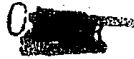


0539



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Aplicación de los Análisis de Curvas de Incremento de
Presión en la Evaluación de la Producción de
Pozos en el Area Cretácica.

DESCARTE

TRABAJO ESCRITO

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a:

JAVIER ORTIZ TRUJILLO

DIRECTOR DEL TRABAJO ESCRITO:

ING. EFRAIN CAPRILES LOPEZ

1975



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

A mis padres:

Felicitas Trujillo de Ortiz

J. Jesús Ortiz García

con gratitud, cariño y admiración,
por los esfuerzos que realizaron -
para encauzarme por el recto sender
o de la vida.

A mis hermanos:

Antonio, Ma. Luz, Fco. Javier

y Rosa

con profundo amor fraternal

A la memoria de mi abuelita

Con profundo agradecimiento por
su valiosa y desinteresada ayuda
para la realización de éste tra-
bajo al Sr. Ing. Efraín Capriles
López.

A mi familia en especial

a mi tío:

Lorenzo

A todos mis profesores

A mis compañeros y amigos
dentro y fuera de la ---
Universidad.

I N D I C E.

I.-	INTRODUCCION	pág. 1
II.-	ANTECEDENTES	3
III.-	METODOS DE ANALISIS DE CURVAS DE INCREMENTO DE PRESION.	8
	a) Análisis de incremento de presión y datos de pruebas de flujo.		
	b) Método simplificado de análisis de incremento de presión para un pozo estabilizado.		
	c) Comparación de las curvas de incremento teóricas con las obtenidas en campo con pruebas de pozos.		
	d) Análisis de curvas de incremento obtenidos - despues de un tratamiento con ácido.		
IV.-	EJEMPLOS DE APLICACION	75
	a) Pozos del Campo Sitio Grande		
	b) Pozos del Campo Cactus		
	c) Pozos del Campo Samaria		
V.-	CONCLUSIONES	117
VI.-	BIBLIOGRAFIA	118

I N T R O D U C C I O N

El petróleo en la actualidad es la fuente de energía primordial para el desarrollo industrial de todo país, teniendo como finalidad satisfacer las necesidades humanas ya sea en forma directa o indirecta. Tanto el carbón como la energía nuclear debido a la escases o por encontrarse en etapa de desarrollo respectivamente, no proporcionan la suficiente energía para dicho fin.

En ésta época, denominada " del petróleo difícil ", tanto la localización, como la perforación y la producción del petróleo presentan grandes dificultades, debido a que se localiza en lugares de difícil acceso y a grandes profundidades, tales como en plataformas marítimas, en Alaska, etc., en que prevalecen condiciones extremosas.

Las presiones de fondo, tales como las presiones fluyendo y estática son de igual o mayor importancia que la misma producción, ya que con éstas podemos conocer las condiciones existentes en el yacimiento que nos servirán para obtener el petróleo en una forma óptima, o sea la mayor obtención de éste en el menor tiempo posible y con la mínima pérdida de energía de dicho yacimiento, ya que el tratar de proporcionar energía adicional a éste con la finalidad de recuperar el petróleo que no se obtuvo al aprovechar la propia energía del yacimiento, es altamente costoso y presenta serias dificultades.

En el presente trabajo se muestran la importancia, los méto--

dos de cálculo de presiones de fondo y de factores esenciales, tales como la permeabilidad, el efecto de daño, la caída de presión en la vecindad del pozo debido a éste efecto, que sirvan para predecir lo que está sucediendo en la formación, y así planear en forma acertada la explotación óptima de los yacimientos.

II.- ANTECEDENTES.

Muchos temas técnicos han sido publicados en los últimos 35 años que tratan de pruebas de presión en pozos de aceite y gas. La investigación relacionada con lo anterior ha evolucionado debido a la necesidad de determinar el comportamiento en un pozo en función de la presión fluyendo y estática. Contribuciones importantes desde ese tiempo, han hecho que su aplicabilidad original se extendiera a una gran variedad de condiciones.

El primer esfuerzo para presentar una teoría de extrapolación tendiente a relacionar el cambio en la presión con el tiempo, fué realizado en 1937 por Muskat, basada en el principio de sobreflujo de un fluido incompresible. Dedujo, matematicamente un método para que extrapolando la presión medida del pozo se obtenga la verdadera presión estática. Dicho método, principia con el tipo más simple de curva de incremento de presión y muestra que, las propiedades tanto de las rocas, como de los fluidos del yacimiento y las condiciones del agujero tienden a distorsionar el cuadro idealizado, y concluye que una gráfica del $\log (\bar{p} - p_{ws})$ contra el tiempo de cierre, daría una línea recta. Expuso a la vez en su método, que éste solamente tenía una aplicación cualitativa. En cierta manera, éste es verídico, ya que en dicho método no se tomó en cuenta un aspecto importante como es la compresibilidad del fluido.

El primer intento para entender el comportamiento de la presión en pozos de aceite, incluyendo los efectos de compresibilidad fué hecho por Miller, Dyes y Hutchinson en 1950. Al año siguiente'

Horner presentó un método diferente, siendo éste el más conocido. Se aplica para un yacimiento infinito y / o un yacimiento limitado donde el efecto de la producción no se ha sentido en la frontera.

En éste método se hace uso de la solución llamada " del punto origen" aproximada por una función logarítmica y con el teorema de superposición para obtener la ecuación del incremento de presión en el pozo. Dicha ecuación se derivó para un pozo, el cual produce a un gasto constante, q , en un tiempo que va de 0 a un tiempo t y después se cerró. En la actualidad, no se obtiene tal gasto de producción. Por lo tanto, se deberá aplicar una corrección para darse cuenta de la variación del gasto de producción.

Horner sugirió 2 métodos. El primero, da una solución teórica segura, pero larga y laboriosa y, por lo tanto, no es adaptable para análisis de rutina. El segundo, el cual ha sido denominado "como un buen trabajo de aproximación", es usado por la mayoría de los ingenieros. En éste último método, la ecuación del incremento de la presión se modifica por la introducción de un tiempo corregido t_c , en donde q , es el último gasto de producción estabilizado antes del cierre y t_c , se obtiene dividiendo la producción acumulativa por el último gasto estabilizado.

El estudio original de Horner no da alguna indicación de que éste método de corrección, esté basado sobre alguna justificación teórica.

Los estudios de Muskat y el original de Horner proporcionan las bases fundamentales para la teoría moderna del análisis del --

comportamiento de pozos productores de aceite y gas.

En 1953, Van Everdingen y Hurst generalizaron los resultados de un estudio previo que desarrollaron, concerniente a los efectos de almacenamiento para incluir un " efecto de pared " (skin) o de región de permeabilidad alterada adyacente al agujero.

Más tarde, Gladfelter, Tracy y Wilsey presentaron un método para corregir los datos de incrementos de presión en pozos de aceite para el período de sobreproducción (almacenamiento en el agujero) en presencia de un efecto de pared. Este método depende de la precisión en la medida del volumen almacenado en el agujero al verificar el ascenso del nivel del líquido. Por pericia de los autores, la aplicación de la corrección por almacenamiento, de Gladfelter, Tracy y Wilsey para incrementos en pozos de gas no han sido discutidos, durante la investigación. El almacenamiento de gas en el agujero es un efecto de compresibilidad y puede estimarse fácilmente a partir de las medidas de presión en el agujero como función del tiempo.

Se han sugerido varias aproximaciones para el problema del almacenamiento en el agujero, tal como las resumidas por Matthews, entre ellas está el uso de un empacador de producción para minimizar el volumen de almacenamiento en el espacio anular, y el uso de instrumentos de fondo en la TP para obtener un cierre cercano a la cara de la formación productora.

Matthews y Perrine han sugerido un criterio para determinar el tiempo para el cual comienzan a ser despreciables los efectos

del almacenamiento. En 1962, Swift y Kiel presentaron un método para determinar el efecto de flujo no ajustado a la ley de Darcy (- frecuentemente llamado flujo turbulento) sobre el comportamiento de pozos de gas.

En 1963, Larson mostró que para el caso de un fluido de compresibilidad constante, el método de Muskat para determinar \bar{p} de éste tipo de gráfica fué teóricamente consistente para la parte inicial del tiempo, en una curva de incremento de presión. También mostró que la permeabilidad de la formación y el volumen de drenaje del pozo podría determinarse con aproximación. El trabajo de Po llard ejemplifica la técnica de graficar, sugerida por Muskat. También dicha teoría es aplicable durante la parte final del tiempo de una curva de incremento de presión, ésto primeramente fué intentado para analizar incrementos en yacimientos con fracturas naturales.

Recientemente, Carter, Miller y Riley observaron discordancia entre la capacidad de flujo $k_g h$, dato determinado por pruebas de abatimiento en pozos de gas, conduciendo a un gasto de flujo diferente para periodos cortos de tiempo (menor de 6 horas del tiempo de flujo). En el original de su estudio, Carter et al propuso que la discrepancia en la capacidad de flujo fué posiblemente resultado de los efectos del almacenamiento en el agujero. Resultados de un estudio analítico del agujero vacío y de flujo no ajustado a la ley de Darcy fueron registrados por Carter. En el final del texto de su estudio, Carter et al expuso que no creían que la capacidad'

de almacenamiento fuera la razón de las discrepancias en sus estimaciones de $k_g h$.

Van Everdingen y Hurst hicieron una revisión del trabajo, y presentaron las bases para la corrección del almacenamiento en el agujero, desarrollados por Gladfelter, Tracy y Wilsey y su extensión a pruebas de flujo.

Estudios subsecuentes han dado lugar a una multitud de refinamientos y un profundo entendimiento sobre este problema. Dichas -- pruebas de presión de flujo y su interpretación correcta son muy -- valiosas para saber acerca de la formación y para la planeación de operaciones futuras.

III.- MÉTODOS DE ANÁLISIS DE INCREMENTO DE PRESIÓN.

- a) Análisis de incremento de presión y datos de pruebas de flujo.

Introducción.

La teoría básica del comportamiento de incremento de presión fué desarrollada hace mucho tiempo y desde entonces se han hecho una serie de aportaciones muy importantes extendiendo la aplicabilidad original, a una gran variedad de situaciones que se han presentado. En el presente se resume las condiciones de la teoría del incremento de presión, su estado actual así como su aplicabilidad.

Se principia con el tipo más simple de curva de incremento de presión y se muestra como las propiedades de las rocas del yacimiento, las de los fluidos contenidos en el y las condiciones del agujero tienden a distorsionar la imagen idealizada.

Aquí se toma en cuenta los métodos que consideran éstas distorsiones, para determinar valores de las propiedades de la formación del yacimiento a partir de las curvas de incremento.

Curvas de Incremento

Yacimiento homogéneo e infinito.

La teoría para el comportamiento del incremento de presión para un solo pozo que produzca en una fase, que el fluido sea altamente compresible, dentro de un yacimiento homogéneo e infinito, fué presentado por Horner.

La ecuación de incremento de acuerdo a él, cuando solamente -

fluye aceite es :

$$P_w = P_i - \frac{162.6 \ q \ \mu \ B}{k \ h} \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \dots\dots (1)$$

donde:

- P_w = presión en el pozo durante el incremento, psi
- P_i = presión en el pozo después de un tiempo de cierre infinito, en el yacimiento infinito, psi
- q = gasto de aceite a condiciones de superficie, bl/día
- μ = viscosidad del aceite, cp
- B = factor de volumen del aceite de la formación
- k = permeabilidad de la formación al aceite, md
- h = espesor de la formación, ft
- t = tiempo de flujo en el pozo y,
- Δt = tiempo de cierre del pozo
- 162.6 = factor de conversión a unidades de campo

La gráfica de la ecuación anterior se muestra en la fig. 1, - obtenida con datos actuales de campo para pozo nuevo en un yacimiento de aceite. Para éste caso, tanto la teoría como la práctica concuerdan. Analizando la curva, se nota que la pendiente de la -- curva es igual al coeficiente del término logarítmico en la ecuación 1. Por lo tanto

$$k \ h = \frac{162.6 \ q \ \mu \ B}{\text{pendiente} \ \text{psi} / \text{ciclo}} \dots\dots\dots (2)$$

La extrapolación de la sección recta de la línea para un tiempo de cierre infinito ($\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$), nos dá el valor de p_i , como se muestra.

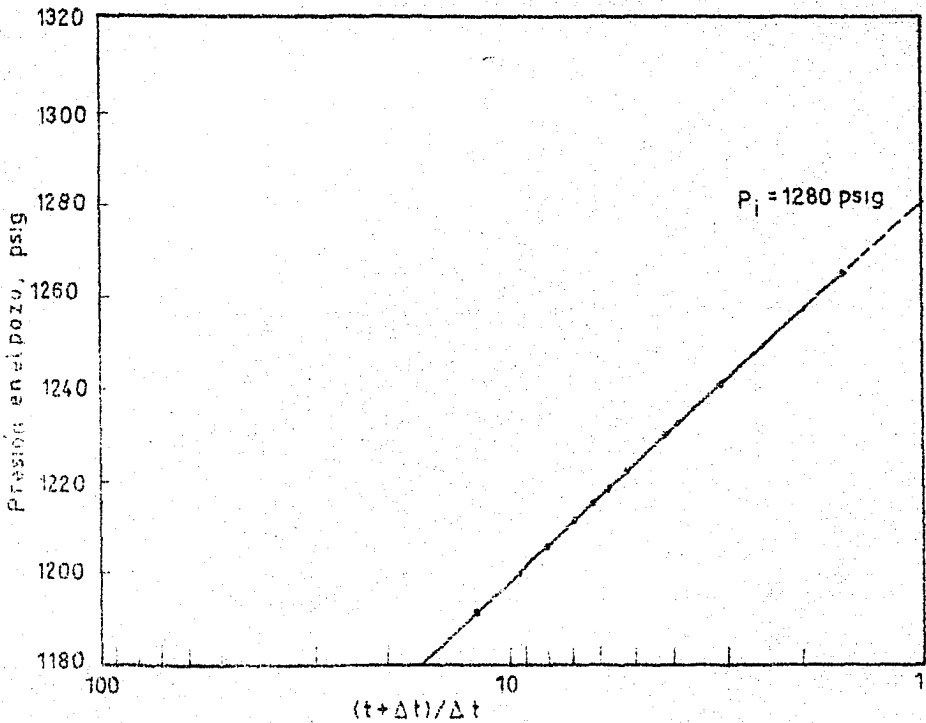


Fig.1 - Curva de incremento de presión para un yacimiento ideal.
(de Horner)

Yacimiento homogéneo finito.

El comportamiento de la curva de incremento de presión para un yacimiento homogéneo finito esta dado por la ecuación:

$$p_w = p_i - 162.6 \frac{q U B}{k h} \left[\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + \frac{Y(t + \Delta t) - Y(\Delta t) - Y(t)}{2.303} \right] \dots$$

..... (3)

La anterior difiere de la ecuación 1 solo por la adición del término en $Y(t)$, el cual se conoce como efecto de frontera y que es una función de la forma del area de drenaje del pozo y el tiempo de producción. Para un area de drenaje cuadrada, el efecto de frontera causa en la curva una desviación o deformación en S como se muestra en la fig. 2, para un ejemplo de campo. El valor extrapolado de la sección recta de líneas es llamado p_i ; en un yacimiento limitado o finito, p_i se define mejor como "presión extrapolada". El valor de la presión estática final es llamado \bar{p} , la presión promedio.

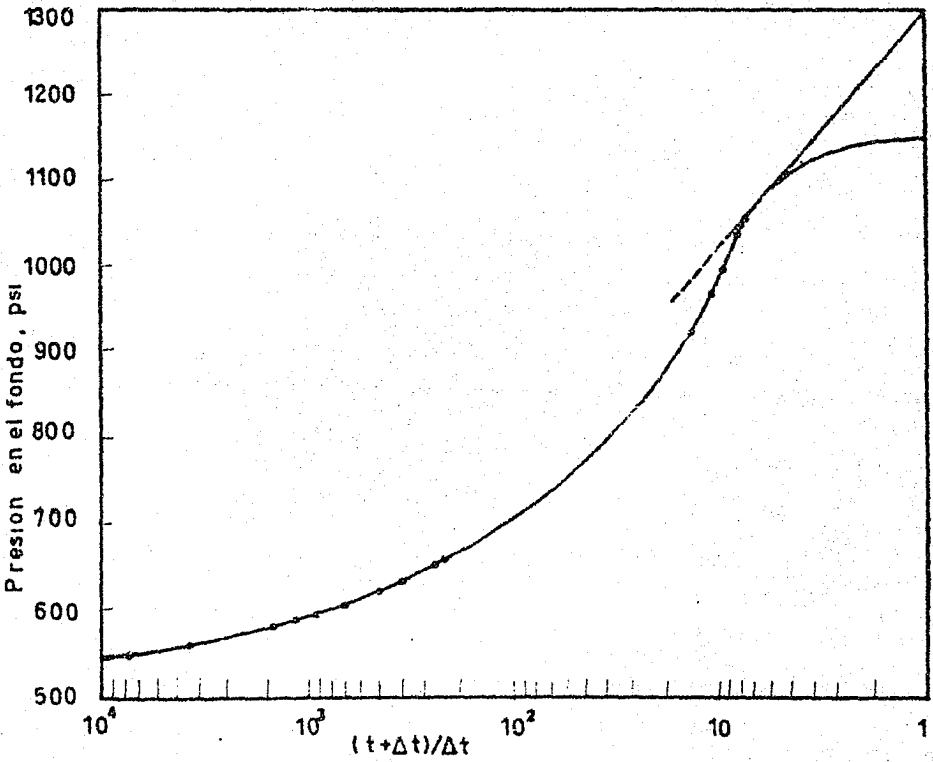


Fig. 2 - Curvade incremento de presion mostrando efecto de frontera.
(de Mead)

Si se localizan varios pozos en el yacimiento, el efecto de la producción a los otros pozos, origina que un pozo este rodeado por el limite del area de drene. En un lado de éste limite, el fluido fluye hacia ese pozo y en el otro lado hacia otro pozo. Para algún tiempo despues del cierre del pozo, se puede considerar que todavia existe el limite del area de drene. De ahí, que un pozo rodeado por otros pozos tendra una curva de incremento de presión similar a la de un pozo en un yacimiento limitado. (para un largo tiempo de cierre esto no es cierto).

En la fig. 2, se muestran valores de la presión promedio, \bar{p} , para yacimientos que no han sido cerrados por largo tiempo para alcanzar la deformación en S.

Daño al agujero.

Anteriormente se mencionó, que el efecto de la producción de otros pozos, es causa del aplastamiento o deformación de la curva de incremento para largos tiempos. De igual manera el efecto de daño al agujero puede distorsionar la curva de incremento como se muestra en la fig. 4. El efecto del daño al agujero en la distribución de presión, trae como consecuencia una caída brusca de presión a la derecha del pozo (fig. 5). Esta caída extra de presión se llama un efecto de pared.

Un corto tiempo despues al cierre, la presión se incrementa en la cantidad Δp_{skin} como se muestra en la fig. 5. Por lo tanto, la magnitud del efecto de pared, resulta evidente de la diferencia

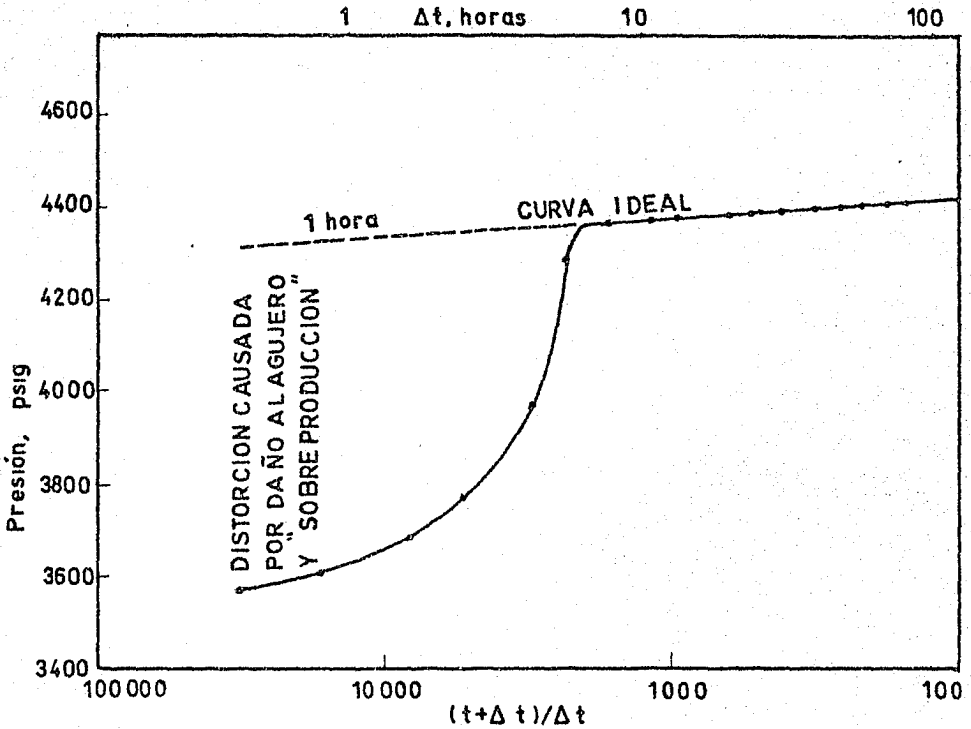


Fig. 4 - Curva de incremento mostrando efecto de daño al agujero y de sobreproducción

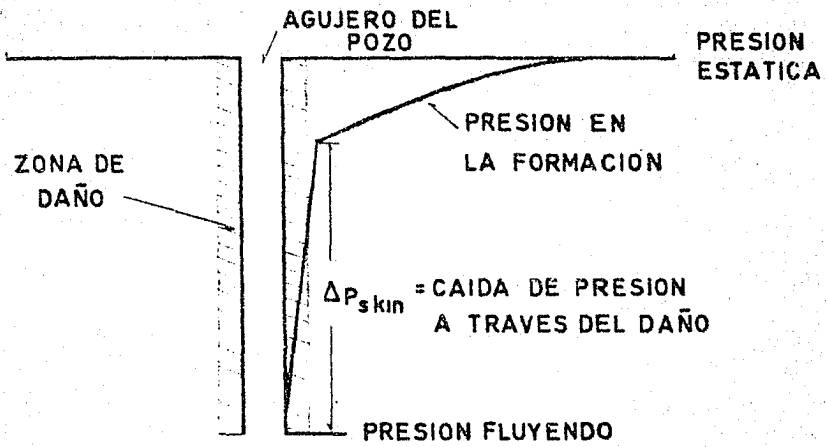


Fig. 5 - Distribución de presión en un yacimiento con daño

entre la presión fluyendo y la presión alcanzada, poco tiempo después del cierre. Cuantitativamente el efecto de pared S ha sido definido por Van Everdingen, y puede ser calculado de:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1\text{hora}} - P_f}{\Delta P (1 \text{ ciclo})} - \log \left(\frac{k}{\phi U c r_w^2} \right) + 1.07 \right] \dots$$

..... (4)

y la caída de presión en la pared o en la zona de daño cercana al pozo por

$$\Delta P_{\text{skin}} = \Delta P (1 \text{ hora}) \times 0.87 S \dots\dots\dots (5)$$

El valor de $P_{1 \text{ hora}}$, debe tomarse de la porción recta de la curva de incremento de presión.

Si la curva de incremento, no es una recta después de 1 hora será necesario extrapolar la porción recta hacia atrás, como se muestra en la fig. 4. Notese que se utilizan una escala para $(t + \Delta t) / \Delta t$ y también otra escala para Δt para facilitar la extrapolación a $P_{1 \text{ hora}}$. Una medida de la eficiencia de la terminación, se obtendrá al comparar el índice de productividad actual (J) y el ideal (sin efecto de pared). La razón de esas 2 cantidades es

$$\text{Eficiencia de flujo} = \frac{J_{\text{actual}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{P_i - P_f - \Delta P_{\text{skin}}}{P_i - P_f} \dots\dots$$

..... (6)

Esta es similar a la relación condición Gladfelter et al. Si bien el uso de la p_i en la ecuación anterior, es estrictamente correcta solamente para un yacimiento infinito, el error introducido es muy pequeño.

Efecto de llenado en el pozo.

La teoría ideal ejemplificada por la línea recta de la fig. 1 supone que un pozo está cerrado en la cara de arena misma, y que después del cierre ninguna producción entra al agujero. Sin embargo en la práctica, el pozo es cerrado en la superficie, un instante después del cierre, el fluido continúa entrando dentro del pozo a un gasto constante. Solamente después que el fluido, se acumula en el agujero, se siente que el efecto del cierre en la superficie es transmitido a la formación. Por esta razón hay un retraso al principio en el incremento de presión, como se muestra en la fig. 6. Si fluye aceite y gas dentro del agujero, el gas sube a la cabeza del pozo durante el cierre y la caída del aceite al fondo puede causar el arqueamiento de la curva de presión, como se muestra en la fig. 7, obtenida de un ejemplo de un pozo al sur de Texas. Una de las formas de disminuir esos efectos del agujero, es usar las herramientas desarrolladas ultimamente, las cuales cierran al pozo en el fondo. Estas herramientas permiten la interpretación de las curvas de incremento de presión después de un tiempo corto de cierre.

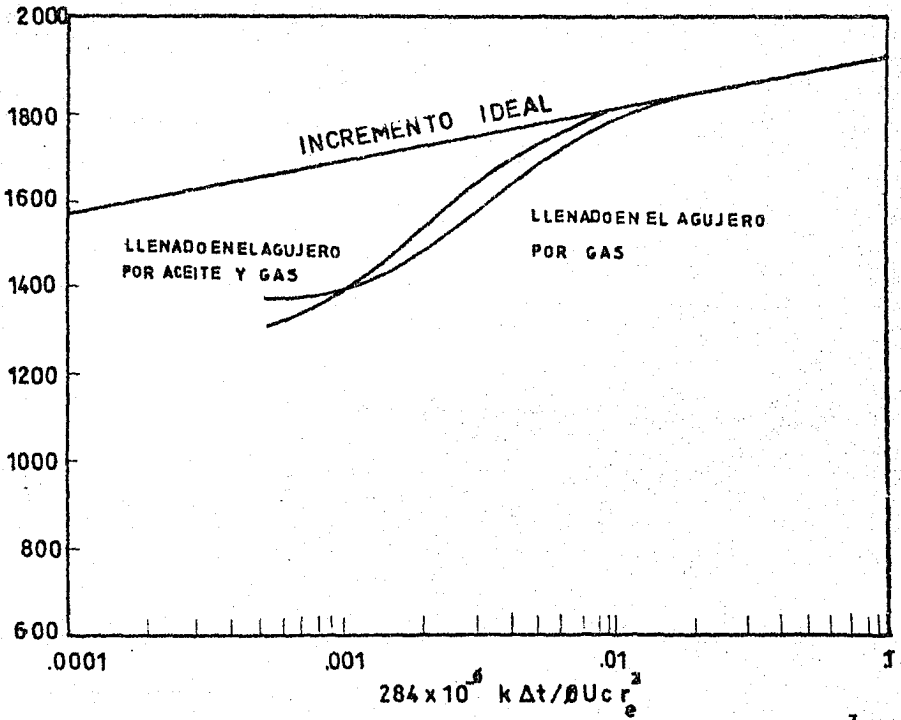


Fig.6 - Efecto de llenado en el pozo (despues de Miller ,Dyes y Hutchinson)

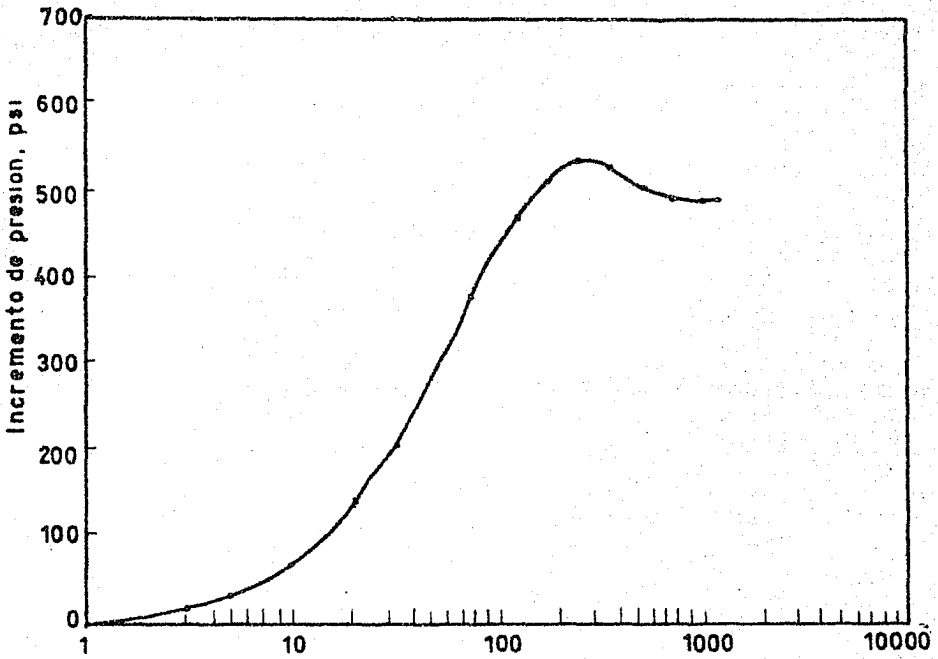


Fig.7 - Arqueamiento para incremento de presión por gas en la tubería de producción después del cierre.

Efecto de la Heterogeneidad del Yacimiento.

En un yacimiento que consta de capas estratificadas de diferentes permeabilidades se mostró teóricamente, que se tiene una -- " cola " de la curva de incremento. Un ejemplo de ésto, para un yacimiento terminado en 2 estratos de diferentes permeabilidades, se muestra en la fig. 8.

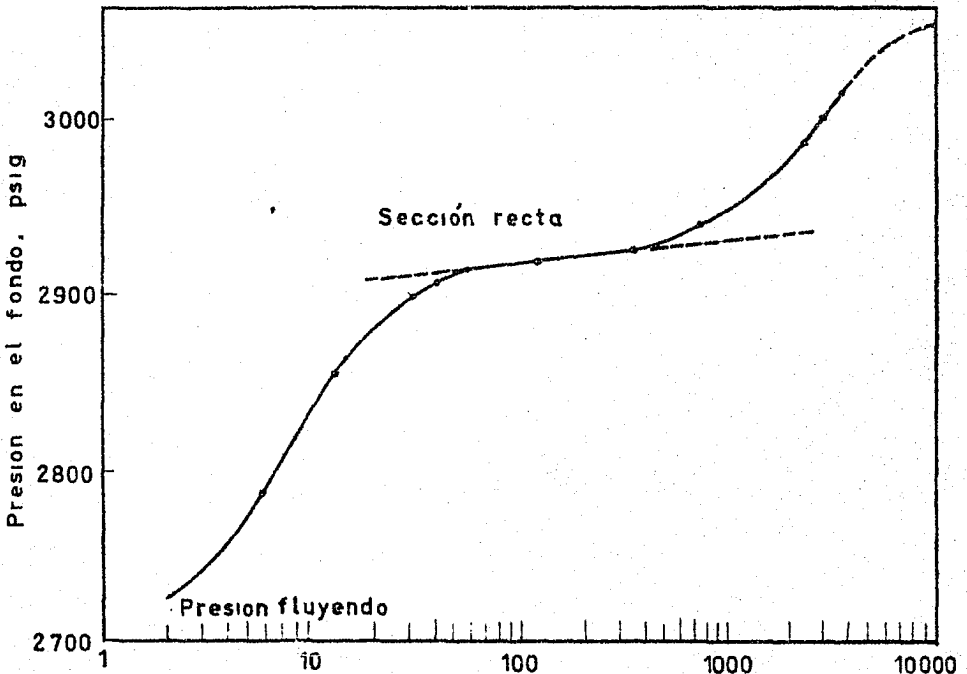


Fig. 8 - Curva de incremento en 2 capas del yacimiento.

El incremento de presión tiene lugar en ambos estratos al principio del cierre, dando una sección recta como se muestra. La pendiente de ésta sección recta dá la total kh para ambos estratos. Después que se ha terminado el incremento de presión en la capa más permeable, la capa menos permeable, la cual esta a una presión promedio más alta, empieza a proveer fluido dentro de la capa más permeable. Esta causa un incremento arriba de la sección recta. Finalmente podra ocurrir una igualación de presión y la curva se arqueará como se indica por la línea punteada.

Yacimientos de caliza fracturado o con fisuras muestra éste tipo de incremento. De igual modo, parece que en la mayoría de yacimientos con 2 tipos distintos de permeabilidades, se muestra éste tipo de comportamiento. La cola es grande cuando la diferencia de permeabilidades es grande, como se muestra para el ejemplo para caliza fracturada. fig. 9.

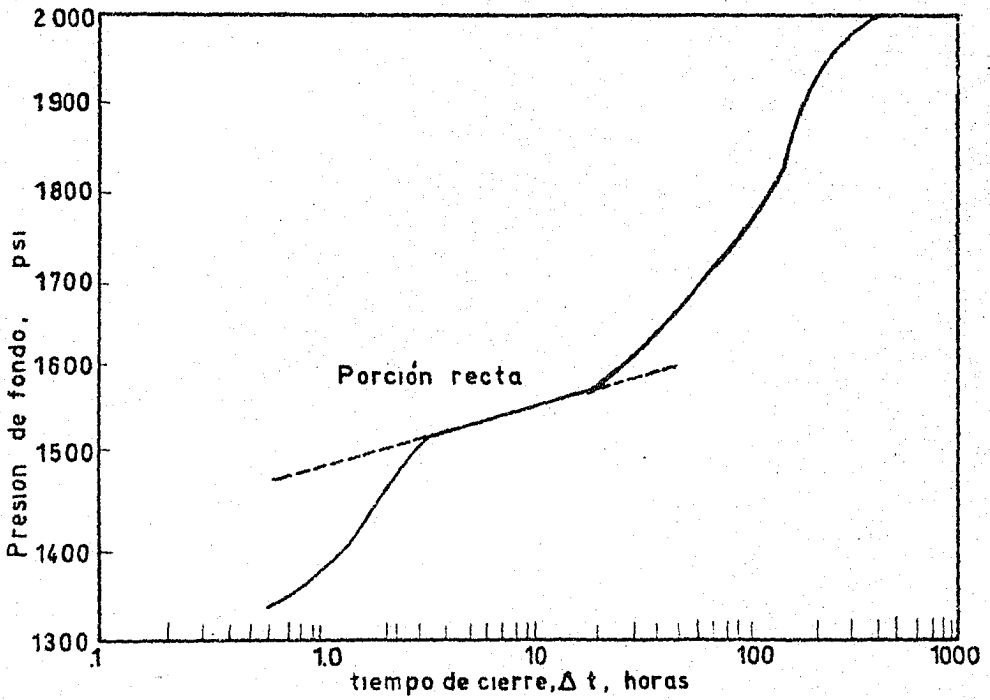


Fig. 9 - Curva de incremento de presión en una caliza fisurada en el yacimiento (de Pollard¹¹)

Pozo de Gas.

Los investigadores Aronoflky y Jenkins muestran que un pozo de gas tiene un comportamiento muy similar al pozo de aceite. Con' aceptable aproximación, la ecuación del incremento esta dada por:

$$p = p_1 - 162.6 \frac{q_g U_g B_g}{k_g h} \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \dots\dots (7)$$

donde

factor de volumen del gas de la formación a una presión - promedio aritmética del yaci- miento.

$$B_g = z \frac{T}{T_a} \left[\frac{p_a}{(p_1 + p)/2} \right]$$

Notese que B_g , es calculado a la presión aritmética promedio del - yacimiento.

El promedio anterior cambia durante el incremento, así que la pendiente de la curva de p contra $\log (t + \Delta t) / \Delta t$, tambien cam-- biará ligeramente. Dicho cambio se considera despreciable y usual-- mente es satisfactorio sustituir p por p_f en la ecuación para B_g . Se enfatiza que cuando la ecuación del gas se usa en la forma de - la ecuación 7, ésta es análoga con la ecuación del aceite (ecua-- ción 1). En la ecuación 7, el gasto de gas necesita ser expresado en barriles por día a condiciones estandard. Truebe dió curvas pa-- ra la compresibilidad de gas c_g . Un ejemplo de una curva de incre-- mento de presión de gas, se muestra en la fig. 10. La forma de la' ecuación de gas es usada por muchos autores, y puede ser obtenida-- al sustituir B_g en la ecuación 7.

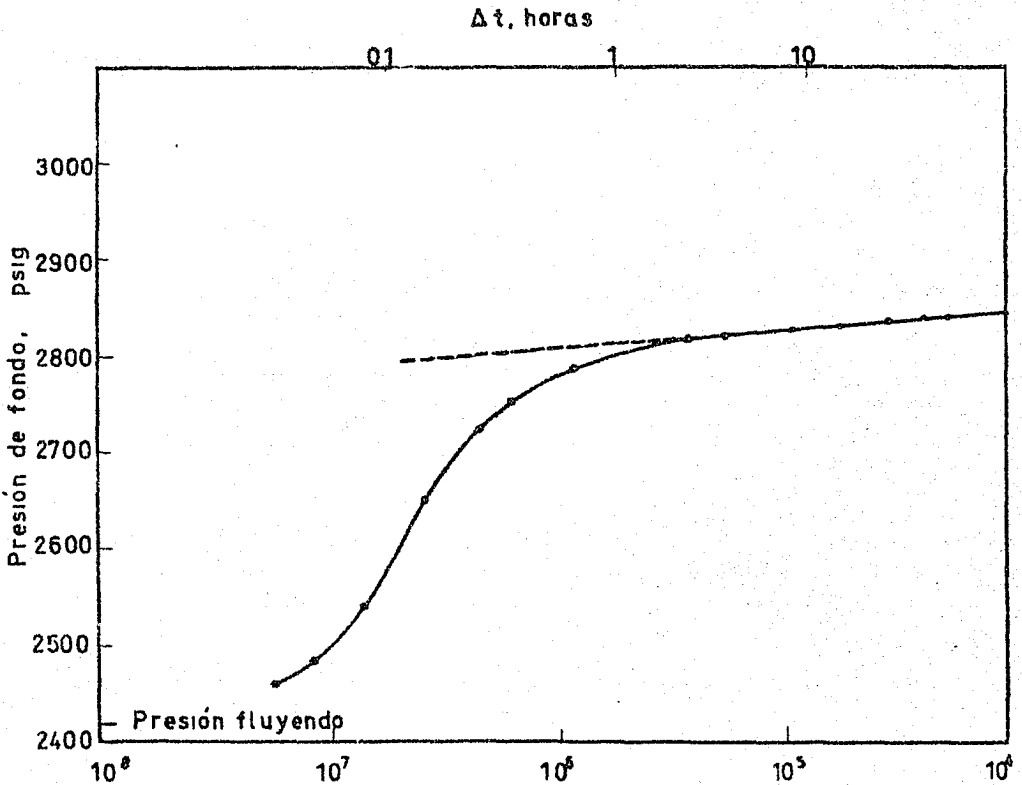


Fig.10 - Curva de incremento de presión en pozo de gas.

Nomenclatura.

A = area de drene del pozo, ft²

$a_1 a_2$ = distancia entre el pozo de observación y el pozo en producción, ft

E_o = factor de volumen del aceite

E_g = factor de volumen del gas $z = \frac{T}{T_a} \left[\frac{p_a}{(p_i + p_f)/2} \right]$

c = compresibilidad, psi⁻¹

- h = espesor de la formación, ft
- J = índice de productividad, bl/día/psi
- k = permeabilidad de la formación, md
- P_i = presión obtenida cuando la porción lineal de la curva de incremento, p contra $\log(t + \Delta t / \Delta t)$, es extrapolada para $(t + \Delta t / \Delta t) = 1$ correspondiente a un tiempo de cierre infinito en yacimiento infinito, psi
- P_w = presión en el pozo, psi
- $P_{1.hora}$ = presión leída de la porción lineal de la curva de incremento a una hora de tiempo de cierre, psi
- P_f = presión fluyendo antes de cerrar el pozo para un incremento, psi
- \bar{P} = presión promedio en el area de drene de un pozo, psi
- $\Delta P_{(1 \text{ ciclo})}$ = pendiente de la porción lineal de la curva de incremento en $\text{psi}/\log_{10} \text{ ciclo}$
- ΔP_{skin} = caída de presión en " la pared" región cerca del agujero
- q = gasto de producción anterior al cierre del pozo para un incremento, bl/día a condiciones de superficie
- r_w = radio del agujero, pg
- r_e = radio de drene, ft
- S = factor de pared
- t = tiempo de flujo, horas
- Δt = tiempo de cierre, horas
- $Y(t)$ = efecto de frontera
- ϕ = porosidad, fracción

b) Método simplificado de análisis de incremento de presión para un pozo estabilizado.

Introducción.

En el presente se muestra un nuevo método de análisis de incremento para un pozo que ha producido durante mucho tiempo en estado pseudo estable, o flujo estabilizado (términos usados indistintamente). Este método, se basa en el cambio de presión causado solamente por el efecto negativo al cerrar el pozo. Dicho efecto, se grafica separadamente a partir de la tendencia continua de la declinación de la presión causada por la producción previa al cierre del pozo.

Si bien se puede usar un análisis tipo Horner, para la mayoría de los pozos de acción infinita, éste es inadecuado si el incremento de presión se ha obtenido de pruebas de formación, cuando la presión se incrementa al tiempo de cierre. Se han publicado muchas técnicas diferentes para analizar el incremento de presión en el estado pseudo estable, incluyendo el método de Muskat, Miller -- Dyes-Hutchinson, y Horner. Este método aquí descrito, que por simplicidad se referirá como " Método Slider" tiene dos distintas ventajas sobre los previamente publicados:

- 1.- Cuando el área de drene se aproxima al flujo radial, como sucede en pozos situados en el centro de un cuadrado o un exágono, se puede hacer un análisis completo aún sin conocer previamente la porosidad o la compresibilidad efectiva.

2.- El método Slider, dá en la gráfica de presión una sección recta, para períodos grandes de tiempo que no dan los -- otros métodos. (no es un efecto insignificante)

La gráfica puede ser una recta hasta 40 veces más que la de - algunos de los otros métodos.

Para llevar a cabo un análisis completo de incremento por los otros métodos, es necesario conocer al menos la porosidad y la compresibilidad efectiva para el area de drene. El método Slider usa' el cambio en la presión con el tiempo antes del cierre (el cual - es una función de la porosidad y la compresibilidad) para ayudar' a la evaluación independiente de la porosidad y la compresibilidad. Esto no es una ventaja insignificante, ya que la compresibilidad - de un yacimiento abajo del punto de burbujeo, es muy sensible a la saturación de gas, la cual a su vez es difícil determinarla con su ficiente precisión.

Ecuaciones para incrementos de presión.

Características generales.

Un pozo que produce de un yacimiento radial, a un gasto q --- tendrá una historia de presión como se muestra esquemáticamente en la fig. 1.

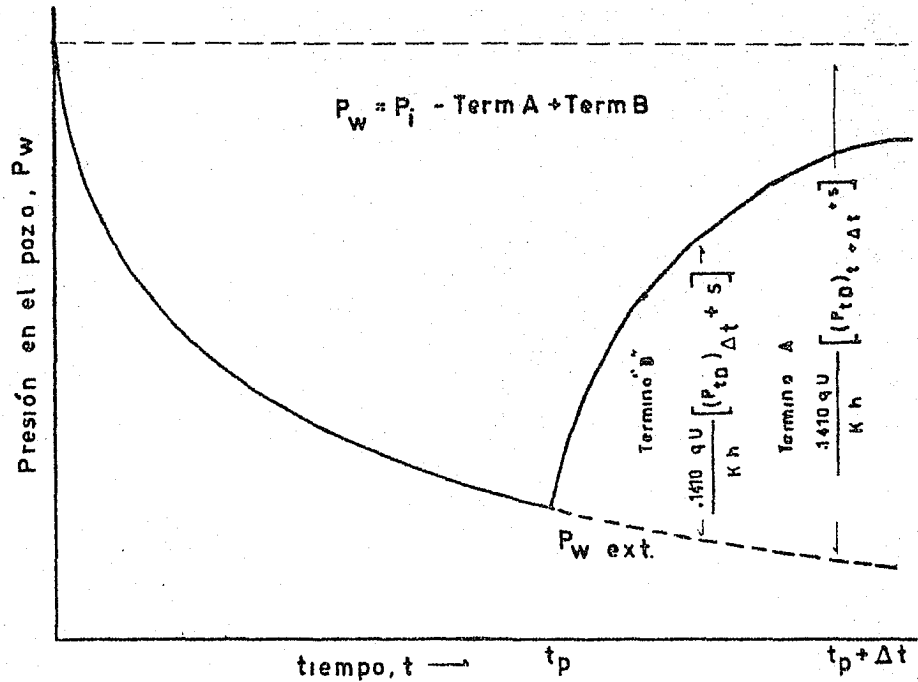


Fig1 - Historia de presión para un pozo en un yacimiento cerrando a $t = t_p$

Si el pozo se cierra a un tiempo t_p la historia de presión se rá como se muestra con la línea llena en la fig. 1. Si el pozo con tinua produciendo, despues que ha sido cerrado en un tiempo t_p , la historia de la presión despues del cierre, sería como se muestra - por la línea punteada. Van Everdingen y Hurst desarrollaron méto-- dos para analizar el cambio en la presión, $(p_i - p_w)$, a partir' de cualquier gasto constante de producción, q .

$$p_w = p_i - \frac{0.141 q U}{k h} (p_{tD} + S) \dots (1)$$

En la ecuación anterior, p_{tD} es una función de presión determinada por el tiempo t_D , adimensional y tamaño del yacimiento r_D . El factor de pared S . Una expresión general para la presión durante el - tiempo de cierre, puede obtenerse aplicando la ecuación 1 por su-- perposición, de manera que el cambio de presión en el pozo a par-- tir de la presión inicial del yacimiento, sea igual a el cambio en la presión debido a que los pozos producen un gasto q durante un' tiempo $(t_p + \Delta t)$, menos la presión incrementada debido a un gasto, $-q$, que actua en él a un tiempo de cierre, Δt . Esto está indicado- en la fig. 1. El factor de pared S , se anula y la ecuación general resultante se expresará como:

$$p_i - p_w = \frac{0.141 q U}{k h} (p_{tD})_{t_p + \Delta t} - \frac{0.141 q U}{k h} (p_{tD}) \Delta t \dots$$

..... (2)

Van Everdingen y Hurst mostraron que para un yacimiento de acción-infinita y t_D mayor de 100, la función p_{tD} puede ser evaluada por la ecuación

$$p_{tD} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.809) \dots\dots\dots (3)$$

En ésta ecuación el tiempo t_D adimensional, puede calcularse por:

$$t_D = \frac{6.33 k t}{\phi U c r_w^2}, \dots\dots\dots (4)$$

en el cual t está en días. Horner mostró que cuando los valores de p_{tD} en la ecuación 2, son gobernados por la ecuación 3, la presión del pozo cerrado puede calcularse por

$$p_w = p_i - \frac{0.1625 q U}{k h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots\dots (5)$$

Observe el significado gráfico de la ecuación 2 en la fig. 1. El primer término "A" en la fig. 1. — representa la diferencia de presiones entre p_i la presión inicial, y $p_w \text{ ext.}$ presión del pozo que existiría si el pozo no se hubiera cerrado al tiempo t_p .

$$p_i - p_w \text{ ext} = \frac{0.141 q U}{k h} \left[(p_{tD})_{t_p + \Delta t} + S \right] \dots\dots (A)$$

cuando ésta ecuación se resta de la ecuación 2, se obtiene el término B en la fig. 1

$$P_i - P_w \text{ ext} = \frac{0.141 q U}{k h} \left[(P_{tD})_{t_p + \Delta t} + S \right] \dots (B)$$

Este término representa el incremento de presión que ocurre como resultado de la introducción del gasto negativo, $-q$, por cerrar el pozo. Notese que el segundo término es completamente independiente de la presión y de la historia de producción hasta el tiempo de cierre. Este cambio teórico de presión representada por el segundo término puede llamarse Δp_q , el cual en términos generales es igual a

$$\Delta P_q = \frac{0.141 q U}{k h} \left[(P_{tD})_{\Delta t} + S \right] \dots (6)$$

Anteriormente se anotó, que la ecuación 2, simplifica a la ecuación 5, cuando el yacimiento es de acción infinita. Sin embargo, esta situación rara vez existe en una prueba de incremento de presión, excepto cuando se utiliza la prueba de formación, o en el caso de yacimientos de gas. Cuando un pozo se ha estabilizado, el cambio de presión al mismo ritmo igual que el tiempo se realiza a través de todo el yacimiento. Esto es, el cambio en la presión con el tiempo es el mismo en todos los puntos del yacimiento y en todos los períodos tan largos, como q permanezca constante. En estas condiciones, las funciones p_{tD} , para un sistema radial pueden ser muy aproximadas con la siguiente ecuación.

$$p_{tD} = \frac{2 t_D}{r_D^2} + \ln r_D - \frac{3}{4} \dots (7)$$

$$P_i - P_w \text{ ext} = \frac{0.141 q U}{k h} \left[(P_{tD})_{t_p + \Delta t} + S \right] \dots (B)$$

Este término representa el incremento de presión que ocurre como resultado de la introducción del gasto negativo, $-q$, por cerrar el pozo. Notese que el segundo término es completamente independiente de la presión y de la historia de producción hasta el tiempo de cierre. Este cambio teórico de presión representada por el segundo término puede llamarse Δp_q , el cual en términos generales es igual a

$$\Delta p_q = \frac{0.141 q U}{k h} \left[(P_{tD})_{\Delta t} + S \right] \dots (6)$$

Anteriormente se anotó, que la ecuación 2, simplifica a la ecuación 5, cuando el yacimiento es de acción infinita. Sin embargo, esta situación rara vez existe en una prueba de incremento de presión, excepto cuando se utiliza la prueba de formación, o en el caso de yacimientos de gas. Cuando un pozo se ha estabilizado, el cambio de presión al mismo ritmo igual que el tiempo se realiza a través de todo el yacimiento. Esto es, el cambio en la presión con el tiempo es el mismo en todos los puntos del yacimiento y en todos los períodos tan largos, como q permanezca constante. En estas condiciones, las funciones p_{tD} , para un sistema radial pueden ser muy aproximadas con la siguiente ecuación.

$$p_{tD} = \frac{2 t_D}{r_D^2} + \ln r_D - \frac{3}{4} \dots (7)$$

Observese que cuando esas circunstancias prevalecen, el primer término de la ecuación 3 será proporcional al tiempo mismo ($t_p + \Delta t$), y no será proporcional al logaritmo del tiempo, $\log(t_p + \Delta t)$. El segundo término representa el cambio de presión, debido al cierre del pozo, continua gobernado por el logaritmo que define p_{tD} como en la ecuación 3, hasta un tiempo tal en que el efecto del gasto $-q$ comienza a estabilizarse.

Las curvas de incremento de presión, son normalmente corregidas para tiempos insuficientes, para que el efecto de cierre $-q$ estabilice. Así, en el incremento de presión de un pozo estabilizado, 2 cambios de presiones son sustraídas. Una de esas es linealmente proporcional a ($t_p + \Delta t$) y la otra es proporcional al $\log \Delta t$. Así, en un pozo estabilizado en el tiempo de cierre, teóricamente no se puede obtener la ecuación 5 de Horner, y la presión del pozo no es proporcional al $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ como en la ecuación 5. Sin embargo, Ramey y Cobb y otros han notado que cuando Δt es muy pequeño comparado con t , ($t + \Delta t$) se aproxima a t . Entonces en una gráfica de Horner, aparece una línea recta y la pendiente aparente da una evaluación precisa de la transmisibilidad. Por lo tanto, -- una gráfica de Horner también proporciona un medio de determinar la presión promedio de áreas de drenaje de forma rara.

Evaluación de Δp_q .

En la sección anterior se indicaron, las bases para un análisis de incremento de presión para un pozo estabilizado, pueden ser

las gráficas de Δp_q contra $\log \Delta t$. El valor de Δp_q para esta gráfica, puede evaluarse graficamente o derivarse analíticamente de la presión de cierre registrada. Ambos métodos son obvios de la historia de presión esquemática de un pozo estabilizado representado en la fig. 2

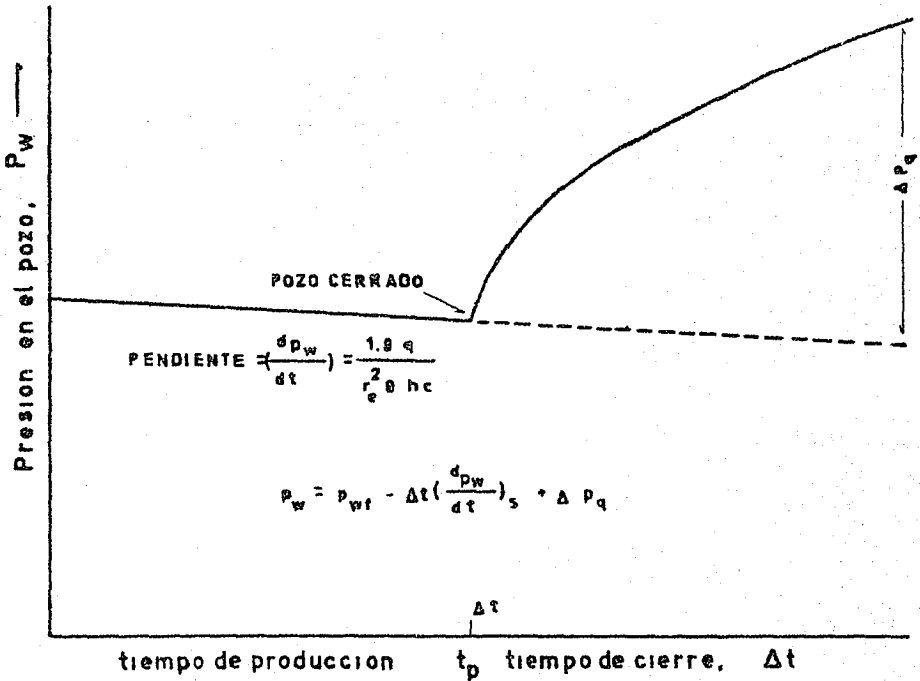


Fig. 2 - Curva de incremento de presión de un pozo estabilizado

Debido a que el pozo está estabilizado antes del cierre, la gráfica de la presión del pozo contra el tiempo anterior al cierre, es una línea recta con pendiente

$$\left(\frac{d p_w}{d t} \right)_s = \frac{1.8 q}{\phi h c r_e^2} \dots\dots\dots (8)$$

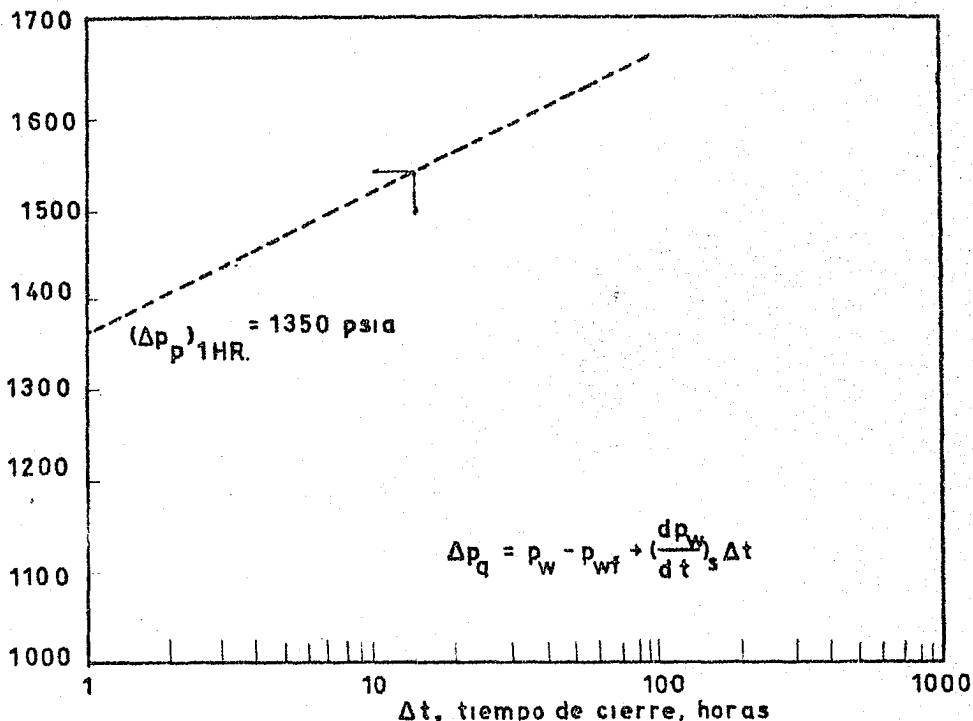


Fig.-3. Gráfica de Δp_q para un pozo estabilizado

Si el pozo no fuera cerrado, la presión del pozo continuaría declinando en la misma proporción, como se representa por la línea punteada. Previamente se mostró que Δp_q es el cambio en la presión debido solamente al cierre. Así se puede obtener gráficamente Δp_q a diferentes tiempos, por extrapolación de la línea recta, de declinación de la presión antes del cierre y leyendo Δp_q como se indica en la fig. 2.

En forma analítica, Δp_q puede ser calculada de la presión de flujo en el cierre, la presión del pozo en el cierre, y el cambio-

en la presión con el tiempo antes del cierre.

$$(p_w)_{\Delta t} = p_{wf} + \Delta t \left(\frac{d p_w}{d t} \right)_s + (\Delta p_q)_{\Delta t} \dots (9)$$

Esta relación puede ser aclarada en la fig. 2; y reagrupando se obtiene

$$(\Delta p_q)_{\Delta t} = (p_w)_{\Delta t} - p_{wf} - \Delta t \left(\frac{d p_w}{d t} \right)_s \dots (10)$$

Transmisibilidad en el Yacimiento.

Como se anotó previamente, Δt raramente es demasiado grande para el límite de drene del pozo, para afectar el Δp_q . Así, el valor de p_{tD} en la ecuación 6, es normalmente gobernado por la función ln de la ecuación 3. Los límites específicos de tiempo en la aplicación serán discutidos más adelante. Sustituyendo p_{tD} en la aplicación, serán discutidos más adelante. Sustituyendo p_{tD} en la ecuación 6, de acuerdo a las ecuaciones 3 y 4, se obtiene:

$$\Delta p_q = \frac{0.1625 q U}{k h} \left[\log \Delta t \log \left(\frac{6.33 k}{\phi U c r_w^2} \right) + \frac{0.809}{1.15} + \frac{s}{1.15} \right] \dots (11)$$

Notese que el $\log \left(\frac{6.33 k}{\phi U c r_w^2} \right)$ es una constante, así como $\frac{0.809}{1.15}$ y $\frac{s}{1.15}$; de ahí que una gráfica de p_q contra el $\log t$ dará una línea recta con

$$m = \frac{0.1625 q U}{k h}$$

Se observa inmediatamente que k , kh o $\frac{kh}{\mu}$ pueden ser evaluados' de la pendiente de la gráfica.

Daño al Pozo.

La resolución de la ecuación 11, proporciona el valor del -- efecto de pared S , en términos de la pendiente, $m = \frac{0.1625 q U}{k h}$

y Δp_q para $t = 1$ hora

$$S = 1.15 \frac{(\Delta p_q)_{1.h}}{m} - 1.15 \log \frac{\dots}{10.4 m c \phi h r_w^2} \dots (13)$$

Observese que ésta ecuación es la misma que la ecuación API, para' la evaluación del factor de pared, para un incremento de presión -- en yacimiento de acción infinita, excepto porque $(\Delta p_q)_{1.hora}$ es' sustituida por $(p_{1.hora} - p_{wf})$.

Los factores de pared, son a menudo difíciles de evaluar por- que el término $\frac{q}{c \phi h r_w^2}$ es desconocido. Sin embargo, el - cambio de la presión, con^wel tiempo, en el pozo durante el periodo de flujo antes del cierre, se mostró en la ecuación 8, es una fun- ción de éste grupo de términos.

Sustituyendo en la ecuación 13 de acuerdo a la 8 se tiene

$$S = 1.15 \frac{(\Delta p_q)_{1.hora}}{m} - 1.15 \log \frac{(\frac{dp_w}{dt})_s}{18.7 m (\frac{r_w^2}{r_e^2})} \dots \dots \dots (14)$$

Por consiguiente, para la evaluación del daño, se requiere conocer solamente el parametro del yacimiento, r_w / r_e . Despues de que el factor de pared S, es calculado, la caída de presión debido a dicho factor puede obtenerse por:

$$(\Delta p)_s \approx \frac{0.141 \cdot q \cdot U}{k h} S \dots\dots\dots (15)$$

o en términos de m

$$(\Delta p) = (m / 1.15) S \dots\dots\dots (16)$$

Evaluación de la Presión Estática.

Se mostrará que la presión estática o presión promedio en el area de drene de un pozo, es una función del tiempo requerido para que un yacimiento empleze a estabilizarse. Este tiempo siempre ha sido motivo de controversia, muchos investigadores proponen diferentes tiempos. Se cree que para hacer una estimación realista de el tiempo, cuando en un yacimiento radial entra flujo pseudo estático, puede usarse la ecuación, 17 :

$$t_s = \frac{\phi c h r_e^2}{25.3 k} \dots\dots\dots, (17)$$

Usando la distancia más cercana del limite para r_e en la ecuación anterior, se puede usar dicha ecuación para estimar el tiempo cuando la presión en un pozo ya no actúa, como si ésta fuera en un yacimiento infinito.

Despues que el pozo ha estado cerrado para un tiempo igual a t_s , para un area de drene radial, el ritmo de cambio de la pre --

sión en el pozo causada por $-q$ (cerrando el pozo), por la ecuación 11 será

$$\frac{d(\Delta p_q)}{dt} = + \frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c} \dots\dots\dots (18)$$

Ya que el pozo estaba en estado pseudo estático y produciendo' a razón de q al tiempo de cierre, el ritmo del cambio de presión sin cerrar sería:

$$\left(\frac{d p_w}{dt} \right)_s = - \frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c} \dots\dots\dots (19)$$

Así, el ritmo total del cambio en la presión despues de que - el pozo está cerrado para un tiempo igual o mayor que t_s es

$$\left(\frac{d p_w}{dt} \right)_{total} = + \left(\frac{d p_w}{dt} \right)_s + \frac{d(p_q)}{dt} \dots (20)$$

o sustituyendo

$$\left(\frac{d p_w}{dt} \right)_{total} = - \frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c} + \frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c} \dots\dots (21)$$

entonces

$$\left(\frac{d p_w}{dt} \right)_{total} = 0 \dots\dots\dots (22)$$

Si no hay cambio en la presión, con el tiempo, el pozo ha alcanzado la presión estática. Entonces la presión estática puede -- ser calculada por extrapolación a t_s , en la gráfica de Δp_q con-

tra $\log \Delta t$ y calculando la presión estática sobre las bases de $(\Delta p_q)_{ts}$.

Por lo tanto, la presión estática será igual a la presión al tiempo de cierre p_{wf} , más el incremento de presión debido a q , menos la declinación de presión que ha sido experimentada durante un intervalo de tiempo t_s , si el pozo todavía no ha sido cerrado, o bien

$$\bar{p} = p_{wf} + (\Delta p_q)_{ts} + \left(\frac{d p_w}{d t} \right)_s t_s \dots\dots\dots (23)$$

sustituyendo $(d p_w / d t)_s$ y t_s por la ecuación 19 y 17 respectivamente, se obtiene:

$$\bar{p} = p_{wf} + (\Delta p_q)_{ts} - \left(\frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c} \right) \left(\frac{\phi U c r_e^2}{25.3 k} \right) \dots\dots\dots (24)$$

$$\bar{p} = p_{wf} + (\Delta p_q)_{ts} - \frac{1.8 q U}{25.3 k h} \dots\dots\dots (25)$$

ahora sustituyendo m por $0.1625 q U / k h$, se tiene

$$\bar{p} = p_{wf} + (\Delta p_q)_{ts} - 0.438 \dots\dots\dots (26)$$

a fin de usar la ecuación 26, se debe conocer t_s para la evaluación de $(\Delta p_q)_{ts}$. La ecuación para t_s , (ecuación 17) puede reescribirse multiplicando ambos lados de la ecuación por h y reagrupando la constante para obtener

$$t_s = \frac{\phi c h r_e^2}{25.3 \left(\frac{kh}{U} \right)} \dots\dots\dots (27)$$

ahora sustituyendo por $(\phi c h r_e^2)$ y kh/U , de acuerdo con las ecuaciones 8 y 12 respectivamente, se tiene

$$t_s = \frac{0.438 \text{ m}}{(d p_w / d t)_s} \dots\dots\dots (28)$$

Problema , Ejemplo

Dados:

Un pozo perforado en un campo con espaciamiento uniforme de 40 acres, ha producido 280 bl/día standard durante 10 días, - el pozo se cerró para un levantamiento de incremento de presión. - En los 5 días anteriores al cierre, la presión en la cabeza de la TP ha declinado poco más o menos 24 psi/día. La relación gas-aceite ha permanecido constante durante la producción.

Datos estimados del yacimiento

Factor de volumen del aceite de la formación, B_o 1.31

viscosidad del aceite, U o 2.0 cp

radio del pozo, r_w 0.333 ft

espesor neto productor, h 40 ft

Datos de levantamiento de presión

tiempo de cierre (horas)	presión (psia)
0	1,123 (al tiempo de cierre)
2	2,290
4	2,514
8	2,584
12	2,612
16	2,632
20	2,643
24	2,650
30	2,658

Determinar:

- 1.- El valor del producto porosidad-compresibilidad (ϕc)
- 2.- La permeabilidad del yacimiento, k
- 3.- El factor de pared
- 4.- La presión promedio del yacimiento en el area de drene.

Solución:

Se puede suponer que el pozo está estabilizado al tiempo de - cierre, porque la presión del pozo está declinando a un ritmo cons- tante, como lo indica la presión en la cabeza de la TP. Esta supo- sición será verificada por el cálculo del tiempo de estabilización al final del problema.

1.- El conocimiento de ϕc , se podrá obtener del cambio de presión en el pozo con el tiempo antes del cierre. La presión de flujo en la cabeza de la TP en el pozo puede utilizarse para este propósito debido a que el gasto y la composición del fluido (relación gas-aceite) son constantes. De ahí que, la diferencia de la presión estática y las pérdidas por fricción en el pozo son constantes. Claramente, las medidas de las presiones en el fondo del pozo, serían más seguras, pero son menos disponibles. Calculando ϕc de la ecuación 8,

$$\left(\frac{dp_w}{dt} \right)_s = \frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c} \dots\dots\dots (8)$$

$$- 24 = - \frac{(1.8) (280) (1.31)}{(660)^2 (40) (\phi c)}$$

y resolviendo,

$$\phi c = 1.578 \times 10^{-6} .$$

2.- La permeabilidad es calculada de la pendiente de la curva obtenida de la gráfica Δp_q contra $\log \Delta t$. Los valores de Δp_q son calculados (tabla 2) usando la ecuación 10:

$$\Delta P_q = P_w - P_{wf} - \Delta t \left(\frac{dp_w}{dt} \right)_s \dots\dots\dots (10)$$

Graficando Δp_q contra log del tiempo de cierre en la fig.

3.

La pendiente de ésta línea es más o menos 145 psi/ciclo.-

Así, la k será calculada de la pendiente de la gráfica,

$$m = \frac{0.1625 q}{k h} \text{ . Por sustitución}$$

$$145 = \frac{(0.1625) (280) (1.31) (2.0)}{k (40)}$$

y k = 0.0206 darcies ó 20.6 md.

3.- El factor de pared será calculado de la ecuación 14 :

$$S = 1.15 \frac{(\Delta p_a)_{1,h}}{m} - 1.15 \log \frac{(\frac{dp_w}{dt})_s}{18.7 m (r_w^2 / r_e^2)}$$

sustituyendo

$$S = 1.15 \left(\frac{1,350}{145} \right) - 1.15 \log \frac{24}{(18.7)(145)(0.333)^2 / (660)^2}$$

$$S = 5.22$$

4.- La presión promedio en el area de drene, será calculada -
ahora por la ecuación 26:

$$\bar{p} = p_{wf} + (\Delta p_q)_{ts} - 0.438 m \dots\dots\dots (26)$$

para lo cual debemos calcular primero el tiempo de estabi-
lización

$$t_s = \frac{0.438 m}{(\frac{dp_w}{dt})_s} \dots\dots\dots (28)$$

$$= \frac{(0.438) (145)}{24}$$

$$= 2.64 \text{ días}$$

se puede leer de la fig. 3 a 2.64 días que $(\Delta p_q)_{ts} = 1,615$ psia, y si se usa la pendiente de la curva previamente calculada

$$\bar{p} = 1,123 + 1.615 - 0.438 (145)$$

$$\bar{p} = \underline{2,674 \text{ psia}}$$

Tabla 2. Cálculo de los valores de Δp_q

(1) tiempo de cierre. (horas)	(2) presión observada. (psia)	(3) presión si la - producción fue- ra continua. (1,123 - Col. 1)	(4) Δp_q debido al cierre (Col. 2-Col.3)
0	1,123	1,123	0
2	2,290	1,121	1,169
4	2,514	1,119	1,395
8	2,584	1,115	1,469
12	2,612	1,111	1,501
16	2,632	1,107	1,525
20	2,643	1,103	1,540
24	2,650	1,099	1,551
30	2,658	1,093	1,565

Nomenclatura

A = area de la sección transversal, ft^2

c = compresibilidad efectiva de los fluidos del yacimiento, -
psi⁻¹

h = espesor del yacimiento, ft

e = constante matemática, 2.7

k = permeabilidad, darcy

m = pendiente de la gráfica de p contra $\log \Delta t$, psi/ciclo

p = presión, psia

Δp_q = incremento de presión para un gasto - q , psia

\bar{p} = presión promedio asignada, psia

Δp_{tD} = función presión Van Everdingen-Hurst psi/gasto adimensional

q = gasto de flujo, en el yacimiento, bl/día

r = radio, ft

r_D = tamaño del yacimiento, adimensional

r_e = límite externo del yacimiento, ft

r_w = radio del pozo, ft

S = factor de pared, psi/gasto adimensional

t = tiempo o tiempo de producción, días

t_s = tiempo en un pozo para que se estabilice la perturbación en el yacimiento

t_{DA} = tiempo adimensional para un pozo en el centro de un cuadrado

t_D = tiempo adimensional para flujo radial

$(t_D)_s$ = tiempo crítico adimensional, cuando la presión al radio r_w , actúa como parte de un yacimiento infinito

Δt = tiempo de cierre en días

U = viscosidad, cp

ϕ = porosidad, fracción

- c) Comparación de las curvas de incremento teóricas con las obtenidas en campo en pruebas de pozos.

Introducción.

En el presente se muestra que datos de incremento de presión de pozos cerrados han sido usados en la industria petrolera, para determinar la permeabilidad de la formación, estimar el daño al pozo, evaluar la presión estática del yacimiento y para especular sobre el volumen del yacimiento. Los cálculos de esos factores están basados en métodos de análisis desarrollados por sistemas teóricos cuyas curvas de incremento tienen una forma característica cuando los pozos se cierran en la cara de una arena. Sin embargo, las curvas obtenidas en el campo por métodos convencionales de cierre en la superficie, no exhiben siempre éstas características. Factores tales como la estratificación, la heterogeneidad de la roca y la geometría irregular del yacimiento, pueden causar que el carácter de una curva de incremento se desvía de la predicción teórica para un sistema simple. En suma, todos los datos de campo sobre incremento son afectados por los métodos utilizados en la obtención de esas medidas.

La técnica convencional de cierre en la superficie permite -- que ocurran 2 efectos, los cuales contribuyen directamente en la manera en que la presión se incrementa en la cara de la arena. El primero el sobre flujo, ha sido reconocido por algún tiempo y hay métodos disponibles para estimar la magnitud de éste efecto y para

corregir su influencia. El segundo, la fase de segregación en la columna de TP despues del cierre, ha sido reportado solo recientemente y parece ejercer una influencia considerable sobre el carácter de las curvas de incremento obtenidas en el campo. En casos extremos, la fase de segregación puede producir "arqueamientos de presión" en la parte inicial de la curva de incremento. Tales curvas han sido consideradas anómalas y tienen análisis deficientes.

La finalidad de éste estudio, es discutir el efecto de la fase de segregación en la TP durante el incremento y presentar la técnica de cierre en el fondo del agujero para obtener datos de incremento de campo que minimizen la influencia del sobre flujo y -- eliminen los efectos de la fase de segregación.

Se puede mostrar que el calcular una confiable información -- del yacimiento a partir de las mediciones de incremento obtenidas' usando éste método, siempre y cuando las pruebas convencionales de cierre en la superficie en el mismo pozo den datos anómalos.

Discusión de los efectos de la fase de redistribución.

Algunos de los efectos de redistribución en las curvas de incremento por Matthews y Stegemeir, quienes han presentado evidencias de que la fase de segregación es responsable del arqueamiento en la presión en muchas curvas de incremento. Indudablemente la fase de redistribución ocurre en la mayoría de pruebas de cierre en' la superficie, pero las condiciones bajo las cuales puede ocurrir un arqueamiento no son completamente entendidas. Para una mejor --

comprensión de esos efectos, el aumento de presión, como resultado de la redistribución del fluido despues del cierre ha sido teóricamente analizado usando una computadora digital de tamaño mediano.

En éste estudio, el contenido de energía del aceite y del gas en una longitud dada de TP, fué computada para varios gastos de flujo y relaciones gas-aceite producidos suponiendo que la columna de TP se cierra en la superficie y a la profundidad de la formación, el cambio de presión asociado con la fase de redistribución del gas y del aceite contenido en la TP, fué calculada. Fácilmente se vió que en muchos casos el aumento de presión en el fondo de la TP, resultante de la segregación de fluidos, fué de suficiente magnitud para afectar materialmente la curva de incremento. Se encontró que grado de aumento de la presión a partir de la fase de segregación, es sensible al gasto de producción y a la relación gas-aceite producida en el pozo. A bajas relaciones los efectos de la segregación de los fluidos son aparentemente más significativos. A medida que aumentan las relaciones gas-aceite, el flujo de fluido en la TP se aproxima al de un sistema gaseoso, y los efectos de segregación se minimizan. A muy pequeños gastos y alta relación gas-aceite, sin embargo, los efectos de suspensión del líquido o el deslizamiento, viene a ser muy importante. Hay indicaciones de que el deslizamiento del fluido en la TP incrementa grandemente los efectos de la fase de redistribución.

Parece que los datos de incremento de presión obtenidos de pozos con daño y empacador de producción, estan más sujetos a la in-

fluencia de la fase de segregación. En el caso de un pozo dañado, el aumento de presión en el fondo de la TP, producido por la segregación no puede ser transferido fácilmente a la formación productora. Así resulta que la influencia de la fase de segregación viene a ser más significativa en las mediciones de la presión en el fondo del agujero. En un pozo sin empacador, el volumen y la compresibilidad total en el agujero, aumentan grandemente y el incremento de presión asociado con la segregación de fluido en la TP es absorbido más fácilmente. Al mismo tiempo sin embargo, el flujo de los fluidos provenientes de la formación hacia el agujero se maximiza. Ya sea uno ó la combinación de esos efectos, pueden producir una curva de incremento engañosa. Parece razonable conjeturar que los efectos de la fase de redistribución son más pronunciados en pozos profundos, ya que están involucrados grandes volúmenes y largos -- tiempos, en la segregación de los fluidos. Con esas muchas complicaciones, es dudoso que pueda desarrollarse un adecuado proceso de cálculo para corregir los efectos combinados en el agujero.

Herramientas de cierre en el fondo del pozo.

Para eliminar los efectos de la segregación de fluidos y para minimizar el sobre flujo, se ha desarrollado una herramienta que cierra el pozo a la profundidad de la formación. Esta herramienta, conocida como tapón " obturador del medidor de presión ", fué diseñado y construido para correrse en la TP contra el flujo estabilizado del pozo productor, por medio de una línea de alambre. De és-

ta manera no se interrumpe la producción del pozo el momento en -- que se desea cerrarlo en el fondo de la columna de TP. Experimen-- tos en campo han verificado la aplicabilidad de ésta herramienta -- con gastos tan grandes como 225 bl/día.

Las herramientas son introducidas dentro de la TP y recupera-- das en forma convencional, usando unos 24 ft de lubricador y las -- usuales herramientas de línea de alambre. Excepto al correr y sen-- tar la herramienta contra un flujo estabilizado, las operaciones -- en la línea de alambre son similares a esas usadas para colocar es-- tranguladores y tapones. Medidores de presión pueden conectarse di-- rectamente al tapón por medio de un amortiguador, y en pruebas de' campo se ha visto que los medidores corridos de ésta manera, no es-- tan sujetos a excesivas vibraciones.

Programa Experimental.

" El tapón obturador del medidor de presión " descrito ante-- riormente, ha sido usado en varios pozos, para obtener cierres de' fondo en curvas de incremento, para compararlas con datos de prue-- bas convencionales de cierre en la superficie y de investigaciones teóricas. Los pozos escogidos para éste trabajo experimental fue-- ron equipados con empacadores de producción, los cuales fueron re-- visados antes de cada prueba para que no hubiera fugas en los emp-- cadores. En suma, la observación de la presión en la TR, durante -- las pruebas indicaron que en los empacadores no había fuga, y eli-- minaron la posibilidad de que los fluidos en el espacio anular ---

arriba del empacador ejercieran alguna influencia en las mediciones de la presión. La presencia de los empacadores en éstos pozos, hizo posible el cierre de fondo lo más cerca posible a la cara de la arena.

Para obtener una comparación válida entre una prueba de cierre en el fondo en el mismo pozo, se estabilizaron pozos individuales por iguales intervalos de tiempo y a iguales gastos de producción antes de hacer ambas pruebas. Los mismos elementos de presión y registradores fueron usados para ambas pruebas en cada pozo. En las pruebas de cierre en la superficie, registradores acoplados -- fueron corridos hasta donde fué posible -- uno llevando un reloj de 6 horas para aumentar la respuesta en la parte inicial del incremento y el otro con reloj de 72 horas, para registrar la presión al tiempo final. Las mediciones de la presión al cierre del pozo en el fondo, también fueron obtenidas usando 2 registradores, el que contiene un reloj de 72 horas fué corrido el colgador de TP y sentado en el primer niple arriba del pasador en el fondo de TP, mientras que el registrador que contiene un reloj de 6 horas fué conectado con el tapón. Después de sentar el registrador inferior en el colgador, el tapón con el otro registrador conectado fué corrido y sentado en el segundo niple arriba del pasador del extremo de la TP.

Métodos de Análisis.

Los métodos de análisis usados en éste estudio son bien cono-

cidos y fueron presentados por Miller Dyes y Hutchinson, y por Perrine. Sin embargo, para establecer que esos métodos estándar de análisis, basados en el cierre en la cara de la arena, pueden ser usados satisfactoriamente siempre y cuando estén presentes el daño y el sobreflujo, computadoras digitales y de analogía eléctrica -- fueron usadas para crear las curvas teóricas para la comparación detallada con las curvas obtenidas en campo en pruebas de cierre en el fondo.

Aproximaciones excelentes entre la curva teórica y la curva al cerrar al fondo, confirman la creencia que los datos de pruebas de cierre al fondo darán una información más confiable del yacimiento que el uso de métodos estándar de análisis, no obstante, que los datos del cierre en la superficie, están influenciados por el sobre flujo y por la fase de segregación que parece anormal e imposible para analizar. Dando validez a ésta conclusión, el hecho de que la presión estabilizada, computada por el método de Miller, Dyes y Hutchinson fué de 1,827 psi, la cual tuvo una excelente aproximación con la presión estabilizada del sistema teórico y la presión final obtenida en la prueba de cierre al fondo.

Conclusiones.

La fase de redistribución definitivamente afecta más a las curvas de incremento al cierre en la superficie. En muchos casos -- éste efecto, junto con el sobre flujo y daño, producen resultados engañosos.

Por medio de las técnicas de cierre en el fondo descritas en este tema, la fase de redistribución es virtualmente eliminado y el sobre flujo minimizado.

Las curvas de incremento obtenidas por la presente técnica, el carácter predicho por la teoría, y los métodos convencionales de análisis, aplicados para esas curvas dan una información digna de confianza del yacimiento.

Nomenclatura.

m = pendiente de la porción recta, de la curva de incremento

q = gasto de producción equivalente (bl/día) a c. y.

λ_T = movilidad total gas-aceite (md/cp)

U_o = viscosidad del aceite (cp)

d) Análisis de curvas de incremento obtenido después de un tratamiento con ácido.

Introducción.

Han aparecido muchos artículos que contienen análisis detallados de datos de presión en pozos, desde el momento de cerrar el pozo hasta los datos obtenidos formen línea recta, descrita por Horner, entre el incremento de presión y el $\log (t + \Delta t / \Delta t)$. Cuando las formaciones no son muy permeables, esto puede tomar algún tiempo para medir suficientes datos de presión. Se han hecho varios intentos para limitar la duración de las pruebas de incremento y para resumir la información sobre las características de la formación y la eficiencia de la terminación del pozo a partir de los datos registrados en las primeras horas del período de cierre.

La relación entre la presión y el tiempo es una función del gasto de producción y de las características de la formación y el fluido contenido, el cual puede cubrir un rango considerable como se muestra por los siguientes datos. Dependiendo de la formación, la permeabilidad, k , puede tener un valor entre 1 y 1000 md; la porosidad, ϕ , varía de 5 a 35%; los fluidos pueden tener una viscosidad, μ , entre 0.02 para el gas y 5 cp para el aceite. La compresibilidad, c , puede estar entre $5 \times 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$ para fluidos bajo saturados, mientras el diámetro del agujero puede ser pequeño como 4 pg., y tan largo como 10 pg. (radio, r_w , 5 a 12.5 cm). Para simplificar el trabajo de computación, esas unidades fueron combi-

nadas dentro de un grupo adimensional, así, solamente se requieren pocas curvas fundamentales para analizar problemas de flujo de pozos y de yacimientos. Se usan las siguientes conversiones de factores para esos análisis.

tiempo adimensional

$$t_D = (kt) / (\phi U c r_w^2) \dots\dots\dots (1)$$

gasto adimensional

$$q_D = (U / 2\pi k h) (q_t) \dots\dots\dots (2)$$

producción acumulativa adimensional

$$Q_D = (Q_t) / (2\pi h \phi c r_w^2) \dots\dots\dots (3)$$

Como lo anterior es difícil medir, con alguna precisión el incremento de presión ocurrido en menos de 1 minuto después del cierre, 1 minuto es el intervalo más corto de tiempo que puede ser -- considerado. La siguiente tabla de valores asignados para los factores en la ecuación 1, donde se convierten 60 segundos a 62 unidades de tiempo adimensional.

$$k = 0.001 \text{ darcy}$$

$$t = 60 \text{ segundos}$$

$$\phi = 0.12$$

$$U = 0.02 \text{ cp}$$

$$c = 0.005 \text{ atm}^{-1}$$

$$r_w = 9 \text{ cm}$$

Si bien 100 es considerado generalmente como un mínimo. La tabla 1 muestra que, para valores uniformes de t_D tan bajos como 50, tanto las soluciones del punto origen y el círculo unitario origen, pueden ser representados por:

$$p_{tD} = 1/2 (\ln t_D + 0.809) \dots\dots\dots (4)$$

Se concluye que la solución del punto origen, puede ser usada en análisis de datos de presión a partir de pozos normalmente terminados. Sin embargo ya sea la acidificación o el tratamiento de fractura, invalida ésta conclusión por el hecho de que se incrementa sustancialmente la duración de una de las unidades de tiempo adimensional.

Tabla 1.- Función unitaria de caída de presión contra tiempo adimensional.

t_D	p_{tD} del punto origen.	$1/2 (\ln t_D + 0.809)$	p_{tD} del círculo unitario origen.	diferencia (3)-(4) %
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
50	2.3630	2.3605	2.3901	- 1.24
60	2.4538	2.4517	2.4775	- 1.04
70	2.5306	2.5287	2.5517	- 0.90
80	2.5971	2.5955	2.6163	- 0.80
90	2.6558	2.6544	2.6734	- 0.71
100	2.7084	2.7071	2.7247	- 0.65

Acidificación.

Si se considera un pozo tratado con un ácido retardado, de manera que el ácido pueda penetrar en la formación, a una profundidad considerable antes de ser gastado. Suponiendo que el ácido desplaza el 50 % del fluido original contenido en la formación y que ataca solamente la reducción o angostamiento de la estructura porosa, se puede tener en mente que; dentro del volumen de la formación afectada, la permeabilidad ha sido bastante mejorada hasta un valor infinito que puede ser comparado con su valor original, mientras la porosidad de la formación permanece esencialmente inalterable.

Por ejemplo, inyectando 20,000 galones de ácido al 15 % dentro de una formación de 20 ft de espesor y con una porosidad de 12 %, se puede mejorar la porosidad de un cilindro cuyo volumen total poroso, $0.12 \times \pi r^2 \times 20 = 40,000 / 7.48 \text{ ft}^3$, de modo que el radio efectivo es 26.6 ft. El incremento de porosidad es insignificante, menor de un 0.5 %. La idea de que el aumento en la permeabilidad, puede ser sustancial, mientras que la porosidad permanezca inalterable, fué expresada hace tiempo por Muskat. Ya sea o nó, -- que el ácido retardado haya desplazado el 50% del fluido en el espacio poroso y que al mismo tiempo haya sido capaz de incrementar sustancialmente la permeabilidad, como se supuso, se puede comprobar por medio de un análisis detallado de las curvas de incremento de presión. Si el pozo fué un pozo de gas, originalmente perforado con barrena de 8 pg., su diametro efectivo habría sido incrementa-

do poco más o menos 80 veces y la duración de una unidad de tiempo adimensional, habría sido incrementada 6,400 veces, prolongando -- más lejos la región del pozo, donde el logaritmo de la aproxima-- ción del tiempo puede ser aplicado. (esto se debe a que : -----
 $t_{DA} = (k t) / (\emptyset U c r_{WA}^2)$, de manera que para $k = 0.020$ darcy, $U = 0.015$ cp y $c = 0.01$, una hora es equivalente poco más o menos- 6 unidades de tiempo adimensionales). Tambien, cuando se ha bombea do bastante ácido dentro de la formación, parece difícil que perma nezca efecto de pared.

En tales condiciones éste pozo, con un radio efectivo de 26.6 ft tiene una capacidad de almacenamiento de $\pi r^2 h \emptyset$ pies cúbicos ó' cm^3 cuando r y h son expresados en cm. Como los volúmenes son medi dos a la presión inicial, una caída de presión de una atmósfera, - en un pozo de gas, podrá causar que dicho almacenamiento contribui rá con volumen de $\pi r^2 h \emptyset / p_1 = \pi \emptyset c h r^2$ (cm^3 de gas) en la pro- ducción. Comparando ésta expresión, con los factores de conversión para los volúmenes mencionados en la ecuación 3, vemos que es la - mitad de una unidad adimensional.

Denominando a $p_{A,tD}$ como la caída de presión causada por la - producción de una unidad de volumen de gas del pozo (ejemplo a -- partir de la formación y del almacenamiento juntos) y \bar{p}_A como la - transformada de Laplace, entonces se puede escribir la siguiente - ecuación

$$p_{A,tD} = \int_0^{t_D} (1 - 1/2 p'_{A,t'D}) p' (t_D - t'D) dt'_D \dots (5)$$

la cual dá

$$\bar{p}_A = \frac{2 K_0 \sqrt{s}}{s^2 \left(\frac{2 K_1 \sqrt{s}}{\sqrt{s}} K_0 \sqrt{s} \right)} = \frac{2 K_0 \sqrt{s}}{s^2 K_2 \sqrt{s}} \dots\dots (6)$$

así que

$$p_{A,tD} = \frac{16}{\pi^2} \int_0^\alpha \frac{(1 - e^{-u^2 t}) du}{u^5 \left[J_2^2(u) - Y_2^2(u) \right]} \dots\dots (7)$$

Detalles están dados en el apéndice A.

Discusión de las funciones $p_{A,tD}$ y $p_{E,tD}$.

Estas funciones descritas con anterioridad han sido graficadas contra el tiempo adimensional en papel semi-logarítmico fig. 1 y papel log-log fig. 2.

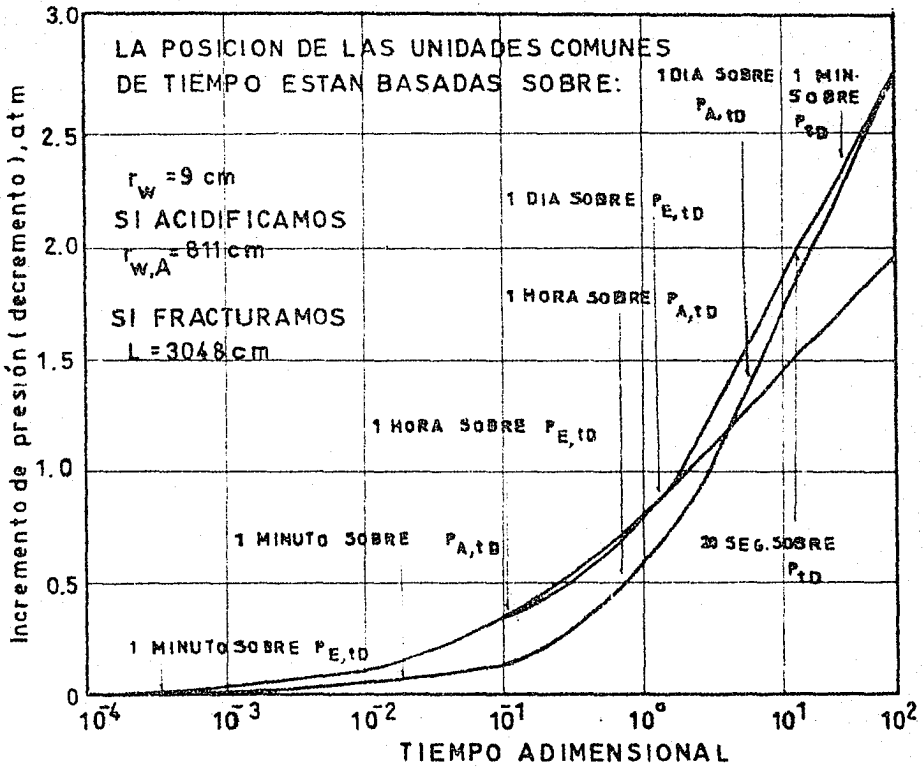


Fig.1 - Gráfica semi logarítmica de tres funciones unitarias

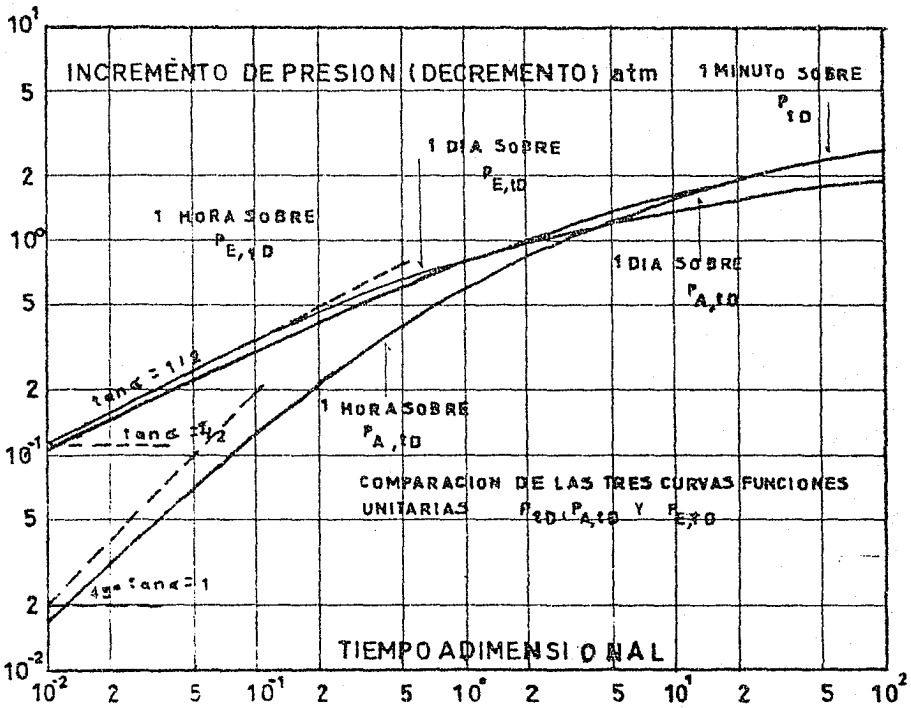


Fig. 2-Gráfica doble logarítmica de tres funciones unitarias.

La figura 1 muestra que en un tiempo largo, P_{tD} y $P_{A,tD}$ son iguales a $1/2 (\ln t_D + 0.809)$, mientras $P_{E,tD}$ es igual $1/2 \ln t_D + 0.800$. Hay una diferencia importante en la posición de las varias unidades de tiempo, sobre la escala de tiempo adimensional.

La tabla 3 expresa 1 minuto, 1 hora y 1 día en unidades adimensionales para un pozo normal, para un pozo acidificado, y para un pozo fracturado dentro de un yacimiento con contenido de flui--

dos y características mencionadas en la introducción. El radio del pozo acidificado se supone que ha sido agrandado a 26.6 ft (811 cm), y el pozo fracturado ha sido agrandado hasta tener la mitad de la longitud de la fractura, $L = 100$ ft (3,048 cm). Esos valores son indicados en las figs. 1 y 2.

Tabla 3. Comparación de los factores de conversión de tiempo

tiempo	tiempo adimensional		
<u>t</u>	<u>t_D</u>	<u>$t_{D,A}$</u>	<u>$t_{D,E}$</u>
(1)	(2)	(3)	(4)
1 minuto	6.17×10	7.60×10^{-3}	5.39×10^{-4}
1 hora	3.70×10^3	4.56×10^{-1}	3.23×10^{-2}
1 día	8.89×10^4	1.09×10	0.78

Se observa que cuando un tiempo es tan corto como 20 segundos se sigue usando la porción de la línea recta de la curva p_{tD} . En contraste, 1 hora es igual a una unidad de tiempo adimensional para la curva $p_{A,tD}$. Esta forma una línea recta en papel semi-logarítmico después de $t_{DA} > 10$; esto es, poco más o menos después de 24 horas para los parámetros aquí usados. Observaciones similares se mantienen para la curva $p_{E,tD}$.

Si recopilamos las observaciones de presión, no se podrá usar la gráfica usual de $\log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$ para la observación de la presión inicial del pozo que ha sido acidificado o fracturado.

Estas funciones unitarias son graficadas en papel log-log en'

la fig. 2. Este tipo de gráfica dá una buena representación de su comportamiento para tiempos pequeños. Sus pendientes indican que las funciones p_{tD} y la $p_{E,tD}$ son múltiplos de $\sqrt{t_D}$, pero la curva $p_{E,tD}$ se desvía suavemente a partir de ésta formulación; esto es, el flujo elíptico es lineal por un período bastante mayor de tiempo que el flujo radial. La figura muestra además que la curva $p_{A,tD}$ es igual a $2 t_D$ para valores pequeños de tiempo, y que la desviación es alrededor de un 10 % de t_{DA} para valores tan bajos como 0.005.

Ampliación de la base de la función $p_{A,tD}$

En párrafos anteriores se estableció que el volumen de ácido está en relación con el volumen poroso de un cilindro de la formación mejorado. Ya sea o no que el ácido desplace el fluido en el 50 % del espacio poroso o en el 100 %, es por supuesto, un valor desconocido y se ha determinado a partir de experiencias.

De ahí que probablemente no se pueda derivar fácilmente el radio del agujero agrandado a partir de la cantidad de ácido usado y del espesor y la porosidad de la formación. Relacionando esas cantidades como se hizo anteriormente, se tiene una buena primera aproximación del radio efectivo en el pozo. Más dificultades se tienen por el hecho que en la derivación de las relaciones fundamentales se se ha despreciado el efecto del volumen del agujero, cuando tenga una porosidad de 100 %. Sin embargo, ésta omisión se considera permisible debido a que a menudo se inyectan hasta 2000'

galones de ácido por pie de formación, mientras que el contenido de cualquier agujero, es a lo mejor solamente de 1 a 5 gal/ft.

Es de suma importancia el hecho de que en la mayoría de los casos el espacio entre el radio efectivo del pozo y la superficie incluye el volumen de una sarta de tubería de producción y cuando no se usa empacador el volumen del espacio anular es tanto como el volumen poroso de la formación afectada. En vista que en la presente formulación se toma como base el volumen poroso de la formación afectada (esto es igual a 1/2 unidad adimensional) es muy común expresar el volumen del espacio anular y la TP en múltiplos de ellos. Suponiendo que se estimó que éste volumen es igual a n veces el volumen poroso afectado, entonces se puede ver a partir de la ecuación 6 que la transformada de Laplace de la ecuación toma en cuenta el volumen poroso modificado es:

$$\bar{p} = 2 K_o \sqrt{S} / S^2 (K_2 \sqrt{S} + n K_o \sqrt{S}) \dots (11)$$

Debido a que para tiempos pequeños $K_2 \sqrt{S} = K_o \sqrt{S}$ la transformada de Laplace para esos tiempos pequeños, se simplifica a

$\bar{p} = 2 / S^2 (n - 1)$: el incremento de presión por unidad de gasto de flujo, para tiempos pequeños es igual $2 t_{DA} / n - 1$ atmósferas, es proporcional al tiempo dividido por el inmediato volumen poroso, que es la suma del volumen poroso afectado más el volumen de la TR más el volumen de la TP, todo expresado en términos del volumen poroso afectado. Cuando los tiempos no son tan pequeños que $K_2 \sqrt{S}$ pueda considerarse equivalente a $K_o \sqrt{S}$, no se man-

galones de ácido por pie de formación, mientras que el contenido de cualquier agujero, es a lo mejor solamente de 1 a 5 gal/ft.

Es de suma importancia el hecho de que en la mayoría de los casos el espacio entre el radio efectivo del pozo y la superficie incluye el volumen de una sarta de tubería de producción y cuando no se usa empacador el volumen del espacio anular es tanto como el volumen poroso de la formación afectada. En vista que en la presente formulación se toma como base el volumen poroso de la formación afectada (ésto. es igual a 1/2 unidad adimensional) es muy común expresar el volumen del espacio anular y la TP en múltiplos de ellos. Suponiendo que se estimó que éste volumen es igual a n veces el volumen poroso afectado, entonces se puede ver a partir de la ecuación 6 que la transformada de Laplace de la ecuación toma en cuenta el volumen poroso modificado es:

$$\bar{p} = 2 K_0 \sqrt{S} / S^2 (K_2 \sqrt{S} + n K_0 \sqrt{S}) \dots (11)$$

Debido a que para tiempos pequeños $K_2 \sqrt{S} = K_0 \sqrt{S}$ la transformada de Laplace para esos tiempos pequeños, se simplifica a

$\bar{p} = 2 / S^2 (n - 1)$: el incremento de presión por unidad de gasto de flujo, para tiempos pequeños es igual $2 t_{DA} / n - 1$ atmósferas, es proporcional al tiempo dividido por el inmediato volumen poroso, que es la suma del volumen poroso afectado más el volumen de la TR más el volumen de la TP, todo expresado en términos del volumen poroso afectado. Cuando los tiempos no son tan pequeños que $K_2 \sqrt{S}$ pueda considerarse equivalente a $K_0 \sqrt{S}$, no se man-

tiene la simple relación ya mencionada. Entonces la ecuación 11 se modifica como sigue:

$$\begin{aligned} \frac{\bar{p}}{p} &= \frac{2 K_0 \sqrt{S}}{s^2 K_2 \sqrt{S} (1 - n K_0 \sqrt{S} / K_2 \sqrt{S})} \\ &\approx \frac{2 K_0 \sqrt{S}}{s^2 K_2 \sqrt{S}} - \frac{2 n K^2 \sqrt{S}}{s^2 K_2 \sqrt{S}} \dots (12) \end{aligned}$$

La ecuación 12, que invierte las unidades de tiempo adimensionales, está compuesta de 2 términos; es decir

$$P_{A,tD} \approx P_{A,tD} - \frac{n}{2} \int_0^{tD} P'_{A,t'D} P'_A (tD - t'D) dt'D \dots \dots \dots (13)$$

El último término de la integral anterior es la convolución de el tiempo, derivado de la función $P_{A,tD}$, $P'_{A,tD}$, sobre sí misma.

Gasto constante de producción.

Si permanece constante el gasto de producción en un pozo durante algún tiempo, antes de la prueba, es muy sencillo graficar las medidas de incremento de presión despues del cierre contra el tiempo de cierre, en papel doble logarítmico de manera descrita -- por Ramey. El procedimiento está basado en la suposición, que durante la longitud del tiempo considerado, la superposición del cam

bio del gasto antes del cierre, no afecta los datos de producción. Esta condición es más fácil de cumplir, cuando hay elementos de registro instalados permanentemente en el pozo, disponibles para --- transmitir datos a la superficie.

Es atractivo el procedimiento sónico que a menudo es impedido por el efecto de bajar un registrador de presión dentro del pozo - que tiene su ritmo de flujo. El resultado es que en muchos levantamientos los incrementos de presión inmediatamente despues del cierre son menores que los esperados.

Este efecto puede ser reducido --- nunca enteramente eliminado --- por la inserción del registrador en el pozo antes del cierre. El tiempo antes del cierre necesario, será dependiente de las condiciones encontradas. Cuando se trabaja con antiguos datos de presión y con poca o ninguna información sobre el tiempo requerido para bajar el registrador al fondo, su efecto sobre el gasto de producción y la longitud del tiempo, que estuvo en el fondo antes de que el pozo sea cerrado, dá como resultado que siempre se tenga algún error.

Gasto variable de producción.

Si el gasto de producción ha sido variable, se debe repetir - los intentos, en superposición, hasta que el incremento en la presión despues del cierre, cuando graficando ésta contra la suma de $\Delta q_t P_{A,tD}$ ó $\Delta q_t P_{E,tD}$, se forme una línea recta en papel de --- coordenadas normal (cartesianas), cada superposición usa una di

ferente unidades de tiempo adimensionales. Este sumando debe tomar en consideración la longitud del tiempo requerido para bajar el registrador y su efecto sobre el gasto de producción.

Se acepta que todo lo que cambie al tiempo, causa que los puntos de presión para formar la mejor línea recta contra varios valores de $\sum q_t P_{E,tD}$. Debe hacerse una selección de unidades, en el eje horizontal que permita determinar el factor de conversión del tiempo; el ritmo de conversión puede obtenerse de la pendiente de los puntos de presión.

Correlación de los datos aquí presentados, con los de otros Autores.

Los datos en flujo elíptico para configuraciones de yacimientos limitados, preparados por Russell y Truitt, han sido mencionados anteriormente. Debido a que se considera solamente los yacimientos ilimitados, no se puede hacer una comparación directa. Russell y Truitt, Hurst, y Ramey han establecido que un efecto de pared negativo, refleja un agrandamiento en el diametro del pozo, de tal manera que el radio efectivo de un pozo acidificado es igual a $r_w e^S$. Varios autores han publicado datos de la caída de presión o la producción acumulativa, para éste tipo de pozo. Las figuras que han aparecido en la literatura para pozos con un efecto de pared negativo, pueden ser traducidas fácilmente a una información que contabilice el efecto del radio incrementado. Por ejemplo, la fig. 3 es una gráfica de los datos dados en la tabla 9 de la referencia

3. Si $s = -5$, el radio efectivo del pozo es igual a $r_w e^s = 148.41 r_w$, así que los valores de \bar{c} y t_D usados en la referencia 3, deben dividirse por $(148.41)^2 = 22,026$, para deducir los valores correspondientes para $t_{D,A}$ y $\bar{c}_{D,A}$ ($= 1/2$), usados en el presente análisis. La figura 3 muestra que los datos de presión para $\bar{c} = 10,000$ y $s = -5$ en la referencia 3, casi coinciden con los desarrollados en éste tema, porque $10,000/22,026$ es aproximadamente igual a $1/2$. -- Cuando $\bar{c} = 10^5$ en la referencia 3, se divide por la cifra 22,026 - se obtiene el equivalente adimensional de poco más o menos 4.5. Como se considera que 0.5 es necesario para el volumen poroso de la formación afectada, puede considerarse que 4.5 es indicativo de -- que un pozo cuyo volumen anular más volumen de TP es igual 8 veces el volumen poroso afectado. No se ha podido encontrar una interpretación física para las curvas cuya constante \bar{c} sea solo una fun--- ción del volumen poroso afectado.

Nomenclatura.

c = compresibilidad, atm^{-1}

\bar{c} = constante de almacenamiento del pozo, adimensional

h = espesor de la formación, cm

J_2, Y_2 = funciones Bessel de primer y segundo grado orden 2

k = permeabilidad de la formación, darcies

K, I = funciones Bessel con argumentos imaginarios, de orden 0 (referidas por Mac Robert¹⁶, como modificación de las funciones Bessel)

K, I = funciones Bessel con argumento imaginario, orden 1

K_2 = función Bessel con argumento imaginario, orden 2

n = volumen de la TP y el espacio anular (cuando no se usa empacador) como una fracción del volumen poroso de la formación afectada.

p = presión

p_i = presión inicial de la formación

q_D = gasto de producción adimensional

q_t = gasto de producción (a condiciones iniciales del yacimiento), cm^3

r_w = radio del pozo, cm

$r_{w,A}$ = radio efectivo del pozo, cm (tambien llamado mejorado)

s = la aparición de la constante en las funciones de tiempo de Laplace; tambien la caída de presión por unidad de -- gasto de flujo debido al efecto de pared, adimensional

t = tiempo, seg

t_D = tiempo, adimensional

ϕ = porosidad, fracción

U = viscosidad, cp

Flujo radial

$p_{A,tD}$ = caída de presión acumulativa por unidad de extracción para un pozo, del tiempo cero en adelante, en atm

$p'_{A,tD}$ = tiempo derivado de $p_{A,tD}$

$\bar{p}_{A,tD}$ = similar a $p_{A,tD}$ pero modificado por el contenido de TP y TR.

\bar{p}_A y \bar{p}'_A = transformadas de Laplace de $p'_{A,tD}$ y $p_{A,tD}$

p_{tD} = caída de presión acumulativa por unidad de gasto de ---
afluencia dentro del pozo, del tiempo cero en adelante,-
en atm

Flujo Elíptico

$p_{E,tD}$ = caída de presión acumulativa por unidad de gasto de -
afluencia dentro del pozo, del tiempo cero en adelante,-
en atm

Constantes numéricas:

16.9 = incremento de presión por incremento de 10 veces el -
tiempo (por ciclo) por unidad de flujo - $1/2 \times 14.7 \times'$
 $\ln 10.$

1.84 = convierte bl/ día a cc / seg.

Apéndice A.

Si $p_{A,tD}$ es la función unitaria de un pozo acidificado cuyo radio efectivo es considerablemente mayor que el radio del agujero entonces se puede escribir la siguiente expresión que relaciona la función caída de presión con la función regular p_{tD} .

$$p_{A,tD} = \int_0^{t_D} (1 - 1/2 p'_{A,t'D}) p'(t_D - t'_D) dt'_D \dots\dots\dots$$

\dots\dots\dots(A - 1)

En ésta expresión, 1/2 es el factor de almacenamiento como se explicó en detalle en el texto. Sobre éste punto, el procedimiento detallado es aplicado a la ref. 4. Si \bar{p}_A es la transformada de Laplace de $p_{A,tD}$ y $K_0\sqrt{s} / s^{3/2}$ $K_1\sqrt{s}$ es la transformada de la función regular de caída de presión, entonces la ecuación A-1 se escribirá como:

$$\bar{p} = (1/2 - s/2 \bar{p}_A) \frac{K_0\sqrt{s}}{\sqrt{s} K_1\sqrt{s}} \dots\dots\dots(A - 2)$$

$$\bar{p}_A + \bar{p}_A \frac{(s/2) K_0\sqrt{s}}{\sqrt{s} K_1\sqrt{s}} = \frac{K_0\sqrt{s}}{s^{3/2} K_1\sqrt{s}}$$

$$\bar{p}_A = \frac{K_0\sqrt{s} / s^{3/2} K_1\sqrt{s}}{(1 + \frac{\sqrt{s} K_0\sqrt{s}}{2 K_1\sqrt{s}})}$$

$$\bar{p}_A = \frac{2 K_0\sqrt{s}}{2 s^{3/2} K_1\sqrt{s} - s^2 K_0\sqrt{s}}$$

$$= \frac{2 K_0 \sqrt{S}}{S^2 \left(\frac{2 K_1 \sqrt{S}}{\sqrt{S}} - K_0 \sqrt{S} \right)} = \frac{2 K_0 \sqrt{S}}{S^2 K_0 \sqrt{S}} \dots\dots\dots$$

\dots\dots\dots(A - 3)

la cual , cuando se invierte de la manera explicada por varios ---
autores dá

$$P_{A,tD} = \frac{16}{\pi^2 a} \int_0^{\alpha} \frac{(1 - e^{-u^2 t}) du}{u^5 \left[J_2^2(u) + Y_2^2(u) \right]} \dots(A - 4)$$

Se considera innecesario el apéndice " B " por tratarse de -
flujo elíptico.

Apéndice C.

Nota sobre las curvas función unitaria.

Para análisis de presión de pozos (y yacimientos) ahora --
hay disponibles las siguientes funciones.

1.- $- 1/2 E_1 \left(- \frac{1}{4 t} \right)$ La solución del punto origen; --
llamada así porque dá la caída de presión para $r = 1$, cuando del --
el gasto de flujo unitario se toma fuera del punto centro. Se des-
precia el tomar en cuenta la expansión del fluido entre $r = 0$ y --
 $r = 1$, y como resultado el gasto para $r = 1$ es igual a $e^{-1/4t}$, -
el cual se aproxima a la unidad para grandes volúmenes de t . La -
caída de presión resultante es por consiguiente ligeramente menor'
del valor correcto; sin embargo, para el análisis normal de pre---
sión en pozos ésta deficiencia puede ser despreciada.

2.- p_{tD} La solución del círculo original unitario, dá la -- caída de presión para $r = 1$, en la pared del pozo o del yacimiento donde, a partir del tiempo cero en adelante, el gasto unitario proviene de la formación.

Ambas funciones $- 1/2 E_1(- 1/4t)$ y p_{tD} pueden ser repre-- sentadas por $1/2 \ln t_D + 0.40454$ cuando los tiempos son grandes.

3.- $p_{A,tD}$ La solución del círculo original unitario, modifi-- cada para tomar en cuenta la expansión de los fluidos dentro del -- agujero agrandado; requiere que el gasto de producción pueda ser -- medido en la superficie.

4.- $p_{E,tD}$ Es la solución de la línea original unitaria para' pozos que han sido fracturados, y cuando la formación está produ-- ciendo un gasto unitario. No se hace ninguna corrección para la -- expansión de los fluidos dentro de la fractura.

En todos los análisis, los volúmenes se expresarán como volu-- menes a condiciones originales del yacimiento.

Todos los valores numéricos de las funciones, dados aquí son' para yacimientos ilimitados. Hay siempre yacimientos ilimitados -- más pequeños que yacimientos limitados, los cuales han sido discu-- tidos a lo largo de la literatura.

IV. Ejemplos de Aplicación.

A partir de datos del pozo, del análisis PVT, y del registro de presión, en los siguientes ejemplos se muestra como calcular -- la permeabilidad de la formación, el factor de daño (pared), la caída de presión debido al mismo factor, el índice de productividad y la eficiencia de flujo, y tomando en cuenta la forma de terminación del pozo.

a) Campo Sitio Grande.

Pozo Sitio Grande 91.

Datos del pozo ⁺⁺:

Intervalo: 3 874.0 - 3 943.5 m (agujero abierto)

$h = 228$ pies

$r_w = 0.27$ pies (.08 m)

$r_e = 1\ 640$ pies (500 m)

$q = 14\ 370$ Bls/día

$\phi = 0.09$

$N_p = 581\ 351$ m³

Datos de análisis PVT :

$B_o = 2.18$

$C_t = 28.6 \times 10^{-6}$

$U_o = 0.193$

Datos del registro de presión :

$P^+ = 373.9$ Kg/cm² (5 324 PSI) a 3 909.0 m

$P_{wf} = 321.9$ Kg/cm² (4 586 PSI)

$$P_{1,hr.} = 373.6 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (5 320 PSI)}$$

$$m = 10$$

Nomenclatura al final

1.-Cálculo de la permeabilidad de la formación, K :

$$Si \text{ } Kh = \frac{162.6 \text{ q } U_o \text{ } B_o}{m}$$

Sustituyendo:

$$Kh = \frac{162.6 \times 14 \text{ } 370 \times 0.193 \times 2.18}{10} = 98 \text{ } 040$$

$$\underline{Kh = 98 \text{ } 040 \text{ mD-ft}}$$

$$K = \frac{K \text{ } h}{h} = \frac{98 \text{ } 040}{228} = 430$$

$$\underline{K = 430 \text{ mD}}$$

2.-Cálculo del factor de pared (Skin) " S " :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1,hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \text{ } U_o \text{ } c_t \text{ } r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Sustituyendo valores

$$S = 1.151 \left[\frac{5320 - 4586}{10} - \log \frac{430}{0.09 \times 0.193 \times 28.6 \times 10^{-6} \times (0.27)^2} + 3.23 \right]$$

$$\underline{S = 77}$$

3. Cálculo de la caída de presión debido al factor de pared:

$$\text{Ahora como : } \Delta P_s = 0.87 \text{ m S}$$

$$\Delta P_s = 0.87 (10) (77) = 670$$

$$\underline{\Delta P_s = 670 \text{ PSI (47.2 Kg/cm}^2 \text{)}}$$

4. Cálculo del índice de productividad:

$$IP \text{ real} = \frac{q}{P^+ - P_{wf}} = \frac{14\ 370}{5324 - 4586} = 19.5$$

$$IP \text{ ideal} = \frac{q}{(P^+ - P_{wf}) - \Delta P_s} = \frac{14\ 370}{738 - 670} = 210$$

$$\underline{IP \text{ real } 19.5 \text{ Bls/día/PSI}}$$

$$\underline{IP \text{ ideal} = 210 \text{ Bls/día/PSI}}$$

5. Cálculo de la eficiencia de flujo:

$$\text{Eficiencia de flujo} = \frac{IP \text{ real}}{IP \text{ ideal}} \times 100 = \frac{19.5}{210} \times 100 = 9.3 \%$$

$$\underline{\text{Ef. de flujo} = 9.3 \%}$$

6. Cálculo del gasto para flujo radial:

Por otro lado, tomando en cuenta la forma de terminación del pozo, éste en cierta forma debe presentar condiciones normales de flujo el comportamiento siguiente:

Si el flujo es radial en régimen casi permanente y además si se tuviera atravesada toda la formación productora, el gasto que debería obtenerse es:

$$Q_r = \frac{0.0525 Kh (P_e - P_{wf})}{U_o B_o (\ln r_e / r_w - 0.75)}$$

Sustituyendo valores

$$Q_r = \frac{0.0525 \times 430 \times 69.5 (373.9 - 321.9)}{0.193 \times 218 (8.04 - 0.75)}$$

$$\underline{Q_r = 26\ 600 \text{ m}^3/\text{día}}$$

Sin embargo, el pozo tiene una penetración parcial en la formación productora. Correlacionando con el espesor atravesado en el pozo vecino Sitio Grande No. 90 que es igual a 180 m., - entonces en nuestro caso, el pozo tiene una penetración de -- 0.40 del espesor total, por lo que, el gasto obtenido anteriormente debe corregirse para tener condiciones reales de -- flujo, ó sea :

$$F_K = h \left(1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2 H h}} \cos \frac{\pi h}{2} \right)$$

de donde

$$h = \frac{69.5}{180} = 0.4$$

$$F_K = 0.40 \left(1 + 7 \sqrt{\frac{0.16}{2 \times 180 \times 0.40}} \cos \frac{0.4 \pi}{2} \right)$$

$$\underline{F = 0.46}$$

Por lo tanto, el gasto que debe esperarse es:

$$Q = Q_r F_K$$

$$Q = 26\ 600 \times 0.46 = 12\ 236$$

$$\underline{Q = 12\ 236 \text{ m}^3/\text{día} \text{ (76964 Bls/día)}}$$

De acuerdo con los resultados obtenidos de la interpretación del registro de presión del pozo y a su tipo de terminación - se deduce lo siguiente:

CONCLUSIONES

- 1.- A pesar de que la formación tiene una alta permeabilidad' (430 mdarcys) también refleja un efecto de daño alto - lo cual origina una caída adicional de presión en la ve-- cindad del agujero. El efecto se atribuye principalmente' a que el intervalo abierto fluye parcialmente.
- 2.- Consecuentemente por lo supuesto en el punto 1, la efi--- ciencia de flujo es muy baja y se considera natural por - el mismo motivo.
- 3.- Se tiene el antecedente de que al pozo no se le ha efec-- tuado ninguna estimulación durante su vida productiva y ' los problemas de daño se atribuyen a esta causa.

RECOMENDACIONES

- 1.- Efectuar registro de producción para averiguar el porcen-- taje del intervalo abierto que realmente fluye y depen--- diendo de los resultados se verá la conveniencia de proce-- der como a continuación se indica.
- 2.- Estimular con 100 m³ de ácido " XR " utilizando agente -- desviador (polímero) e inyectando el ácido por etapas, o sea volúmenes parciales de ácido vivo y de ácido mezclado con polímeros. Se espera reducir el daño al mínimo para - lograr un incremento en su producción por lo menos a 40 % de la actual.
- 3.- Tomar curva de incremento de presión hasta su estabiliza-- ción con el objeto de comparar las mejoras deseadas, en -

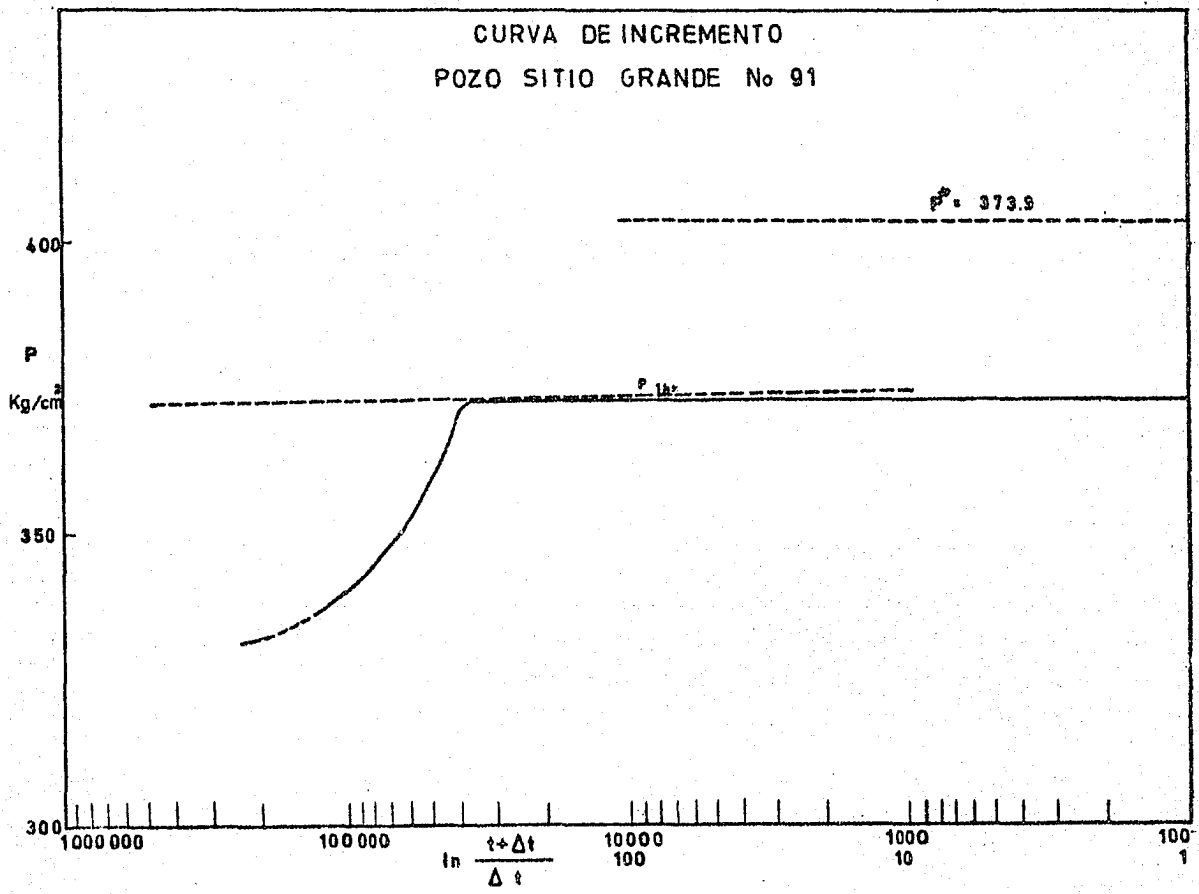
el comportamiento de flujo.

- 4.- Se considera difícil obtener la producción de 12 236.0 -- $m^3/día$, debido a que la presión de fondo fluyendo estaría abajo de la presión de la saturación como sucede en la -- actualidad. Dada la presión estática actual (373.9 Kg/cm^2) del pozo y a la presión de saturación del área (360 -- Kg/cm^2), se recomienda crear una diferencial de presión - de 14 Kg/cm^2 en la vecindad del agujero para producir un' gasto de 3 200.0 $m^3/ día$, fluyendo arriba de la presión - de burbujeo.

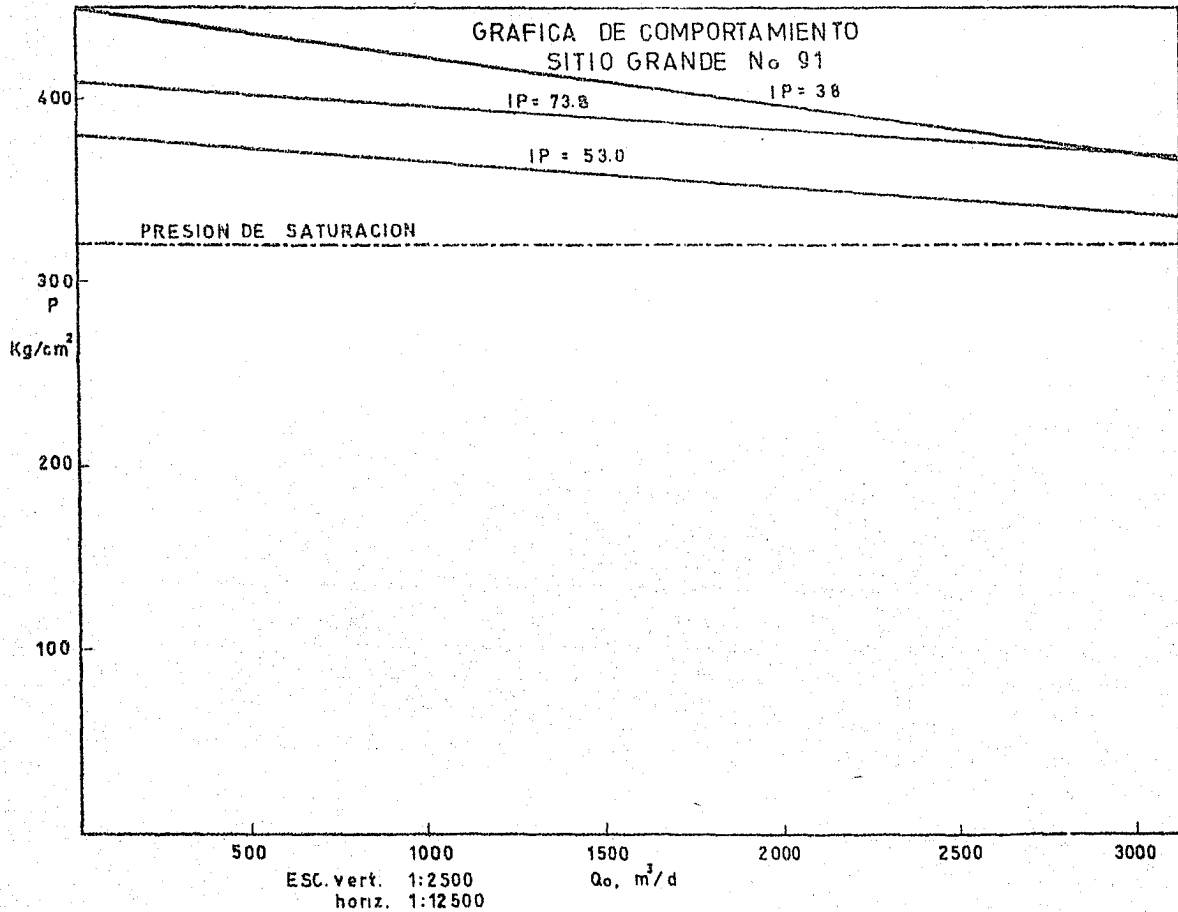
N O M E N C L A T U R A

- B_o = Factor de volumen del aceite, vol/vol
 C_t = Compresibilidad total, PSI^{-1}
 H = Espesor total de formación, m ó pies
 h = Intervalo abierto, m ó pies
 \bar{h} = Penetración, fracción
 F_K = Factor de Koseny, adimensional
 m = pendiente de la curva, $PSI/ ciclo$
 P^+ = Presión estabilizada del pozo, PSI
 P_{1hr} = Presión a una hora del cierre, PSI
 P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, PSI
 r_w = Radio del pozo, m
 r_e = Radio de drene, m
 ϕ = Porosidad, fracción
 U_o = Viscosidad, cp
 q = Gasto medido, $Els/día$ ó $m^3/día$
 Q_r = Gasto calculado para flujo radial, $m^3/día$
 Q = Gasto calculado, $m^3/día$
 N_p = Producción acumulativa de aceite, m^3

CURVA DE INCREMENTO
POZO SITIO GRANDE No 91



GRAFICA DE COMPORTAMIENTO
SITIO GRANDE No 91



Pozo Sitio Grande No. 101.

INTERPRETACION DE LA CURVA DE INCREMENTO.

DATOS:

Intervalo: 4 135 - 4 145 m (2 agujeros/metro)

Gasto de aceite, $Q_0 = 518 \text{ m}^3/\text{d}$ (3 250 b/d) con 3% de agua

Radio del pozo, $r_w = 0.271$ pies

Porosidad, $\phi = 0.09$

Saturación de aceite $S_o = 0.91$

Saturación de agua, $S_w = 0.09$

Espesor disparado, $h = 10 \text{ m}$ (32.8 pies)

Viscosidad aceite, $U_o = 0.310$ a c.y.

Factor vol. aceite, $B_o = 1.7964$

Presión estática del pozo, $P^* = 425.2 \text{ Kg/cm}^2$ (6038 PSI)

Presión fondo fluyendo, $P_{wf} = 370.8 \text{ Kg/cm}^2$ (5265 PSI)

Presión una hora, $P_{1.\text{hr}} = 424.2 \text{ Kg/cm}^2$ (6024 PSI)

Compresibilidad total, $C_t = 28.6 \times 10^{-6} \text{ PSI}^{-1}$

1. Cálculo de la permeabilidad de la formación, K :

De la gráfica de la curva tenemos:

pendiente de la curva, m

$$m = \frac{(424.1 - 420.8) \times 14.2}{1} = 47$$

$m = 47 \text{ PSI/ciclo}$

$$\text{Si } K = \frac{162.6 U_o N_o B_o}{m h} \quad \text{sustituyendo valores}$$

$$K = \frac{162.6 \times 3250 \times 0.310 \times 1.7964}{47 \times 32.8} = \underline{190 \text{ mD}}$$

2. Cálculo del factor de pared (Skin) " S "

$$S = 1.151 \left[\frac{(P_{1.hr} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi U_o r_w^2 C_t} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 \left[\frac{(6024 - 5265)}{47} - \log \frac{190}{0.09 \times 0.31 \times 0.27^2 \times 28.6 \times 10^6} + 3.23 \right]$$

S = 11.2 S > 0

3. Cálculo de la caída de presión debido al factor de pared:

Si $\Delta P_s = 0.87 m S$ sustituyendo valores tenemos:

$\Delta P_s = 0.87 (47) (11.2) = 460$

$\Delta P_s = 460 \text{ PSI}$

4. Cálculo del índice de productividad:

IP real = $\frac{q}{P^+ - P_{wf}}$,

IP ideal = $\frac{q}{(P^+ - P_{wf}) - \Delta P_s}$, sustituyendo valores tenemos:

IP real = $\frac{3250}{6038 - 5265} = \underline{4.2} \text{ Bls/día/PSI}$

IP ideal = $\frac{3250}{(6038 - 5265) - 460} = 10.3$

IP ideal = 10.3 Bls/día/PSI

5. Cálculo de la Eficiencia de flujo (%)

Eficiencia de flujo = $\frac{IP \text{ real}}{IP \text{ ideal}} \times 100 = \frac{4.2}{10.3} \times 100 = 40.7$

Eficiencia de flujo = 40.7 %

Desde el inicio de su explotación hasta la fecha de tomar el registro de curva de incremento, el pozo presentaba el comportamiento siguiente:

Datos de Producción:

$$Q_0 = 518 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$\text{RGA} = 238 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\emptyset = 3/4''$$

$$\text{TP} = 116 \text{ Kg/cm}^2$$

Análisis : 3 % agua

Producción acumulativa = 275431 m³ de aceite a c. a.

Decremento en la presión estática del pozo 21.8 Kg/cm² en -- 370 días.

Tasa de declinación diaria = 1.492×10^{-4} Kg/cm², si el comportamiento es constante.

De los resultados obtenidos en el análisis de la curva de incremento se desprenden las siguientes:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. A pesar de que la formación tiene una alta permeabilidad se refleja un efecto por factor de daño y se puede atribuir principalmente a dos causas:
 - a) La densidad de disparos (2 agujeros/metro) es muy baja se considera conveniente aumentar la densidad a 13 agujeros/ metro.
 - b) Por la forma del arreglo de los disparos, estos se efectuaron en una sola línea ($\theta = 360$). De acuerdo a estudios re

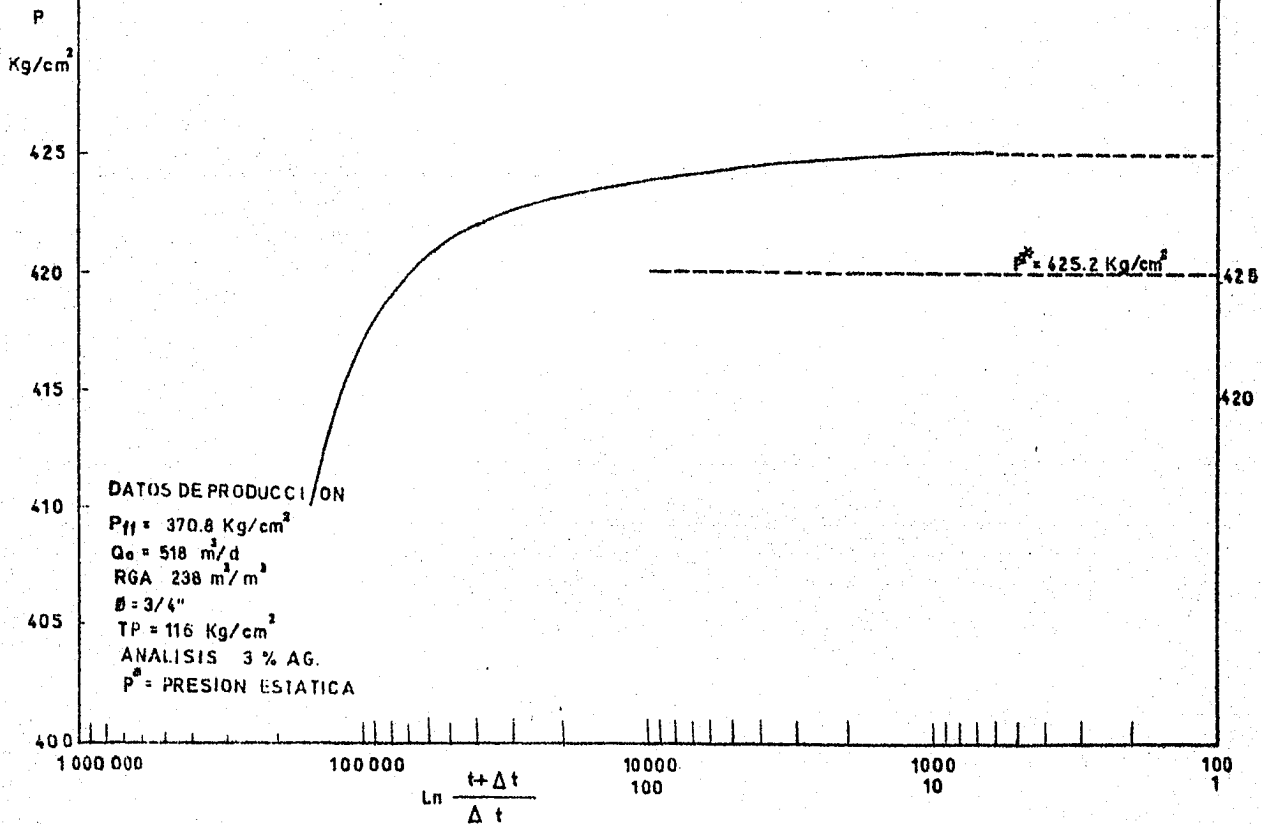
cientes realizados por especialistas en la materia, el máximo de flujo en pozos de alta productividad se obtiene a través de agujeros que están distribuidos en forma escalonada (4 ags./pie) con ángulo de 90 .

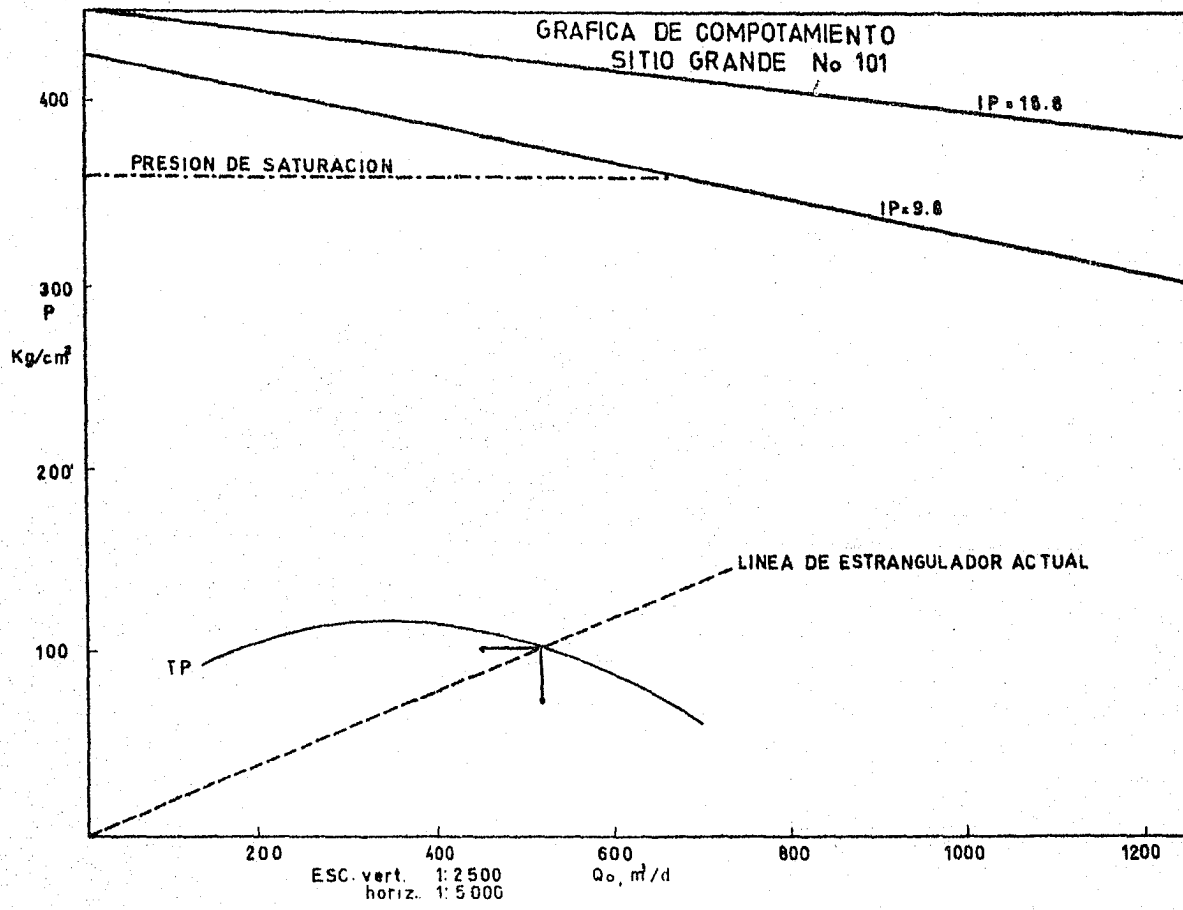
2. La caída de presión P_s (32.2 Kg/cm²) se estima que también es consecuencia de la baja densidad de disparos y a la forma de su arreglo. Se tiene antecedentes de haber estimulado el intervalo con 20 m³ de ácido y se considera que éste tuvo penetraciones más allá del radio de daño por lo que, la caída adicional de presión se atribuye más bien a los pocos orificios abiertos en TR.

3. Por las mismas razones expuestas en los puntos 1 y 2, los efectos influyen directamente sobre el índice de productividad y la eficiencia de flujo, que son bajos.

Tomando en cuenta el comportamiento del pozo vecino Sitio Grande 91 que produce en agujero abierto y tiene un índice de productividad alrededor de 15 B/d/PSI, se supone que el pozo en cuestión debe tener también una capacidad productiva cercana a la de ese pozo ya que ambos producen en la misma formación que tienen características físicas semejantes. En los últimos meses el pozo ha manifestado un 3 % de agua en su producción diaria, porcentaje que no es muy alto, pero, para fines de poder incrementar su productividad es necesario excluir la presencia de esa agua.

SITIO GRANDE No 101
CURVA DE INCREMENTO





b) CAMPO CACTUS.

Pozo Cactus No. 1

Pozo descubridor del campo, produce en el intervalo 3 740.0 - 3 750.0 m., perforado con una densidad de 4 agujeros/metro. Desde su terminación y hasta la fecha se le han efectuado 4 estimulaciones con ácido lográndose incrementar su productividad en cada una de ellas.

En junio 25/74, se tomó curva de incremento determinando una permeabilidad de 10 milidarcys y un radio equivalente del pozo de 2.0 m. (radio de influencia del ácido).

En octubre 8/74, se registró una presión de fondo fluyendo de 303.8 kg/cm² con un gasto estimado de 87 m³/día. Dado el tiempo de explotación del pozo y al volumen extraído de aceite (157 700 m³) hasta la fecha del último registro, se hacen las siguientes:

R E C O M E N D A C I O N E S

- 1.- Romar registro de curva de incremento hasta su estabilización, para definir las condiciones actuales de flujo, midiendo previamente el gasto.
- 2.- Efectuar prueba de producción por tres orificios diferentes y elegir el diámetro adecuado del estrangulador para su explotación.

INTERPRETACION DEL REGISTRO DE INCREMENTO DE PRESION
DEL POZO CACTUS No. 1.

Datos del pozo⁺⁺:

Intervalo abierto: 3 740 - 3 750 m.

$$h = 10 \text{ m (32.8 pies)}$$

$$r_w = 0.08 \text{ m (0.27 pies)}$$

$$q = 342 \text{ m}^3/\text{día (2 151 Bls/día)}$$

$$\phi = 0.12$$

Datos del análisis PVT⁺⁺

$$B_o = 2.232$$

$$C_t = 58.6 \times 10^{-6} \text{ PSI}^{-1}$$

$$U_o = 0.3208$$

Datos del registro de presión⁺⁺

$$P^+ = 449 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (6 390 PSI) a 3 745 m.}$$

$$P_{wf} = 342.8 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (4 867 PSI)}$$

$$P_{1hr} = 407.2 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (5 782 PSI)}$$

$$m = 468 \text{ PSI/ciclo}$$

1. Cálculo de la permeabilidad de la formación, K :

$$Si \quad Kh = \frac{162.6 \quad q \quad U_o \quad B_o}{m}$$

sustituyendo valores:

$$K h = \frac{162.6 \times 2151 \times 0.3208 \times 2.232}{468} = 342$$

K h = 342 milidarcys - pie

como

$$K = \frac{K h}{h} = \frac{342}{32.8} = 10.4$$

$$K = 10.4 \text{ milidarcys}$$

2. Cálculo del factor de daño " S " :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1.hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{K}{\phi U_o r_w^2 C_t} + 3.23 \right]$$

sustituyendo valores:

$$S = 1.151 \left[\frac{5782 - 4867}{468} - \log \frac{10.4}{0.12 \times 0.32 \times 0.07 \times 28.6 \times 10^{-6}} + 3.23 \right]$$

$$S = -3.0$$

3. Cálculo de la caída de presión, ΔP_s :

$$\Delta P_s = 0.87 \text{ m S}$$

sustituyendo valores:

$$\Delta P_s = 0.87 (468) (-3) = -1237$$

$$\underline{\Delta P_s = -1237 \text{ PSI} \quad (-87.1 \text{ Kg/cm}^2)}$$

(el signo menos indica que, a causa de un aumento en el radio del pozo, la caída de presión en su vecindad es menor que la normal).

4. Determinación del radio del pozo por influencia de las acidificaciones:

$$r_g = r_w e^{-S}$$

$$r_g = 0.27 e^{3.0} = 0.27 \times 20 = 5.4$$

$$\underline{r_s = 5.4 \text{ pies (1.65 m)}}$$

5. Cálculo del índice de productividad:

$$\text{IP real} = \frac{q}{P^+ - P_{wf}} = \frac{930}{6390 - 4867} = 1.41$$

$$\underline{\text{IP real} = 1.41 \text{ Bls/día/PSI (3.1 m}^3\text{/d/Kg/cm}^2\text{)}}$$

$$\text{IP ideal} = \frac{q}{(P^+ - P_{wf}) - \Delta P_e} = \frac{930}{1253 - 1237} = 0.86$$

$$\underline{\text{IP ideal} = 0.86 \text{ Bls/día/PSI (1.9 m}^3\text{/d/Kg/cm}^2\text{)}}$$

6. Cálculo de la eficiencia de flujo :

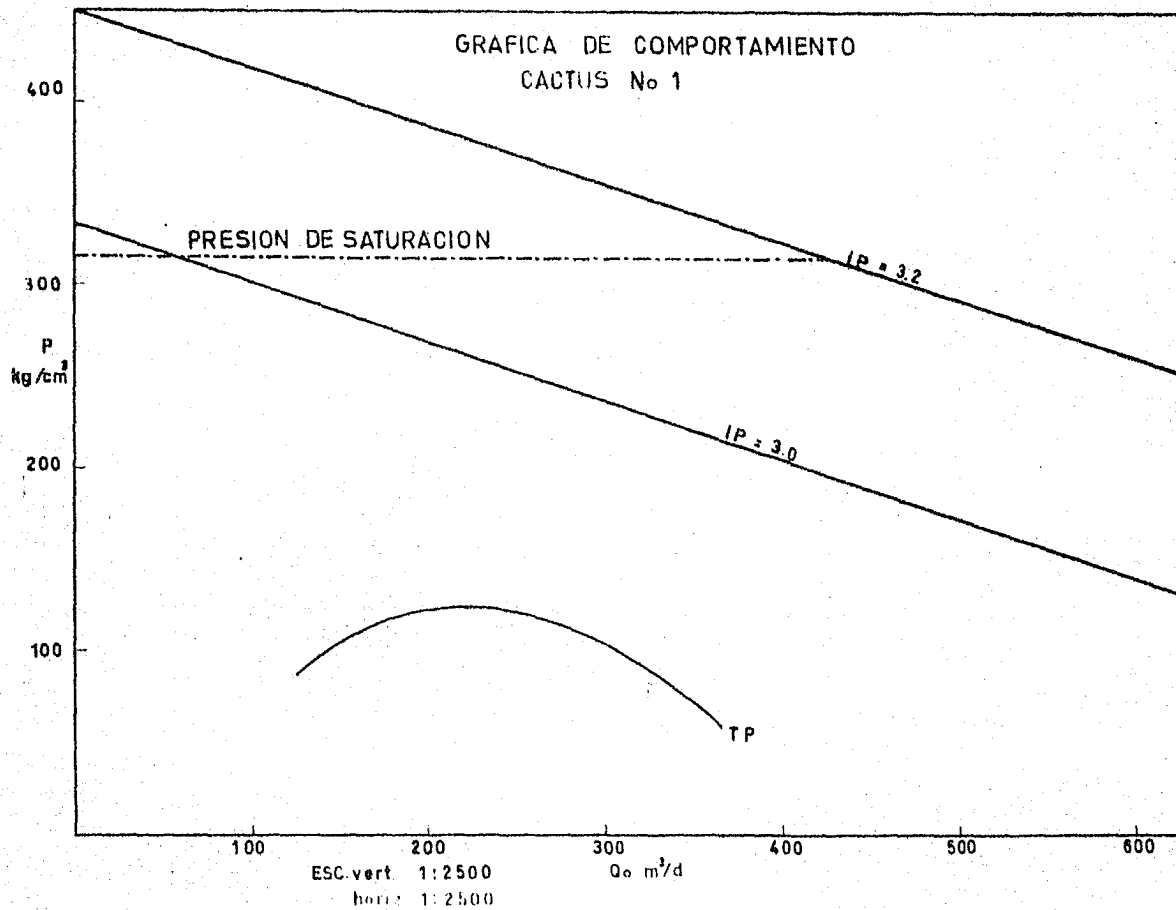
$$\text{Eficiencia de flujo} = \frac{\text{IP real}}{\text{IP ideal}} = \frac{1.41}{0.86} = 1.63$$

$$\underline{\text{Eficiencia de flujo} = 1.63 > 100\%}$$

N O M E N C L A T U R A

- Bo = Factor de volumen del aceite, vol/vol
- Ct = Compresibilidad total, PSI
- h = Espesor abierto, pies ó m
- m = Pendiente de la curva de incremento, PSI/ciclo
- P⁺ = Presión estabilizada del pozo, PSI ó Kg/cm²
- P_{1.hr} = Presión a una hora de cierre del pozo, PSI ó Kg/cm²
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, PSI ó Kg/cm²
- q = Gasto medido, Bls/día ó m³/día
- r_e = Radio de drene del pozo, pies ó m
- r_w = Radio del pozo, pies ó m
- Uo = Viscosidad del aceite, cp
- Ø = Porosidad, fracción

GRAFICA DE COMPORTAMIENTO
CACTUS No 1



C A C T U S N o. 5

El pozo produce en el intervalo 3 910.0 - 3 920.0 m., dispa -
rado con una densidad de 4 agujeros/metro.

Despues de su terminación se le han efectuado cuatro estimulaci
ones con ácido, de 6, 10, 30 y 60 m³, obteniéndose incrementos -
aceptables en la producción como se observa en la gráfica de com--
portamiento del pozo.

Después de 433 días de explotación, por registro de curva de'
incremento de presión (Feb. 28/74) se encontró que había sufrido-
un depresionamiento de 107 kg/cm² despues de haber extraído un vo-
lumen de 229 900 m³ de aceite; adicionalmente, se determinó una --
permeabilidad de 24 milidarcys. Se adjunta análisis cuantitativo -
de dicho registro.

Dado el régimen de explotación tan alto que ha tenido el pozo
y a la periodicidad con que se obtienen los datos se recomienda:

- 1.- Tomar curva de incremento hasta su estabilización, previa
medición del gasto.
- 2.- Efectuar prueba de producción por tres estranguladores di
ferentes y seleccionar el más apropiado, para explotar el
pozo con una presión de fondo fluyendo por lo menos igual
a la presión de saturación.

ANALISIS CUANTITATIVO DEL REGISTRO DE INCREMENTO DE PRESION

POZO CACTUS No. 5

1. Datos del pozo⁺⁺

Intervalo = 3 910.0 - 3 920.0 m.
h = 10 m. (32.8 pies)
 r_w = 0.08 m (0.27 pies)
q = 462 m³/d. (2 906 Bls/día)
Np = 229 900 m³ aceite (1 446 071 Bls)

2. Datos de registro

P_{wf} = 298.3 kg/cm² (4 236 PSI)
Pl.hr. = 311.9 kg/cm² (4 429 PSI)
 P^+ = 342.4 kg/cm² (4 862 PSI) a 3 915 m.
m = 433 PSI/ciclo

3. Datos de análisis⁺⁺

Bo = 2.232
Ct = 58.6 x 10⁻⁶ PSI⁻¹
Uo = 0.3208

++Nomenclatura al final.

1.- Cálculo de la permeabilidad de la formación, K :

$$Si \quad Kh = \frac{162.6 \quad q \quad Uo \quad Bo}{m}$$

sustituyendo valores:

$$Kh = \frac{162.6 \times 2906 \times 0.3208 \times 2.232}{433} = 780.7$$

Kh - 780.7 milidarcys- pie

$$K = \frac{780.7}{32.8} = 23.8$$

$$K = 23.8 \text{ milarcys}$$

2.- Cálculo del factor de pared (Skin) "S" :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{l.hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi U_o r_w^2 C_t} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 \left[\frac{4429 - 4236}{433} - \log \left(\frac{23.8}{0.17 \times 0.3208 \times 0.07 \times 58.6 \times 10^{-6}} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 (0.44 - 8.034 + 3.23) = 1.151 (- 5.274)$$

$$S = - 6$$

3.- Cálculo de la caída de presión debido al factor de pared:

como $\Delta P_s = 0.87 m S$

$$\Delta P_s = 0.87 (433) (- 6) = - 2260$$

$$\Delta P_s = - 2260 \text{ PSI } (159.1 \text{ Kg/cm}^2)$$

El signo menos indica que, a causa de un radio mayor del pozo, la caída de presión en la vecindad es menor que la normal.

4.- Estimación del radio equivalente, r_s :

$$r_s = r_w e^{-S} = 0.27 e^{-(-6)} = 0.27 \times 408 = 110$$

$$r_s = 110 \text{ pies } (33.5 \text{ m})$$

5.- Cálculo del índice de productividad (IP) :

$$IP \text{ real} = \frac{q}{P^+ - P_{wf}}$$

$$IP \text{ real} = \frac{2906}{4862 - 4236} = 4.6$$

$$\underline{IP \text{ real} = 4.6 \text{ Bl/d/PSI} \quad (10.4 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Kg}/\text{cm}^2)}$$

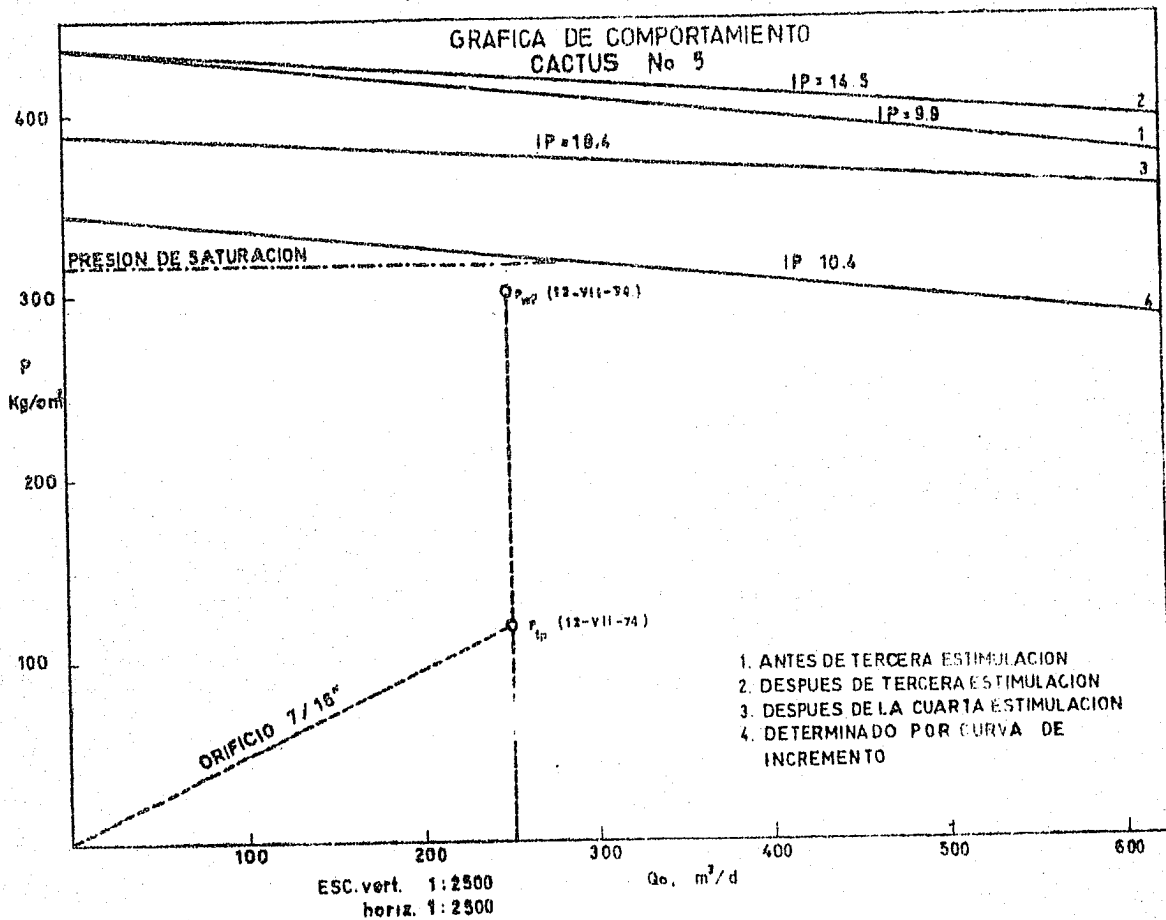
$$IP \text{ ideal} = \frac{q}{(P^+ - P_{wf}) - \Delta P_s} = \frac{2906}{626 + 2260} = 1.0$$

$$\underline{IP \text{ ideal} = 1.0 \text{ Bl/día/PSI} \quad (2.2 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Kg}/\text{cm}^2)}$$

6.- Cálculo de la eficiencia de flujo:

$$Ef = \frac{IP \text{ real}}{IP \text{ ideal}} = \frac{4.6}{1.0} = 4.6$$

Eficiencia de flujo (Ef) = 4.6 > 100 %



c) CAMPO SAMARIA

Pozo Samaria No. 102

Datos del pozo⁺⁺

Intervalo : 4 500.0 - 4 515.0 m.

h = 49 pies (15 m.)

q = 4277 Els/día (680 m³/día)

N_F = 78103 m³

r_w = 0.27 pies (0.08 m.)

∅ = 0.10

Datos del registro⁺⁺

P⁺ = 7222 PSI (508.6 kg/cm²) a 4 507 m.

P_{1.hr} = 7217 PSI (508.3 kg/cm²)

P_{wf} = 3813 PSI (268.5 kg/cm²)

m = 14.2 PSI/ciclo (1 kg/cm²/ciclo)

Datos del análisis PVT⁺⁺

Bo = 2.05

Uo = 0.135

Ct = 27.8 x 10⁻⁶ PSI⁻¹

⁺⁺Nomenclatura al final.

1. Cálculo de la permeabilidad de la formación, K :

$$Kh = \frac{162.6 \ q \ Uo \ Bo}{m}$$

$$Kh = \frac{162.6 \times 4277 \times 0.135 \times 2.05}{14.2} = 13 \ 092$$

Kh = 13 092 milidarcys - pie

$$K = \frac{13\ 092}{49} = 267$$

$$K = \underline{267 \text{ milidarcys}}$$

2. Cálculo del factor de pared de la formación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1.\text{hr}} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi U_o r_w^2 C_t} \right) + 3.23 \right]$$

sustituyendo valores:

$$S = 1.151 \left[\frac{7217 - 3813}{14.2} - \log \frac{267}{0.10 \times 0.135 \times 0.073 \times 27.8 \times 10^{-6}} + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 (239.7 - 9.99 + 3.23) = 1.151 (224.8) = 259$$

$$S = \underline{259}$$

3. Cálculo de la caída de presión debido al factor de pared :

$$\text{como } \Delta P_s = 0.87 \text{ m S}$$

$$\Delta P_s = 0.87 \times 14.7 \times 259 = 3312$$

$$\underline{\Delta P_s = 3312 \text{ PSI } (233 \text{ KG/cm}^2)}$$

como la presión de fondo fluyendo es P_{wf} 268.5 kg/cm² si le sumamos el valor P_s obtenemos el valor verdadero de la presión de fondo fluyendo para el caso, cuando no se tiene daño en la formación, o sea:

$$P_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s = 268.5 + 233.0 = 501.5$$

$$\underline{P_{wf} = 501.5 \text{ kg/cm}^2 (7\ 121 \text{ PSI })}$$

4. Cálculo del índice de productividad:

$$IP \text{ real} = \frac{q}{P^+ - P_{wf}} = \frac{4277}{7222 - 3813} = 1.25$$

$$\underline{IP \text{ real} = 1.25 \text{ Bl/día/PSI} \quad (2.8 \text{ m}^3/\text{día/kg/cm}^2)}$$

$$IP \text{ ideal} = \frac{q}{(P^+ - P_{wf}) - \Delta P_s} = \frac{4277}{3409 - 3312} = 44$$

$$\underline{IP \text{ ideal} = 44 \text{ Bls/día/PSI} \quad (99 \text{ m}^3/\text{día/kg/cm}^2)}$$

5. Cálculo de la eficiencia de flujo:

$$\text{Eficiencia de flujo} = \frac{IP \text{ real}}{IP \text{ ideal}} \times 100 = \frac{1.25}{44} \times 100 = 3\%$$

Eficiencia de flujo=3 %

Posteriormente se volvió a estimular con 75 m³ de ácido aumentando en un 87.4 % de la producción que se tenía, desconociendo la presión de fondo fluyendo para este gasto la cual ya no fué registrada.

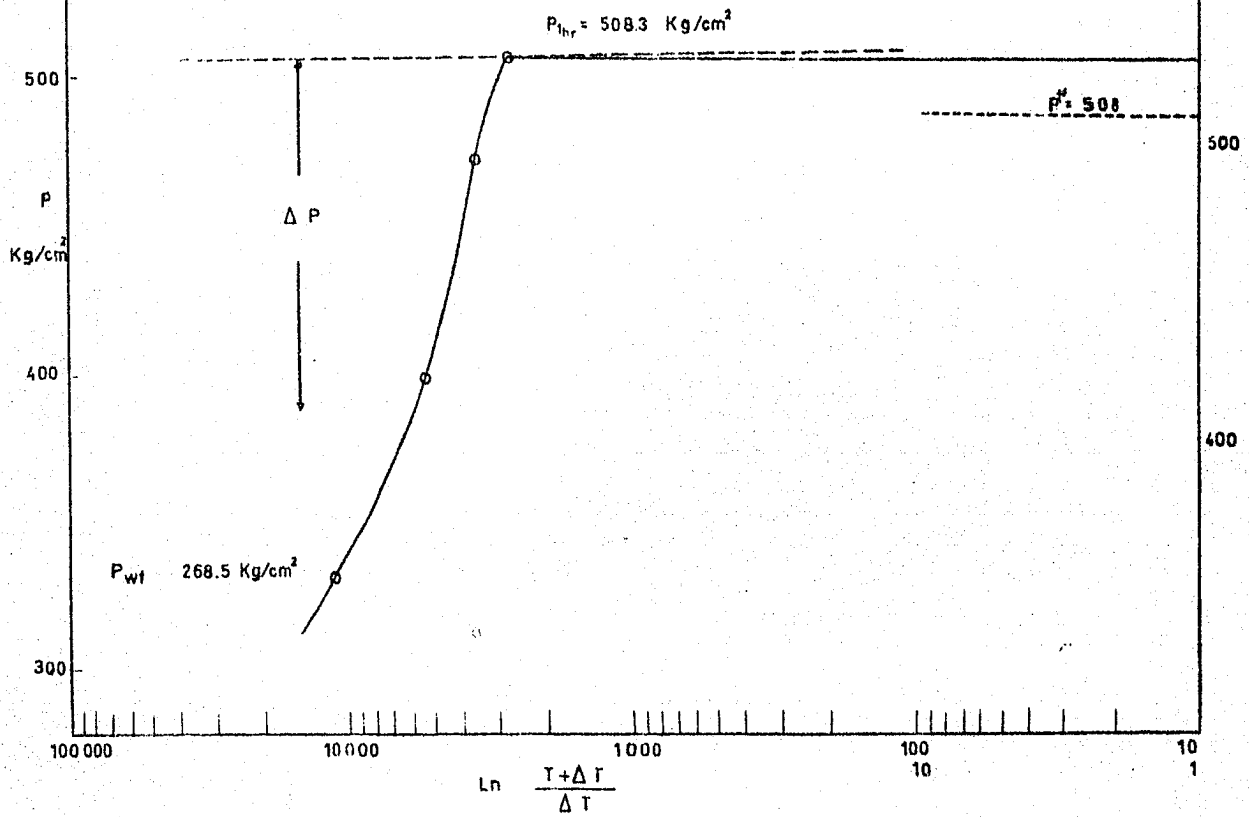
R E C O M E N D A C I O N

Por lo anterior, se considera necesario tomar nuevamente la curva de incremento con el objeto de evaluar los beneficios logrados en la permeabilidad, así como para conocer el grado hasta el cual se haya alcanzado a reducir el daño a la formación.

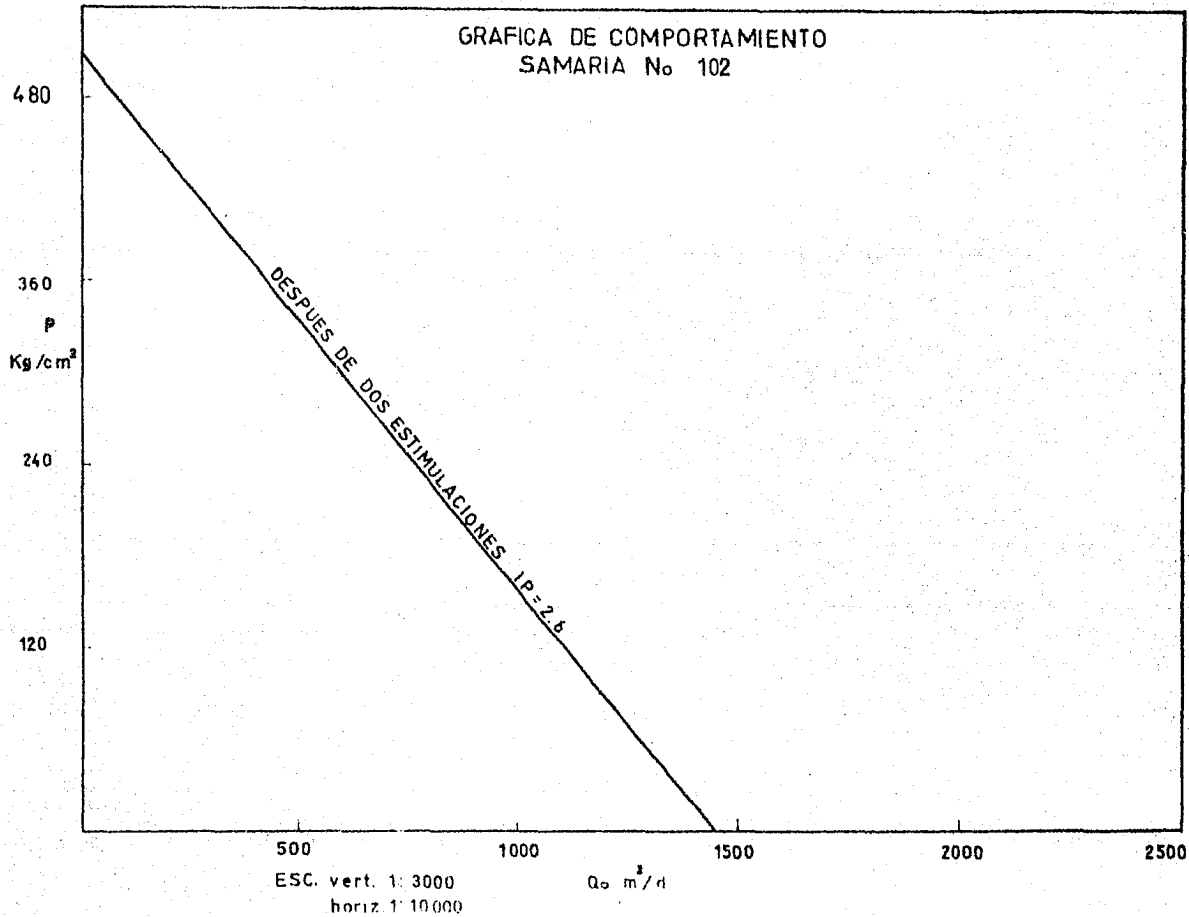
N O M E N C L A T U R A

- B_o = Factor de volumen, vol/vol
- C_t = Compresibilidad total, PSI^{-1}
- h = Espesor abierto de formación, m ó pies.
- m = Pendiente de la curva, $PSI/ciclo$
- N_p = Producción acumulativa, m^3
- P^+ = Presión estabilizada del pozo, kg/cm^2
- $P_{1\text{ hr}}$ = Presión despues de una hora del cierre, Kg/cm^2
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, kg/cm^2
- q = Gasto estabilizado, $m^3/día$
- r_w = Radio del pozo, m
- ϕ = Porosidad, fracción
- U_o = Viscosidad del fluido, cp
- r_s = Radio de influencia por acidificación, pie ó m.

GRAFICA DE INCREMENTO DE PRESION
SAMARIA No 102



GRAFICA DE COMPORTAMIENTO
SAMARIA No 102



Comprobación de la buena aproximación del denominado " Método Slider ", con el procedimiento que se muestra en los anteriores -- ejemplos de pozos de distintos campos del Area Reforma Chiapas.

Pozo Sitio Grande No. 91

Dado:

Un pozo perforado en un campo con un espaciamiento uniforme - de 3280 pies (1000 m) a producido a razón de 13 334 Bls/día; el pozo se cerró para un análisis de incremento de presión. La relación gas-aceite ha sido considerada constante durante la producción.

Datos estimados del yacimiento:

Factor de volumen del aceite de la formación, $B_o = 2.18$

Viscosidad del aceite, $U_o = 0.193$

Radio del pozo, $r_w = 0.271$ pies (0.08 m)

Espesor neto aprovechable, $h = 228$ pies

Datos del estudio de presión:

Tiempo de cierre (minutos)	Presión (psia)
0	4349.87
10	4412.45
20	4612.99
30	4654.24
40	4695.49
50	4736.73
60	4773.71
70	4773.71
80	4777.98

Determinar:

1. El valor del producto (ϕc) porosidad- compresibilidad.
2. La permeabilidad del yacimiento, k.
3. El factor de pared, S.
4. La presión promedio en el yacimiento en el area de drene.

Solución:

Nosotros podemos asumir que éste pozo se estabiliza al tiempo de cierre porque la presión declina a una razón constante como se indica por la presión en la cabeza de la TP.

1. El valor de ϕc puede ser obtenido de el cambio en la presión en el pozo con el tiempo antes del cierre. La presión fluyendo en la cabeza de la TP puede usarse para éste propósito porque el gasto y la relación gas-aceite (RGA) son considerados constantes. Así, la diferencia entre la presión estática y las pérdidas por fricción en el pozo se consideran tambien constantes.

1. Cálculo de ϕc :

$$\left(\frac{dp_w}{dt} \right)_s = - \frac{1.8 q}{r_e^2 \phi h c}$$
$$- 1511.9 = - \frac{1.3 \times 13 \ 334.37 \times 2.18}{(1640)^2 \times 228 \times \phi c}$$

resolviendo,

$$\phi c = 0.056 \times 10^{-6}$$

2. Cálculo de la permeabilidad, k :

La permeabilidad es calculada de la pendiente de la gráfi-

ca de Δp_q contra el $\log \Delta t$. Los valores de Δp_q son calculados (tabla 2) utilizando la ecuación 10:

La pendiente de ésta línea es aproximadamente 10 psi/ciclo.

$$\Delta p_q = p_w - p_{wf} - \Delta t (dp_w / dt)_s \dots\dots\dots (10)$$

Así:

$$m = \frac{0.1625 q_o U_o B_o}{k h}$$

sustituyendo:

$$10 = \frac{0.1625 \times 13 \ 334.37 \times 0.193 \times 2.18}{(228) k}$$

$$k = .400 D = 400 \text{ mD}$$

3. Cálculo del factor de pared, de la ecuación 14.

$$S = 1.15 \left(\frac{p_q}{m} \right)_{1.\text{hr}} - 1.15 \log \frac{(dp_w / dt)_s}{18.7 m (r_w^2 / r_e^2)}$$

sustituyendo,

$$S = 1.15 \left(\frac{450}{10} \right) - 1.15 \log \left(\frac{1 \ 511. \ 9}{18.7 \times 10 (0.27)^2 / (1640)^2} \right)$$

$$S = 46.36$$

4. Cálculo de la presión promedio en el yacimiento en el area de drene.

Dicha presión puede calcularse por la ecuación 26,

$$\bar{p} = p_{wf} - (\Delta p_q)_{ts} - 0.438 m \dots\dots\dots (26)$$

Nosotros primero calculamos el tiempo de estabilización,

$$t_s = \frac{0.438 \text{ m}}{\left(dp_w / dt \right)_s}$$

$$= \frac{(0.438)(10)}{1511.9}$$

$$= 0.0289 \text{ días} = 41.6 \text{ min.}$$

podemos leer de la fig. 3 a 41.6 min., $(\Delta p_q)_{t_s} = 386 \text{ psia}$,
 y usando la pendiente de la curva, tenemos:

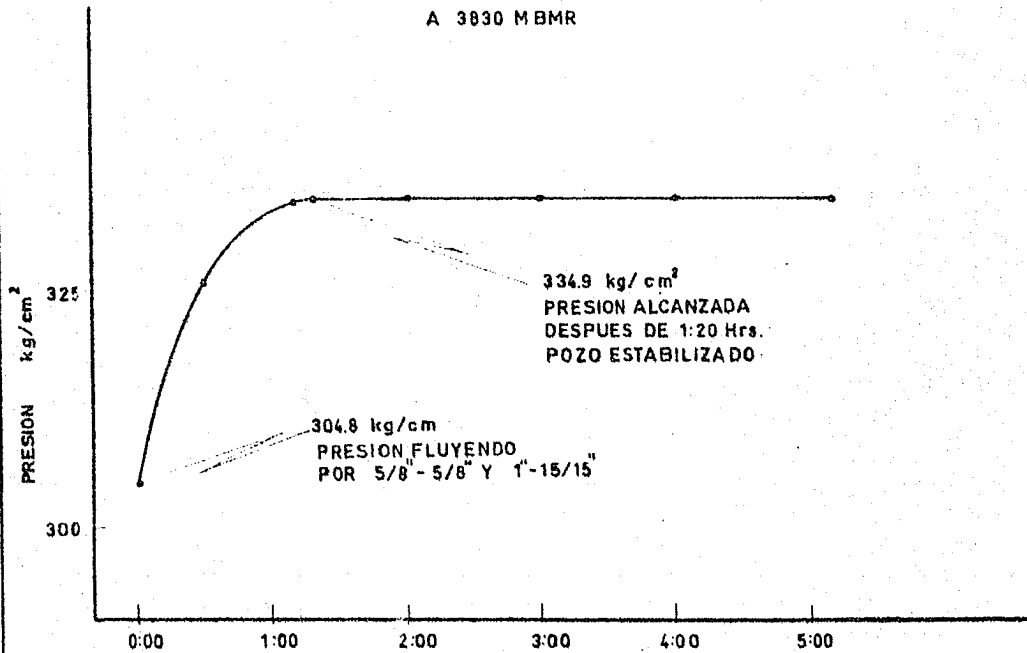
$$\bar{p} = 4600.7 + 386 - 0.438(10)$$

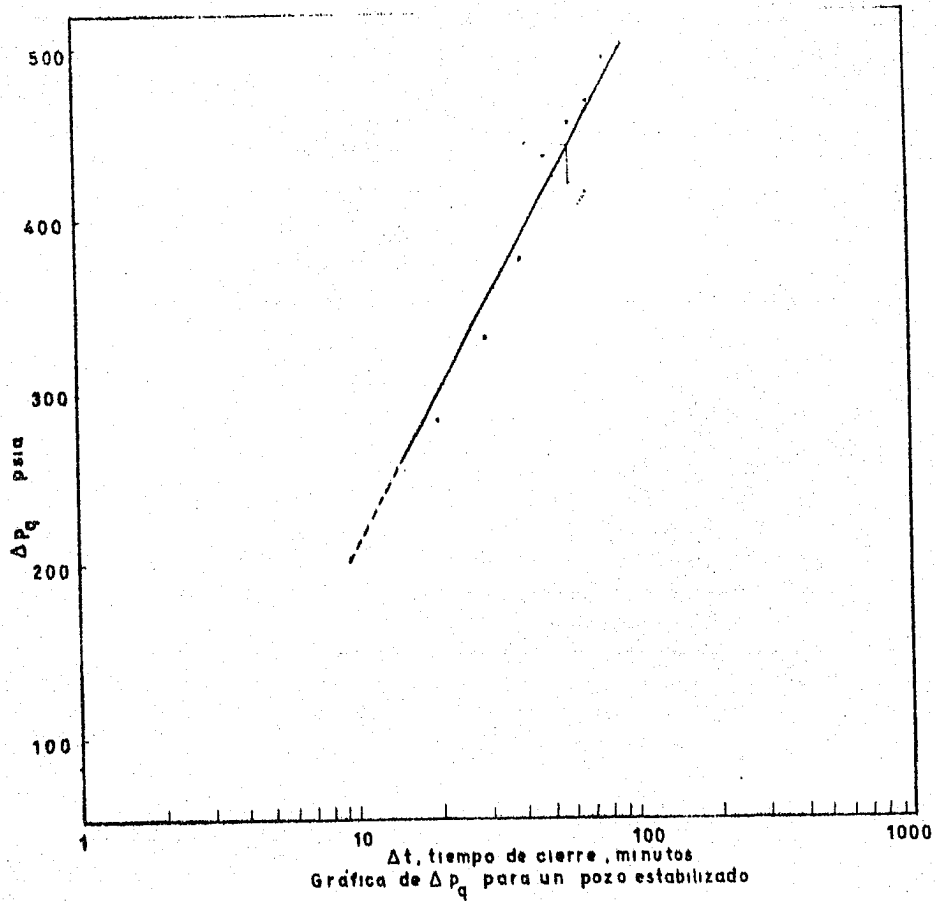
$$\bar{p} = 4982.32 \text{ psia}$$

Tabla 2. Cálculo de los valores de Δp_q

(1) tiempo de cierre. (minutos)	(2) presión obser vada. (psia)	(3) presión si la producción fue ra continua. (4349.87-Col.1)	(4) Δp_q (al cierre) (Col. 2 - Col. 3)
0	4349.87	4349.87	0
10	4412.45	4339.87	72.58
20	4612.99	4329.87	283.12
30	4654.24	4319.87	334.37
40	4695.49	4309.87	385.62
50	4736.73	4299.87	436.86
60	4773.71	4289.87	483.84
70	4773.71	4279.87	493.84
80	4777.98	4269.87	508.11

SITIO GRANDE No 91
CURVA DE INCREMENTO DE PRESION
A 3830 MBMR





Gráfica de Δp_q para un pozo estabilizado

Pozo Sitio Grande No. 101

Dado:

Un pozo perforado en un campo con un espaciamiento uniforme - de 3 280 pies (1 000 m) a producido a razón de 3 263 Els/día; el pozo se cerró para un análisis de incremento de presión. La relación gas-aceite ha sido considerada constante durante la producción.

Datos estimados del yacimiento:

Factor de volumen del aceite de la formación, $B_o = 1.7964$

Viscosidad del aceite, $U_o = 0.31$ cp

Radio del pozo, $r_w = 0.271$ pies (0.08 m)

Espesor neto aprovechable, $h = 32.8$ pies (10 m)

Datos del estudio de presión:

Tiempo de cierre (minutos)	Presión (psia)
0	4160.70
5	4573.17
10	4679.84
20	4708.29
40	4718.24
60	4725.35
120	4732.47
180	4736.73
240	4739.58

Determinar:

1. El valor del producto (ϕc) porosidad-compresibilidad.
2. La permeabilidad del yacimiento, k .
3. El factor de pared, S .
4. La presión promedio en el yacimiento en el área de drenaje.

Solución:

Nosotros podemos asumir que éste pozo se estabiliza al tiempo de cierre porque la presión declina a una razón constante como se indica por la presión en la cabeza de la TP.

1. El valor de ϕc puede ser obtenido de el cambio en la presión en el pozo con el tiempo antes del cierre. La presión fluyendo en la cabeza de la TP puede usarse para éste propósito porque el gasto y la relación gas-aceite (RGA) son considerados constantes. Así, la diferencia entre la presión estática y las pérdidas por fricción en el pozo se consideran también constantes.

1. Cálculo de ϕc :

$$\left(\frac{dp_w}{dt} \right)_s = - \frac{1.8 q_o B_o}{r_e^2 \phi h c}$$

sustituyendo,

$$- 1279.98 = - \frac{1.8 \times 3263.3 \times 1.7964}{(1640)^2 \times 32.8 \times \phi c}$$

resolviendo,

$$\underline{\phi c = 0.0934 \times 10^{-6}}$$

2. Cálculo de la permeabilidad, k:

La permeabilidad es calculada de la pendiente de la gráfica de ΔP_q contra el $\log \Delta t$. Los valores de ΔP_q son calculados (tabla 2) utilizando la ecuación 10:

La pendiente de ésta línea es aproximadamente 47 psi/ciclo

$$\Delta P_q = P_w - P_{wf} - \Delta t \left(\frac{dp_w}{dt} \right)_s \dots\dots\dots (10)$$

Así:

$$m = \frac{0.1625 q_o U_o B_o}{k h}$$

sustituyendo,

$$47 = \frac{0.1625 \times 3263.3 \times 1.7964 \times 0.31}{32.8 \times k}$$

$$k = 1915 D = 191.5 \text{ mD.}$$

3. Cálculo del factor de pared, de la ecuación 14.

$$S = 1.15 \frac{ \left(p_q \right)_{1.\text{hr}} }{m} - 1.15 \log \frac{ \left(\frac{dp_w}{dt} \right)_s }{18.8 m \left(\frac{r_w^2}{r_e^2} \right)}$$

sustituyendo,

$$S = 1.15 \left(\frac{657}{47} \right) - 1.15 \log \left(\frac{1279.98}{18.7 \times 47 \left[(0.271)^2 / (1640)^2 \right]} \right)$$

$$S = 11.53$$

4. Cálculo de la presión promedio en el yacimiento en el área de drenaje.

Dicha presión puede calcularse por la ecuación 26,

$$\bar{p} = p_{wf} - (\Delta p_q)_{t_B} - 0.438 m \dots\dots\dots (26)$$

Nosotros primero calculamos el tiempo de estabilización,

$$t_s = \frac{0.438 m}{(dp_w / dt)_B}$$

$$= \frac{(0.438) (47)}{1279.98}$$

$$= 0.016 \text{ días} = 23 \text{ min.}$$

podemos leer de la fig. 3 a 23 min. $(\Delta p_q)_{t_s}$ 563 psia, y

usando la pendiente de la curva, tenemos:

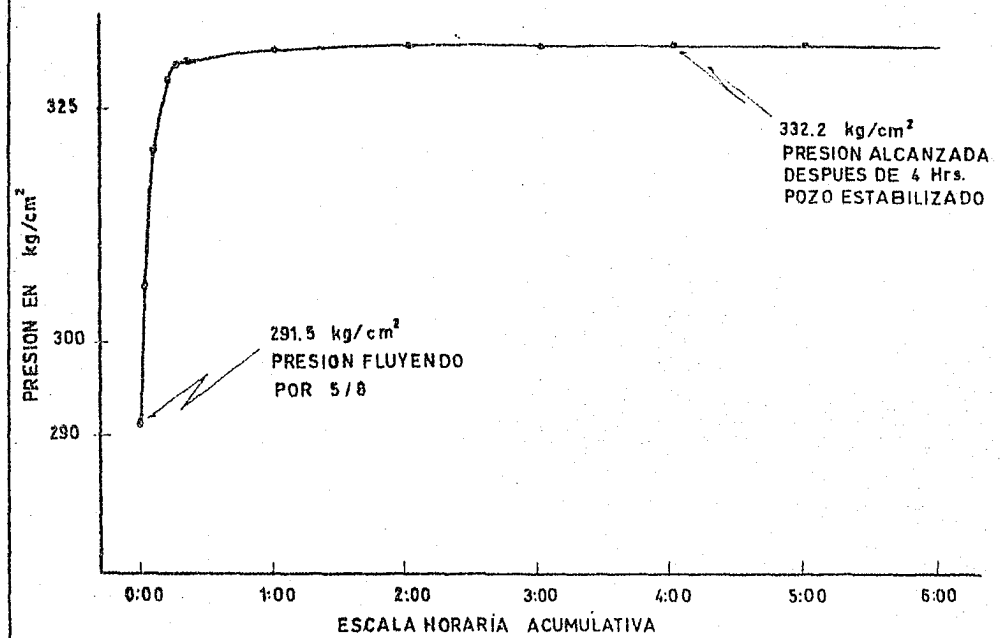
$$\bar{p} = 5279.7 + 563 - 20.58$$

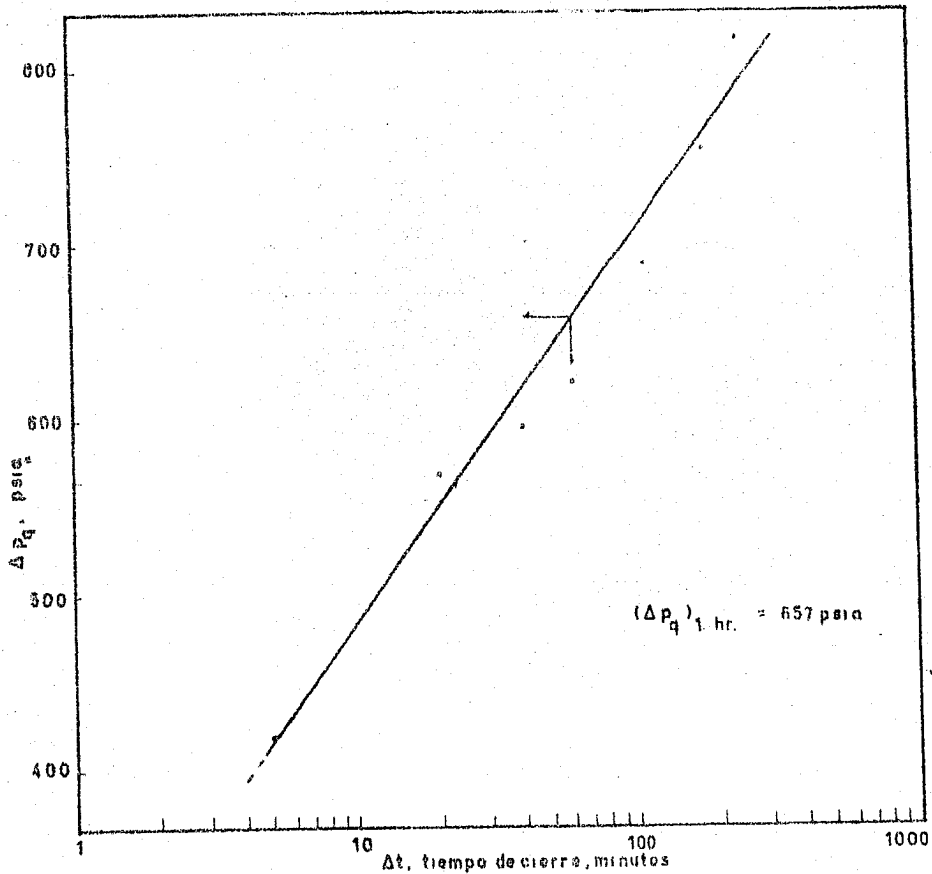
$$= 5822.12 \text{ psia.}$$

Tabla 2. Cálculo de los valores de Δp_q

tiempo de cierre. (min.)	presión obser vada (psia)	presión si la prod. fuera - continua. (4160.70 - Col.1)	p_q (al cierre) (Col.2-Col.3)
0	4160.70	4160.70	0
5	4573.17	4155.70	417.47
10	4679.84	4150.70	529.14
20	4708.29	4140.70	567.59
40	4718.24	4120.70	597.54
60	4725.35	4100.70	624.65
120	4732.47	4040.70	691.77
180	4736.73	3980.70	756.03
240	4739.58	3920.70	818.88

SITIO GRANDE No 101
CURVA DE INCREMENTO DE PRESION
A 3800 MBR





Grafica de ΔP_q para un pozo estabilizado

C O N C L U S I O N E S .

Del presente trabajo se derivan las siguientes conclusiones:

- 1.- La importancia de obtener datos de presiones de fondo en pozos productores, resalta por la necesidad de conocer las condiciones originales del yacimiento y compararlas con las actuales.
- 2.- De los métodos descritos el correspondiente al denominado -- " Método Slider " se considera el más adecuado para facilitar los cálculos.
- 3.- El conocimiento del factor de daño es fundamental para su corrección inmediata evitando así un desperdicio de energía -- del yacimiento en la afluencia del aceite al pozo a través de una restricción que no debe existir.
- 4.- Los parámetros (permeabilidad, factor de daño, etc.) obtenidos por los métodos aquí descritos tienen algunas discrepancias derivadas de la precisión de los datos que entran en -- las fórmulas pero pueden considerarse como una buena aproximación para evaluar el comportamiento de los yacimientos.
- 5.- De ser posible en todos los pozos productores que van a ser estimulados mediante acidificación o fracturamiento, deben tomarse curvas de incremento antes y después de realizar dichas estimulaciones para estar en condiciones de evaluar adecuadamente el beneficio que reporten y poder hacer un análisis económico que justifique la frecuencia de los tratamientos hasta el límite en que la propia evaluación determine su utilización.

B I B L I O G R A F I A.

- Miller, C. C. Dyes, A. B. and Hutchinson, C. A., Jr. : " THE ESTIMATION OF PERMEABILITY AND RESERVOIR PRESSURE FROM BOTTOM-HOLE - PRESSURE BUILD UP CHARACTERISTICS", Trans., AIME (1950)
- Horner, D. R. : " PRESSURE BUILD UP IN WELLS ", Tercer Congreso Mundial del Petróleo (1951)
- Perrine, R. L. : " ANALYSIS OF PRESSURE BUILD UP CURVES ", Drill. and Prod. Prac. API (1956)
- Sidney C. Pitzer, John D. Rice, Clifford E. Thomas .: " A COMPARISON OF THEORETICAL PRESSURE BUILD UP CURVES WITH FIELD CURVES OBTAINED FROM BOTTOM HOLE SHUT IN TEST ", Trabajo presentado a la SPE (1958)
- Pollard, P. : " EVALUATION OF ACID TREATMENTS FROM PRESSURE BUILD UP ANALYSIS " , Trans., AIME (1959)
- C. S. Matthews. : " ANALYSIS OF PRESSURE BUILD UP AND FLOW TEST DATA ", Trabajo presentado a la SPE (junio, 1961)
- Russell, D.F. : " EXTENSIONS OF PRESSURE BUILD UP ANALYSIS ", J.P.T. (Dic. 1966)
- Hurst, W. Clark, J. D. and Brauer, E. B. : " THE SKIN EFFECT IN PRODUCING WELLS ", J.P.T. (Nov. 1969)
- Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. and Ramey, H.J., Jr.: " AN INVESTIGATION OF WELBORE STORAGE AND SKIN EFFECT IN UNSTEADY LIQUID FLOW : I. Analytical Treatment", S.P.E. Journal (Sep. 1970)

- A. F. Van Everdingen. : " ANALYSIS OF BUILD UP CURVES OBTAINED ' AFTER WELL TREATMENT ", J.P.T. (Abril, 1971)
- H. C. Slider. : " A SIMPLIFIED METHOD OF PRESSURE BUILD UP ANALY SIS FOR A ESTABILIZED WELL ", Journal of Petroleum Technology --- (Sep. 1971)
- Petroleos Mexicanos. : " DATOS DE PRESIONES DE FONDO OBTENIDOS - DEL AREA REFORMA CHIAPAS ", (1974)