGREGACION DE FASES¹⁰.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II.1. EL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LOS ESTADOS SÓLIDO, LÍQUIDO Y GASEOSO

1) Aspecto estático

Para este estudio se considera un cilindro que contiene dos fluidos separados mediante un pistón sin fricción y sin peso, como se muestra en la *figura 15*. La fase líquida se coloca arriba y la fase gaseosa abajo (CILINDRO 1). Para este experimento se supone que el gas no tiene peso y que el líquido es incompresible. Si se llama A a la presión que se tiene en la cima, se aprecia que el gas confinado abajo del pistón está a la presión A más la presión debida a la carga del líquido (P); mientras que si se invierte el cilindro se tendrá ahora a la fase gaseosa en la cima (CILINDRO 2), y por tanto, se tienen las siguientes observaciones :

- a) Si el líquido es incompresible, el pistón no tiene movimiento, así que el gas ocupa el mismo volumen ; por tanto, el gas permanece a la misma presión inicial: $A+P$.
- b) La presión de fondo es ahora la presión ejercida por el gas en la cima del pistón ($A+P$), más la carga del fluido P , resultando así una presión total igual a $(A+2P)$.

De acuerdo con lo analizado, si se cambia la posición de los fluidos, cambia la presión absoluta en la cima y en la base; mientras que la diferencia entre ambas permanece constante. Analíticamente se observa que en el CILINDRO 1 se tiene $(A+P)-A=P$, es decir que $\Delta P=P$, mientras que en el CILINDRO 2 se tiene $(A+2P)-(A+P)=P$, resultando que $\Delta P=P$. Por tanto, se demuestra que en los dos cilindros la diferencia final de sus presiones es igual y permanece constante.

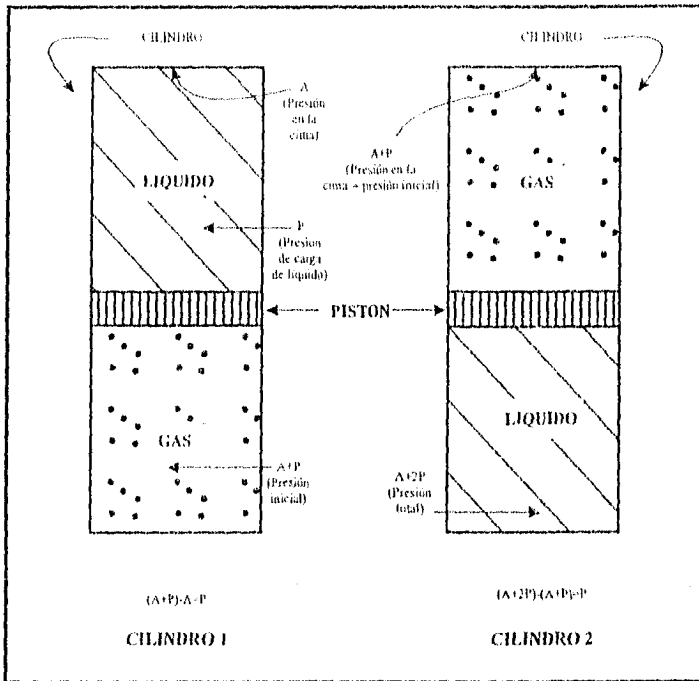


FIG. 15.- EXPERIMENTO DEL ASPECTO ESTÁTICO DEL FENÓMENO DE SEGREGACIÓN DE FASES^{10,21}.

2) Aspecto dinámico

En este caso se tiene un cilindro (que representa la columna del pozo) lleno con glicerina y aire, *figura 16*. En la PRUEBA 1 se mantiene abierta la válvula *B*, mientras que la válvula *C* permanece cerrada ; después se inyecta aire a través de un núcleo ubicado en la base de la columna junto a la válvula *A* ; después de cierto tiempo las válvulas *A* (entrada de aire) y *B* (salida del aire) son cerradas simultáneamente, cuando las burbujas de aire se dispersen suficientemente a través de la columna, resultando un incremento de presión total entre la cima y el fondo siendo aproximadamente de 13 pg. de agua. Aquí se observa la liberación de burbujas de gas.

En este experimento se considera que las burbujas en el pozo son comprimidas por la carga del fluido a medida que el gas es comprimido, lo cuál afecta a la presión. Por otro lado, la liberación subsecuente de gas a través del líquido ocasiona que la presión en las burbujas disminuya debido a la carga del fluido ; sin embargo, el gas que no puede expandirse en un sistema cerrado, ejerce una presión sobre el líquido y la interfase gas-líquido. Esta presión se transmite al fondo del recipiente y si se agrega la presión hidrostática, dará una presión adicional asociada con la liberación de burbujas.

El aumento de la presión en la cima y en la base del recipiente, se debe básicamente al cambio de posición de las fases y a la elevación de las burbujas, siendo directamente proporcional al volumen total de burbujas en la columna.

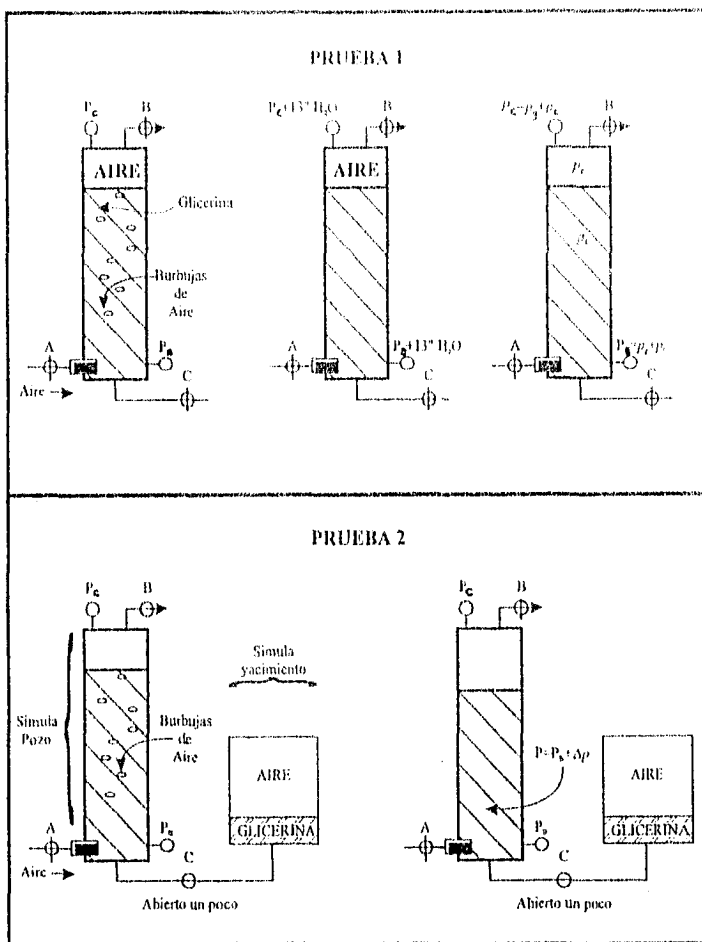


FIG. 16.- EXPERIMENTO QUE ILUSTRAS EL FENOMENO DE SEGREGACION DE FASES²¹.

Mediante la PRUEBA 2 se simula el efecto de decremento de presión en un pozo, con un factor de daño alto y una cantidad considerable de burbujas atrapadas en el líquido del pozo durante el cierre. Usando el mismo cilindro con un recipiente que contiene glicerina y aire, el cuál representa a un yacimiento poroso alrededor del pozo, *figura 16*. Como en el caso anterior, se circula aire a través del núcleo y en el fondo de la columna (válvula A), se abre la válvula B de la cima, mientras que la válvula C es cerrada ligeramente, ocasionando que la presión del aire en el recipiente se ajuste a un valor ligeramente arriba de la presión de fondo fluyendo (p_w). Cuando se alcanza la dispersión estacionaria de burbujas en la columna, se suspende el suministro de aire y se cierra la válvula B. En este momento resulta un cambio o incremento de presión, siendo mucho mayor la presión de este que la presentada a la entrada del flujo, ocasionando que la presión de fondo fluyendo se incremente a un valor mayor que la presión del yacimiento. Esto se debe a que el líquido de la columna es incapaz de fluir hacia el yacimiento de forma rápida para evitar que la presión de fondo fuera anómala debido a la liberación de burbujas. Tomando la presión arriba de la del yacimiento, se observa que el líquido en la columna empieza a regresarse hasta que la presión de fondo fluyendo declina hasta la presión de yacimiento.

Se concluye que el incremento de presión (ΔP) se debe a la elevación de burbujas y a la entrada del líquido proveniente del yacimiento. Además, la presión por la elevación de burbujas es mayor que la presión por la entrada de líquido, provocando que después de este efecto el líquido en la columna (pozo) empiece a fluir hacia el yacimiento, declinando la presión hasta el valor de la presión del yacimiento.

Este comportamiento de la presión de fondo se ilustra en la *figura 17*, representativo de un pozo afectado por el fenómeno de segregación de fases (tipo "joroba").

III.3 EFECTO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE

Los efectos de almacenamiento variable dificultan la aplicación de las técnicas de análisis de las pruebas de variación de presión, tales como las de ajuste con curvas tipo que están basadas en una suposición de almacenamiento constante. El uso de estas técnicas comúnmente resulta en un error de ajuste entre el modelo y los datos reales a tiempos cortos.

Por varios años se han estudiado los distintos factores que afectan la respuesta de presión, como por ejemplo los efectos de fronteras del yacimiento, heterogeneidades y fracturas, almacenamiento del pozo, efectos de daño, prácticas de terminación⁶, etc. Se ha demostrado también que el fenómeno de redistribución de fases es un efecto de almacenamiento¹⁴. Este fenómeno ocurre en un pozo que se cierra con flujo simultáneo de líquido y gas en la tubería de producción ; cuando un pozo se cierra en la superficie¹⁰, los efectos gravitacionales hacen que el líquido caiga y el gas se levante hasta la superficie.

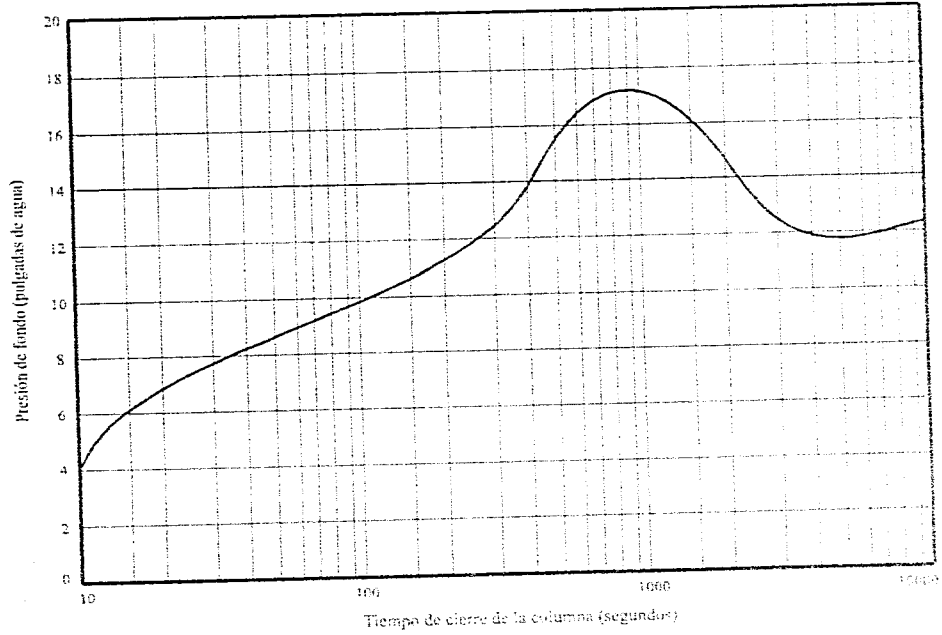


FIG. 17.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO AFECTADO POR EL FENOMENO DE SEGREGACION DE FASES¹⁰.

Debido a la incompresibilidad del líquido y a la inhabilitación del gas para expandirse en un sistema cerrado, ocurre un incremento neto en la presión del pozo causado por la redistribución de fases. Cuando sucede este fenómeno, la presión incrementada en el pozo es liberada hacia la formación y el equilibrio entre el pozo y el yacimiento será eventualmente alcanzada. Sin embargo, a tiempos cortos la presión puede incrementarse arriba de la presión de la formación, creando una "joroba" o anomalía en el incremento de la presión que no puede analizarse con las técnicas convencionales.

Si se considera un pozo donde ocurre el fenómeno de redistribución de fases, también deberá ocurrir el efecto de almacenamiento variable en el pozo. Como se demostró anteriormente, en un pozo con efectos de almacenamiento, este efecto puede ser representado por la ecuación 10, y el efecto del gasto variable en la cara de la formación sobre la presión del pozo será :

$$\frac{dp_w}{dt_w} = \frac{1}{C_v} \left(1 - \frac{q_{st}}{q} \right) \quad (35)$$

En realidad no todos los cambios de presión en el pozo pueden atribuirse a los efectos de almacenamiento, sino que algo del cambio de la presión es causado por redistribución de fases. Por tanto, la ecuación 35 puede ser modificada agregando un término que describe el cambio de presión causado por la redistribución de fases⁴⁴:

$$\frac{dp_w}{dt_w} = \frac{1}{C_v} \left(1 - \frac{q_{st}}{q} + \frac{dp_w}{dt_w} \right) \quad (36)$$

donde :

$$p_{so} = \frac{K h p_o}{141.2 q B \mu} \quad (37)$$

La ecuación 36 puede ser arreglada en la forma de la ecuación 10 para demostrar la dependencia de q_{ij} :

$$\frac{q_{ij}}{q} = 1 - C_v \left(\frac{dp_{so}}{dt_o} - \frac{dp_{so}}{dt_w} \right) \quad (38)$$

Definiendo el concepto de "coeficiente de pseudo-almacenamiento" de la siguiente manera¹⁴ :

$$C_{e_o} = C_v \left(1 - \frac{dp_{so}}{dt_o} / \frac{dp_{so}}{dt_w} \right) \quad (39)$$

Este coeficiente de pseudo-almacenamiento plantea el hecho de que la redistribución de fases constituye una forma de almacenamiento variable en el pozo. De esta manera, según la ecuación 39 :

$$\text{Cuando } \left. \begin{array}{l} \frac{dp_{so}}{dt_o} \geq 0, \quad C_{e_o} \leq C_v \\ \frac{dp_{so}}{dt_o} > \frac{dp_{so}}{dt_w}, \quad C_{e_o} < 0 \end{array} \right\}$$

El primer caso indica que el efecto de redistribución de fases siempre causará una disminución del coeficiente de pseudo-almacenamiento ; mientras que cuando el coeficiente de almacenamiento llega a ser negativo, indica una inversión en la dirección de flujo.

Considerando el proceso físico de la redistribución de fases, pueden inferirse ciertas propiedades de la función de presión de redistribución de fases (p_w), aunque no sea posible determinar la forma funcional¹⁴.

Si las fases líquido y gas, antes de cerrar el pozo, se comportan como un fluido homogéneo (que el pozo no cabecece), la función de presión debe tener un valor de cero al tiempo cero (en el momento del cierre), es decir :

$$\lim_{t_w \rightarrow 0} p_w = 0 \quad (40)$$

A tiempos largos, cuando termine la redistribución de fases su derivada con respecto al tiempo debe ser cero :

$$\lim_{t_w \rightarrow \infty} \frac{dp_w}{dt_w} = 0 \quad (41)$$

Si además se especifica que no existe gas en solución en la fase líquida, entonces la función p_w debe crecer monótonicamente a su máximo valor :

$$\lim_{t_w \rightarrow \infty} p_w = C_w \quad (42)$$

donde C_w es una constante que representa el máximo cambio de presión por redistribución de fases y está dada por :

$$C_w = \frac{K h C_g}{141.2 q B R} \quad (43)$$

Considerando el efecto de baches o burbujas de gas que se levantan a través de una columna de líquido, cuando el primer bache o burbuja de gas alcanza la superficie después de cerrar el pozo, la presión debe incrementarse en alguna cantidad. Este incremento de presión provoca una disminución del volumen y un incremento de la densidad de todos los baches o burbujas de gas, lo cual a su vez ocasiona una reducción en la velocidad de levantamiento de todo el gas remanente, de tal manera que decrece la rapidez del cambio de la presión. Por tanto, es posible que al inicio la presión de redistribución de fases (p_w) se levante rápidamente y después alcance suavemente su máximo valor (C_w).

Este razonamiento cumple con las condiciones de las ecuaciones 40 a 42 y permite establecer la siguiente representación funcional¹⁴:

$$p_w = C_w \left(1 - e^{-t/\alpha_w} \right) \quad (44)$$

La ecuación 44 es una función exponencial que permite modelar el fenómeno de la redistribución de fases como un efecto de almacenamiento variable.

El término α_D es el tiempo adimensional que dura la redistribución de fases y está dado por :

$$\alpha_D = \frac{0.000264 K \alpha}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (45)$$

donde α dependerá principalmente de aquellos factores que controlan el tiempo de levantamiento de un bache o de una burbuja de gas en el pozo.

Para conocer el comportamiento de la presión en pozos con la presencia de los efectos de almacenamiento variable, es necesario incorporar el fenómeno de redistribución de fases (o segregación) en la ecuación de difusividad. Si se tiene un flujo radial en un yacimiento infinito, homogéneo e isótropo de un fluido de compresibilidad pequeña, entonces la ecuación de difusividad es :

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (46)$$

Con las siguientes condiciones de frontera :

$$p_D (r_D, 0) = 0 \quad (47)$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} p_D (r_D, t_D) = 0 \quad (48)$$

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = 1 - C_D \left(\frac{d p_{Dv}}{d t_D} - \frac{d p_{Dw}}{d t_D} \right) \quad (49)$$

$$p_{Dv} = \left[p_D - S \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1} \quad (50)$$

CONCLUSIÓN III

Varios autores¹⁴ han demostrado que este problema también puede escribirse como una integral de convolución para explicar el efecto de almacenamiento. Por tanto,

$$p_{wb}(t) = \int_0^L \left\{ 1 - C_D \left[\frac{dp_w(\tau)}{d\tau} - \frac{dp_{wb}(\tau)}{d\tau} \right] \right\} \cdot \frac{dp_w(t-\tau)}{dt} d\tau + s \left\{ 1 - C_D \left[\frac{dp_w(t)}{dt} - \frac{dp_{wb}(t)}{dt} \right] \right\} \quad (51)$$

por otro lado, si $\mathcal{L}\{p_w$ es la transformada de Laplace para un pozo en un yacimiento con $s = 0$ y C_D (es decir, sin daño ni almacenamiento), se encontró¹⁷ entonces :

$$\mathcal{L}\{p_w\} = \frac{K_0(\sqrt{z})}{z^{3/2} K_1(\sqrt{z})} \quad (52)$$

De esta manera se puede demostrar¹⁷ que la transformada de Laplace de la caída de presión adimensional con efectos de daño y almacenamiento constante está dada por :

$$\mathcal{L}\{p_{wb}\} = \frac{z \mathcal{L}\{p_w\} + s}{z [1 + C_D z (z \mathcal{L}\{p_w\} + s)]} \quad (53)$$

Por tanto, involucrando la función de presión de almacenamiento variable o de redistribución de fases, se obtiene la transformada de Laplace de la caída de presión adimensional con efecto de almacenamiento variable¹⁴:

$$\mathcal{L}\{p_{wb}\} = \frac{[z \mathcal{L}\{p_w\} + s] [1 + C_D z^2 \mathcal{L}\{p_w\}]}{z [1 + C_D z (z \mathcal{L}\{p_w\} + s)]} \quad (54)$$

Esta es una solución general, ya que no se han puesto restricciones sobre p_w o p_{sw} , excepto que estas funciones son transformables en el plano de Laplace. Entonces, si p_w representa algún tipo especial de yacimiento, la solución de la presión para las condiciones de dicho yacimiento puede encontrarse previamente. Este planteamiento también es aplicable a la función de presión de almacenamiento variable (redistribución de fases). Encontrando la transformada de Laplace de la ecuación 44 se tiene :

$$\mathcal{L}\{p_{sw}\} = \mathcal{L}\left\{C_w(1 - e^{-t_0/\alpha_w})\right\} = C_w \mathcal{L}\left\{(1 - e^{-t_0/\alpha_w})\right\} = C_w \left[\mathcal{L}\{1\} - \mathcal{L}\left\{e^{-t_0/\alpha_w}\right\} \right]$$

$$\mathcal{L}\{p_{sw}\} = \frac{C_w}{z} - \frac{C_w}{s + 1/\alpha_w} \quad ; \quad z > -\frac{1}{\alpha_w} \quad (55)$$

Por otro lado, también se ha demostrado que para tiempos largos, la ecuación 52 se simplifica a la solución de línea fuente, porque $\sqrt{z} K_1(\sqrt{z}) \rightarrow 1$ cuando $z \rightarrow 0$ o $t_0 \rightarrow \infty$, entonces :

$$\mathcal{L}\{p_w\} = \frac{1}{z} K_0(\sqrt{z}) \quad (56)$$

Una aproximación adicional para tiempos largos, puede obtenerse considerando que cuando $t_0 \rightarrow \infty$, $s \rightarrow 0$ y $K_0(\sqrt{z}) \rightarrow -\left[\ln\left(\frac{\sqrt{z}}{2}\right) + \gamma \right]$, donde $\gamma = 0.5772$ (constante de Euler). Por tanto, la ecuación 56 se convierte en :

$$J. \{p_w\} = - \frac{1}{z} \left\{ \ln \left[\frac{\sqrt{z}}{2} \right] + \gamma \right\} \quad (57)$$

Para involucrar el efecto de almacenamiento variable en la respuesta de presión en un pozo cuyo comportamiento está dado por la solución de la ecuación de difusividad (ecuación 52), es necesario solamente combinar la ecuación 55 con las diferentes expresiones dadas por las ecuaciones 52, 56 y 57. De esta manera, sustituyendo las ecuaciones 52 y 55 en la ecuación 54 :

$$J. \{p_{wo}\} = \frac{\left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right] \left[1 + C_D C_{SD} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + 1/\alpha_D} \right) \right]}{z \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right] \right\}} \quad (58)$$

Esta ecuación representa la presión en un pozo considerando como "cilindro fuente". De igual forma si se supone una "línea fuente", sustituyendo las ecuaciones 55 y 56 en la ecuación 54 :

$$J. \{p_{wp}\} = \frac{\left[K_0(\sqrt{z}) + s \right] \left[1 + C_D C_{SD} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + 1/\alpha_D} \right) \right]}{z \left\{ 1 + C_D z \left[K_0(\sqrt{z}) + s \right] \right\}} \quad (59)$$

Para tiempos largos, combinando las ecuaciones 54, 55 y 57 se obtiene la siguiente aproximación :

$$\mathcal{L}\{p_w\} = \frac{\left[s - \ln\left(\frac{\sqrt{z}}{2}\right) - \gamma \right] \left[C_D C_M z^2 \left(\frac{1}{z} + \frac{1}{z + \frac{1}{\alpha_D}} \right) \right]}{z \left[1 + C_D z \left[s - \ln\left(\frac{\sqrt{z}}{2}\right) - \gamma \right] \right]} \quad (60)$$

La aproximación para tiempos largos de la función p_w puede obtenerse a partir de las ecuaciones 58, 59 y 60 tomando en cuenta que :

$$z^2 \left[\frac{1}{z} + \frac{1}{z + \frac{1}{\alpha_D}} \right] \rightarrow 0 \quad \text{cuando} \quad z \rightarrow 0 \quad (t_D \rightarrow \infty)$$

Entonces estas ecuaciones se reducen a la solución de la ecuación de difusividad con efectos de almacenamiento y daño¹³ :

$$p_w \approx p_D + s \quad (61)$$

También, de la ecuación 58 puede obtenerse la aproximación para tiempos cortos, si el coeficiente de almacenamiento variable es $C_{dv} = 0$:

$$\mathcal{L}\{p_w\} = \frac{\left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right] [1 + 0]}{z + C_D z^2 \left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right]} \approx \frac{\left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right]}{C_D z^2 \left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right]}$$

$$\mathcal{L}\{p_w\} = \frac{1}{C_D z^2} \quad (62)$$

Además, como $z \left\{ \frac{1}{z} + \left[\frac{1}{z} + \frac{1}{\alpha_D} \right] \right\} \rightarrow \frac{1}{\alpha_D}$ para z grandes, entonces de la ecuación 58 :

$$L \{ p_{ab} \} = \frac{\left[\frac{K_0 (\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1 (\sqrt{z})} + s \left[1 + C_b C_{ab} \left(\frac{1}{\alpha_D} \right) \right] \right]}{z \left\{ 1 + C_b z \left[\frac{K_0 (\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1 (\sqrt{z})} + s \right] \right\}} = \frac{1}{C_b z^2} \left[1 + C_b C_{ab} \left(\frac{1}{\alpha_D} \right) \right]$$

$$L \{ p_{ab} \} = \frac{1}{C_b z^2} + \frac{C_{ab}}{\alpha_D z^2} \quad (63)$$

Y p_{ab} puede escribirse como :

$$p_{ab} = \frac{I_0}{C_b} + C_{ab} \frac{I_0}{\alpha_D} \quad (64)$$

$$p_{ab} = I_0 \left(\frac{1}{C_b} + \frac{C_{ab}}{\alpha_D} \right)$$

$$p_{ab} = \frac{I_0}{C_{ab}} \quad (65)$$

La ecuación 65 muestra que cuando existe un efecto de almacenamiento variable, puede tenerse una representación matemática muy similar al caso de almacenamiento constante, a tiempos cortos, donde el coeficiente de

almacenamiento estará dado por el término C_D , esto ocurrirá a tiempos cortos, seguido por un periodo de transición dominado por el almacenamiento variable y después, a tiempos posteriores el pozo presentará un almacenamiento constante, controlado por C_D únicamente².

Para obtener valores de presión adimensional representativos del comportamiento de la presión en pozos con efectos de almacenamiento variable (redistribución de fases), es necesario realizar la inversión de las ecuaciones 58, 59 ó 60. Como estas expresiones son demasiado complicadas para su inversión analítica, se obtuvo la transformada inversa de Laplace en forma numérica, tal como se consigna en un trabajo previo⁴. En esta referencia se presentan los resultados obtenidos de la inversión y cálculos hechos con las ecuaciones 58, 59 y 60 para diferentes valores de C_D y s . De esta manera se demostró la excelente concordancia con datos reportados previamente en la literatura¹³, y que la ecuación 60 es suficientemente exacta para obtener los valores de presión adimensional. Para facilitar el cálculo de p_D en las pruebas de variación de presión, C_D de la ecuación 65 se usó como una variable, en lugar de α_D (que es más difícil de obtener). Los resultados de la inversión⁴ se muestra en la *Tabla III.1*⁴.

TABLE 1.1 - PRENSION ADIMENSIONAL DE UN POZO CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO VARIABLE¹

h_e	$C_{AD} = 20, C_D = 100$			$C_{AD} = 20, C_D = 1000$			$C_{AD} = 20, C_D = 10000$		
	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$
	$C_{AD} = 1$			$C_{AD} = 1$			$C_{AD} = 1$		
100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
100000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1000000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
h_D	$C_{AD} = 20, C_D = 100$			$C_{AD} = 20, C_D = 1000$			$C_{AD} = 20, C_D = 10000$		
	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$
	$C_{AD} = 10$			$C_{AD} = 10$			$C_{AD} = 10$		
100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
100000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1000000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
h_D	$C_{AD} = 20, C_D = 100$			$C_{AD} = 20, C_D = 1000$			$C_{AD} = 20, C_D = 10000$		
	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$
	$C_{AD} = 100$			$C_{AD} = 100$			$C_{AD} = 100$		
100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
5000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
100000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1000000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

REPRESENTACION DE LA DISTRIBUCION DE LA VELOCIDAD DE LOS VEHICULOS EN UN CARRETERO EN UN MOMENTO DETERMINADO DE LA JORNADA

TABLA III.1. (CONTINUACION)

t_D	$C_{aD} = 100, C_D = 1000$			$C_{aD} = 100, C_D = 10000$			$C_{aD} = 1000, C_D = 10000$		
	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$
	$C_{4D} = 1$			$C_{4D} = 1$			$C_{4D} = 1$		
100	0.6748	0.6992	0.6917	0.6760	0.6351	0.6383	0.09583	0.06805	0.09205
200	0.9841	1.024	1.029	0.9772	0.9809	0.8811	0.1895	0.1846	0.1846
500	1.326	1.450	1.467	1.079	1.010	1.511	0.4068	0.4115	0.4115
1000	1.830	1.878	1.941	1.072	1.093	1.636	0.2813	0.2905	0.2918
2000	2.145	2.750	2.841	1.142	1.133	1.131	0.2997	1.025	1.325
5000	3.223	4.911	5.552	1.360	1.427	1.437	1.359	1.453	1.458
10000	4.189	1.712	4.438	1.699	1.900	1.940	1.715	1.500	1.941
20000	4.968	11.23	14.18	2.293	2.734	2.811	2.312	2.750	2.533
50000	5.659	14.66	21.95	3.623	4.780	5.355	3.650	4.985	5.558
100000	6.188	15.95	25.50	4.932	7.020	8.949	4.885	7.904	8.931
200000	6.478	16.41	26.53	5.936	11.68	14.19	5.957	11.68	14.33
500000	6.955	16.97	28.91	6.804	15.80	22.60	6.651	15.80	22.60
1000000	7.385	17.50	27.28	7.237	17.94	28.32	7.237	17.04	28.32
2000000	7.655	17.65	27.64	7.621	17.56	27.47	7.621	17.56	27.47
5000000	8.115	18.11	28.11	8.102	18.08	28.08	8.102	18.08	28.08
10000000	8.463	18.46	28.46	8.456	18.45	28.45	8.456	18.45	28.45
t_D	$C_{aD} = 100, C_D = 1000$			$C_{aD} = 100, C_D = 10000$			$C_{aD} = 1000, C_D = 10000$		
	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$
	$C_{4D} = 10$			$C_{4D} = 10$			$C_{4D} = 10$		
100	0.9350	0.9566	0.9185	0.9303	0.9522	0.9524	0.09935	0.09955	0.09917
200	1.769	2.852	1.859	1.808	1.815	1.811	0.1916	0.1987	0.1981
500	3.760	4.079	4.076	3.917	3.946	3.950	0.4857	0.4801	0.4835
1000	5.847	4.846	4.768	4.278	4.376	4.368	0.8434	0.9520	0.9546
2000	7.874	9.857	9.825	8.505	8.734	8.770	1.754	1.833	1.833
5000	7.018	11.20	17.92	9.482	10.14	10.28	3.859	4.016	4.078
20000	5.876	12.66	15.13	9.102	10.36	10.67	6.107	6.648	6.776
50000	5.514	13.86	18.42	8.137	10.67	11.19	8.049	9.325	9.846
200000	3.811	15.56	21.31	7.303	11.55	12.78	8.097	11.91	13.00
500000	6.152	18.61	25.58	6.159	12.32	13.08	7.081	13.07	15.53
1000000	6.500	18.48	28.57	6.585	14.56	18.61	6.659	14.54	18.74
2000000	6.961	18.91	26.92	6.933	16.35	24.65	6.938	16.34	24.69
5000000	7.310	17.50	23.29	7.290	17.15	28.80	7.290	17.18	26.81
10000000	7.658	17.85	27.65	7.816	17.59	27.50	7.616	17.59	27.50
20000000	8.116	18.11	28.11	8.111	18.09	28.87	8.111	18.09	28.87
50000000	8.463	18.46	28.46	8.460	18.45	28.44	8.460	18.45	28.44
t_D	$C_{aD} = 100, C_D = 1000$			$C_{aD} = 100, C_D = 10000$			$C_{aD} = 1000, C_D = 10000$		
	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$	$s=0$	$s=10$	$s=20$
	$C_{4D} = 100$			$C_{4D} = 100$			$C_{4D} = 100$		
100	0.9716	0.9918	0.9937	0.9921	0.9948	1.9550	0.09973	0.09990	0.09996
200	1.902	1.968	1.975	1.972	1.979	1.980	0.1989	0.1996	0.1997
500	4.408	4.601	4.648	4.636	4.670	4.674	0.4946	0.4981	0.4985
1000	8.223	9.245	9.399	9.374	9.459	9.563	0.9602	0.9902	0.9978
2000	14.93	17.13	17.69	17.64	18.02	18.08	1.928	1.960	1.970
5000	22.96	34.27	36.98	36.97	38.79	39.10	4.601	4.813	4.819
10000	24.95	47.84	53.41	53.63	61.32	62.34	6.502	9.274	8.400
20000	18.37	49.75	61.66	61.61	80.77	81.68	14.95	17.24	17.72
50000	8.513	25.81	45.94	31.54	80.78	89.57	25.74	34.70	37.15
100000	6.780	17.38	29.57	28.37	61.05	78.81	29.59	49.09	55.95
200000	6.765	18.56	26.77	13.32	42.78	62.40	22.55	51.13	65.94
500000	7.076	17.04	27.03	8.265	22.14	38.89	9.911	24.12	47.03
1000000	7.356	17.35	27.34	7.816	18.07	29.52	9.928	18.57	27.09
2000000	7.640	17.68	27.67	7.689	17.67	22.88	7.914	17.95	27.97
5000000	8.121	18.12	28.12	8.704	18.12	28.12	8.705	18.19	28.16
10000000	8.468	18.47	28.47	8.706	18.70	28.49	8.706	18.70	28.49

En la *figura 18* se ilustra un ejemplo de las curvas de $\log p_w$ vs. $\log t_w$, aquí se nota que a tiempos largos las curvas con y sin almacenamiento variable coinciden ; mientras que a tiempos cortos, es notable el efecto de la redistribución de fases. A tiempos intermedios, las curvas con almacenamiento variable tienden a alejarse desde el comportamiento de almacenamiento aparente hasta el verdadero. Para valores grandes de C_{3D} es evidente el efecto de “joroba”, mientras que para valores pequeños de C_{3D} el efecto es bastante reducido.

También se ha demostrado⁴ que cuando $C_D > C_{3D}$ y $C_D > 0$, se genera un incremento exponencial en el almacenamiento del pozo, lo cual se ilustra en la *figura 19*. Y en la *figura 20* se muestra el caso de un efecto de almacenamiento que disminuye exponencialmente, cuando $C_D < C_{3D}$ y $C_D < 0$. La aplicación del modelo de almacenamiento variable creciente y/o decreciente a datos de campo, llevó a la conclusión de que en algunos casos se requería una función diferente a la exponencial para representar el comportamiento de la presión con un efecto más pronunciado de almacenamiento variable⁴.

Por tanto, se encontró que entre las funciones que cumplen con las condiciones establecidas por las ecuaciones 40 a 42 y que además, presentan características representativas de los datos de campo, está la siguiente :

$$p_w = C_{3D} \operatorname{erf} \left(\frac{t_w}{\alpha_D} \right) \quad (66)$$

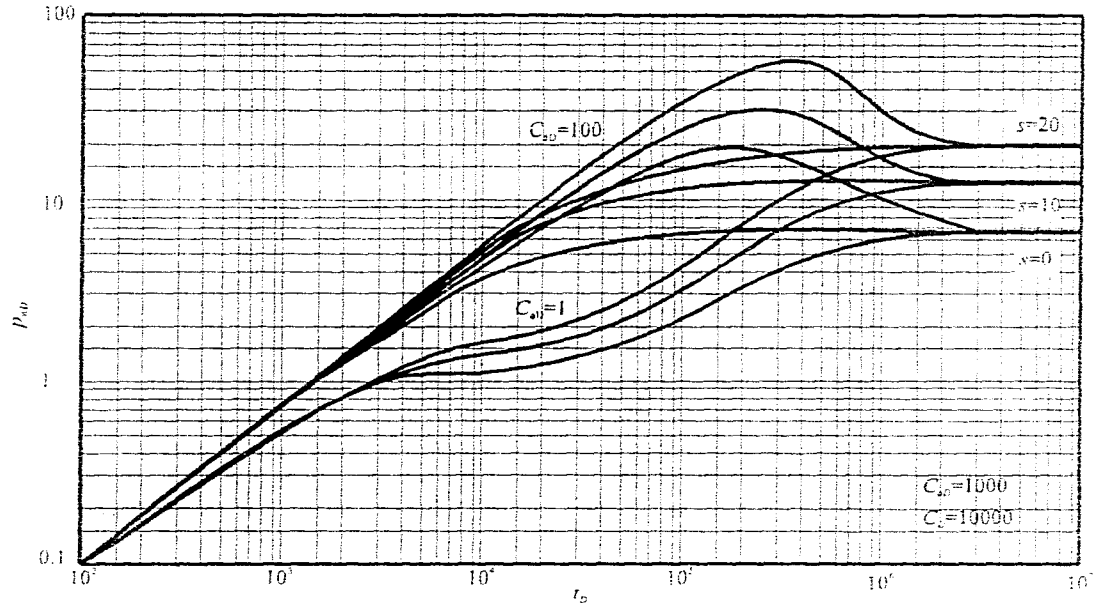


FIG. 18.- COMPARACION DE PRESIONES ADIMENSIONALES CON Y SIN ALMACENAMIENTO VARIABLE".

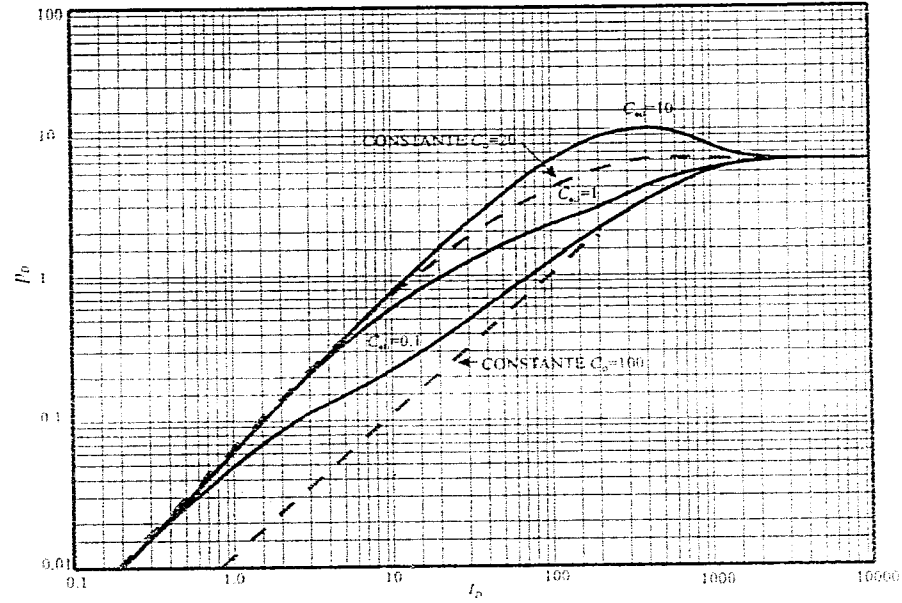


FIG. 19.- SISTEMA HOMOGENEO CON INCREMENTO EXPONENCIAL EN EL ALMACENAMIENTO¹.

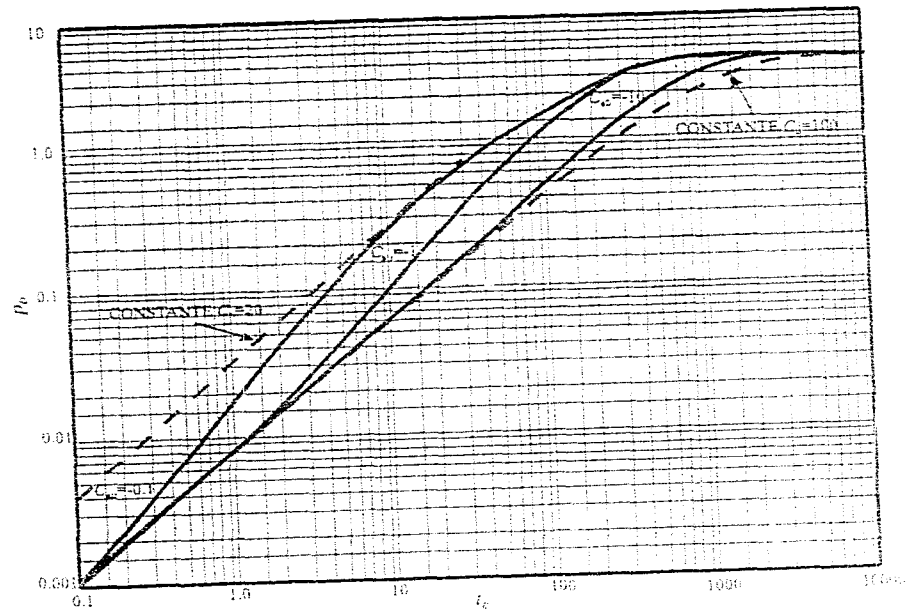


FIG. 20.- SISTEMA HOMOGENEO CON DECREMENTO EXPONENCIAL EN EL ALMACENAMIENTO.

donde :

$$C_w \operatorname{erf}\left(\frac{h}{\alpha_w}\right) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{h}{\alpha_w}} e^{-u^2} du \quad (67)$$

que representa a la función "error". La transformada de Laplace de esta función que representa a la presión con almacenamiento variable es:

$$\mathcal{L}\{p_w\} = \frac{C_w}{z} e^{-\alpha_w^2 z^2/4} \operatorname{erfc}\left(\frac{\alpha_w z}{2}\right) \quad (68)$$

definiéndose a $\operatorname{erfc} = 1 - \operatorname{erf}$, como la función "error complementaria". La respuesta de presión con efectos de almacenamiento decreciente, representado con la función error, se ilustra en la *figura 21*.

En la *figura 22* se muestra el comportamiento de la presión y la derivada cuando ocurre un almacenamiento decreciente representado por ambas funciones: exponencial y error; observándose una transición más abrupta de la función error y que a tiempos cortos la curva de la derivada comúnmente excede a la curva de Δp .

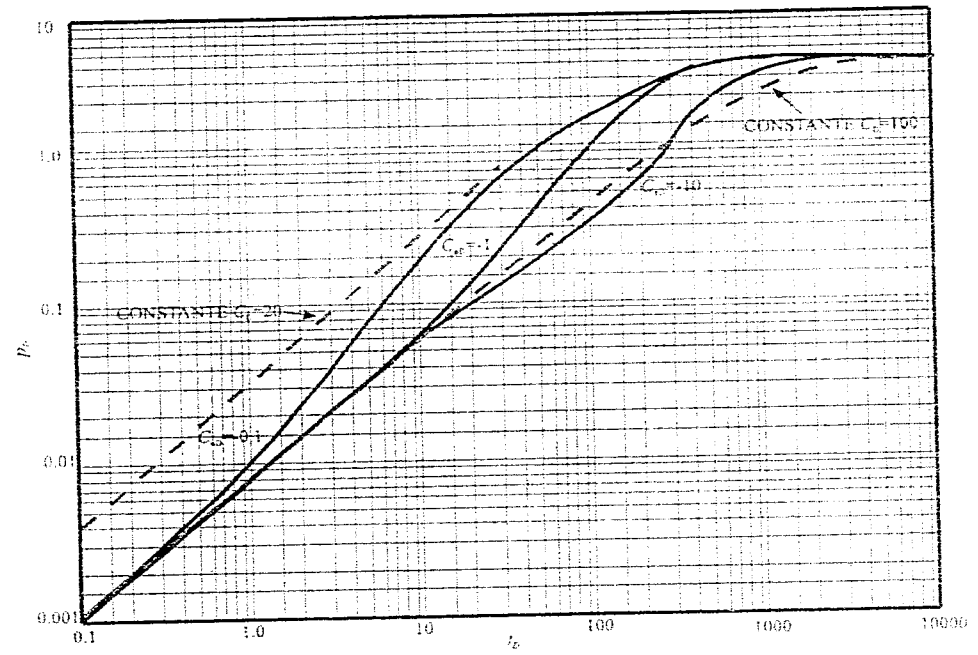


FIG. 21.- SISTEMA HOMOGENEO CON DECREMENTO EN EL ALMACENAMIENTO SEGUN LA FUNCION ERROR.

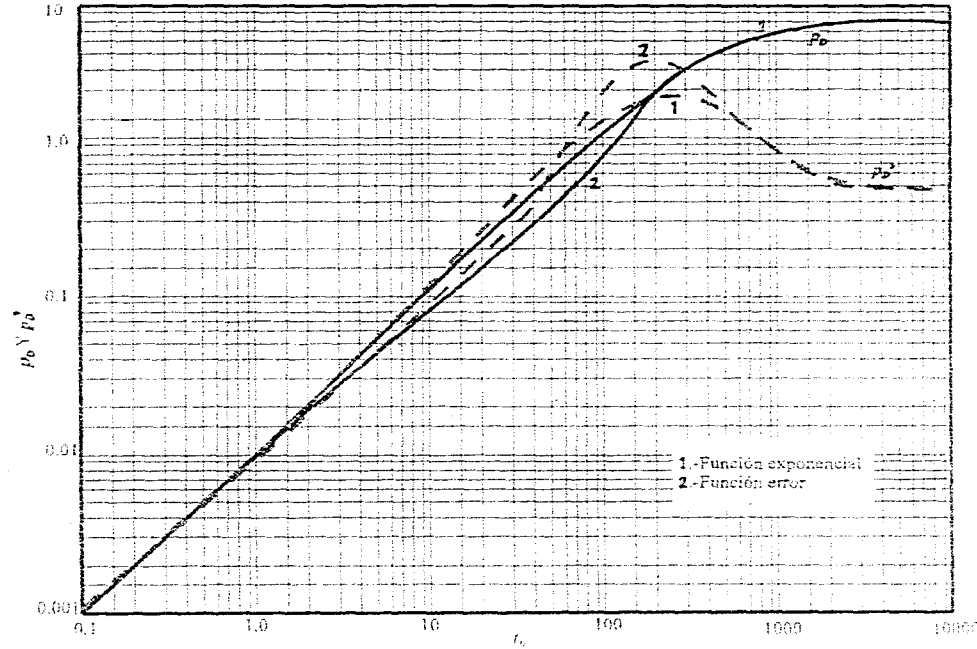


FIG. 22. - COMPORTAMIENTO DE LA PRESION Y LA DERIVADA CON DECREMENTO EN EL ALMACENAMIENTO PARA LA FUNCION EXPONENCIAL Y FUNCION ERROR.

III.4 ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION

Para entender completamente este fenómeno, se ilustra el análisis de datos de incremento de presión en la *figura 23*, en la cuál se presentan las gráficas log-log y de Horner¹ pertenecientes a una prueba DST², cuyos datos se ajustaron a un modelo de almacenamiento constante y comportamiento de yacimiento homogéneo.

Los datos de tiempos cortos muestran evidencia de almacenamiento decreciente ya que la curva log-log excede a la línea recta de pendiente unitaria en algunas partes y la curva de derivada excede a la curva Δp . Sin embargo para este caso el ajuste resulta pobre con este modelo como se puede observar durante este periodo.

Por tanto, al reajustar los datos con el modelo de almacenamiento decreciente, usando la función error (ecuación 66), se encuentra un total ajuste de toda la curva, según se observa en la *figura 24*. Esto mejora totalmente la confiabilidad de la interpretación ; de esta manera se determina un valor más bajo para $C_1 e^{2s}$ y entonces, el factor de daño calculado es más pequeño.

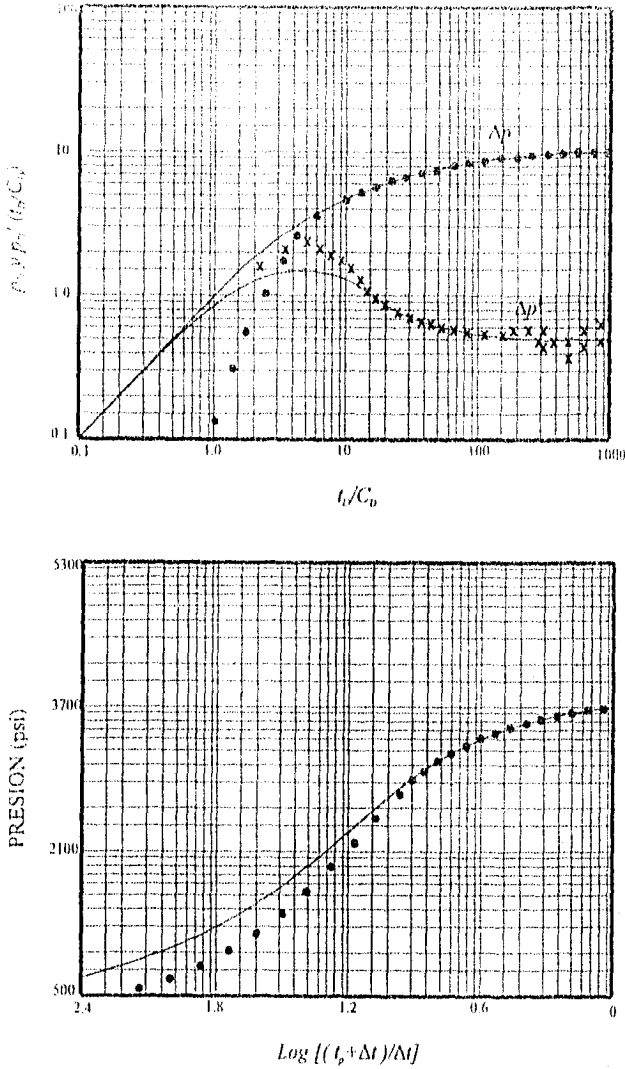


FIG. 23.- AJUSTE DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN CON MODELO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE.

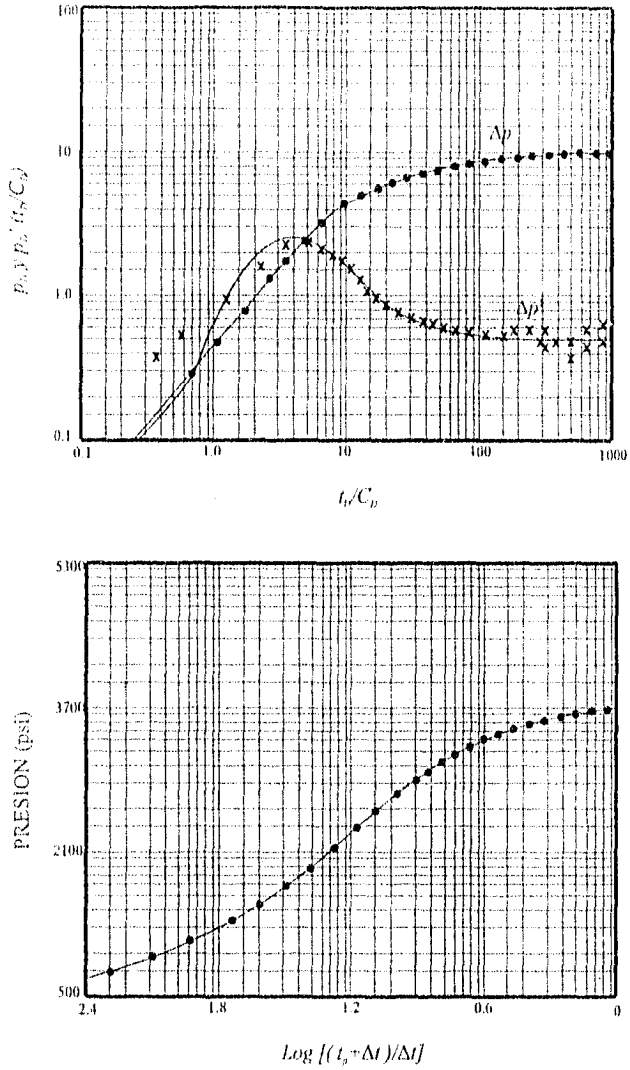


FIG. 24.- AJUSTE DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION CON MODELO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE.

CAPITULO IV

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

En este Capítulo se presentan dos ejemplos de campo que muestran el efecto de almacenamiento variable, sobre la respuesta de variación de presión y las diferencias encontradas con el análisis utilizando modelos de almacenamiento constante y almacenamiento variable.

IV.1 *Pozo Taratunich 301*

Este pozo pertenece al campo Taratunich de la Región Marina Suroeste, con un intervalo productor correspondiente a la formación Cretácico medio. Se realizó su perforación hasta una profundidad de 3540 mv. En la *figura 25* se muestra el estado mecánico del pozo.

CAPÍTULO IV

ESTADO MECANICO DEL POZO TARATUNICH 301, TIPO EXPLORATORIO (MARZO, 1996)¹²

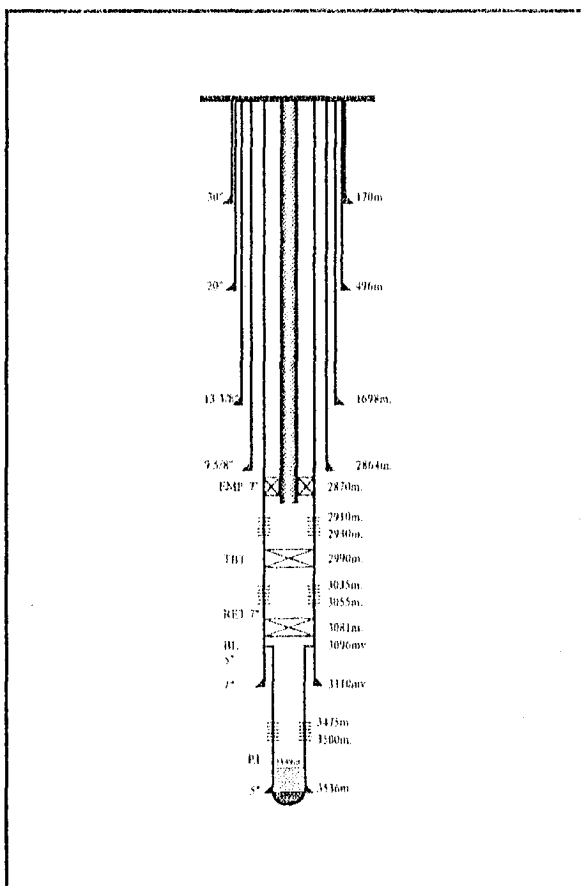


FIG. 25.- ESTADO MECANICO DEL POZO TARATUNICH 301, TIPO EXPLORATORIO (MARZO, 1996)¹².

Después de disparar el intervalo de 3035-3055 mvdmr de la formación KM, y resultar ser productor de aceite ligero de 31º API, se efectuó una estimulación y limpieza, y se registró una prueba de presión-producción con herramienta PLT durante 53.57 hrs., consistente en varios periodos de flujo y de cierre, como se presenta en la *Tabla IV.1*.

TABLA IV.1.- TIEMPOS DE LA PRUEBA DE PRESION REGISTRADA EN EL POZO TARATUNICH 301.

<i>Periodo de prueba</i>	<i>Duración (hrs)</i>	<i>Tiempo acumulado (hrs)</i>	<i>Gasto (RPD)</i>
1	13.22	13.22	0
2	8.78	21.99	4300
3	11.73	33.72	0
4	6.37	40.09	2600
5	13.48	53.57	0

En este caso se eligió el quinto periodo de prueba, es decir, el último cierre del pozo, cuyos datos se dan en la *Tabla IV.2* y se efectuó el análisis considerando los siguientes datos :

$\phi = 12\%$, $r_w = 0.25$ pies , $h = 150$ pies , $B_o = 1.65$, $c_f = 1.48 \text{ E}^{-5} \text{ psi}^{-1}$, $\mu_o = 0.37$ cp y $q_o = 2600$ BPD por estrangulador de $\frac{3}{4}$ ”.

TABLA IV.2 - DATOS DE LA TRUFA DE PRESION REALIZADA AL
POZO TARATUNICH 301 (Septiembre, 1991)²²

TIEMPO (hrs)	PRESION (psi)	TIEMPO (hrs)	PRESION (psi)	TIEMPO (hrs)	PRESION (psi)	TIEMPO (hrs)	PRESION (psi)
8.6161	4862.06	9.8067	3654.62	16.0289	107.752	16.2139	1639.13
9.0781	4862.87	9.8189	3790.13	16.0903	112.431	16.2300	1890.49
9.5406	4863.62	9.8314	3582.19	16.0908	117.086	16.2481	2190.31
9.7214	4863.69	9.8456	3341.31	16.0911	121.718	16.2683	2847.01
9.7219	4859.23	9.8617	3081.03	16.0917	126.329	16.2914	2930.94
9.7222	4854.57	9.8797	2781.07	16.0922	130.918	16.3175	3323.53
9.7167	4849.91	9.9030	2424.33	16.0925	135.485	16.3467	3681.33
9.7233	4845.33	9.9231	2040.37	16.0931	140.033	16.3797	3975.76
9.7236	4840.74	9.9489	1647.74	16.0936	144.561	16.4172	4228.02
9.7242	4836.17	9.9783	1289.89	16.0939	149.206	16.4594	4441.87
9.7267	4831.62	10.0114	993.403	16.0944	154.425	16.5069	4578.40
9.7250	4827.09	10.0489	743.083	16.0950	160.285	16.5606	4672.72
9.7256	4822.45	10.0908	539.212	16.0858	166.867	16.6214	4732.97
9.7261	4817.22	10.1386	392.550	16.0967	174.287	16.6897	4768.48
9.7267	4811.36	10.1922	298.150	16.0975	182.552	16.7672	4787.00
9.7275	4804.78	10.2531	237.800	16.0983	191.841	16.8544	4795.76
9.7281	4797.39	10.3214	202.181	16.0994	202.258	16.9531	4804.87
9.7292	4789.09	10.3989	183.546	16.1008	213.922	17.0642	4812.87
9.7300	4779.80	10.4861	174.648	16.1022	227.000	17.1897	4817.14
9.7311	4769.38	10.5844	165.391	16.1039	241.632	17.3314	4823.14
9.7325	4757.72	10.6958	157.229	16.1056	258.034	17.4914	4824.76
9.7339	4744.64	10.8214	152.185	16.1078	276.380	17.6719	4828.11
9.7353	4730.00	10.9631	148.582	16.1100	297.081	17.8758	4831.16
9.7372	4713.60	11.1231	144.741	16.1125	320.489	18.1058	4834.11
9.7392	4695.25	11.3036	141.156	16.1156	346.867	18.3656	4837.06
9.7417	4674.54	11.5072	137.841	16.1189	376.623	18.6589	4839.82
9.7442	4651.13	11.7375	134.611	16.1225	410.526	18.9897	4842.31
9.7472	4624.75	11.9972	131.345	16.1267	449.528	19.3633	4844.71
9.7503	4594.98	12.2903	128.251	16.1314	493.109	197853	4847.09
9.7542	4561.08	12.6214	125.393	16.1369	548.596	20.2472	4849.33
9.7583	4522.07	12.8283	122.593	16.1431	610.470	20.7092	4851.28
9.7631	4476.48	13.4167	119.795	16.1497	683.992	21.1708	4852.99
9.7686	4422.98	13.8786	117.106	16.1575	773.483	21.6328	4854.50
9.7744	4361.09	14.3406	114.733	16.1664	883.289	22.0947	4855.85
9.7814	4287.56	14.8025	112.649	16.1751	1016.89		
9.7892	4198.06	15.2644	110.721	16.1862	1181.46		
9.7978	4088.34	15.7264	108.999	16.1997	1389.27		

En las *figuras 26 y 27* se tienen el análisis de la prueba de incremento de presión, considerando un modelo con almacenamiento constante. Se observa que el ajuste , tanto con las curvas tipo como con curvas semilogarítmica, deja mucho que desear durante los tiempos cortos, ya que el comportamiento de la presión no es representado a través del periodo afectado por el almacenamiento. Sin embargo, al realizar el análisis con el modelo de almacenamiento variable se logra un magnífico ajuste, ya que todos los datos caen sobre la curva de presión representativa de este sistema, *figuras 28 y29*.

A partir de este análisis se obtienen los siguientes resultados :

Modelo de yacimiento homogéneo

Efecto de almacenamiento variable

Frontera externa infinita

$kh = 4465.30 \text{ mD-pie}$

$k = 29.8 \text{ mD}$

$s = 87.6$

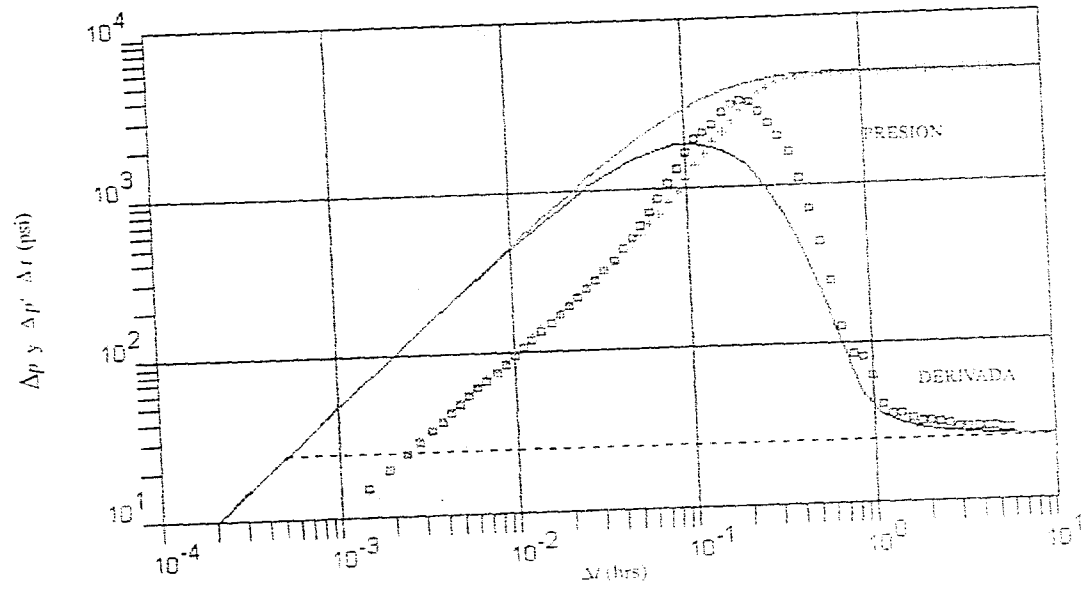


FIG. 26.- ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 301
MODELO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE².

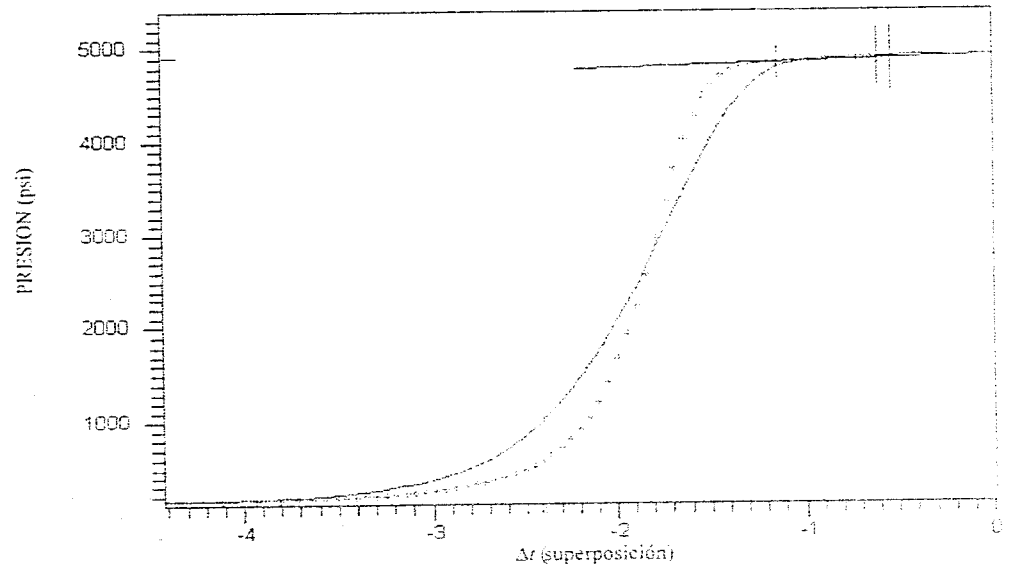


FIG. 27.- ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESIÓN DEL POZO TARATILNICH 301. MODELO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE²².

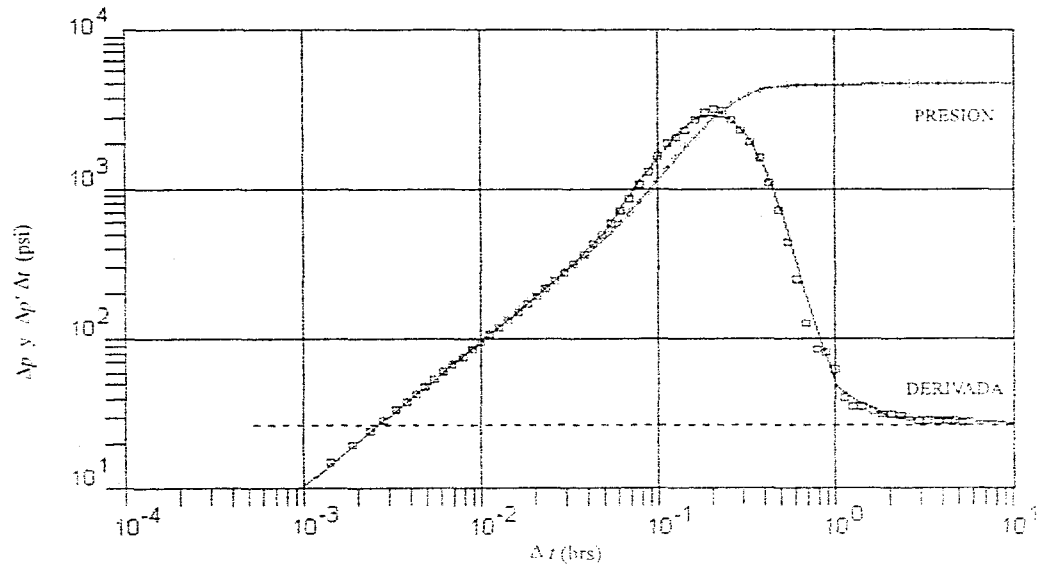


FIG. 28.- ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 301. MODELO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE²².

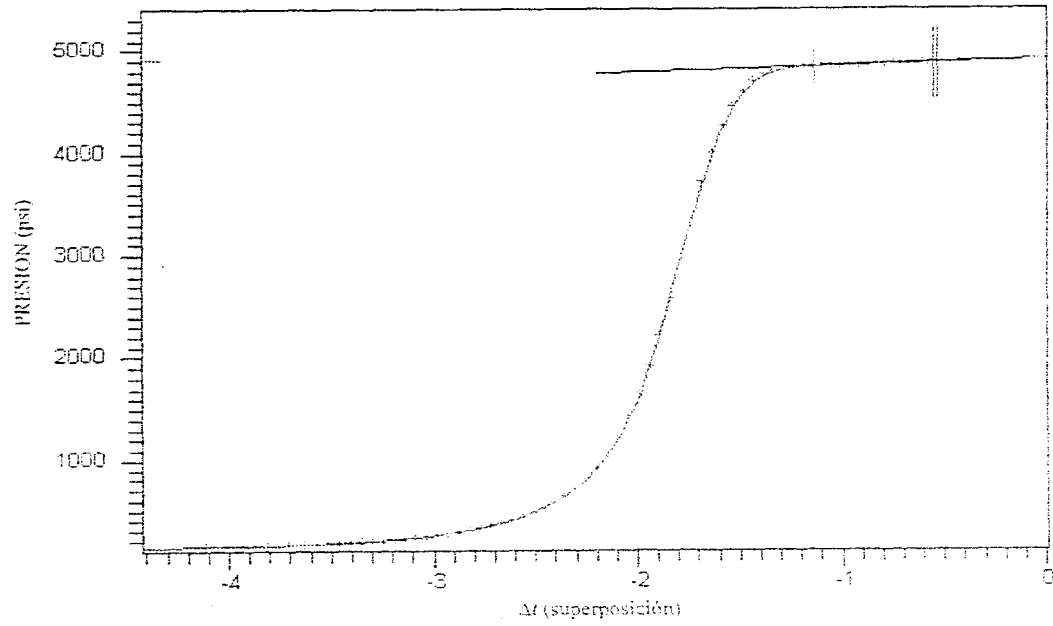


FIG. 29 - ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 301.
 MODELO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE⁷⁷.

IV.2 Pozo Taratunich 63D

Este pozo también está localizado en el campo Taratunich de la Región Marina Suroeste, con un intervalo productor de 3400-3430 mdbmr de la formación Brecha Paleoceno. La terminación se llevó a cabo en diciembre de 1994, produciendo un aceite de 31.6° API, mostrando un estado mecánico como el de la *figura 30*.

Después se registró un gradiente por estaciones con pozo cerrado, el cual mostró una columna de 2723 niv de gas y solamente 347 niv de aceite y luego una prueba de presión-producción, en cuatro periodos de prueba durante 24.97 hrs., tal como se muestra en la *Tabla IV.3*.

*TABLA IV.3.- TIEMPOS DE LA PRUEBA DE PRESION REGISTRADA
EN EL POZO TARATUNICH 63D.*

<i>Periodo de prueba</i>	<i>Duración (hrs)</i>	<i>Tiempo acumulado (hrs)</i>	<i>Gasto (BPD)</i>
1	10.54	10.54	0
2	4.89	15.43	1200
3	4.96	20.39	3616
4	4.58	24.97	0

En este caso se eligió el cuarto periodo de prueba, siendo este el último cierre del pozo, y los datos se presentan en la *Tabla IV.4*.

TABLA IV.4 - DATOS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA AL POZO
TARAUNICH 65D (Diciembre, 1994)²³

TIEMPO	PRESIÓN	TIEMPO	PRESIÓN	TIEMPO	PRESIÓN	TIEMPO	PRESIÓN
(hrs)	(psi)	(hrs)	(psi)	(hrs)	(psi)	(hrs)	(psi)
20.3842	3968.41	20.4172	3977.80	21.3842	4007.51	23.2842	3998.49
20.3853	3968.69	20.4308	3978.22	21.4508	4007.61	23.3508	3998.59
20.3864	3969.11	20.4342	3979.35	21.5175	4007.67	23.4175	3998.69
20.3875	3969.39	20.4375	3981.03	21.5842	4007.43	23.4842	3998.78
20.3883	3969.81	20.4408	3982.73	21.6508	4007.34	23.5508	3998.88
20.3892	3970.09	20.4442	3984.26	21.7175	4006.98	23.6175	3998.97
20.3908	3970.34	20.4475	3985.52	21.7842	4006.62	23.6842	3999.07
20.3919	3970.79	20.4508	3986.36	21.8508	4006.07	23.7508	3999.21
20.3931	3971.07	20.4542	3987.07	21.9175	4005.42	23.8175	3999.21
20.3947	3971.63	20.4575	3967.77	21.9842	4004.77	23.8842	3999.30
20.3964	3972.19	20.4608	3986.47	22.0508	4004.03	23.9508	3999.30
20.3972	3972.61	20.4642	3989.03	22.1175	4003.10	0.0175	3999.40
20.3983	3972.75	20.4675	3989.45	22.1842	4002.36	0.0842	3999.49
20.3997	3973.03	20.4717	3990.02	22.2508	4001.51	0.1675	3999.54
20.4008	3973.45	20.5175	3992.41	22.3175	4000.69	0.2342	3999.59
20.4019	3973.59	20.5842	3994.43	22.3842	3999.76	0.3008	3999.69
20.4031	3974.15	20.6508	3995.95	22.4508	3998.93	0.3675	3999.83
20.4042	3974.30	20.7175	3996.76	22.5175	3997.81	0.4342	3999.76
20.4053	3974.44	20.7175	3996.76	22.5842	3997.44	0.5008	3999.61
20.4064	3975.00	20.7842	3998.83	22.6508	3997.53	0.5675	3999.91
20.4072	3975.14	20.8508	4000.90	22.7175	3997.67	0.6342	3999.96
20.4083	3975.28	20.9175	4002.54	22.7917	3997.82	0.7008	4000.06
20.4097	3975.56	20.9842	4004.00	22.8508	3997.91	0.7675	4000.10
20.4108	3975.84	21.0508	4005.32	22.9175	3997.92	0.8342	4000.15
20.4142	3976.26	21.1175	4006.03	22.9842	3998.20	0.9008	4000.21
20.4172	3976.96	21.1842	4006.46	23.0508	3998.20	0.9675	4000.26
20.4208	3977.24	21.2508	4006.89	23.1175	3998.25		
20.4242	3977.66	21.3175	4007.22	23.2175	3998.40		

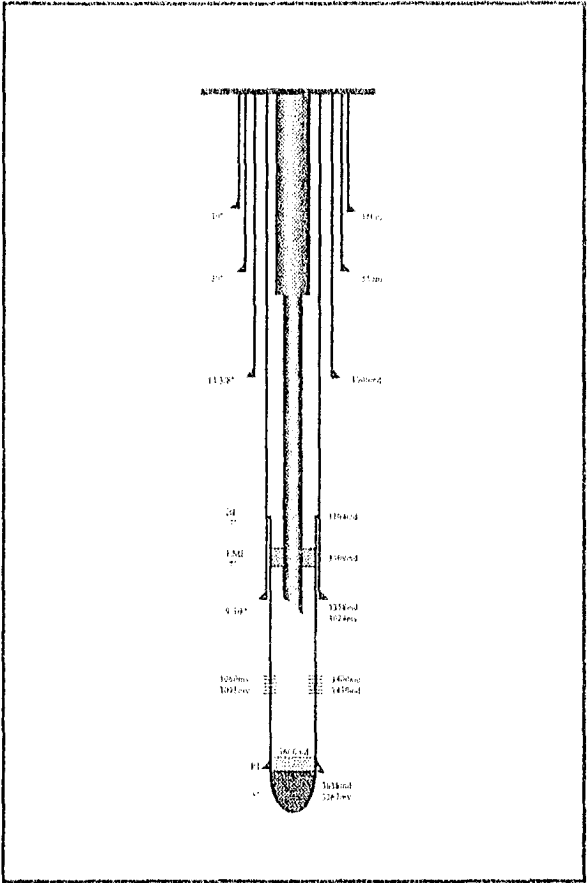


FIG. 30.- ESTADO MECANICO DEL POZO TARATUNICH 63D, DE DESARROLLO (DICIEMBRE, 1994)²⁷.

Se efectúa el análisis considerando los siguientes datos del pozo y del yacimiento:

$\phi = 15\%$, $r_w = 0.349$ pies, $h = 328$ pies, $B_{oi} = 1.894$, $c_i = 2.925 \text{ E}^{-3}$ psi⁻¹ y $\mu_i = 0.44$ cp,
 $q_o = 3616$ BPD por estrangulador de $\frac{3}{4}$ " .

Se realizó el análisis de la última prueba de incremento constante y variable, tal como se muestra en las *figuras 31 a 36*. Los resultados obtenidos fueron :

Modelo de yacimiento de doble porosidad

Efecto de almacenamiento variable

$kh = 41\,001$ mD-pie

$k = 125$ mD

$s = -3.75$

$\omega = 0.041$

$\lambda = 6.9227$

El comportamiento de la respuesta de presión indentifica que el yacimiento es un sistema de doble-porosidad con una variación importante durante el periodo de almacenamiento, ocasionada por la presencia de un alto RGA ($570 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y de la columna de gas en la columna del pozo, provocando un marcado efecto de segregación de fases. Sin embargo, esta prueba alcanza el flujo radial infinito en los últimos datos registrados²².

CAPITULO IV

Este es una excelente ilustración de la presencia del fenómeno de segregación de fases, ocurriendo una respuesta de tipo "joroba", donde el incremento de presión llega a un valor máximo para después declinar hasta alcanzar el flujo radial y coincidir con la tendencia del modelo de almacenamiento variable, *figuras 34 a 36*.

A este pozo no se le hizo ninguna intervención posterior, hasta que por las condiciones de alta RGA fué necesario cerrarlo en marzo de 1996. A partir del análisis de las condiciones de producción²², en este caso, se propuso tomar información adicional, tal como un gradiente estático por estaciones y un registro TDT para conocer las columnas de fluidos, la saturación de gas en las vecindades del pozo y así, definir la procedencia del mismo. De esta manera se trataría de excluir el gas, hacer un cambio de intervalo disparado con pistolas de fase radial, optimizando las condiciones de flujo de la formación hacia el pozo.

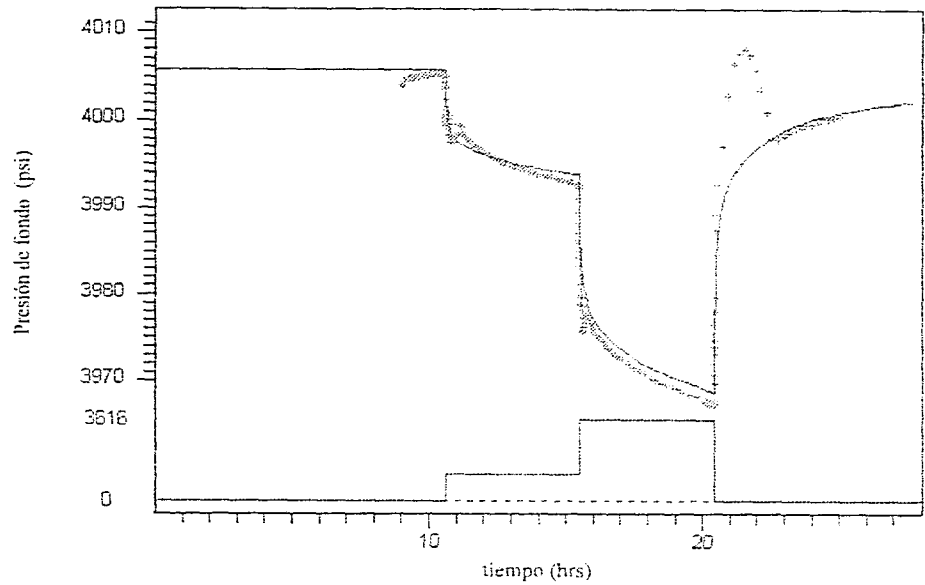


FIG. 31.- AJUSTE DE LA PRUEBA DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 63D
MODELO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE. (DICIEMBRE, 1994)²².



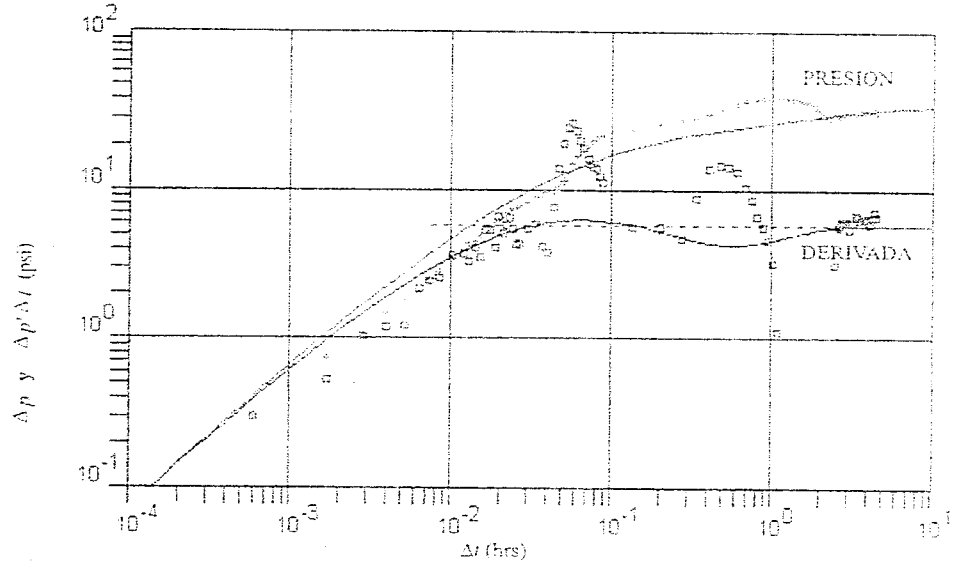


FIG. 52.- ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 63D. MODELO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE²⁰.

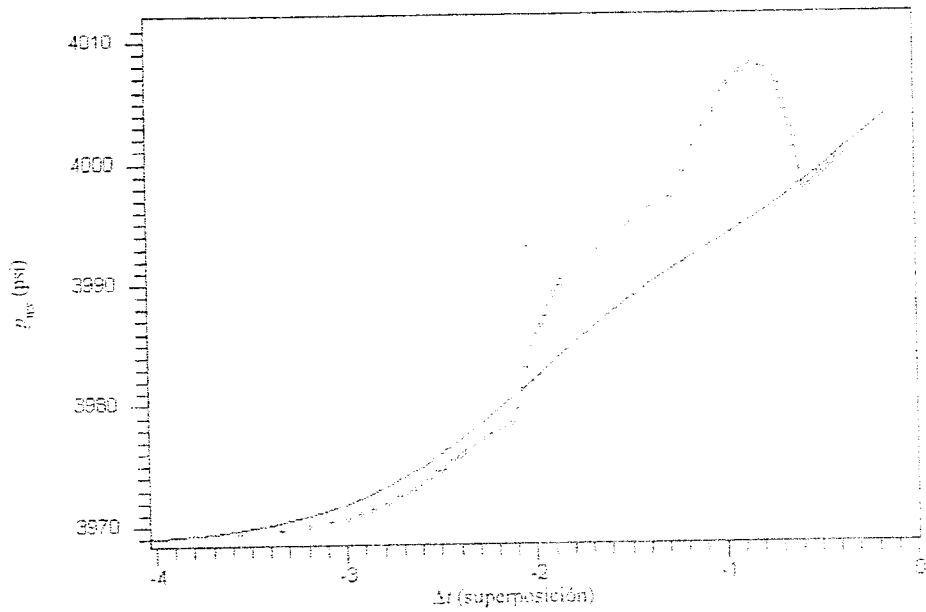


FIG. 53.- ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 63D. MODELO DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE²².

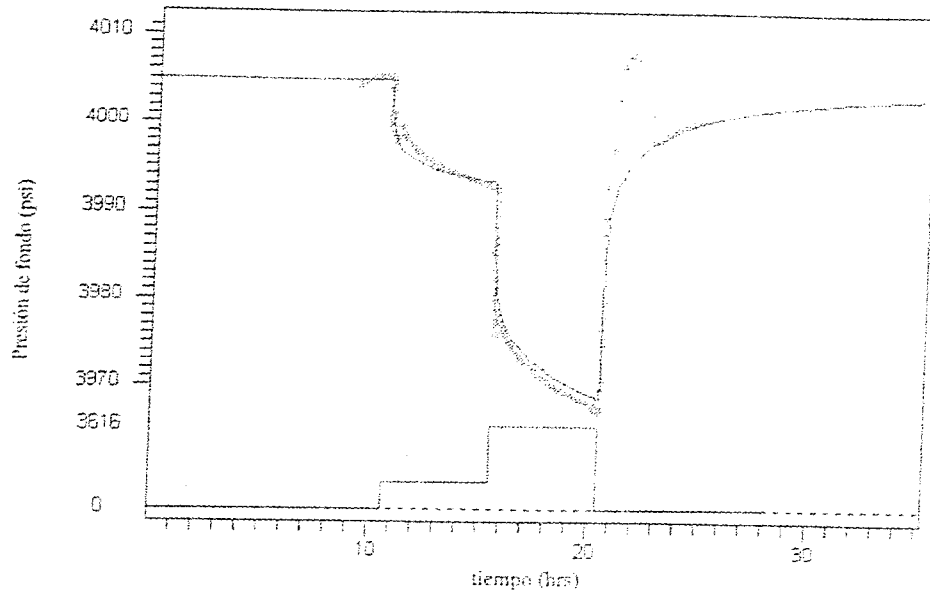


FIG. 34.- AJUSTE DE LA PRUEBA DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 63D
 MODELO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE. (DICIEMBRE, 1994)¹¹.

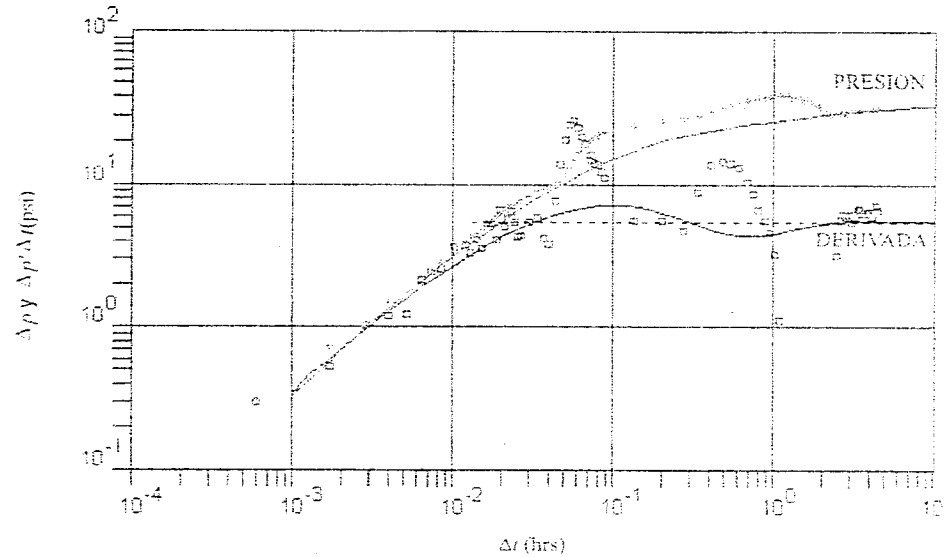


FIG. 35.- ANALISIS DE CURVA DE INCREMENTO DEL POZO TARATUNICH 63D.
 MODELO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE²⁰.

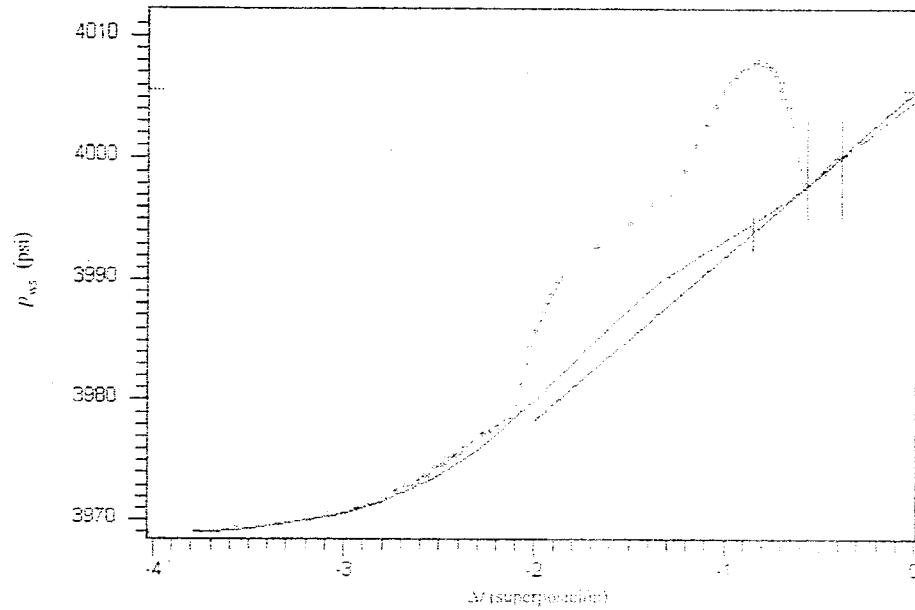


FIG. 36.- ANALISIS DE LA CURVA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TARATUNICH 68D
 MODELO DE ALMACENAMIENTO VARIABLE²².

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se debe tomar en cuenta que los datos de variación de presión son enmascarados por los efectos de almacenamiento del pozo durante los tiempos cortos, lo cual crea una incertidumbre en la aplicación de las técnicas de análisis y resta confiabilidad a los parámetros resultantes del sistema pozo- yacimiento.

Este trabajo logra conjuntar los esfuerzos de investigaciones realizadas para explicar los efectos de almacenamiento variable que ocurren en los pozos, a través del estudio del fenómeno de redistribución de fases, llegando al planteamiento de un método general para el análisis de pruebas de presión con esta anomalía.

Se demuestra que el fenómeno de redistribución de fases en la columna del pozo puede ocasionar anomalías en el comportamiento de la presión en pozos de aceite y gas. La redistribución de fases es resultado de la mayor velocidad de la fase gas, principalmente cuando el pozo es cerrado en superficie.

Se estudiaron y establecieron modelos de interpretación de pruebas de presión con efectos de almacenamiento variable, describiendo los efectos creciente y decreciente del almacenamiento mediante las funciones : exponencial y error. De esta manera, datos de campo que presentan esta anomalía pueden ser interpretados apropiadamente.

Se concluye que mediante la función error se obtiene la mejor representación del efecto de almacenamiento variable. La incorporación de esta función logra establecer modelos de yacimientos homogéneos o de doble-porosidad, con diferentes fronteras externas (impermeable, presión cortante, fallas paralelas, etc.).

La aplicación de las técnicas de análisis, se recomienda hacerla utilizando los modelos con efecto de almacenamiento variable, ya que se ha demostrado la excelente representación de la respuesta de datos reales de presión.

Los ejemplos de aplicación ilustran el análisis realizado con los modelos de almacenamiento constante y almacenamiento variable, y confirman la excelente representatividad de la respuesta de variación de presión con efectos de almacenamiento variable.

NOMENCLATURA

RESERVA DE PROPIEDAD DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA Y ENERGÍAS RENOVABLES DEL INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS DEL MINISTERIO DEL PODER JUDICIAL Y DE LA DEFENSA

NOMENCLATURA

A	Área de drenaje asociada al pozo	pies ²
A_w	Área de la sección transversal del pozo	pies ²
B	Factor de volumen del aceite	bl a c.y. / bl a c.s.
<i>BTP-KS</i>	Brecha del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior	---
C	Coefficiente de almacenamiento del pozo	bl / psi
c_w	Compresibilidad del fluido en el pozo	1 / psi
c_t	Compresibilidad total	1 / psi
C_a	Coefficiente de almacenamiento variable aparente	bl / psi
C_{ad}	Coefficiente de almacenamiento variable aparente adimensional	adimensional
C_d	Coefficiente de almacenamiento del pozo adimensional	adimensional
C_{ed}	Coefficiente de almacenamiento efectivo adimensional o Coeficiente de pseudo almacenamiento	adimensional
C_s	Coefficiente de almacenamiento variable	bl / psi
C_{sd}	Coefficiente de almacenamiento variable adimensional	adimensional
c.s.	Condiciones estándar	---
c.y.	Condiciones de yacimiento	---
e	Número de Euler = 2.718281828	---
<i>erf</i>	Función error	---

NOMENCLATURA

PROGRAMA DE INGENIERIA EN PETROLOGIA Y PETROFISICA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

<i>erfc</i>	Función error complementaria	---
<i>g</i>	Aceleración de la gravedad	pie / seg ²
<i>g_c</i>	Factor de conversión de unidades de aceleración gravitacional = 32.17	(lbm/pie)/(lbr -seg ²)
<i>h</i>	Espesor de la formación	pies
<i>h_L</i>	Altura del nivel de líquido dentro de la tubería de producción	pies
<i>J₀</i>	Función Bessel de primera clase	---
<i>JSK</i>	Jurásico Superior Kimmerigdiano	---
<i>K</i>	Permeabilidad de la formación	mD
<i>K_s</i>	Permeabilidad de la zona dañada	mD
<i>KM</i>	Cretácico Medio	---
<i>ℒ</i>	Operador de transformada de Laplace	---
<i>m</i>	Pendiente de la línea recta semilogarítmica	psi / ciclo
<i>md</i>	Metros desarrollados	m
<i>mv</i>	Metros verticales	m
<i>mdbmr</i>	Metros desarrollados bajo mesa rotatoria	m
<i>mvbmr</i>	Metros verticales bajo mesa rotatoria	m
<i>p</i>	Presión	psi
<i>p_D</i>	Caída de presión adimensional	adimensional
<i>p_i</i>	Presión inicial	psi
<i>p_g</i>	Presión del gas	psi

p	Presión del líquido	psi
p_c	Presión en la cabeza del pozo	psi
p_w	Presión en el fondo del pozo	psi
p_{wb}	Caída de presión en el fondo del pozo adimensional	adimensional
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	psi
p_{wi}	Presión del fluido en la cabeza del pozo	psi
p_{we}	Presión de fondo estática	psi
p_{wf}	Presión del fluido en el punto en el que entra el gas	psi
p_i	Presión durante el cambio de almacenamiento o durante la redistribución de fases	psi
p_{id}	Presión adimensional durante el cambio de almacenamiento o durante la redistribución de fases	adimensional
$PIIT$	Registro integral de producción	---
Δp	Caída de presión	psi
Δp_d	Caída de presión debida al daño	psi
q	Gasto de producción en superficie	bl / día
q_f	Gasto de producción en la cara de la formación	bl / día
q_w	Gasto de producción proveniente del pozo	bl / día
r	Distancia radial	pies
r_D	Radio adimensional	adimensional
r_e	Radio de drenaje	pies
r_s	Radio en zona dañada	pies
r_w	Radio del pozo	pies

NOMENCLATURA

CONVENCIÓN: *en* cursiva, *en* mayúscula, *en* minúscula, *en* subíndice, *en* superíndice

r_w	Radio efectivo del pozo	pie
RG/A	Relación gas-aceite	
s	Factor de daño	adimensional
t_p	Tiempo de producción	horas
t_D	Tiempo adimensional	adimensional
Δt	Tiempo de cierre	horas
Δt_D	Tiempo de cierre adimensional	adimensional
TDT	Registro de decaimiento termal	---
TP	Tubería de producción	---
TR	Tubería de revestimiento	---
u	Variable independiente	---
Δv	Cambio de volumen del fluido en el pozo	bl
V_w	Volumen total del fluido contenido en el pozo	bl / pie
Y_n	Función Bessel de segunda clase	---
z	Variable en el espacio de Laplace	---

Símbolos griegos

α	Tiempo de duración del efecto de almacenamiento variable	horas
α_D	Tiempo de duración del efecto de almacenamiento variable adimensional	adimensional
γ	Constante de Euler = 0.5772	---

μ	Viscosidad del fluido	cp
ϕ	Porosidad de la formación	fracción
r	Variable de integración	...
r_D	Variable de integración adimensional	adimensional
ρ	Densidad del fluido	g/cm ³ o lb/pc ³
α	Constante $\alpha = 3.14159$	adimensional
∂	Variable de derivada parcial	...

Subíndices

a	Aparente
a	Anular
D	Adimensional
i	Inicial
s	Propiedad de la región de daño
s_f	Cara de la formación
u	Unitario
w	Pozo
w_f	Fondo fluyendo
w_s	Fondo estático

REFERENCIAS

- 1.- Hegeman P.S., Hallford D.L. and Joseph J.A. : " *Well Test Analysis with Changing Wellbore Storage* ", Paper SPE 21829 (April, 1991).
- 2.- Hasan A.R. and Kabir C.S. : " *Modeling Changing Storage During a Shut-In Test* ", Paper SPE 24717 (October, 1992).
- 3.- Fair W. B. Jr. : " *Pressure Buildup Analysis with Wellbore Phase Redistribution* "; SPEJ (April, 1981).
- 4.- Hasan A.R. and Kabir C.S. : " *Modeling Changing Storage During a Shut-In Test* ", SPE Formation Evaluation (December, 1994).
- 5.- Zhang Y. and Zhen F. : " *Well Test Analysis in the Case of Changing Wellbore Storage* "; Paper SPE 22422 (1985).
- 6.- León-Ventura R. : " *Desarrollo de Nuevas Técnicas de Análisis de Pruebas de Presión* "; Departamento de Registros y Pruebas en Pozos, Instituto Mexicano del Petróleo (Febrero, 1990).
- 7.- Ramey H. J. Jr. : " *Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage* "; JPT (June, 1970).
- 8.- Hernández M. T. : " *Análisis con Curvas Tipo de Pruebas de Presión en Yacimientos Homogéneos* "; Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1985).

REFERENCIAS

- 9.- Bourdet D.P., Whittle T.M., et al. : " *A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis* " , World Oil (May, 1983)
- 10.- Stegemeier G.L. and Matthews C.S. : " *A Study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior* " ; Petroleum Transaction of AIME , Vol. 213 (1958)
- 11.- Deruyck B., Ehlig-Economides C. and Joseph J. : " *Testing Design and Analysis* " , Oilfield Review (April, 1992).
- 12.- Bobadilla M. O. S. : " *Estudio de las anomalías en Pruebas de incremento de Presión* " ; Tesis Profesional , Facultad de Ingeniería , UNAM (Mayo, 1984).
- 13.- Agarwal L.G., Al-Hussainy R. and Ramey H.J. Jr. : " *An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: Analytical Treatment* " ; Soc.Pet. Eng.J. (September, 1970).
- 14.- Fair W.B. Jr. : " *Pressure Buildup Analysis with Wellbore Phase Redistribution* " ; Soc.Pet.Eng.J. (April, 1981).
- 15.- Van Everdingen A.F. and Hurst W. : " *The Application of the Laplace Transformation to flow Problems in Reservoirs* " ; Petroleum Transactions of AIME, Vol. 186 (1949).
- 16.- Murray R. Spiegel. : " *Manual de Fórmulas y Tablas Matemáticas* ", Serie Schaum's, Editorial McGraw-Hill (1983).
- 17.- Bourdet D. P. , Ayoub J. A. , Whittle T. M. , Pirard Y. M. and Kniazeff V. : " *Interpreting Well Tests in Fractured Reservoirs* " ; World Oil (October, 1983).
- 18.- Earlougher , R. C. Jr. : " *Advances in Well Test Analysis* " , SPE Monograph Series, Dallas, Vol 5 (October, 1957).

REFERENCIAS

- 19 - Van Everdingen A.F. " *The Skin Effect and its Influence of the Productive Capacity of a Well* " ; Petroleum Transactions of AIME , Vol. 193 (1953).
- 20 - León-Ventura R. : " *Análisis de Pruebas de Variación de Presión* " , División de Evaluación de Formaciones, Instituto Mexicano del Petróleo (1984).
- 21 - Villamar V. M. : *Comunicación personal* ; Facultad de Ingeniería, UNAM (1996).
- 22.- León V. R., Noyola O.A., Tinajero Z. J., García M.J.L. e Inda L. A. : " *Análisis de las Condiciones de Explotación del Campo Taratunich* " ; Región Marina Suroeste Petróleos Mexicanos (1996).