

01174
2 2oj.



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS
A TRAVÉS DE DISPAROS

T E S I S

Que para obtener el Grado de
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA
p r e s e n t a

ARNULFO RAMIREZ PIMENTEL



México, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1987



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

PAGINA

1.	Introducción.	1
2.	Evaluación de los métodos empleados para determinar la productividad de los pozos terminados con T.R., perforada.	3
2.1.	Método analítico de Muskat.	3
2.2.	Método eléctrico-analógico de McDowell y Muskat.	7
2.3.	Método eléctrico-analógico de Howard y Watson Jr.	9
2.4.	Método electrofísico de Howard y Watson Jr.	12
2.5	Método de Harris.	15
2.6	Método de Klotz y colaboradores.	20
2.7	Método de Hong.	24
2.8	Método de Locke.	29
2.9	Método de Tariq.	32
2.10.	Método de Tariq y colaboradores.	37
2.11.	Método de Todd y Bradley.	41
3.	Comparación de los métodos analizados.	45
4.	Procedimiento para el diseño de perforaciones.	51
4.1	Determinación del intervalo por perforar.	51
4.2	Productividad estimada del yacimiento en agujero descubierto.	52

4.3.	Anteproyecto del diseño del aparejo de producción.	54
4.4.	Cementación de la T.R. de explotación.	54
4.5.	Diseño de las perforaciones y estimación de la productividad del pozo.	55
4.6.	Evaluación de los factores que influyen en la relación de productividad de los pozos.	56
4.6.1.	Daño a la formación.	56
4.6.1.1.	Determinación del factor de daño, s_d .	57
4.6.2.	Determinación de la anisotropía de la formación.	58
4.6.2.1.	Determinación de laminaciones impermeables.	58
4.6.2.2.	Determinación de fracturas naturales	59
4.6.3.	Penetración parcial del yacimiento.	59
4.6.4.	Determinación del factor de turbulencia.	61
4.6.5.	Determinación del pseudo factor de daño causado por la desviación del pozo, s_g	62
4.6.6.	Determinación del radio de drene y radio del pozo.	63
4.7.	Diseño del aparejo de producción.	65
4.8.	Ejecución de las perforaciones.	65
4.9.	Verificación del intervalo perforado.	65

5.	Análisis del funcionamiento de las perforaciones en el campo Cárdenas.	67
5.1.	Ubicación.	67
5.2.	Columna geológica.	67
5.3.	Formaciones productoras.	69
5.4.	Características del yacimiento.	72
5.5.	Terminación del pozo.	72
5.6.	Pozos considerados.	74
5.7.	Relación de productividad.	75
5.8.	Factores que se analizaron para determinar en qué grado afectan la RP.	85
5.8.1.	Intervalo perforado con respecto al espesor del yacimiento.	86
5.8.1.1.	Cálculo del factor de pseudo daño, s_{pp} , causado por la penetración parcial del yacimiento.	86
5.8.2.	Litología.	87
5.8.3.	Fracturas naturales.	91
5.8.3.1.	Producto (dolomitización (%)) por intensidad de fracturamiento, <u>eventos</u> DCA).	91
5.8.4.	Calidad de la cementación.	95
5.8.5.	Tiempo de exposición del yacimiento al fluido de perforación.	100
5.8.6.	Daño causado por el filtrado del fluido de perforación.	100

5.8.7.	Daño causado por el efecto de la T.R. cementada y las perforaciones, s_p .	104
5.8.8.	Daño a las perforaciones.	107
5.8.8.1.	Fluido en cuyo seno efectúan las perforaciones.	110
5.8.8.2.	Pistolas perforadoras.	110
5.8.8.3.	Presión diferencial.	110
5.8.8.4.	Tiempo de exposición de las perforaciones al fluido en cuyo seno se efectuaron.	111
5.8.8.5.	Zona triturada y compactada al efectuar las perforaciones.	112
5.8.8.6.	Cálculo de $(s_d + s_{cz})$	113
5.8.8.7.	Manifestación de flujo y prueba de admisión.	117
5.8.9.	Acidificación y fracturamiento.	117
6.	Conclusiones y recomendaciones.	119
	Nomenclatura.	123
	Bibliografía	128

R E S U M E N

Se investiga qué métodos existen para la determinación de la productividad de los pozos adomados y perforados, analizando cada uno de ellos para determinar en que condiciones de terminación de pozo pueden ser aplicados. Para determinar que método es conveniente usar, se hizo una comparación, en condiciones ideales entre ellos, encontrando que para formaciones homogéneas es el de Locke¹⁰ y para formaciones heterogéneas es el de Tariq¹². Considerando los métodos - analizados se hizo un procedimiento para el diseño de perforaciones, evaluando los factores que influyen en la relación de productividad, este capítulo se considera de mayor importancia. Por último - para aplicar el procedimiento de diseño de disparos se hizo el análisis del funcionamiento de las perforaciones en el campo Cárdenas, donde se emplearon únicamente pistolas para T.P. de una sola fase, - determinando una relación de productividad promedio de 0.65 para pozos del K1 y 0.81 para los del JSK, se observó además que en esta - formación la relación de productividad se incrementa al aumentar el producto (dolomitización (%)) x (fracturamiento (eventos DCA)). En general, se observó que los disparos están dañados, daño que generalmente se eliminó con una estimulación de limpieza.

1. INTRODUCCION

En la industria petrolera, al implantarse la técnica de terminación de pozos con agujero revestido en 1932^{1*}, como una alternativa a la terminación en agujero descubierto, perforando con balas la T.R. (tubería de revestimiento), cemento y formación para comunicar a ésta con el pozo, surgieron problemas de reducción en la productividad de los pozos con respecto a la productividad obtenida en agujero descubierto. Por esta razón, en 1942, los investigadores empiezan a indagar sobre cuáles son los factores que influyen en la relación de productividad de los pozos. El primer investigador² empleó un método analítico; otros³⁻⁶ emplearon métodos analógicos electrofíticos y numéricos. Estos autores estudiaron el efecto causado por las perforaciones en la T.R. sobre la productividad del pozo, pero al no tener solución satisfactoria al problema, continúan las investigaciones en el laboratorio³⁴⁻³⁸ y con modelos matemáticos^{7-13, 15-19} para investigar qué otros factores influyen en la productividad de los pozos.

La etapa de terminación de un pozo, exploratorio o de desarrollo, es muy importante y dentro de ésta la operación de perforación también lo es, porque, en pozos exploratorios, se trata con las perforaciones de poner en comunicación el yacimiento que se explora con el pozo, para determinar qué fluidos contiene, que es el objetivo principal de esta operación. En campos ya descubiertos, es importante su delimitación para no excluir área del yacimiento; para ello, las pruebas de producción que se efectúen deben ser confiables, esto es, la comunicación entre el yacimiento y el pozo debe ser real y efectiva; una vez delimi-

* Las referencias se encuentran al final del trabajo.

tado el campo hay que desarrollarlo, perforando pozos que deben producir eficientemente, de acuerdo con lo que se determine a través de las perforaciones.* La eficiencia con que esto se realice dependerá del diseño de perforaciones que se haya hecho. Por lo que se ha mencionado, al diseño y operación de perforaciones se le debe poner toda la atención posible, nunca debe existir duda de que la comunicación entre el yacimiento y el pozo exista y ésta sea la óptima.

En este trabajo se hizo una revisión de la literatura técnica que existe sobre los factores que influyen en la relación de productividad y los métodos para predecir ésta. Se analizan los métodos para determinar la productividad evaluándolos y comparándolos entre sí. Tomando en cuenta esta información se presenta un procedimiento de diseño de perforaciones. Se analizan las técnicas de perforación actuales en el campo Cárdenas y se indaga si es necesario hacer algunos cambios en éstas.

* En este trabajo se emplea indistintamente perforaciones o disparos.

2. EVALUACION DE LOS METODOS EMPLEADOS PARA DETERMINAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS TERMINADOS CON ADEME PERFORADO

2.1 METODO ANALITICO DE MUSKAT ²

Muskat, haciendo cálculos analíticos, determinó la productividad de los pozos revestidos perforados. Dedujo fórmulas para tipos generales de arreglos de perforaciones.

Para sus deducciones considera que el flujo es radial, el fluido del yacimiento es homogéneo, un radio de drenaje determinado, radio del pozo de 3" y 6" arreglo de las perforaciones escalonado. Toma en cuenta además el espaciamiento entre las perforaciones, la densidad de éstas y su diámetro de 1/8" y 1/4".

Fórmulas deducidas

$$q_p/q_r = \frac{\text{Log } \rho_e/\rho_w}{C + \text{Log } \rho_e/\rho_w} \quad (2.1)$$

donde

q_p = producción del pozo, considerando terminación ademada y perforada, (bl /día)

q_r = producción del pozo, considerando sin revestir (agujero abierto) y formación sin daño

ρ_e = r_e/h

r_e = radio de drenaje

- h = espaciamiento vertical entre disparos
 ρ_w = r_w/h
 r_w = radio del pozo
 C = efecto de la T.R. y las perforaciones sobre la productividad del pozo

Muskat haciendo las consideraciones mencionadas determinó la siguiente expresión para calcular C :

$$mC = 2\pi k_o (2n\rho_p) + 2\pi \sum_{n=1}^{\infty} k_o (4n\rho_w \sin \frac{\theta_i}{2}) \times \cos \frac{2n\pi}{m} + \log \frac{\rho_w}{\rho_p} - \sum \log 2 \sin \frac{\theta_i}{2} \quad (2.2)$$

donde

- m = densidad de perforaciones (disparos/piel o disparos/plano).
 k_o = función Hankel de orden cero
 n = 0, 1, 2
 π = 3.1416
 ρ_p = r_p/h (adimensional).
 r_p = radio de las perforaciones (pg).
 h = espaciamiento vertical entre las perforaciones de una misma línea (pg).
 ρ_w = $\frac{r_w}{a}$
 r_w = radio del pozo (pg).
 θ_i = ángulo de la columna i de perforaciones con respecto al eje x ($^\circ$).
 i = i ésima columna de perforaciones

Cuando se reduce el espaciamiento h , entre las perforaciones, tendiendo a cero, entonces la Ec. 2.2 se simplifica a:

$$mC = \log \frac{\rho_\omega}{\rho_p} - \sum \log 2 \sin \frac{\theta_i}{2} \quad (2.3)$$

Para el caso en que la densidad de perforaciones $m=2$, entonces:

$\theta_1 = \pi$, las líneas de perforaciones están separadas por 180° y la expresión queda en la forma siguiente:

$$C = \Sigma k_0(2n\pi\rho_p) + \Sigma k_0(4n\pi\rho_\omega) \cos n\pi + \frac{1}{2} \log \frac{\rho_\omega}{2\rho_p} \quad (2.4)$$

Para el caso en que la densidad de perforaciones es: $m=4$ y $\theta_1 = \frac{\pi}{2}$; $\theta_2 = \pi$; $\theta_3 = \frac{3}{2}\pi$

$$C = \frac{1}{2} \Sigma k_0(2n\pi\rho_p) + \Sigma k_0(2\sqrt{2}n\pi\rho_\omega) \cos \frac{n\pi}{2} + \frac{1}{2} \Sigma k_0(4n\pi\rho_\omega) \cos n\pi + \frac{1}{4} \log \frac{\rho_\omega}{4\rho_p} \quad (2.5)$$

para el caso de una densidad de perforaciones de $m=8$, entonces existirán

ocho columnas de perforaciones tal que: $\theta_1 = \frac{\pi}{4}$, $\theta_2 = \frac{\pi}{2}$; $\theta_3 = \frac{3}{4}\pi$; $\theta_4 = \pi$; $\theta_5 = \frac{5}{4}\pi$; $\theta_6 = \frac{3}{2}\pi$; $\theta_7 = \frac{7}{4}\pi$. (Separadas 45°)

$$C = \frac{1}{4} \Sigma k_0(2n\pi\rho_p) + \frac{1}{2} \Sigma k_0(1.5308n\pi\rho_\omega) \cos \frac{n\pi}{4} + \frac{1}{2} \Sigma k_0(2\sqrt{2}n\pi\rho_\omega) \cos \frac{n\pi}{2} + \frac{1}{2} \Sigma k_0(3.6956n\pi\rho_\omega) \cos \frac{3n\pi}{4} + \frac{1}{4} \Sigma k_0(4n\pi\rho_\omega) \cos n\pi + \frac{1}{8} \log \rho_\omega/\rho_p - 0.2600 \quad (2.6)$$

En este método, el factor C, considera únicamente la influencia de la T.R. ce-

mentada y los disparos sobre la productividad del pozo. No se consideran la profundidad de la perforación, el daño a la formación, el daño a la perforación, la anisotropía, la penetración parcial de la formación, el factor de turbulencia ni el pozo desviado. Por lo anterior su aplicación es limitada a los casos que se consideren perforaciones muy someras y sin daño ni en la formación ni en los disparos. Se puede aplicar para cualquier densidad de perforaciones y cualquier diámetro de estas.

2.2 METODO ELECTRICO-ANALOGICO McDOWELL Y MUSKAT³

En 1950 McDowell y Muskat presentaron los resultados de su trabajo obtenidos en el modelo eléctrico-analógico sobre el efecto de la T.R. y las perforaciones para producción sobre la productividad del pozo.

En su modelo consideraron:

1. Flujo radial.
2. Fluido homogéneo.
3. Radio de drene de 660 pies.
4. Radio del pozo de 3 pg.
5. Arreglo de las perforaciones, sencillo*.

El método se puede aplicar en las condiciones siguientes:

1. Yacimiento disparado en todo su intervalo.
2. Que el yacimiento no tenga la formación dañada.
3. Que la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical sean semejantes.
4. Que las perforaciones no estén dañadas.
5. Que en las vecindades del pozo no llegue a existir flujo turbulento.
6. En pozos verticales.

* Arreglo de las perforaciones sencillo: cuando las perforaciones están con tenidas en un sólo plano, ya sea vertical u horizontal.

Limitaciones

El método únicamente se debe aplicar a pozos de tres y seis pulgadas de radio y perforar de 0.125" y 0.25"

Su información la presentan gráficamente en las figuras Nos. 2-6³.

Fig. No.	TITULO	página	r_w (pg)	r_p (pg)
2	q_p/q_r Vs. densidad de disparos	310	3	0.25
3	q_p/q_r Vs. densidad de disparos	311	3	0.125
4	q_p/q_r Vs. densidad de disparos	311	6	0.25
5	q_p/q_r Vs. profundidad del disparo	312	3	0.125
6	q_p/q_r Vs. profundidad del disparo	312	6	0.25

Información necesaria para la aplicación del método

- r_w = radio del pozo (pg).
- r_p = radio de la perforación (pg).
- a = penetración de la perforación (pg).
- m = perforación por pie

2.3 METODO ELECTRICO-ANALOGICO DE HOWARD Y WATSON JR ⁴

Howard y Watson ⁴ en 1950 presentaron los resultados del estudio sobre la productividad de un pozo afectado por la T.R. y las perforaciones que ellos hicieron, empleando un modelo eléctrico-analógico.

En su modelo consideraron:

1. Que el flujo es radial.
2. Fluido homogéneo.
3. Radio de drene, $r_e = 660$ pies.
4. Radio del pozo.
5. Arreglo de las perforaciones, sencillo.
6. Diámetro de las perforaciones = 0.25" .
7. Las perforaciones no penetran en la formación, únicamente penetran la tubería de revestimiento y el cemento (igual que Muskat²).

Por las consideraciones hechas en el modelo electrofítico, éste tiene aplicaciones muy particulares tales como:

1. Yacimiento disparado en todo su espesor.
2. Yacimiento que no tenga la formación dañada.
3. Yacimiento isotrópico.
4. Perforaciones sin daño.
5. Que no exista flujo turbulento en las vecindades del pozo.
6. Que se sepa que las perforaciones apenas dejaron descubierta la formación, no la penetraron (caso difícil de detectar).

7. Para comparar con los datos que se obtienen al aplicar el método analítico de Muskat ².

Limitaciones

Las gráficas que presentan son empleadas únicamente para pozos que tengan :

$$r_w = 6''$$

$$r_p = 0.25''$$

$$r_e = 660 \text{ pies}$$

Los resultados los presentan gráficamente en las figs. Nos. 1-3 ⁴ :

Figura 1, pág. 180. q_p/q_r VS sumideros (perforaciones de T.R. y cemento) por pie.

Figura 2, pág. 180. q_p/q_r VS perforaciones por pie.

Figura 3, pág. 181. q_p/q_r VS perforaciones por pie.

Además presentan la ecuación aproximada siguiente para la relación de productividades.

$$q_p/q_r = \frac{1}{1 + \frac{h_t}{2m_t} \times \left[\frac{\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right]} \quad (2.7)$$

donde

q_p = Producción a través de las perforaciones.

q_r = Producción a través del agujero sin ademar.

h_t = Espesor del cuerpo productor (pies).

m_t = Número de las perforaciones (sumideros).

r_p = Radio de las perforaciones (pg).

r_w = Radio del pozo (pg).

r_e = Radio de drene (pies).

La figura 1⁴ se construyó con la aproximación dada por la Ec. 2.7, la que generaliza el método para usarlo con diferentes valores de m_t , r_p , r_w y r_e .

Información necesaria para la aplicación del método.

Arreglo de las perforaciones, sencillo.

m_t = Densidad de las perforaciones en el espesor del yacimiento.

h_t = Espesor de la formación productora (pies).

r_e = Radio de drene (pies).

r_p = Radio de la perforación (pg).

r_w = Radio del pozo (pies).

Concluyen, además, que la RP es insensible a los arreglos de las perforaciones.

2.4 METODO ELECTROLITICO DE HOWARD Y WATSON ⁵

Howard y Watson ⁵ continúan el estudio de la influencia de la T.R. y las perforaciones sobre la productividad del pozo con el modelo electrofítico, considerando ahora la penetración de la perforación en la formación; concluyen que la productividad relativa es afectada por la profundidad de las perforaciones, dando mucha importancia a la primer pulgada, pudiéndose obtener productividades relativas mayores de 1.0, sobre todo en yacimientos de baja permeabilidad.

Las consideraciones hechas en este segundo trabajo de Howard y Watson son las mismas que hicieron en el primer estudio, únicamente agregan la penetración de las perforaciones en la formación.

Al considerar la penetración de las perforaciones el método se generaliza, pudiendo, ahora, calcular la productividad relativa en las condiciones siguientes:

1. Yacimiento perforado en todo su espesor.
2. Yacimiento que no tenga la formación dañada.
3. Yacimiento isotrópico.
4. Perforaciones sin daño.
5. Que no exista flujo turbulento en las vecindades del pozo.

En estas condiciones se pueden comparar resultados con los obtenidos con el modelo electrofítico de McDowell y Muskat ³, siendo ligeramente inferiores los de Howard y Watson.

Sus resultados los presentan gráficamente en las figs. Nos. 3-4 ⁵ :

La figura 3, pág. 324. q_p/q_r VS densidad de perforaciones (perf/pie). Variación de productividad relativa con la densidad de perforación para T.R. de diámetro igual a 6 pg. y diámetro de la perforación de 0.25 pg. para varias penetraciones de las perforaciones.

La figura 4, pág. 324. q_p/q_r VS profundidad de las perforaciones. Variación en la productividad relativa con la profundidad de las penetraciones para T.R. de diámetro igual a 6 pg. con diámetro de perforaciones de 0.25 pg. para varias densidades de perforaciones.

Con el objetivo de hacer general el método, los autores presentan la siguiente ecuación:

$$(RP)' = (q_p/q_r)' = \frac{1}{1 + \left[\frac{\left(\frac{1}{q_p/q_r} - 1 \right)}{k_c \left[1 - \frac{\ln k_c}{\ln r_e/r_w} \right]} \right]} \quad (2.8)$$

donde

$(RP)'$ = Productividad relativa deseada.

RP = Productividad relativa conocida para cierta r_w y r_p

r_e = Radio de drenaje para el caso conocido (pies).

r_e' = Radio de drenaje para el caso en que se desea conocer $(RP)'$.

r_w = Radio del pozo para el caso conocido.

r'_w = Radio del pozo para el caso en que se desea conocer (RP)'. .

$$k_c = \frac{r'_p}{r_p} \frac{r'_w}{r_w} .$$

Para emplear la ecuación 2.8 se debe calcular una k_c para cada vez que se cambie r_w o r_p .

2.5 METODO DE HARRIS ⁷

Continuando con la investigación del efecto de la T.R. y las perforaciones sobre la productividad de los pozos terminados en agujero revestido, se abandonan los modelos analógicos y es Harris⁷ quien prosigue con los modelos matemáticos para aprovechar la ventaja que las computadoras proporcionan.

En 1966 Harris⁷ presentó su trabajo en el que resuelve el problema del cálculo de flujo en un pozo terminado con la T.R. perforada. Para ello usa una perforación idealizada en forma de cuña con sección transversal cuadrada.

Matemáticamente, el problema se reduce a resolver la ecuación de Laplace en coordenadas cilíndricas para un conjunto específico de condición de frontera.

$$k_r \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} \right) + k_z \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (2.9)$$

En su modelo consideró:

1. Flujo radial.
2. Fluido homogéneo, ligeramente compresible.
3. Radio de drene de 660'.
4. Radio del pozo de 3".
5. Arreglo de las perforaciones, sencillo.
6. Espaciamiento vertical de perforaciones.
7. Espaciamiento horizontal de perforaciones.
8. Penetración de las perforaciones.
9. Densidad de las perforaciones.

10. Radio de las perforaciones.
11. Anisotropía de la formación.

De acuerdo a las consideraciones hechas en este trabajo, el método para determinar la relación de productividad de un pozo puede aplicarse en los casos siguientes:

1. Yacimiento perforado en todo su espesor.
2. Yacimiento que no tenga la formación dañada.
3. Perforaciones sin daño (perforaciones hechas a contra presión, esto es $(p_h - p_y) < 0$, donde p_h es la presión hidrostática y p_y es la presión del yacimiento).
4. Que no exista flujo turbulento en las vecindades del pozo.
5. Que se tenga un arreglo sencillo de perforaciones (distribuidas en un plano horizontal o en un plano vertical).
6. Que el pozo sea vertical.
7. Las variables adimensionales* d_D , a_D , h_D y m deben encontrarse en los rangos siguientes:

$$0.0833 \leq d_D \leq 0.333$$

$$1.0000 \leq a_D \leq 8.000$$

$$1.0000 \leq h_D \leq 100.0$$

$$1.0000 \leq m \leq \alpha$$

En cuanto a los factores que considera este método, mejora a los métodos eléctrico-analógicos³⁻⁶, porque ellos no toman en cuenta la anisotropía, con respecto al método analítico de Muskat², es mejor también porque Muskat no considera profundidad de las perforaciones, ni la anisotropía.

* Estas variables se definen posteriormente.

Al considerar Harris la anisotropía sus resultados debían ser semejantes a los de Mc Dowel y Muskat³, Howard y Watson⁴⁻⁶ cuando la permeabilidad vertical de la formación sea igual a la permeabilidad horizontal. Los valores de este trabajo que se comenta, deberían ser menores, cosa que no sucedió de acuerdo a su Fig. 18⁷ (q_p/q_r)_{ss} VS penetración de la perforación, donde se observa que los valores de Harris son más optimistas. Esta diferencia probablemente se deba a que el método de Harris es más exacto que los analógicos.

Los resultados fueron presentados en forma gráfica, en cuyas gráficas se obtiene el valor del factor de daño causado por la T.R. y las perforaciones, s_p , en función de las variables adimensionales a_D , h_D , d_{pD} y m , Figs. (6-14)⁷.

La suma de las constantes 3 y 4 a s_p fue con el objetivo de manejar números positivos.

Para las figuras (6-8)⁷ se tiene

$$s_p = (s_p + 3) - 3$$

Para las figuras (9-14)⁷ se tiene

$$s_p = (s_p + 4) - 4$$

Conocido s_p se calcula la relación de productividad, para el caso de flujo estacionario, (ss)

$$(RP)_{ss} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + s_p} \quad (2.10)$$

Para el caso de flujo pseudo estacionario (pss)

$$(RP)_{pss} = \frac{\ln(r_e/r_w) - 0.75}{\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S_p} \quad (2.11)$$

Conocida la relación de productividad se puede conocer ahora q_p

$$q_p = \frac{q_p}{q_r} \times q_r \quad (2.12)$$

Para flujo estacionario:

$$(q_r)_{ss} = \frac{7.07 \times 10^{-3} k h_t \Delta P}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (2.13)$$

y para flujo pseudo estacionario:

$$(q_r)_{pss} = \frac{7.07 \times 10^{-3} k h_t \Delta P}{\mu [\ln(r_e/r_w) - 0.75]} \quad (2.14)$$

Datos necesarios:

- r_e = Radio de drenaje (pies).
- r_w = Radio de pozo (tomarlo del registro de calibración) (pg)
- h_t = Espesor del yacimiento (pies).
- ΔP = Caída de presión entre el yacimiento y el pozo (lb/og^2)
- $d_p = 2r_p$ = Diámetro de la perforación (pg)
- a = Penetración de la perforación (pg).
- k_h = Permeabilidad horizontal (md).
- k_v = Permeabilidad vertical (md).

- m = Número de perforaciones por pie o por plano, $360^\circ/\theta$.
 θ = Espaciamiento angular de las perforaciones ($^\circ$) (en el mismo plano).
 k = Permeabilidad de la formación (md).
 d_{pD} = $\frac{d_p k_h}{r_w k_v}$ = diámetro de la perforación (adimensional). (Ec. 2.15)
 $a_D = \frac{a}{r_w}$ = Penetración de las perforaciones (adimensional). (Ec. 2.16)
 h_D = $h/r_w \times \sqrt{k_v/k_h}$ = Espaciamiento vertical (adimensional). (Ec. 2.17)
 ν = Viscosidad del fluido del yacimiento (c.p.).
 $(q_r)_{SS}$ = Gasto (bls/dfa).

2.6 METODO DE KLOTZ Y COLABORADORES⁸

Con el afán de disponer de un método efectivo para determinar la productividad de un pozo y poder diseñar su terminación, los investigadores han continuado trabajando sobre el tema y así Klotz y colaboradores⁸ publicaron en 1974 su trabajo en el que extienden las investigaciones hechas por autores anteriores, pero tomando en cuenta el daño causado a la formación en el transcurso de la perforación y/o terminación del pozo y la perforación dañada.

Klotz y colaboradores, en su trabajo, relacionan la eficiencia de flujo del núcleo, CFE, con el término similar eficiencia de flujo del pozo, WFE, a los que definen en la forma siguiente:

$$CFE = \frac{k_p}{k_i} = \left(\frac{\text{permeabilidad del núcleo con perforación real dañada}}{\text{permeabilidad del núcleo con perforación ideal sin daño}} \right)$$

$$WFE = \frac{q_p}{q_i} = \left(\frac{\text{producción de la zona ademada, dañada, perforada}}{\text{producción de la misma zona ademada y perforada sin daño}} \right)$$

Para determinar tanto la CFE como la WFE usa el método del elemento finito y determina la presión y el flujo en el medio poroso. Este método consiste en tomar un plano de la sección de la roca del yacimiento o del núcleo de prueba, dividirlo en un número finito de elementos de cuatro lados cada uno.

En el desarrollo del trabajo se consideraron las condiciones siguientes:

1. Flujo radial estacionario.
2. Fluido homogéneo, incompresible y de una sola fase.
3. Radio de drene, r_e , igual a 660 pies.
4. Radio del pozo, r_w , igual a 3 ps.

5. Arreglo de perforaciones, sencillo.
6. Penetración de las perforaciones (pg).
7. Densidad de perforaciones.
8. Daño a la formación.
9. Daño a las perforaciones.

De acuerdo a las consideraciones que se hicieron, este método puede ser aplicado para determinar la relación de productividades de un pozo en los casos siguientes:

1. Yacimiento perforado en todo su espesor.
2. Yacimiento con formación dañada.
3. Perforaciones dañadas.
4. Que no exista flujo turbulento en las vecindades del pozo.
5. Que el arreglo de las perforaciones sea sencillo.
6. Que el pozo sea vertical.
7. Que la formación sea isotrópica.

De acuerdo a los factores que este método considera, mejora los resultados de los investigadores anteriores²⁻⁷, siendo los suyos semejantes a los de Harris⁷, fig. 14^B. Al considerar los factores de daño a la formación, s_d , y daño a la perforación, s_{cz} , hace que sus resultados sean más realistas. Las diferencias que se observan con los otros métodos se puede considerar que se deben a las distintas formas de cálculo empleadas. Debe hacerse notar que Klotz y colaboradores son los primeros investigadores que consideran tanto el daño a la formación, s_d , como el daño a la perforación, s_{cz} , en la determinación de la relación de productividad del pozo.

Para mostrar los resultados obtenidos presentaron ejemplos en forma gráfica, figuras Nos. (7-12)⁸ que pueden ser empleados, seleccionando la que se ajuste mejor a las necesidades propias, siendo su uso limitado a la información señalada en cada una de ellas.

INFORMACION NECESARIA PARA EMPLEAR LAS GRAFICAS

- a = Penetración de las perforaciones.
- CFE = Eficiencia de flujo del núcleo (en fracción).
- d_w = Diámetro del pozo (pg).
- h = Distancia vertical entre perforaciones (pg).
- k = Permeabilidad de la formación virgen (md).
- k_{cz} = Permeabilidad de la zona compactada y triturada por las perforaciones (md).
- k_d = Permeabilidad de la formación dañada (md).
- k_{dcz} = Permeabilidad de la zona dañada (por el fluido de perforación y/o terminación) compactada y triturada por las perforaciones (md).
- k_f = Permeabilidad del núcleo perforado, considerando una perforación ideal limpia de la misma profundidad en el laboratorio, (md).
- k_p = Permeabilidad del núcleo perforado, considerando una perforación real dañada en el laboratorio.
- m = Perforaciones por pie.
- r_d = Radio de la zona dañada (pg).
- r_e = Radio de drene (pies).
- s_{cz} = Daño en torno a las perforaciones causado por el mismo disparo.
- s_d = Daño de la formación causado en el transcurso de la perforación y/o

terminación del pozo (md).

WFE = Eficiencia de flujo del pozo (en fracción).

CALCULO DE LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD

Para calcular la relación de productividad se emplea la figura 15⁸ en donde está en función de CFE, k_{cz} y del número de perforaciones.

2.7 METODO DE HONG⁹

Los investigadores anteriores sobre el tema que nos ocupa²⁻⁷ enfocaron sus trabajos para conocer el efecto que causan las T.R. y las perforaciones sobre la productividad de un pozo. Hong continúa la investigación, ampliándola, al considerar en su modelo matemático el arreglo escalonado* de perforaciones y el daño a la formación causado en el transcurso de la perforación y/o terminación del pozo (Hawkins, Muskat, etc.).

En 1975 Hong⁹ publicó el resultado de su investigación en monogramas con los que se determina el efecto que sobre la productividad del pozo ejercen la tubería de revestimiento, las perforaciones y el daño a la formación.

El problema lo solucionó matemáticamente al resolver la ecuación de Laplace para flujo tridimensional en coordenadas cilíndricas (r, θ z) para un conjunto específico de condiciones de frontera.

Las ecuaciones que empleó fueron:

$$k_h \left[\left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} \right) \right] + k_v \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (\text{Ec. Gral.}) \quad (2.18)$$

$$k_d \left[\left(\frac{\partial^2 p_r}{\partial r^2} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p_r}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial^2 p_r}{\partial \theta^2} \right) + \left(\frac{\partial^2 p_r}{\partial z^2} \right) \right] = 0 \quad (\text{Zona dañada}) \quad (2.19)$$

$$k_h \left[\left(\frac{\partial^2 p_r}{\partial r^2} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p_r}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial^2 p_r}{\partial \theta^2} \right) + \left(\frac{\partial^2 p_r}{\partial z^2} \right) \right] = 0 \quad (\text{Zona no dañada}) \quad (2.20)$$

* Arreglo Escalonado: Las perforaciones están distribuidas helicoidalmente.

Estas ecuaciones las resolvió el autor empleando el método de diferencias finitas, para la solución de este modelo consideró:

1. Flujo radial.
2. Fluido homogéneo ligeramente compresible en el yacimiento.
3. Radio de drene, $r_e = 660$ pies.
4. Radio del pozo, r_w , que varía de 3" a 6" .
5. Arreglo de las perforaciones, sencillo y escalonado.
6. Espaciamiento vertical de las perforaciones, h , de 2" a 15" .
7. Penetración de las perforaciones, a , de 2" a 16" .
8. Densidad de las perforaciones, m , de 1 a 12 perforaciones por pie.
9. Radio de las perforaciones, d_p , de 0.5 pg. y corrige para 1/4" y 1" con la gráfica de la fig. 2⁹ .
10. Daño a la formación, considerando un radio de invasión, r_D , de 8 a 18 pg. y $\frac{k_D}{k_h}$ de 1/8" a 1/2" .
11. Formaciones anisotrópicas.
12. Se requiere además que:
 - a. Las perforaciones en plano horizontal deben de dividirlo en segmentos angulares iguales.
 - b. Las perforaciones en un plano deben estar defasadas 0°, 90°, ó 180° con las de los planos adyacentes (Tabla 1)⁹ .
 - c. Los planos horizontales deben tener igual espaciamiento vertical y estar separados de la cima y del fondo por la mitad de ese espaciamiento.

De acuerdo a las consideraciones hechas en este trabajo, este método puede aplicarse en los casos siguientes:

1. Yacimiento horizontal perforado en todo su espesor.
2. Yacimiento con formación sin daño y con daño, esto es, el caso general.
3. Perforaciones sin daño, esto es, perforaciones hechas a contra presión.
4. Que no exista flujo turbulento en las vecindades del pozo.
5. Cuando se tengan arreglos de perforaciones sencillo o escalonado.
6. Que el pozo sea vertical.

Debido a los factores que este método considera, sus resultados están más cercanos a la realidad con respecto a los resultados de los investigadores anteriores²⁻⁷, es decir, que los resultados obtenidos con este trabajo deberían ser menores que los obtenidos con métodos anteriores, sin embargo, como se observa en la Fig. 4⁹, estos son optimistas, probablemente la causa sea que Hong utiliza un método de cálculo más exacto.

Los resultados fueron presentados en forma de nomogramas y éstos son los siguientes (Figs. Nos. 1A, 1B, 3A y 3B de la referencia 9):

Fig. 1A, pág. 1028. Nomograma para determinar el factor de daño, s_p , causado por las perforaciones, en arreglo de perforaciones sencillo y de diámetro de 0.5 pg.

Fig. 1B, pág. 1029. Nomograma para determinar el factor de daño de las perforaciones, s_p , en arreglo escalonado de perforaciones, de diámetro de 0.5 pg.

Fig. 3A, pág. 1030. Nomograma para determinar el factor de daño s_d cuando la

perforación no alcanza a atravesar la zona dañada de la formación.

Fig. 3B, pág. 1030. Nomograma para determinar s_d cuando la perforación atraviesa la zona dañada de la formación.

El diámetro de la perforación que se usó fue de 0.5", pero pueden usarse diámetros de 1/4" y 1", haciendo las correcciones correspondientes al s_p con la gráfica de la Fig. 2⁹.

Conocidos los factores de daño s_p y s_d se determina el factor de daño total, s_t , que corresponde a la suma de los dos anteriores.

$$s_t = \frac{h_t}{h_p} s_p + \frac{h_t}{h_p} s_d \quad (2.21)$$

Para el caso que Hong trata, $\frac{h_t}{h_p} = 1$.

Con s_t conocido se calcula la relación de productividad con las expresiones siguientes:

$$(RP)_{ss} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + s_t} \quad (2.22)$$

$$(RP)_{qss} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s_t} \quad (2.23)$$

Conocida la relación de productividades se puede conocer ahora q_p con las Ecs. 2.12, 2.13 y/o 2.14, según el caso.

DATOS NECESARIOS

1. Radio de drene, r_e , (pies).
2. Radio del pozo, r_w (pg). (Tomarlo del registro de calibración).
3. Separación vertical entre planos de perforación, h (pies).
4. Permeabilidad vertical de la formación, k_v (md).
5. Permeabilidad horizontal de la formación, k_h (md).
6. Defasamiento de las perforaciones, θ ($^\circ$).
7. Penetración de las perforaciones, a (pg).
8. Presión estática promedio del yacimiento, p_y (lb/pg²).
9. Presión de fondo fluyendo, p_{wf} (lb/pg²).
10. Densidad de perforaciones, m (disparos/pie).
11. Viscosidad del fluido, μ (c.p.).
12. Radio de la zona de la formación dañada, r_d (pg).
13. Permeabilidad de la zona dañada, k_d (md).
14. Diámetro de las perforaciones, d_p (pg).

2.8 METODO DE LOCKE¹⁰

En 1981 Locke¹⁰ publicó un método para predecir la relación de productividad de pozos. Este método confirma los descubrimientos de los investigadores anteriores²⁻⁹. El autor, empleando el método del elemento finito, amplía la investigación al considerar la zona triturada en torno a la perforación hecha en la zona dañada en el transcurso de la perforación y/o terminación.

En este trabajo se investiga la importancia de la profundidad, la densidad, el defasamiento y el diámetro de las perforaciones; también se investiga la influencia de la zona triturada en torno a la perforación cilíndrica, así como la influencia del daño de la formación sobre la productividad del pozo.

Las consideraciones hechas en este trabajo son:

1. Flujo radial.
2. Fluido homogéneo, ligeramente compresible.
3. Radio de drene $r_e = 660$ pies.
4. Arreglo de perforaciones, escalonado.
5. Espaciamiento de las perforaciones (h).
6. Penetración de las perforaciones (a).
7. Densidad de las perforaciones (m).
8. Radio de las perforaciones (r_p).
9. Daño a la formación (s_d).
10. Daño de la perforación (s_{cz}).
11. Anisotropía de la formación (k_v/k_h).

De acuerdo a las consideraciones hechas, este método, para determinar la productividad de un pozo, puede aplicarse a los casos siguientes:

1. Yacimiento perforado en todo su espesor.
2. Yacimiento con formación dañada en el transcurso de la perforación y/o terminación.
3. Perforaciones dañadas (perforaciones hechas con $p_h > p_y$ y con fluidos de control sucios).
4. Yacimientos con formaciones anisotrópicas.
5. Yacimientos que sean perforados totalmente.
6. Que no exista turbulencia en las vecindades del pozo.
7. Pozos verticales.

En general los resultados obtenidos por Locke (Fig. 1)¹⁰ concuerdan con los resultados de investigadores anteriores⁷⁻⁹, observándose que para penetraciones mayores tienden a ser optimistas a pesar de que se está considerando un nuevo factor, el daño de la perforación, que es un factor que debe disminuir la productividad, sin embargo, no se aprecia su efecto negativo sobre ésta.

El autor presentó información obtenida a través de su método de elemento finito aplicado a la obtención de la productividad de pozos petroleros, en el nomograma de la Fig. No. 2¹⁰.

Obtenida la relación de productividad, RP, se determina la producción que se espera del pozo en cuestión con la Ec. 2.12 ya que q_p también puede calcu-

larse con las Ecs. 2.13 ó 2.14, según sea el caso, flujo estacionario o flujo pseudo-estacionario.

INFORMACION NECESARIA

1. a = Profundidad de la perforación (pg).
2. r_d = Radio de la zona de daño en la formación (pg).
3. d_p = Diámetro de las perforaciones (pg).
4. k_d = Permeabilidad de la zona dañada de la formación (md).
5. k = Permeabilidad de la formación (md).
6. k_{cz} = Permeabilidad de la zona triturada en torno a la formación (md).
7. m = Densidad de perforaciones (perforaciones/pie).
8. θ = Angulo de defasamiento entre perforaciones ($^{\circ}$).
9. h_t = Espesor de la formación productora (pies).
10. r_e = Radio de drene del pozo (pies).
11. r_w = Radio del pozo (pg).
12. Tipo de flujo (estacionario o pseudo estacionario).
13. μ = Viscosidad del fluido (c.p.). El fluido debe ser ligeramente compresible, esto es, el método se aplica únicamente a yacimientos de aceite o de agua.
14. s_t = Factor de daño total.

2.9 METODO DE TARIQ¹¹

Tariq¹¹ publicó en 1984 el resultado de su investigación sobre la productividad de los pozos petroleros. En esta investigación, el objetivo principal fue evaluar las características de flujo de las terminaciones perforadas, tomando en cuenta el efecto de flujo de alta velocidad o no - Darcy debido a la convergencia del flujo alrededor de las perforaciones.

Para lograr su objetivo usa el modelo del elemento finito para flujo estacionario y presenta los resultados de un análisis variable que permite efectuar un análisis de sensibilidad con geometría real del pozo, en base a una malla sensitiva al análisis de la exactitud y los efectos de alta velocidad de flujo.

Las desviaciones de la ley de Darcy observadas en flujos de altas velocidades se pueden expresar en términos matemáticos como sigue:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (2.24)$$

Esto es la ecuación de Forchheimer, la desviación de la ley de Darcy se debe a la turbulencia de los fluidos y la distribución de la presión se obtiene resolviendo igualmente la ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} (k_{xx} \frac{\partial p}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (k_{yy} \frac{\partial p}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial z} (k_{zz} \frac{\partial p}{\partial z}) = 0 \quad (2.25)$$

donde los coeficientes de x, y y z, están expresados en la forma siguiente:

$$K = \frac{k \rho}{\mu + k \rho \beta v^\alpha} \quad (2.26)$$

K = Coeficiente de permeabilidad.

k = Permeabilidad (md).

v = Velocidad.

μ = Viscosidad del fluido (c.p.).

α = Exponente de velocidad.

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.201}} = \text{factor de turbulencia.} \quad (2.27)$$

Haciendo iteraciones sucesivas entre las ecuaciones (2.25) y (2.26) hasta que el criterio de convergencia sea satisfecho, entonces se obtiene una solución al problema no-lineal.

Las consideraciones hechas en este trabajo son:

1. Flujo radial.
2. Fluido, aceite y gas.
3. Radio de drene, $r_e = 660$ pies.
4. Arreglo de las perforaciones, escalonado.
5. Espaciamiento de las perforaciones (h).
6. Penetración de las perforaciones (a).
7. Densidad de las perforaciones (m).
8. Radio de las perforaciones (r_p).
9. Daño a la formación (s_d).
10. Factor de turbulencia (β).

De acuerdo a los factores considerados, este método para determinar la productividad de un pozo, puede aplicarse a los casos siguientes:

1. Yacimiento disparado en todo su espesor.
2. Yacimiento con formación dañada en el transcurso de la perforación y/o terminación.
3. Perforaciones dañadas.
4. Flujo de alta velocidad en las vecindades del pozo.
5. En pozos verticales.

Los resultados obtenidos por Tariq, Fig. 2¹¹, sin considerar la turbulencia, son inferiores a los de Locke y en general se encuentran comprendidos dentro de los de McDowell y Muskat³ y Hong⁹. Al considerar la turbulencia, se observa un efecto notorio, bajando considerablemente la productividad, por lo que se considera que están más cercanos a la realidad.

La información obtenida por Tariq la presentó en gráficas en donde se observan los factores principales estudiados y que en orden de importancia, por su efecto sobre la productividad, son:

1. Densidad de perforaciones.
2. Penetración de las perforaciones.
3. Defasamiento angular de las perforaciones.
4. Diámetro de las perforaciones.

Las gráficas son (de la Ref. 11):

Para flujo Darcy (no turbulento): Figs. 2-6, pág. 491.

Para flujo de alta velocidad: Figs. 7-10, pág. 492.

Para flujo de alta velocidad y flujo Darcy: Figs. 11-13, pág. 493.

Debido a la forma como Tariq ha presentado su información, su método para determinar la productividad de los pozos está restringido a las condiciones empleadas para cada gráfica que presenta.

Conocida, de las gráficas, la relación de productividad, tanto considerando flujo turbulento, como sin considerarlo, se encontrará la producción q_p , del pozo en estudio, empleando la Ec. 2.12 y para q_r las Ecs. 2.13 y 2.14, según se trate, para flujo estacionario o pseudo estacionario.

INFORMACION NECESARIA

1. a = Profundidad de las perforaciones (pg).
2. m = Densidad de las perforaciones (perforaciones/pie).
3. θ = Defasamiento entre perforaciones adyacentes ($^{\circ}$).
4. k_{cz} = Permeabilidad de la zona triturada (md).
5. k_D = Permeabilidad de la zona de la formación dañada (md).
6. k = Permeabilidad de la formación sin daño (md).
7. r_D = Radio de la zona de la formación dañada (pg).
8. d_p = Diámetro de las perforaciones (pg).
9. μ = Viscosidad del fluido del yacimiento (c.p.)
10. β = Factor de turbulencia o coeficiente de velocidad.
11. Δp = Caída de presión entre el yacimiento y el pozo (lb/pg^2).
12. h_t = Espesor del yacimiento (pies).

13. r_e = Radio de drene (pies).
14. r_w = Radio del pozo (consideró 3 pg).

2.10 METODO DE TARIQ Y COLABORADORES¹²

Con la continua investigación en el área de productividad de los pozos-petroleros se ha logrado aproximar cada vez más a la realidad al agregar a los factores ya estudiados por los investigadores anteriores²⁻¹² el factor de heterogeneidades* comunes.

En 1985 Tariq y colaboradores¹², publican los resultados de su trabajo sobre el funcionamiento de terminaciones con perforaciones bajo la influencia de heterogeneidades comunes, tales como anisotropía, laminaciones y fracturas naturales, usando el análisis del elemento finito para evaluar la respuesta del flujo estacionario en la región cercana al pozo, con la presencia de las heterogeneidades comunes.

El estudio determinó que la eficiencia de la terminación está fuertemente influenciada por las heterogeneidades comunes de la formación, siendo necesario incluir una buena descripción de éstas en el diseño y evaluación de un programa de perforación. Para llevar a cabo lo anterior se debe emplear información de núcleos, pruebas de pozo y registros eléctricos tomados en agujero descubierto.

Tariq y colaboradores determinaron con este trabajo que:

1. En formaciones anisotrópicas y laminadas, es necesario emplear en la perforación altas densidades de disparos.

* Heterogeneidades: material distinto al que constituye, principalmente, la roca, que se presenta diseminado o formando capas delgadas, impermeables y fracturas naturales en la roca.

2. El funcionamiento de las terminaciones con perforaciones varía con el tipo, orientación y densidad de fracturas naturales.
3. Parámetros geométricos diferentes suponen significado diferente para diferentes tipos de redes de fracturas.
4. Para un diseño apropiado y evaluación de las terminaciones perforadas es necesario una detección sónica de fracturas.

Para desarrollar el trabajo, Tariq hizo las consideraciones siguientes:

1. Emplea flujo radial en un sistema de coordenadas x , y , z .
2. Fluido ligeramente compresible.
3. Radio de drenaje, $r_e = 660$ pies.
4. Radio del pozo, $r_w = 4.315$ pg.
5. Arreglo de perforaciones: escalonado.
6. Espaciamiento entre perforaciones, lo considera.
7. Penetración de las perforaciones, lo considera.
8. Densidad de las perforaciones, lo considera.
9. Daño a la formación, no la considera.
10. Daño a la perforación, no la considera.
11. Anisotropía, la considera.
12. Fracturas naturales, las considera.
13. Penetración parcial de la formación, no la considera.
14. Factor de turbulencia, no lo considera.
15. Pozo desviado, no lo considera.

De acuerdo a las consideraciones que Tariq y colaboradores hacen en su trabajo, su método para determinar la relación de productividad de un pozo se pue

de aplicar en los casos siguientes:

1. Yacimiento disparado en todo su espesor.
2. Yacimiento con perforaciones no dañadas.
3. Que no exista flujo turbulento en las vecindades del pozo.
4. Que se tenga arreglo escalonado de perforaciones.
5. Que el pozo sea vertical.
6. En formaciones con heterogeneidades comunes.
 - a. Formaciones con laminaciones.
 - b. Formaciones con lutita diseminada.
 - c. Formaciones fracturadas.

Tariq enriquece las investigaciones hechas para determinar la relación de pro ductividad de los pozos, es decir, presenta resultados por primera vez que consecuentemente no pueden ser comparados con los obtenidos por investigadores anteriores.

Los resultados obtenidos con el programa de cómputo para el análisis del ele mento finito se presentaron gráficamente en las figuras siguientes:

Figs. Nos. (2-5, 7, 9-19)¹², págs. 2, 3, 4 y 6-8, respectivamente.

Limitaciones. La aplicación de las gráficas anteriores es para la informa- ción que en ellas se indica.

INFORMACION NECESARIA

1. a = Penetración de la perforación (pg).

2. d_p = Diámetro de las perforaciones (pg), se consideró: con anisotropía, $d_p = 0.4$ (pg).
Con fracturas naturales $d_p = 0.2$ (pg).
3. e = Intervalo de fractura = 4, 8, 16, 24 y 40 (pg).
4. k_f = Permeabilidad de fractura = 1 Darcy.
5. k_h = Permeabilidad horizontal de la formación (md).
6. k_m = Permeabilidad de la matriz = 1 (md).
7. k_v = Permeabilidad vertical de la formación (md).
8. m = Densidad de perforaciones (perforaciones/pie).
9. r_e = Radio de drene del pozo = 660 (pies).
10. r_w = Radio del poz = 4.3125 (pg).
11. w = Amplitud de la fractura (microns).
12. θ = Defasamiento de las perforaciones ($^\circ$).
13. Lutita laminada (%).

2.11 METODO DE TODD Y BRADLEY¹³

Para evaluar las terminaciones con perforaciones en pozos de aceite y principalmente para determinar una densidad de perforaciones óptima para la terminación de estos pozos Todd y Bradley presentaron resultados de su trabajo en marzo de 1985. Ellos desarrollaron un modelo de tres dimensiones para computadora, empleando el método de diferencia central para resolver la ecuación de Darcy para Difusión Radial.

El flujo de fluidos en este modelo está gobernado por la ecuación de Difusión Radial que en coordenadas cilíndricas es la siguiente:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial r\bar{v}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial p\bar{v}}{\partial \theta} + \frac{1}{r} \frac{\partial p\bar{v}}{\partial z} = - \frac{d\phi}{dt} \quad (2.28)$$

La ley de Darcy para flujo de líquidos puede expresarse matemáticamente en la forma siguiente:

$$v = \frac{0.00127 k \bar{v} p}{\mu} \quad (2.29)$$

donde

- v = Término de velocidad, (q dividido entre el área).
- k = Permeabilidad.
- v_p = Presión.
- μ = Viscosidad del fluido.

Al sustituir la ecuación 2.29 en la ecuación 2.28, se obtiene la ecuación

fundamental de flujo, la cual resolvió empleando el método de diferencias finitas.

Las consideraciones hechas en este trabajo son:

1. Flujo radial en un sistema cilíndrico de coordenadas (r, θ, z) .
2. Fluido homogéneo ligeramente compresible.
3. Radio de drene, r_e , no lo menciona.
4. Arreglo de perforaciones: escalonado.
5. Penetración de las perforaciones.
6. Densidad de las perforaciones.
7. Radio de perforaciones.
8. Daño a la formación.
9. Daño a la perforación.
10. Anisotropía.

De acuerdo a los factores considerados, este método, para determinar la productividad de un pozo, puede aplicarse a los casos siguientes:

1. Yacimiento disparado en todo su espesor.
2. Yacimiento con formación dañada en el transcurso de la perforación del pozo y/o terminación.
3. Pozo con perforaciones dañadas.
4. Yacimiento con formación anisotrópica.

Los resultados obtenidos por Todd y colaboradores, Fig. 1¹³, son inferiores a los obtenidos por Hong⁹ hasta una penetración de doce pulgadas; son inferior

res a los obtenidos por Harris⁷ hasta una penetración de trece pulgadas; y son inferiores a los de Locke¹⁰ hasta una penetración de diecinueve pulgadas, después tienden a ser iguales. Las condiciones en que se hace la comparación son:

- a. Cuatro perforaciones por pie.
- b. No existe zona triturada y compactada en torno a la perforación.
- c. No existe daño en la formación.
- d. Las perforaciones tienen un defasamiento de 90°.

Las causas principales de las diferencias con los otros métodos son las debidas a que Todd y Bradley consideran todo el intervalo perforado y no una unidad y trabajan con una mayor densidad de perforaciones de mayor profundidad.

La información obtenida por Todd y colaborador la presentaron en gráficas, figuras 1 a 10¹³.

Las limitaciones del método son las condiciones que caigan fuera de las condiciones de las gráficas y no podrá ser empleado en pozos que tengan formaciones parcialmente penetradas, en donde exista flujo turbulento ni en pozos desviados.

Conocida la relación de productividad se puede conocer la producción de la terminación con perforaciones, q_p , empleando la Ec. 2.12 y para q_r las Ecs. 2.13 y 2.14 según se trate de flujo estacionario o pseudo estacionario.

INFORMACION NECESARIA

1. a = penetración de las perforaciones (pg).
2. d_p = diámetro de las perforaciones (pg)
3. h_t = espesor del yacimiento (pies).
4. k_{cc} = permeabilidad de la zona triturada en torno a la perforación (md).
5. k_D = permeabilidad de la zona dañada de la formación (md).
6. k = permeabilidad de la formación sin daño (md).
7. m = densidad de perforaciones (disparos/pie).
8. r_e = radio de drene del pozo (pies).
9. r_D = radio de la zona dañada de la formación (pg).
10. r_w = radio del pozo (pg).
11. ΔP = caída de presión del yacimiento al pozo ($1b/pg^2$).
12. θ = defasamiento angular entre disparos adyacentes.
13. ν = viscosidad del fluido del yacimiento (cp).

3. COMPARACION DE LOS METODOS ANALIZADOS

Los factores que se ha observado influyen en la relación de productividad son (tabla 1) :

1. Arreglo de las perforaciones.
2. Espaciamiento de las perforaciones.
3. Penetración de las perforaciones.
4. Densidad de las perforaciones.
5. Radio de las perforaciones.
6. Daño a la formación.
7. Daño a las perforaciones.
8. Anisotropía de la formación.
9. Penetración parcial de la formación.
10. Factor de turbulencia.
11. Desviación del pozo.

Algunos de estos factores han sido considerados en los estudios que en este trabajo se analizan, tanto en modelos analíticos² y eléctrico-analógicos³⁻⁶ como en modelos matemáticos⁷⁻¹³. Al ver la gráfica No. 1 se observa que en los tres métodos de estudio, la relación de productividad, RP, tiene una misma tendencia que es incrementarse al aumentar la profundidad de las perforaciones.

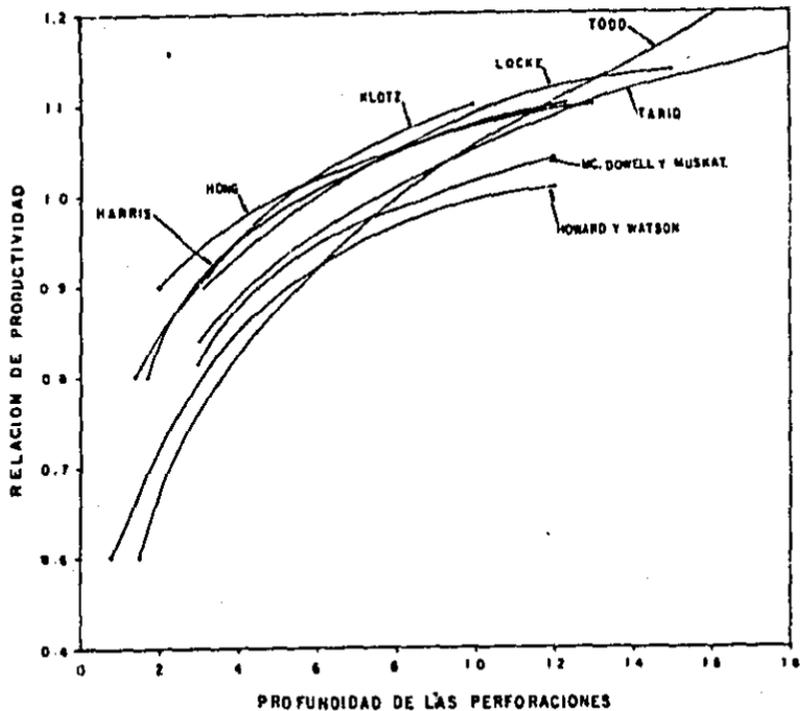
La variación de la relación de productividad con respecto a la penetración de las perforaciones está comprendida en un rango de 0.1, limitando este rango por la parte superior los autores Hong, Klotz, Locke y Todd y por la parte in

TABLA NO. 1 MODELOS EMPLEADOS PARA DETERMINAR LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

AÑO	AUTOR	TITULO DEL TRABAJO	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RP	
			MODELO	ARREGLO DE PERFORACIONES
1942	MUSKAT	THE EFFECT OF CASING PERFORATION ON WELL PRODUCTIVITY	ANALITICO	ESCALONADO
1950	McDONNELL Y MUSYAT	THE EFFECT ON WELL PRODUCTIVITY OF FORMATION PENETRATION BEYOND PERFORATED CASING	ELECTRICO - ANALOGICO	SENCILLO
1950	HOWARD Y WATSON	RELATIVE PRODUCTIVITY OF PERFORATED CASING I	ELECTRICO - ANALOGICO	SENCILLO
1950	HOWARD Y WATSON	RELATIVE PRODUCTIVITY OF PERFORATED CASING II	ELECTRICO - ANALOGICO	SENCILLO
1952	HOWARD Y WATSON	RELATIVE PRODUCTIVITY INDEX OF GUN PERFORATED COMPLETIONS. AS AFFECTED BY DEPTH OF PENETRATION	ELECTRICO - ANALOGICO	SENCILLO
1966	HARRIS	THE EFFECT OF PERFORATING ON WELL PRODUCTIVITY	MATEMATICO	SENCILLO
1974	KLOTZ	EFFECT OF PERFORATION DAMAGE ON WELL PRODUCTIVITY	MATEMATICO	SENCILLO (RADIAL)
1975	HONG	PRODUCTIVITY OF PERFORATED COMPLETATIONS IN FORMATIONS WITH OR WITHOUT DAMAGE	MATEMATICO	ESCALONADO
1981	LOCKE	AN AVANCED METHOD FOR PREDICTING THE PRODUCTIVITY RATIO OF A PERFORATED WELL	MATEMATICO	ESCALONADO
1984	TARIQ	EVALUATION OF FLOW CHARACTERISTICS OF PERFORATIONS INCLUDING NON-LINEAR EFFECTS USING FINITE ELEMENT	MATEMATICO	ESCALONADO
1985	TARIQ	PERFORMANCE COMPLETIONS IN THE PRESENCE OF COMMON HETEROGENEITIES ANISOTROPIA, LAMINATIONS OR NATURAL FRACTURE	MATEMATICO	ESCALONADO
1986	TODD	PERFORATION GEOMETRY AND SKIN EFFECTS ON WELL PRODUCTIVITY	MATEMATICO	ESCALONADO

TABLA No. 1 (CONTINUACION). MODELOS EMPLEADOS PARA DETERMINAR LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

A U T O R	FACTORES CONSIDERADOS EN LA DETERMINACION DE LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD									
	ESPACIAMIENTO ENTRE PERFORACIONES (h)	PENETRACION DE PERFORACIONES (a)	DENSIDAD DE PERFORACIONES (m)	RADIO DE LAS PERFORACIONES (r_o)	DADO A LA FORMACION (S_d)	DADO A LA PERFORACION (S_{rz})	ANTIS-TROPICA	PENETRACION PARCIAL DE LA FORMA (h_p/h_r)	FACTOR DE TURBULENCIA	DESVIACION DEL POZO
MUSKAT	X	-	X	X	-	-	-	-	-	-
McDOWELL Y PRISKAT	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-
HOWARD Y WATSON	X	-	X	X	-	-	-	-	-	-
HOWARD Y WATSON	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-
HOWARD Y WATSON	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-
HARRIS	X	X	X	X	X	-	X	-	-	-
KLOTZ	X	X	X	-	X	X	-	-	-	-
HONG	X	X	X	X	X	-	X	-	-	-
LOCKE	X	X	X	X	X	X	X	-	-	-
TARIQ	X	X	X	X	-	-	-	-	X	-
TARIQ	X	X	X	X	-	-	X	-	-	-
TOOD	X	X	X	X	X	X	X	-	-	-



GRAFICA 1.- RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS PROFUNDIDAD DE LAS PERFORACIONES

ferior los autores Todd, Howard y Watson, (gráfica No. 1). Lo anterior comprueba que los conceptos fundamentales empleados en cada uno de los métodos son correctos y que las pequeñas variaciones se deben a las consideraciones y procedimientos de cálculo seguidos por cada autor.

La calidad de los resultados proporcionados por estos modelos, valores de relación de productividad, están en función del número de factores que hayan sido involucrados en ellos. Es válido considerar que el autor que haya trabajado con más factores en su estudio, sus resultados estarán más cercanos a la realidad y considerándoles el mismo valor a éstos, se puede establecer el siguiente orden jerárquico de los modelos aquí analizados:

ORDEN JERARQUICO	AUTOR	NUMERO DE FACTORES CONSIDERADOS
1	Locke	8
2	Todd	8
3	Hong	7
4	Harris	7
5	Tariq ¹⁰	6
6	Klotz	6
7	Tariq ¹¹	6
8	McDowell-Muskat	5
9	Howard y Watson	5
10	Howard y Watson	5
11	Muskat	4
12	Howard y Watson	4

El hecho de que un estudio haya tomado en cuenta mayor número de factores, no

quiere decir que éste anule a los que consideraron menos, porque en primer lugar los factores tomados en cuenta no son los mismos, tabla 1, y en segundo lugar las condiciones en que fueron estudiados son también diferentes. Esto es, que en ocasiones se tendrá ventaja al aplicar un método que haya empleado un reducido número de factores, pero cuyas condiciones de estudio se asemejan mucho a las del caso real que se trata de resolver, obteniéndose así resultados más cercanos a la realidad.

4. PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE PERFORACIONES

El diseño de las perforaciones en un pozo petrolero es trascendental porque éste es el medio con el que se comprobará la existencia de hidrocarburos al poner en contacto al yacimiento con el pozo, cuando se trata de pozos exploratorios; y porque es el medio con el cual se explotará adecuadamente el yacimiento, en pozos de desarrollo. Por esta razón, el diseño debe ser siempre un motivo de preocupación y las perforaciones deben de diseñarse adecuadamente, empleando la información necesaria.

4.1 DETERMINACION DEL INTERVALO POR PERFORAR

El intervalo por perforar será determinado con la información obtenida de las fuentes siguientes: 1) La unidad de registro continuo de hidrocarburos que detecta la presencia de éstos y que proporciona la porosidad, litología, presencia de fracturas; 2) análisis de la información obtenida por geología del subsuelo, la cual proporciona también la presencia de hidrocarburos, porosidad y litología principalmente; 3) información obtenida del análisis de los núcleos cortados por manifestación de hidrocarburos que proporcionará la porosidad y tipo de ésta de la formación, las permeabilidades vertical y horizontal; 4) información obtenida del análisis de la prueba de formación hecha al intervalo nucleado por manifestación de hidrocarburos, proporcionando la producción de éstos, permeabilidad del yacimiento, daño de la formación, causado en el transcurso de la perforación del pozo, presencia de fracturas, presión estática del yacimiento, presión de fondo fluyendo; 5) análisis del fluido pro-

ducido, que proporciona tipo de fluido, densidad, viscosidad; 6) información del análisis de los registros tomados en agujero descubierto que proporciona presencia del hidrocarburo, porosidad y tipo de ésta, profundidad del daño a la formación, litología, presencia de fracturas, espesor del yacimiento, diámetro del pozo e inclinación de éste, existencia de permeabilidad, presión del yacimiento. La información anterior se emplea para pozos exploratorios y de desarrollo, cuando el intervalo que se va a perforar para probarlo no se ha probado en otro pozo del campo.

Cuando se trata de pozos de desarrollo, el intervalo por perforar se determina, también, con el auxilio de las correlaciones de los registros geofísicos con pozos vecinos del mismo campo y empleando la información de los pozos que ya están en operación (gasto, permeabilidad del yacimiento, presiones, etc.).

De la confrontación y análisis de la información anterior se determina el espesor del yacimiento y el intervalo por perforar.

4.2 PRODUCTIVIDAD ESTIMADA DEL YACIMIENTO EN AGUJERO DESCUBIERTO

La producción del pozo, correspondiente al intervalo por probar, en agujero descubierto, se puede obtener, cuando se trata de pozos exploratorios o intervalos nuevos en pozos de desarrollo, de pruebas de formación y/o producción efectuadas, corrigiendolas, si fuera necesario, por penetración parcial del yacimiento, empleando las ecuaciones 2.13 ó 2.14, según se trate de flujo estacionario o seudo estacionario, para pozos de aceite, y para pozos de gas emplear las ecuaciones siguientes:

Para flujo estacionario en pozos de gas.

$$(q_{gr})_{ss} = \frac{k h_t (\Delta P)}{141.2 \mu_g B_g \ln(r_e/r_w)} \quad (4.1)$$

Para flujo pseudo estacionario en pozos de gas.

$$(q_{gr})_{qss} = \frac{k h_t (\Delta P)}{141.2 \mu_g B_g [\ln(r_e/r_w) - 0.75]} \quad (4.2)$$

donde

- B_g = Factor de volumen del gas (bl/miles de pie³ a condiciones estandar).
- h_t = Espesor neto permeable del yacimiento (pies).
- k = Permeabilidad de la formación (md).
- q_{gp} = Producción de gas (miles de pies³ a condiciones estándar/día).
- q_r = Producción de aceite (bl a condiciones estándar/día).
- p_{ss} = Flujo pseudo estacionario.
- r_e = Radio de drene del pozo (pies).
- r_w = Radio del pozo (pies).
- ss = Flujo estacionario.
- ΔP = Caída de presión entre el yacimiento y el pozo (lb/pg²).
- μ_g = Viscosidad del gas (c.p.).
- μ_o = Viscosidad del aceite (c.p.).

En pozos de desarrollo con intervalos que ya son productores en el campo, la producción se obtiene considerando esa producción y la propia información del pozo en cuestión.

4.3 ANTEPROYECTO DEL DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

En pozos exploratorios la terminación puede ser en agujero descubierto o en agujero entubado. En caso de que el pozo se termine en agujero descubierto, el aparejo de producción se diseñará con la información ya obtenida de producción y la tubería de revestimiento cementada. En caso de que el pozo se termine en agujero revestido habrá que diseñar el aparejo de producción en función de la tubería de revestimiento de explotación cementada y de la producción esperada, ya que en pozos exploratorios ésta está en función de la profundidad a que se cementará y no en función de la producción esperada.

En pozos de desarrollo, con la información obtenida del pozo exploratorio (del análisis de registros geofísicos, pruebas de formación y/o producción, etc.), se diseña el aparejo de producción, tomando muy en cuenta el diseño de la operación de perforación. Conocido el aparejo de producción diseñar las tuberías de revestimiento.

4.4 CEMENTACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION

Las cementaciones de las tuberías de revestimiento en pozos petroleros se debe hacer con el cuidado máximo, para que esta cementación sea correcta, porque de ello depende la seguridad del pozo; ahora, cuando se trata de cementar la tubería de explotación que cubre intervalos de interés, desde el punto de vista de producción, los cuidados para cementarla deben ser máximos para que ésta cumpla con sus funciones cabalmente (recubrir el pozo, aislamiento efectivo entre tubería-cemento y cemento-formación y sellar los diferentes horizontes almacenadores de fluidos).

Una vez cementada la T.R. de explotación, la calidad de la cementación debe ser investigada y en caso de no encontrarla satisfactoria debe ser corregida con recementaciones o cementaciones forzadas hasta alcanzar un aislamiento adecuado del intervalo por probar. Una vez que se ha verificado que la T.R. de explotación está cementada correctamente, de acuerdo con las necesidades que el caso amerite y que la misma T.R. está en buenas condiciones de trabajo, se procede a perforar el intervalo por probar.

4.5 DISEÑO DE LAS PERFORACIONES Y ESTIMACION DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Las perforaciones se diseñan para lograr obtener una producción óptima, de acuerdo a las características del yacimiento, para lo cual se toma en cuenta los factores que influyen en la producción y que son:

1. Daño a la formación.
2. Anisotropía de la formación.
3. Laminaciones impermeables.
4. Fracturas naturales.
5. Penetración parcial del yacimiento.
6. Flujo de alta velocidad.
7. Desviación del pozo.
8. Radio del pozo y radio de drene.
9. Daño por la convergencia del flujo hacia las perforaciones, s_p .
10. Daño a las perforaciones.
11. Penetración de las perforaciones.
12. Densidad de las perforaciones.

13. Arreglo de las perforaciones.
14. Diámetro de las perforaciones.
15. Distancia entre la carga explosiva y la T.R.

Los factores del 1 al 8 corresponden al pozo y algunos de ellos, una vez terminado de perforar y cementado no pueden ser modificados. Los factores del 9 al 15 corresponden al diseño de las perforaciones.

El diseño de las perforaciones consiste en determinar su penetración, densidad, arreglo y diámetro, en tal forma que permita obtener una relación de productividades máxima; para ello se hace uso de los métodos de determinación de productividades ya estudiados²⁻¹³. Esto es, el diseño se efectuará normalmente por ensaye y error.

4.6 EVALUACION DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

4.6.1. Daño a la formación

El daño total de la formación, s_t , puede expresarse, de acuerdo a la visualización matemática de Hawkins¹⁴, en la forma siguiente:

$$s_t = (k/k_d - 1) \ln (r_d/r_w) \quad (4.3)$$

donde

$$s_t = \text{Daño total a la formación (adimensional).}$$

- k = Permeabilidad de la formación virgen (md).
- k_d = Permeabilidad de la formación dañada (md).
- r_d = Radio de la zona dañada (pg).
- r_w = Radio del pozo (pg).

La permeabilidad de la formación, k , se puede obtener midiéndola en núcleos, calculándola de pruebas de formación y/o producción, de registros geofísicos tomados en agujero descubierto, del análisis de presiones de fondo del campo.

Conociendo el valor de s_c se conoce la existencia del daño a la formación y de presentarse éste, proceder a determinar el valor del factor de daño real s_d .

4.6.1.1. Determinación del factor de daño real s_d .

Para calcular el factor de daño s_d existen dos métodos el de Hong⁹ y el de Locke¹⁰.

Método de Hong.

Cálculo de s_d para cuando la penetración de la perforación, a , no atraviesa la zona de la formación dañada, se usa el nomograma de la Fig. 3A⁹, para ello es necesario conocer h_c , r_w , θ , a y la relación de permeabilidades k_d/k .

Cálculo de s_d para cuando la penetración de la perforación, a , atraviesa la zona de la formación dañada, usando el monograma de la Fig. 3B⁹.

Método de Locke.

Para calcular s_d con el monograma de la figura 2¹⁰, dar valores a d_p , m , θ y considerar $k_{cz}/k = 1$ y determinar a : este valor hay que corregirlo por la sobrecarga; si a corregido se encuentra dentro del rango de pistolas perforadoras comerciales, emplearlo, en caso contrario, cambiar el valor de las variables y hacer otro diseño.

4.6.2 Determinación de la anisotropía de la formación.

La anisotropía de la formación puede ser conocida del análisis de núcleos de la formación productora. Aquí se trata de conocer k_v y k_h , esto es k_v/k_h , factor que influye en la RP (relación de productividad) del pozo¹². Para contrarrestar este efecto es necesario emplear alta densidad de perforaciones, más de cuatro perforaciones por pie, Figs. (2-5)¹².

4.6.2.1 Determinación de laminaciones impermeables.

Su presencia, en el intervalo productor, se determina del análisis de núcleos del registro continuo de hidrocarburos y de registros geofísicos tomados en agujero descubierto. La extensión horizontal de las laminaciones debe comprobarse, correlacionando con pozos vecinos y con análisis de pruebas de producción. La relación de productividad puede ser incrementada,

aumentando la densidad de perforaciones, figura 7¹².

4.6.2.2. Determinación de fracturas naturales.

La existencia de fracturas naturales se determina del análisis de núcleos cortados en el intervalo productor, del análisis de registros geofísicos computados y del análisis de presiones de fondo.

La presencia de fracturas naturales es un factor muy importante que influye en la relación de productividad del pozo¹². El intervalo productor puede tener uno, dos y hasta tres sistemas de fracturas. Para determinar la relación de productividad ver las figuras (9-19)¹².

Para obtener mayor éxito al perforar intervalos naturalmente fracturados es necesario determinar la dirección de las fracturas y efectuar perforaciones orientadas, perpendiculares a la dirección de las fracturas.

4.6.3 Penetración parcial del yacimiento.

El factor de pseudo daño por penetración parcial del yacimiento, ε_{pp} , se obtiene empleando las expresiones siguientes¹⁵ (pozos verticales y direccionales):

$$h_D' = \frac{h_c}{r_w} \quad (4.4)$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} \quad (4.5)$$

$$h_{wD} = \frac{h_D}{r_w} \quad (4.6)$$

$$\text{Relación de penetración adimensional} = \frac{h_{wD}}{h_D} \cos \theta_w \quad (4.7)$$

donde

- h_t = Espesor impregnado del yacimiento.
- r_w = Radio del pozo.
- Z_{wD} = Elevación del punto medio del intervalo perforado con respecto a la base de la formación, adimensional.
- Z_w = Elevación del punto medio de la zona perforada con respecto a la base de la formación.
- h_D = Espesor del yacimiento adimensional.
Y las tablas 1 y 2 de la misma referencia.
- h_{wD} = Espesor del yacimiento perforado, adimensional.

El s_{pp} en pozos verticales, también se calcula con la expresión deducida por Papatzacos⁴⁴, publicada en mayo de 1967:

$$s_{pp} = \left(\frac{1}{h_{pD}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_D} + \frac{1}{h_{nD}} \ln \left[\frac{h_{pD}}{2+h_{pD}} \left(\frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2} \right]$$

donde

- h_{pD} = fracción del espesor del yacimiento disparado = h_p/h_t .
- r_D = radio del pozo, adimensional = $\frac{r_w}{h_t} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2}$.
- A = constante, adimensional = $\frac{1}{(h_{1D} + h_{pD}/4)}$.

$$B = \text{constante, adimensional} = \frac{1}{(h_{1D} + 3h_{pD}/4)}$$

$$h_{1D} = \text{altura, adimensional} = \frac{h_1}{h_t}$$

h_1 = altura de la cima del yacimiento a la cima del intervalo disparado, pies.

4.6.4 Determinación del factor de turbulencia

El término Dq toma en cuenta las caídas de presión extras que corresponden a las condiciones de flujo de alta velocidad del gas alrededor del pozo, se calcula con la expresión siguiente¹⁶ :

$$s_{Dq} = Dq = 2.2 (10)^{-15} \left[\frac{B_{CZ}}{m_t^2 a^2 r_p} \right] \left[\frac{kh_t}{u} \right] q_{gp} \quad (4.8)$$

donde

- a = Profundidad de las perforaciones.
- D = Parámetro de velocidad para flujo no-Darcy (10^3 pies³ a condiciones estandar/dfa).
- h_t = Espesor neto del yacimiento.
- k = Permeabilidad de la formación (md).

- m_t = Número total de perforaciones en el intervalo perforado.
- q_{gp} = Producción de gas (10^3 pies³ a condiciones estandar/dfa).
- r_p = Radio de las perforaciones (pies).
- B_{CZ} = $2.6 (10)^{10} k_{CZ}^{-1.2}$, coeficientes de velocidad (por efectos de turbulencia o flujo no-Darcy a través de los medios porosos $(\frac{1}{\rho l_e})$).
- k_{CZ} = Permeabilidad de la zona dañada y compactada alrededor de las perforaciones (md).

La relación de productividad, considerando la presencia del flujo de alta velocidad también se puede calcular con las gráficas de Tariq¹¹, figuras (9-13)¹¹.

4.6.5 Determinación del pseudo factor de daño causado por la desviación del pozo s_D .

El pseudo factor de daño, s_D , originado por la desviación del pozo se obtiene de las tablas 1 y 2¹⁵ calculadas por Cinco y colaboradores¹⁵. El valor de s_D es negativo siempre y está en función de h_L , $h_D = \frac{h_L}{r_w} \cdot r_w \cdot z_w$,

$$z_{wD} = z_w/r_w \cdot z_{wD}/h_d \text{ y } h_{wD} \text{ cos } \theta_w/h_D.$$

donde

α_w = Angulo que forma el pozo con respecto al plano de la formación.

h_{wD} = Espesor perforado, adimensional.

4.6.6 Determinación de r_e y r_w

El radio equivalente, r_e , del área de drenaje del pozo puede estimarse por medio de métodos derivados en la literatura¹⁷ y 18.

El radio del pozo r_w , se debe tomar de registros de calibración tomados en agujero descubierto.

Evaluados los factores que influyen en la relación de productividad de un pozo, se procede a hacer el diseño de las perforaciones y calcular la relación de productividad.

En los métodos estudiados se observó que la relación de productividad se calcula una vez que han sido determinados el factor y los pseudo factores de daño con las Ecs. 2.22 y 2.23, para flujo estacionario y pseudo estacionario, en pozos de aceite.

Estas ecuaciones funcionan también para pozos de gas agregando únicamente el pseudo factor de daño por flujo de alta velocidad en las vecindades del pozo D_q (s_{Dq}), esto es, en forma general se tiene :

$$s_t = s_{pp} - \frac{h_t}{h_p} (s_p + s_d) + \frac{h_t}{h_p} s_{cz} + s_{Dq} + s_0 \quad (4.9)$$

Ecuación 6.13 de los apuntes de la clase de Explotación Avanzada del Dr. F. Sa maniego V.⁴³

donde

- s_t = Factor total de daño (adimensional).
- s_p = Pseudo factor de daño causado por convergencia del flujo hacia las perforaciones (adimensional). Calcularlo, empleando los resultados de Harris o Hong.
- s_d = Factor de daño real, causado por el daño en la formación (adimensional), calcularlo empleando los resultados de Hong.
- s_{cz} = Factor de daño causado por el daño a las perforaciones.
- s_{Dq} = Pseudo factor de daño causado por la turbulencia del flujo.
- s_{pp} = Factor de pseudo daño causado por penetración parcial del yacimiento (calcularlo empleando los resultados de Cinco y colaboradores¹⁵).
- s_0 = Factor de pseudo daño causado por la desviación del pozo.

Dentro de los modelos estudiados hay otros autores que presentan, la mayoría, sus resultados en nomogramas o en gráficas para calcular la productividad^{7,9-12}.

Para el diseño de las perforaciones se propondrán juegos de valores de a , m , θ , d_p y L (distancia entre la carga explosiva y la T.R.¹³). Con estos valo-

res se determinará una relación de productividad, seleccionando el juego de valores que mayor relación de productividad proporcione y que sea factible de realizarlo, quedando fijos también las condiciones mecánicas del pozo y el fluido en cuyo seno se efectuará la perforación.

4.7 DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCION

Conocida la relación de productividad, y por consecuencia la producción esperada de las ecuaciones 2.22 y 2.23 según el caso de flujo estacionario o pseudo estacionario respectivamente y la ecuación 2.12, y conocidos además los parámetros a , m , θ , d_p y L , con los que se determinan las pistolas perforadoras a usar, se puede hacer el diseño definitivo del aparejo de producción.

4.8 EJECUCION DE LAS PERFORACIONES

Verificar que el pozo y las pistolas perforadoras reúnan las condiciones del diseño y proceder a efectuar las perforaciones, con las precauciones que la operación amerita. Después de perforado el intervalo programado, abrir el pozo para que al fluir se limpien las perforaciones, fluirlo hasta que se estabilice.

4.9 VERIFICACION DEL INTERVALO PERFORADO

Una vez que el pozo fluyó hasta limpiarse y estabilizarse, proceder a verifi-

car el intervalo perforado con auxilio de algún registro de producción. Comprobado que el intervalo perforado concuerda con el programado, proceder a evaluar las condiciones del pozo, para ello se sugiere:

Aforar el pozo y registrar:

Producción diaria de aceite y gas.

Presión fluyente en la boca del pozo.

Diámetro del estrangulador superficial por el que fluye.

Relación gas aceite.

Producción de agua.

Presión superficial cerrado.

Efectuar registros de presiones de fondo o estimar:

Presión estática del yacimiento

Presión de fondo fluyendo

Permeabilidad de la formación

Factor de daño total

Factor de volumen del fluido producido

Si se comprueba que el intervalo perforado al fluir no concuerda con el intervalo programado, terminar de perforar el intervalo o redispararlo. Determinar la relación de productividad real y compararla con la estimada: si esta comparación es satisfactoria continuar con el programa de terminación; si no lo fuera desglozar el factor de daño total, s_t , en s_p , s_d , s_{cz} , etc., en base a estos resultados determinar el programa a seguir.

5. ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES EN EL CAMPO CÁRDENAS

5.1 UBICACION

El campo Cárdenas de la Zona Sureste se localiza en el estado de Tabasco a 10 km oeste franco de la Cd. de Cárdenas, Tab. Fig. 1. Paleogeográficamente está ubicado en los depósitos del talud externo de una plataforma carbonatada del Jurásico Superior-Cretácico Inferior, los cuales están en parte dolomitizados. La dolomitización no está limitada a horizontes estratigráficos distintos¹⁹.

El Campo Cárdenas es uno de los campos productores de aceite importantes del estado de Tabasco, Zona Sureste, al cual se le estimó un volumen original de 955×10^6 barriles²⁰. Inició su explotación en marzo de 1980 y para fines de 1985 tenía una producción acumulada de 145.111×10^6 barriles²⁰.

5.2 COLUMNA GEOLOGICA

La columna geológica atravezada al perforar pozos del campo y que corresponde al pozo Cárdenas 101-B es la siguiente²¹.

FORMACION	PROFUNDIDAD m (bmr)
Paraje solo	Aflora
Filisola	1330
Concepción superior	1775
Concepción inferior	1950

PALEOGEOGRAFIA DEL CRETACICO INFERIOR

Según SANTIAGO ACEVEDO, 1980

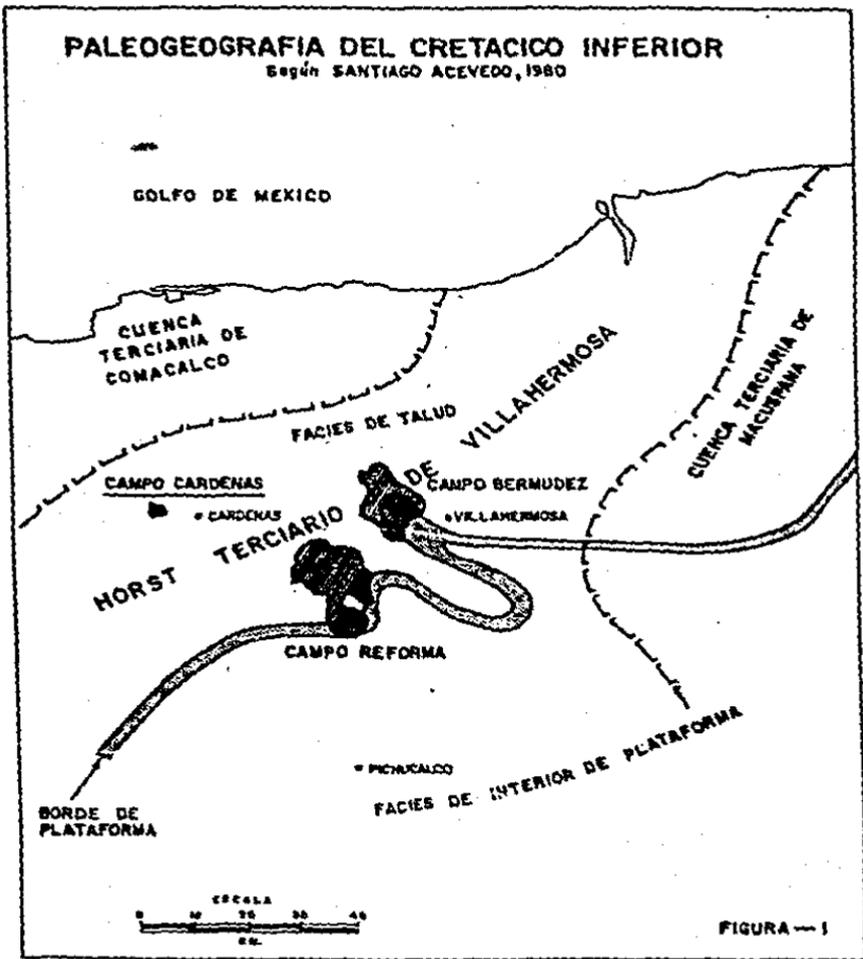


FIGURA -- 1

Encanto	2082
Depósito	2120
Oligoceno	2995
Eoceno	3955
Paleoceno	4643
Cretácico Sup. Méndez	4858
Cretácico Sup. Sn Felipe	5060
Cretácico Sup. Agua Nueva	5145
Cretácico Medio	Ausente
Cretácico Inferior	5215
Jurásico Sup. Tithoniano	5465
Jurásico Sup. Kimmeridgiano	5585

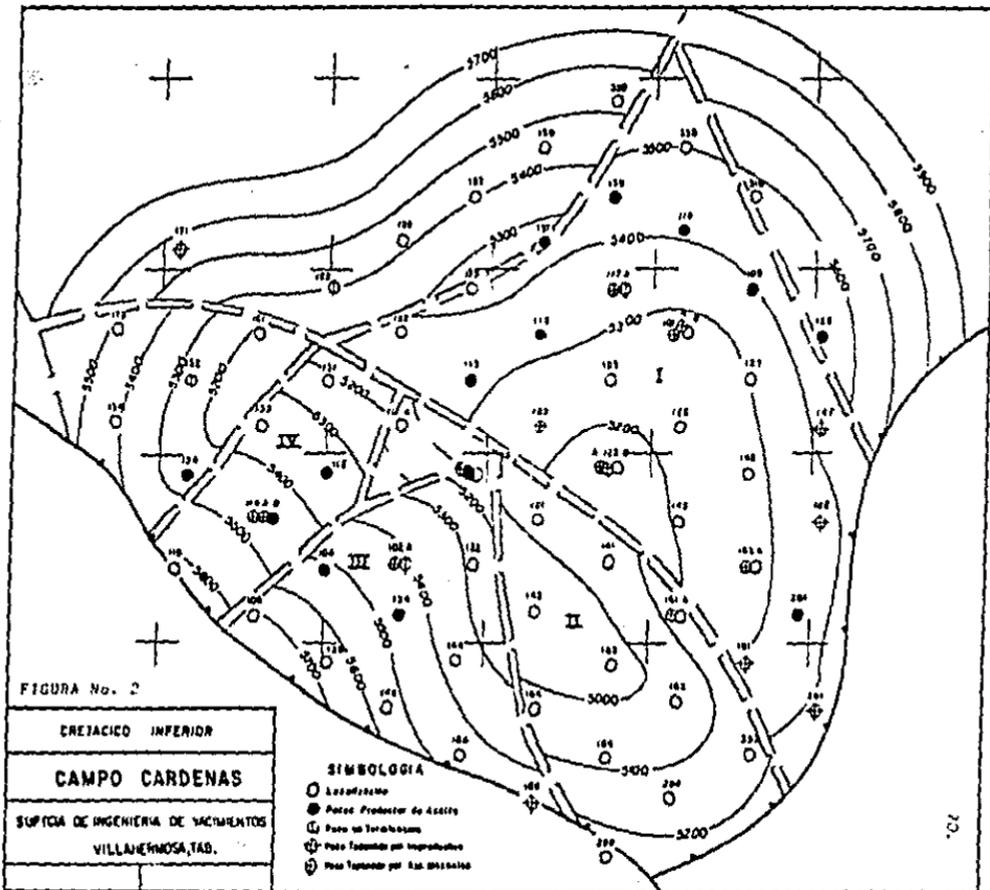
5.3 FORMACIONES PRODUCTORAS

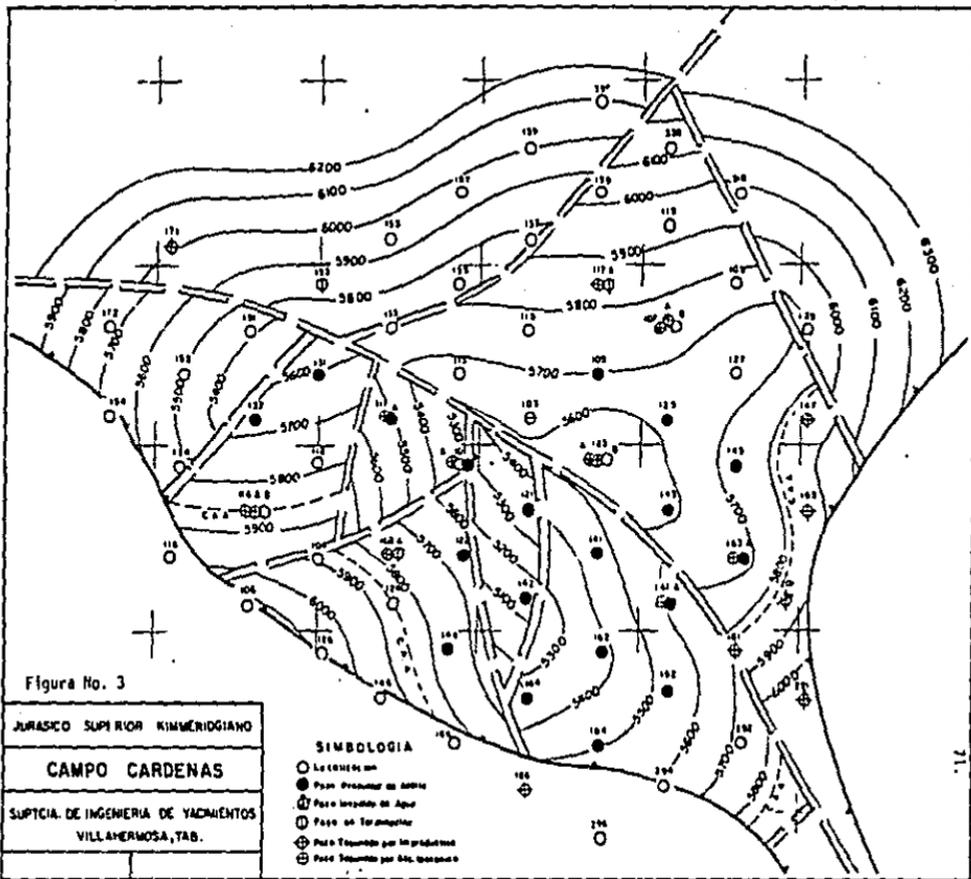
Las formaciones productoras en el Campo Cárdenas son tres²².

Cretácico Inferior (Ki), Fig.2, constituido por dolomía gris, microcristalina, compacta, ligeramente arcillosa y fracturada.

Jurásico Superior Tithoniano (JST) constituido por dolomía gris, café, arcillosa o ligeramente arcillosa, compacta y fracturada.

Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) Fig. 3 constituido por dolomía gris, café, negra, arcillosa, compacta y fracturada.





5.4 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

El yacimiento del Campo Cárdenas es de aceite bajo saturado, compresión de saturación de 4480 (1b/pg²) (315 kg/cm²), presión original 9210 (1b/pg²) (647,6 kg/cm²) que corresponde al nivel medio de las perforaciones a 5560²²m., tomada en el pozo Cárdenas 101-B en marzo de 1980, densidad del aceite 0.5028 (gr/cc), viscosidad promedio de 0.2949 (c.p.) y RGA de 300 m³/m³, contacto agua aceite a 5820 m. determinado de análisis de registros geofísicos y comprobado con pruebas de producción.

5.5 TERMINACION DE POZOS

Las tuberías de revestimiento que se cementan son: (Fig 4)

T.R. de 16"	a	1000 m
T.R. de 10 3/4"	a	3000 m (cima del Oligoceno)
T.R. de 7 5/8"	a	5000 - 5500 m (cima de K. Sup. San Felipe)
T.R. de 5"	a	5600 - 5900 m (en JSK)

La tubería de 7 5/8" se cementa como tubería corta en la cima del K. Sup. San Felipe y antes de terminar el pozo se extiende hasta la superficie.

La tubería de 5" que cubre el yacimiento, se cementa también como tubería corta y antes de la terminación del pozo se extiende hasta donde sea necesario para proteger la T.R. de 7 5/8" que en ocasiones está debilitada (por diseño o por sufrir desgaste en el transcurso de la perforación).

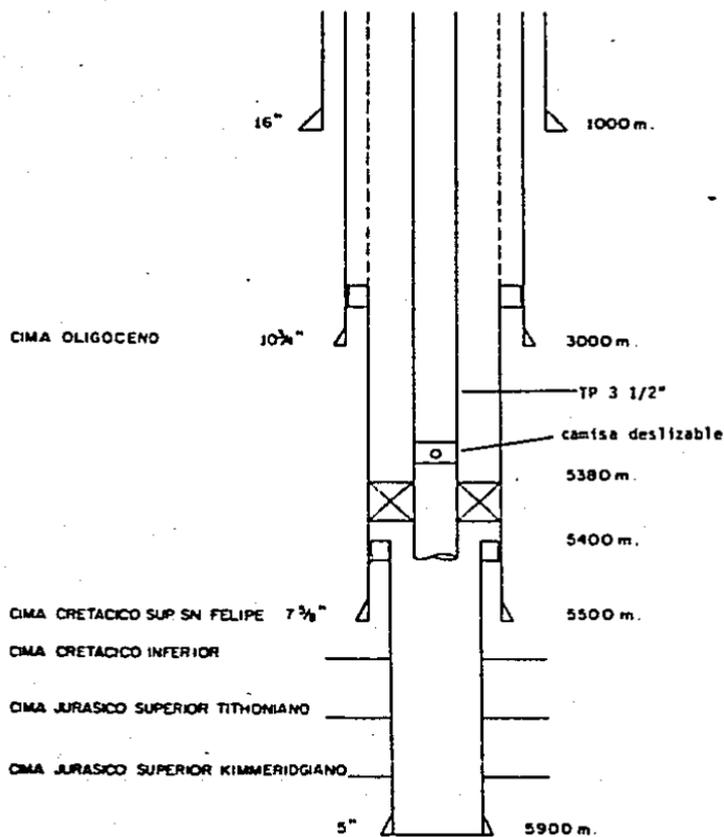


FIG. 4

El fluido de control empleado en la perforación de la zona de yacimiento es cálcico ligno-sulfonado emulsionado con densidades de 1.20 a 1.37 (gr/cc).

El aparejo de producción empleado consiste de un empacador tipo permanente de 7 5/8" colocado arriba de la boca de la T.R. corta de 5", camisa deslizable y tubería de producción de 3 1/2", Fig. 4.

Las perforaciones del intervalo a producir se llevan a cabo con aparejo de producción en condiciones definitivas, empleando pistolas para tubería de producción, perforándose en seno de agua dulce o agua salada, generalmente con diferencial de presión positiva, esto es, con presión hidrostática del pozo mayor que la presión del yacimiento. Las cargas empleadas para las perforaciones fueron para alcanzar profundidades de 2.0", 2.30" y 4.50"²³, profundidad corregida por el esfuerzo a la compresión de la formación^{24,25}.

5.6 POZOS CONSIDERADOS

Los pozos considerados en este trabajo para efectuar el análisis del funcionamiento de las perforaciones en el campo Cárdenas son aquellos, tanto del Ki como del JSK a los cuales únicamente se les efectuó una estimulación de limpieza, realizada generalmente, con 20 m³ de HCl al 15%, y que contaban con información suficiente (Tablas Nos. 2 y 3, columna 1).

La información fue tomada de expedientes de las Superintendencias de Ingeniería Petrolera y de ingeniería de Yacimientos de la Zona Sureste, de trabajos realizados por PEMEX y Compañías de Servicios y otras fueron calcu-

ladas (tablas 2 y 3).

5.7 RELACION DE PRODUCTIVIDAD

Para evaluar la eficiencia de la terminación de pozos ademados y perforados se emplea la relación de productividades, RP. Investigadores anteriores²⁻¹³ la definen como la relación de la producción obtenida a través del intervalo abierto a producción con las perforaciones, q_p , a la producción ideal que se obtendría, considerando el intervalo productor sin ademar y sin daño y generalmente se obtiene con la expresión para flujo pseudo estacionario (Ecs. 2.22 y 2.23).

La relación de productividad para los yacimientos del campo Cárdenas se calculó con la Ec. 2.23, empleando como datos r_e , r_w y s_e tomados de las columnas 8, 9 y 31 de la tabla No. 2 para los pozos del Ki; y de las columnas 8, 9 y 31 de la tabla No. 3, para los pozos del JSK. Los resultados se encuentran en la tabla No. 4, columna 2 para pozos de Ki y en la columna 5 para los pozos del JSK.

En el Ki, de los pozos considerados, para el análisis del funcionamiento de las perforaciones, únicamente fue posible determinar la RP. al 68.7%, incluyendo dos fracturados; al 31.3% restante no fue posible por falta de información. El rango del valor de RP. es de 1.59 a 0.27, con un valor promedio de 0.65. Existen dos valores de RP mayores que la unidad, estos son de 1.59 y 1.33 (C-123 y C-358, respectivamente) que no corresponden a los de pozos fracturados.

TABLA No. 2. INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES
CAMPO CARDENAS FORMACION K₁

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pozo No.	INFORMACION DEL INTERVALO POR PERFORAR							
	Espesor del Yeso cemento h. [m] (pies)	Litología (% de dolomita) mitización	Intervalo perforado	Calidad de la cementación	Fracturado (Eventos DCA)	Tiempo expuesto al fluido de perforación (dfas).	Radio del pozo, r _w (m)	Radio de drene, r _e (m)
104	155(508)	91	5565-5610	regular	190	15	0.1715	500
109*	137(449)	70	5508-5545	?	65	14	0.1651	500
112*	377(1237)	55	5410-5465	?	65	33	0.1651	500
113	151(495)	8	5345-5400	?	15	-	0.1775	500
114-B	133(436)	60	5465-5482	mala a regular	105	27	0.1778	500
117-A	175(574)	70	5495-5545	?	20	17	0.1842	500
119	222(728)	40	5515-5560	regular	120	27	0.1651	500
124	230(754)	50	5515-5570	?	85	16	0.1651	500
129	93(305)	30	5593-5645	?	40	13	0.1905	500
134	27(88)	-	5295-5325	?	0	-	0.1651	500
137	100(328)	65	5500-5535	regular-buena	110	29	0.1842	500
139	263(207)	65	5555-5605	buena	120	41	0.1715	500
308	101(331)	-	5605-5655	?	-	27	0.1651	500
318	74(242)	-	5577-5630	buena	-	-	0.1651	500
338	52(170)	-	5640-5684	?	-	19	0.1651	500
358	188(420)	-	5720-5770	?	-	25	0.1651	500

* Pozo fracturado

? no se tiene información

TABLA 2. (CONTINUACION). INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES.
CAMPO CARDENAS FORMACION K₁

1	10	11	12	13	14	15	16	17
Pozo No.	INFORMACION DE LAS PISTOLAS PERFORADORAS							
	Marca	Tamaño (pg)	TIPO		PERFORACIONES			
			Recuperable	Parcialmente recuperable	Penetración a (pg) T	Densidad, m (c/m)	Defasamiento (o°)	Díámetro d _p (pg)
104	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
109*	Schl.(EJ)	2 1/8		X	4.5	13	0	0.36
112*	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
113	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
114-B	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
117-A	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
119	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
124	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
129	McC. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
134	?	?	?		?	?	?	?
137	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
139	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
308	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
318	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
338	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
358	Schl.(sc)	2	X		2.3	13	0	0.36

* Pozo fracturado
Schl = Schlumberger
McC = Mc Couloght
Sc = Escallope
EJ = Enerjet

pg = Pulgadas
T = Penetraciones corregidas por el esfuerzo a la compresión de la formación
c/m: Cargas por metro

TABLA N. 2 (CONTINUACION). INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES. CAMPO CARDENAS FORMACION K₁

Pozo No.	INFORMACION SOBRE LA OPERACION							
	TE de las perforaciones al fluido de control (Hrs.)	Fluido de control	Perforaciones en seno de:	Presión diferencial en el Mto. de per.	Manifestación después de la perforación	Prueba de admisión	Estimulación	Resultado de la estimulación *
104	24	Lodo (CLSE)	Lodo (CLSE)	+ 1959	Si	Se efectuó	Si	(8000,2783,0.5)
109*	24	Agua-dulce	Agua-dulce	- 741	Si	Se efectuó	Fracturó	(2700,2000,0.5)
112*	96	Agua-dulce	Agua-dulce	- 501	(4000,2986,0.5)®	Se efectuó	Fracturó	(4650,3479,0.5)
113	?	?	?	?	?	?	?	Pdt. Inducit.
114-B	24	Agua-salada	Agua-salada	+ 2592	Si	Se efectuó	Si	?
117-A	72	Lodo (CLSE)	Lod (CLSE)	+ 3057	No	Se efectuó	Si	(1800,1278,0.5)
119	216	Agua-dulce	Agua-dulce	+ 323	(2700,2000,0.5)®	Se efectuó	Si	(2700,1945,0.5)
124	48	Agua-salada	Agua-salada	+ 2010	Si	Se efectuó	Si	(3650,2485,0.5)
129	48	Agua-salada	Agua-salada	+ 897	?	?	?	(2800,1890,0.5)
134	?	?	?	?	No	Se efectuó	Si	?
137	168	Agua-dulce	Agua-dulce	+ 1816	(1800,1210,0.5)®	Se efectuó	Si	(3500,2414,0.5)
139	96	Agua-salada	Agua-salada	+ 1468	Si	Se efectuó	Si	(5045,2272,0.5)
308	120	H ₂	H ₂	+ 510	No	Se efectuó	Si	(1560,1093,0.5)
318	96	H ₂	H ₂	- 889	Si	Se efectuó	Si	(2125,1420,0.5)
338	72	Agua-salada	Agua-salada	+ 1688	Si	Se efectuó	Si	(2500,1292,0.5)
358	48	Agua-dulce	Agua-dulce	+ 1979	No	Se efectuó	Si	(2150,1491,0.5)

* = Pozo fracturado

(+) = El sentido de la presión es hacia la formación (sobre presión)

(-) = El sentido de la presión es hacia el pozo

® = [Gasto (bl/día), presión superficial] fluyendo (lb/pg²), estrangulador. (pg)]

TE = Tiempo de Exposición

TABLA No. 2 (CONTINUACION). INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO
 DE LAS PERFORACIONES
 CAMPO CARDENAS FORMACION K₁

I	26	27	28	29	30	31	32	33
	INFORMACION DE PRESTIONES DE FONDO							
Pozo No.	Fecha	P_y (lb/pg ²)	P_{wf} (lb/pg ²)	q_p (bt/dfa)	k (md)	s_t	$k h_t$ (md - pie)	ΔP (lb/pg ²)
104	30/09/82	7840	7560	3049	10	6.5	5080	280
109*	19/10/82	8875	8641	-	38	3.5	17062	234
112*	30/04/80	8424	8399	8681	11.67	2.0	201695	25
113	-	-	-	-	-	-	-	-
114-B	-	-	-	-	-	-	-	-
117-A	30/07/84	7419	2890	-	1.55	19.7	254	4529
119	20/09/83	8433	6635	-	-	-	-	-
124	20/10/82	6332	5458	-	13.5	-1.8	10179	874
129	07/10/84	7839	6826	4422	15.68	9.3	4784	1013
134	-	-	-	-	-	-	-	-
137	-	-	-	-	-	-	-	-
139	07/07/84	7524	5095	-	5.00	10.8	2706	2429
308	19/04/84	5878	5821	-	84.2	9.0	27870	57
318	17/02/85	7162	6772	-	35.0	9.0	8420	390
338	11/01/85	7149	6741	1989	54.9	15.0	9358	408
358	28/07/85	6468	5535	-	2.3	-2.3	119.6	933

* * Pozo fracturado

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

TABLA No. 3. INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES
CAIPIO CARDENAS FORMACION JSK

1	2	3			8			
		INFORMACION DEL			INTERVALO PRODUCTOR			
Pozo No.	Espesor del yacimiento, h_c (pies)	Litología (% de dolomiticación)	Intervalo perforado, h_p	Calidad de la cementación	Fracturado (eventos 9CA)	Tiempo expuesto al fluido de perforación (días)	Radio del pozo r_w (m)	Radio de drenaje r_e (m)
101-B	283(928)	-	5719-5745	Regular	25	13	0.1651	500
105	217(712)	60	5725-5760	?	165	22	0.1651	500
111-A	436(1430)	65			106	33	0.1651	500
121*	246(807)	80	5520-5560	?	30	9	0.1651	500
123-B	145(476)	-	5657-5680	A/D	-	20	0.1651	500
125	206(675)	65	5663-5710	Buena	18	25	0.1651	500
127	109(357)	75	5712-5764	?	140	23	0.1651	500
131	279(915)	60	5655-5706	?	25	42	0.1651	500
132	55(180)	75	5734-5743 5745-5766	Reg. a buena	115	13	0.1651	500
141*	433(1420)	55	5605-5650	Regular	45	19	0.1651	500
142*	405(1328)	85	5801-5816-5727 5767-5613-5635	?	50	19	0.1651	500
143*	125(410)	15	5675-5695 5715-5725	?	50	11	-	500
145*	85(279)	65	5715-5775	Buena	76	28	-	500
161-A*	170(558)	65	5668-5720	?	50	17	0.1651	500
162*	229(751)	55	5650-5685	?	96	21	0.1651	500
163-A*	60(197)	65	5740-5770	Buena	5	15	0.1778	500
164*	321(1053)	85	5590-5645	?	130	34	0.1651	500
182	440(1443)	85	5745-5785	Buena	120	17	0.1588	500
184	271(889)	98	5735-5703 5665-5690	Regular	95	33	0.1651	500

* Pozo fracturado

TABLA NO.3 (CONTINUACION). INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE
 LAS PERFORACIONES
 CAMPO CARDENAS FORMACION JSK

9	10	11	12	13	14	15	16	17
Pozo No.	INFORMACION DE LAS PISTOLAS PERFORADORAS							
	Marca	Tamaño (pg)	TIPO		PERFORACIONES			
			Recuperable	Parcialmente recuperable	Penetración (pg)	Densidad, m (c/m)	Defasamiento (°)	Diámetro, d _p (pg)
101-B	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
105	Schl. (EJ)	2 1/8		X	4.5	13	0	0.36
111-A	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
121*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
123-B	?	Pozo sin ademar						
125	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
127	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
131	?	?	?		?	?	?	?
132	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
141*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
142*	Schl. (sc)	2	X		2.3	4	0	0.36
143	Schl. (sc)	?	X		2.3	13	0	0.36
145*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
161-A*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
162*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
163-A*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
164*	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36
182	Schl. (sc)	1 9/16	X		2.0	4	0	
184	Schl. (sc)	2	X		2.3	13	0	0.36

* Pozo fracturado

TABLA NO.3 (CONTINUACION). INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES.

CAMPO CARDENAS

FORMACION JSK

Pozo No.	18	19	20	21	22	23	24	25
	INFORMACION SOBRE LA OPERACION							
	7E de las perforaciones al fluido de control (Hrs)	Fluido de control	Perforaciones en seno de:	Presión diferencial en momento de la perforación	Manifestación después de la perforación	Prueba de admisión	Estimulación	Resultado de la estimulación
101-B	72	Agua salada	Agua salada	+ 1925	SI	se efectuó	SI	(3800,2783,0.5)
105	96	Agua salada	Agua salada	+ 2560	(2070,2200,0.5)	se efectuó	SI	(4300,2902,0.5)
111-A								
121*	?	Agua salada	Agua salada	+ 1590	(1650,1200,0.5)		Fracturó	
123-B	A/D	-	-	?	?		-	(3100,2201,0.5)
125	24	Agua salada	Agua salada	+ 3411	(2150,1600,0.5)		SI	(3700,2556,0.5)
127	216	Agua salada	Agua salada	+ 2778	-	se efectuó	SI	(3000,2087,0.5)
131	?	?	?	+ 613	-			(1250,497,0.5)
132	72	Agua dulce	Agua dulce	+ 743	-		SI	(4300,2976,0.5)
141*	72	Agua dulce	Agua dulce	- 813	(2350,1700,0.5)		Fracturó	(4200,3101,0.5)
142*	168	Agua dulce	Agua dulce	- 129	SI	se efectuó	Fracturó	(8000,4047,0.25)
143*	24	Agua dulce	Agua dulce	+ 1085	No	se efectuó	Fracturó	(2600,2922,3/8")
145*	168	Agua salada	Agua salada	+ 2966	No	se efectuó	Fracturó	(1300,994,0.5)
161-M	48	Agua dulce	Agua dulce	- 204	SI		Fracturó	(4300,2902,0.5)
162*	24	Agua dulce	Agua dulce	- 714	SI (1)		Fracturó	(4300,2902,0.5)
163-M	24	Agua dulce	Agua dulce	+ 154	SI	se efectuó	Fracturó	- - -
164*	216	Agua salada	Agua salada	+ 3053	SI	se efectuó	Fracturó	(2700,1789,0.5)
182	24	Agua dulce	Agua dulce	+ 24	SI		SI	? ? ?
184	48	Agua salada	Agua salada	+ 1854	SI	se efectuó	SI	? ? ?

A/D = Agujero descubierto
 Densidad del agua salada = 1.37 g/cc
 Densidad del agua dulce = 1.04
 * = Pozo fracturado

(1) = Pozo productor incoesteable
 + = El sentido de la presión es hacia la formación
 - = El sentido de la presión es hacia el pozo
 • = (nasto (b) /dfa), presión superficial fluyendo (lb/pic), orificio (ps).

TABLA NO. 3 (CONTINUACION). INFORMACION REQUERIDA PARA ANALIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES

CAMPO CARDENAS

FORMACION JSK

1	26	27	28	29	30	31	32	33
Pozo No.	INFORMACION DE PRESIONES DE FONDO							
	Fecha	P_y (lb/pg ²)	P_{wf} (lb/pg ²)	q_p (BLS/DIA)	k (md)	s_t	$k h t$ (md- Pie)	ΔP (lb/pg ²)
101-B	19/03/80	8894	3126		0.50	0.12	464	5768
105	01/03/83	8577	8279		4.00	-3.90	2848	298
111-A	-	7963	3570	1812	0.94	18.50	1375	4393
121*	21/11/81	9230	7180	5774	18.80	1.00	15979	2050
123-B	-	-	-	-	-	-	-	-
125	-	7606	7594		119.30	-1.87	80528	12
127	05/07/84	8334	8189		104.00	2.60	37128	145
131	17/10/83	7738	3820		0.11	1.90	100	3918
132	18/07/84	6980	6274	2894	11.88	-7.66	2138	706
141*	19/07/85	6987	-	-	-	-	-	-
142*	09/01/84	7300	3842	-	1.6	-	2125	3458
143*	12/07/84	7354	5138	-	-	-	-	2216
145*	-	-	-	-	-	-	-	-
161-A*	-	-	-	-	-	-	-	-
162*	17/01/82	6967	5002	5805	7.66	112.00	4800	1965
163-A*	12/02/86	7200	6894					306
164*	21/08/84	7333	7305	6415	88.00	51.40	92759	28
182	-	-	-	-	-	-	-	-
184	-	-	-	-	-	-	-	-

* Pozo fracturado

TABLA NO. 4. INFORMACION CALCULADA PARA EL ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PERFORACIONES

CAMPO CARDENAS

FORMACION Kf			FORMACION JSK		
1	2	3	4	5	6
Pozo No.	Relación de productividad (Ec.2.23)	Formación invadida con filtro de lodo, r_{d_1} (pg)	Pozo No.	Relación de productividad (Ec.2.23)	Formación invadida con filtro de lodo, r_{d_1} (pg)
104	0.53	8.3	101-B	0.98	3.5
109*	0.67	0.2	105	2.16	6.3
112*	0.78	5.5	111-A	0.14	43.5
113	-	-	121*	0.88	0.0
114-B	-	-	123-B	-	-
117-A	-	12.7	125	1.35	6.0
119	0.27	2.0	127	0.74	17.0
124	1.33	10.0	131	0.79	0.0
129	0.44	1.0	132	-	13.5
134	-	-	141*	0.40	-
137	-	11.0	142*	0.34	14.5
139	0.40	0.0	143*	-	0.0
308	0.45	0.0	145*	-	0.0
318	0.45	5.5	161-A	-	-
338	0.33	0.0	162*	-	9.0
358	1.59	9.5	163-A*	-	18.5
			164*	0.27	0.5
			182	-	-
			184	-	0.0

En el JSK, de los pozos considerados para el análisis del funcionamiento de las perforaciones, únicamente fue posible determinar la RP al 52.6%, incluyendo cuatro fracturados; al 47.4% restante no fue posible por falta de información. El rango del valor de RP es de 2.16 a 0.14, con un valor promedio de 0.81. Existen dos valores de RP mayores que la unidad, estos son 2.16 y 1.35 (C-105 y C-125, respectivamente) que no corresponden a pozos fracturados.

Se observa que tanto en los pozos del Ki como en los del JSK, principalmente en los del Ki, la RP es baja. En este trabajo se trata precisamente de determinar cuales son los factores que, en forma negativa, afectan la RP en el Campo Cárdenas.

5.8 FACTORES QUE SE ANALIZAN PARA DETERMINAR EN QUE GRADO AFECTAN LA RELACION DE PRODUCTIVIDAD.

A continuación se mencionan y analizan los factores que se considera afectan la relación de productividad en los pozos terminados productores en el Campo Cárdenas.

1. Intervalo perforado con respecto al espesor impregnado del yacimiento.
2. Litología de la formación productora.
3. Fracturas naturales.
4. Calidad de la cementación.
5. Tiempo de exposición del yacimiento al fluido de perforación.
6. Daño causado por el efecto de la T.R. y las perforaciones, s.
7. Daño a las perforaciones.

5.8.1 Intervalo perforado con respecto al espesor del yacimiento.

En los pozos terminados productores en el Kí, el rango del espesor del yacimiento es de 27 a 377 m, columna 2 de la tabla No. 2, teniendo un espesor promedio de 155 m; y el rango del intervalo perforado para producción es de 17 a 55 m, columna 4 de la misma tabla, teniendo un espesor perforado promedio de 45 m.

En los pozos terminados productores en el JSK, el rango del espesor del yacimiento es de 55 a 440 m., columna 2 de la tabla 3, teniendo un espesor promedio de 238 m; y el rango del intervalo perforado para producción es de 21 a 77 m., columna 4 de la misma tabla, teniendo un intervalo promedio perforado de 43 m.

Por lo que se observa en los párrafos anteriores tanto en los pozos terminados en el Kí como en los terminados en el JSK, en ningún pozo se perforó completo el espesor del yacimiento, existiendo siempre una relación de intervalo perforado a espesor del yacimiento menor de uno, esto es, $h_p/h_t < 1$, que de acuerdo con Brons²⁶ y Cinco Ley y colaboradores¹⁵, esta situación origina un factor de pseudo daño en la producción de los pozos.

5.8.1.1. Cálculo del Factor de Pseudo daño, s_{pp} , causado por Penetración Parcial del Yacimiento.

Para determinar el factor de pseudo daño causado por la penetración parcial del yacimiento se consideró que el intervalo perforado se encuentra en la par

te superior del yacimiento, empleando para el cálculo las Ecs. 4.4-4.7 de Cincero Ley y Colaboradores¹⁵ y las tablas 1 y 2 de Samaniego²⁷.

Tanto la información requerida para el cálculo del s_{pp} , así como el propio s_{pp} calculado se encuentran en las tablas Nos. 5 y 6 columna 9, para pozos del K1 y del JSK respectivamente. El rango del valor del pseudo daño para pozos del K1, se encuentra de 0 a 40 con un valor promedio de 13.6. El rango del valor del s_{pp} para pozos del JSK se encuentra de 1.5 a 44, con un valor promedio de 22. Se obtiene entonces un factor de pseudo daño positivo que influirá negativamente en la relación de productividad de los pozos terminados en el Campo Cárdenas.

Para observar la influencia de la relación del intervalo perforado al espesor del yacimiento contra el factor de pseudo daño por penetración parcial s_{pp} , se construyeron las gráficas No. 2 para los pozos del K1 y No. 3 para los pozos del JSK, observando, en forma general, que al disminuir el valor de h_p/h_t aumenta el valor de s_{pp} , indicando con esto que los espesores de los yacimientos son del orden de los considerados.

5.8.2 Litología

Como ya se indicó anteriormente, tanto en los pozos terminados productores en el K1, como en los terminados en el JSK, la litología del intervalo productor está constituida por dolomía y caliza arcillosa en diferentes porcentajes, columna 3, tabla 2 para el K1 y mismo número de columna, pero de la tabla 3 para el JSK. Se graficó la RP vs litología tanto para el K1, columna 3, tabla

TABLA NO. 5. CALCULO DEL FACTOR DE SEUDO DAWO POR PENETRACION PARCIAL (s_{pp})

CAMPO CARDENAS

FORMACION K_1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pozo No.	Espesor del yacimiento, h_t (m)	Intervalo perforado, h_p (m)	Radio de pozo, r_w (m)	h_D' (Ec. 4.4)	Z_w (m)	Z_{wD} (Ec. 4.5)	$\frac{Z_{wD}}{h_D}$	$\frac{h_{wD} \cos \alpha_w}{h_D}$ (Ec. 4.7)	Factor de Pseudo dawo por penetración parcial s_{pp}
104	155	45	0.1715	904	116.5	706	0.78	0.29	13.7
109*	137	37	0.1651	830	55.5	336	0.40	0.27	13.0
112*	377	55	0.1651	2283	59.5	360	0.16	0.15	16.0
113	151	55	0.1775	851	153.5	930	1.09	0.20	40.0
114-B	133	17	0.1778	748	118.0	715	0.96	0.13	39.0
117-A	175	50	0.1042	950	75.0	454	0.48	0.29	13.3
119	222	45	0.1651	1345	37.5	227	0.17	0.29	14.5
124	230	55	0.1651	1393	62.5	379	0.27	0.24	14.6
129	93	54	0.1905	488	56.0	339	0.69	0.58	4.7
134	27	30	0.1651	164	17.0	103	0.63	1.11	0.0
137	100	35	0.1042	543	74.5	451	0.83	0.32	13.9
139	263	50	0.1715	1534	160.0	969	0.63	0.19	14.3
308	101	50	0.1651	612	26.0	377	0.62	0.50	4.4
318	74	53	0.1651	448	81.0	490	1.09	0.72	1.5
338	52	44	0.1651	315	74.0	448	1.42	0.85	1.3
358	168	50	0.1651	1138	55.0	333	0.29	0.27	14.0

* Pozo fracturado

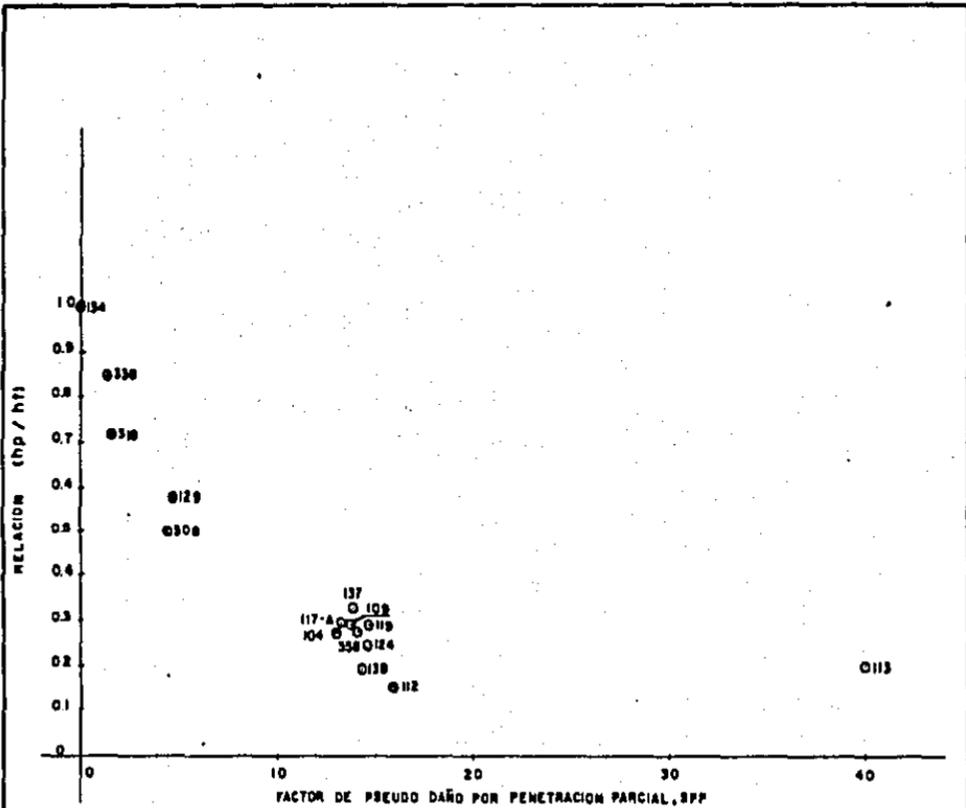
TABLA NO. 6. CALCULO DEL FACTOR DE SEUDO DAÑO POR PENETRACION PARCIAL (s_{pp})

CAMPO CARDENAS

FORMACION JSK

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pozo No.	Espesor del yacimiento, h_t (m)	Intervalo perforado h_p (m)	Radio del pozo, r_w , (m),	h_D' (Ec. 4.4)	Z_w (m)	Z_{wD} (Ec. 4.5)	$\frac{Z_{wD}}{h_D}$	$\frac{h_{wD} \cos \theta_w}{h_D}$ (Ec. 4.7)	Factor de pseudo daño por penetración parcial s_{pp}
101-B	283	26	0.1651	1714	68.0	412	0.24	0.09	40.0
105	217	35	0.1651	1314	57.5	348	0.26	0.16	37.6
111-A					167.5	1015		0.21	
121*	350	40	0.1651	2119	260.0	1575	0.74	0.10	18.0
123-B	145	23	0.1651	878	131.0	796	0.91	0.15	40.4
125	206	47	0.1651	1248	113.5	688	0.55	0.23	14.3
127	109	28	0.1651	660	62.0	376	0.57	0.48	4.4
131	279	60	0.1651	1690	119.5	724	0.43	0.22	12.0
132	55	21	0.1651	333	50.0	303	0.91	0.38	12.3
141*	433	45	0.1651	2623	172.0	1042	0.40	0.10	44.0
142*	405	77	0.1651	2453	110.0	666	0.27	0.16	43.0
143	125	30	0.1651	757	100.0	606	0.80	0.24	14.8
145*	85	65	0.1651	515	55.0	333	0.65	0.70	1.5
161-A*	170	52	0.1524	1030	106.0	642	0.62	0.31	13.8
162*	229	35	0.1651	1387	132.5	803	0.58	0.15	38.0
163-A*	60	30	0.1778	363	45.0	273	0.75	0.50	4.3
164*	321	55	0.1651	993	182.5	1105	1.11	0.17	4.5
182	440	40	0.1588	1102	35.0	212	0.19	0.09	36.0
184	271	57	0.1651	1114	100.0	606	0.54	0.21	14.0

* Pozo fracturado.



GRAFICA No. 2 RELACION (hp/h1) VS. FACTOR DE PSEUDO DAÑO POR PENETRACION PARCIAL, K1

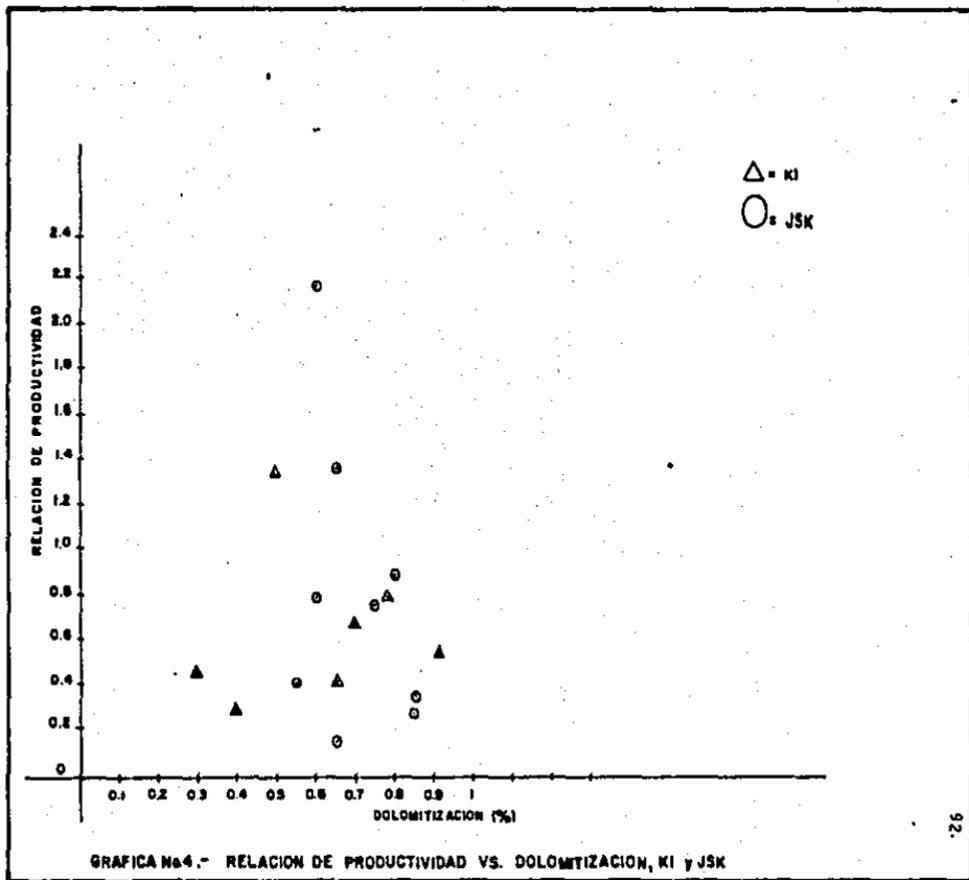
2 con la columna 2 de la tabla 4, como para el JSK, columna 3, tabla 3 con la columna 5 de la tabla No. 4 y no se observa, en ambos yacimientos, alguna tendencia definida, gráfica No.4.

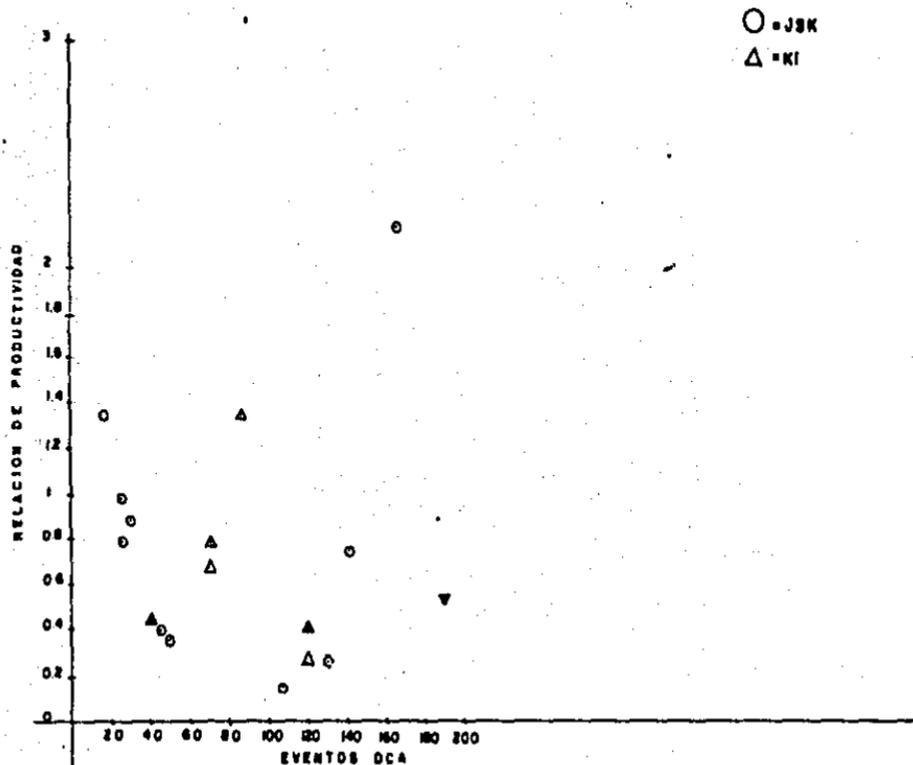
5.8.3 Fracturas naturales

Las formaciones de los dos yacimientos importantes del Campo Cárdenas se observan fracturados en el registro computado DCA de la compañía Schlumberger¹⁹ y en el campucarbo del IMP; con el objetivo de ver la variación de la RP con respecto a la intensidad de fracturamiento se construyó la gráfica No.5, graficando la RP vs intensidad de fracturamiento (eventos DCA), sin observarse alguna tendencia definida ni para el Ki ni para el JSK, probablemente por la falta de una mayor y mejor información.

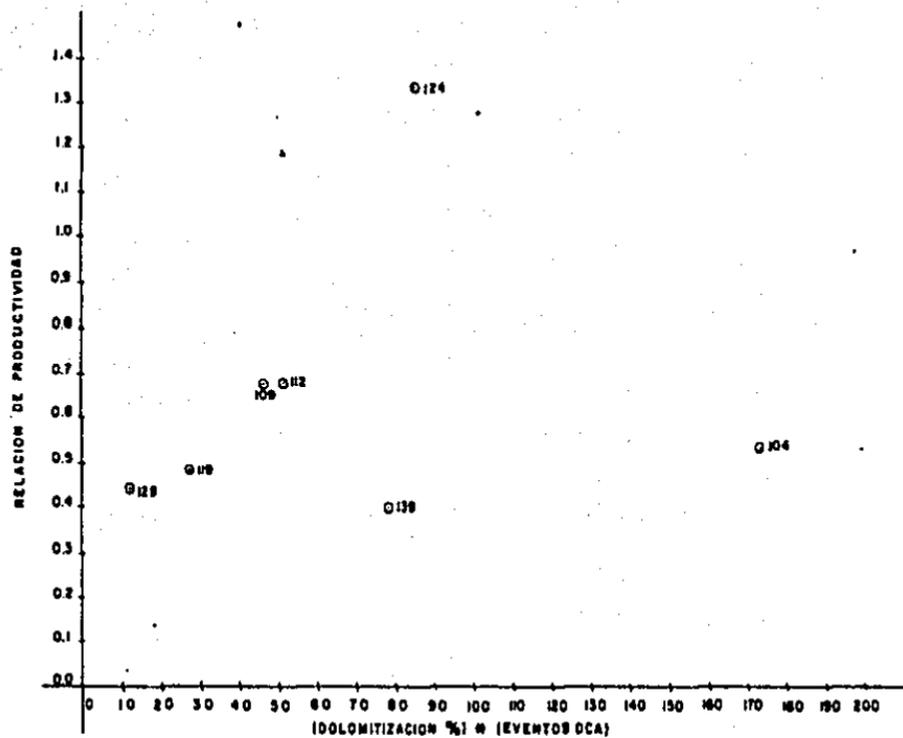
5.8.3.1 PRODUCTO (DOLOMITIZACIÓN (%)) POR (INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO, EVENTOS DCA).

Por experiencia adquirida en la terminación de pozos en el area Mesozoica de la Zona SE se tiene que para lograr producción de esos pozos, es necesario efectuar las perforaciones en una zona que cumpla tanto con la presencia de dolomitización como con la presencia de fracturas naturales, por tal motivo se efectuó el producto (dolomitización (%))x(Intensidad de fracturamiento, eventos DCA) y graficando estos datos para el Ki se observa que a mayor producto se obtiene mayor relación de productividad, gráfica No. 6 y que a mayor producto de (dolomitización (%))x(Eventos DCA) se obtiene mayor produc-





GRAFICA No. 5 RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS. EVENTOS DCA
 KI y JSK



GRAFICA No.6 .- RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS. (DOLOMITIZACION %) * (EVENTOS DCA), KI

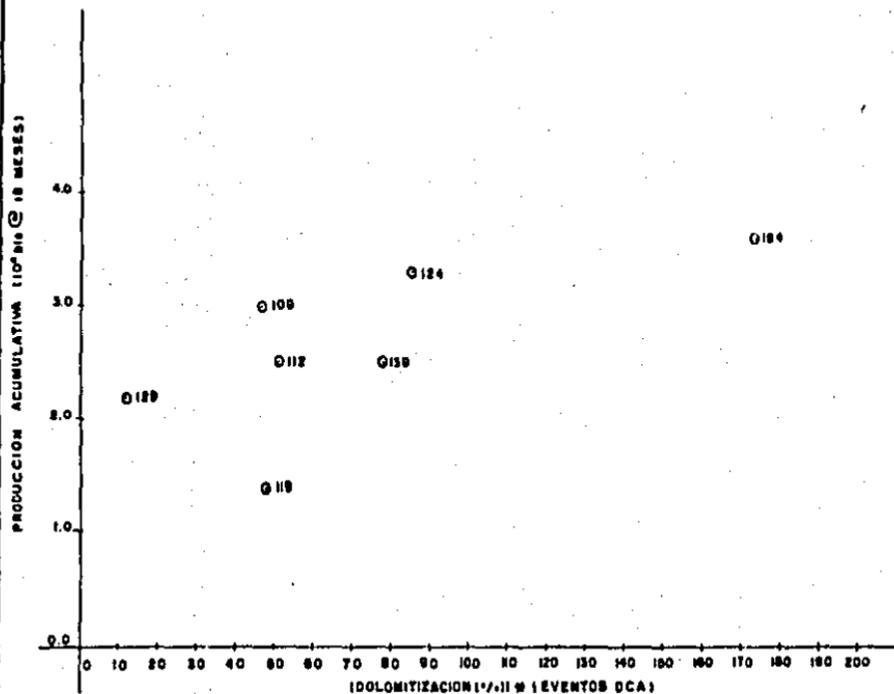
ción acumulativa, gráfica No. 7. En cambio para los pozos del JSK no se puede decir lo mismo porque los datos se dispersan mucho sin poder observar alguna tendencia, gráficas No. 8 y 9.

5.8.4 Calidad de la cementación

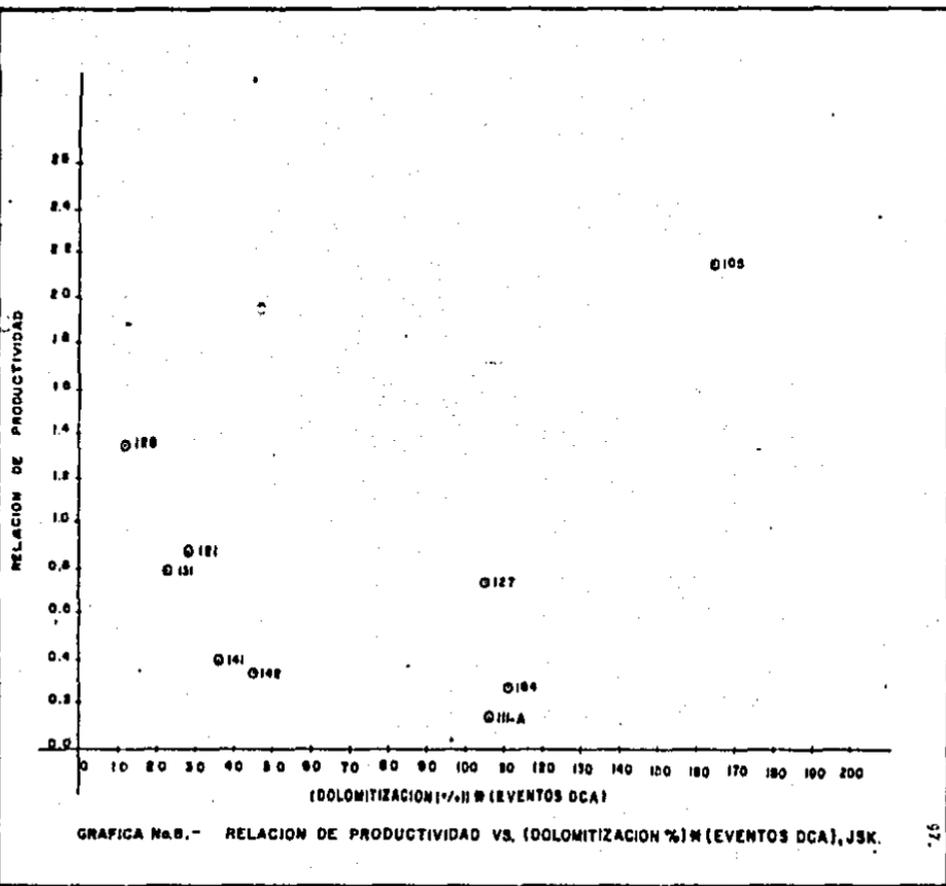
En el campo Safaniya²⁸ se detectó un daño total alto, s_t , en pozos que tenían la tubería de revestimiento mal cementada.

En el campo Cárdenas, en los pozos terminados productores en el K_1 , se tiene información sobre las condiciones de la cementación, tabla 2, columna 5, de 38% de los pozos (seis pozos), teniendo una cementación en malas condiciones que corresponde al pozo Cárdenas 114-B (actualmente con una producción acumulada de 32 000 bl. de aceite) sin factor de daño determinado; tres cementaciones en condiciones regulares que corresponden a los pozos 104, 119 y 137, de los cuales solamente el 104 tiene determinado el daño total, $s_t = 6.5$ tabla 2, columna 31; y dos cementaciones en buenas condiciones que corresponden a los pozos 139 y 318 a los cuales se les ha determinado un s_t de 10.8 y 1.5, valor alto el primero, pero que al compararlo con el s_{pp} , tabla 5, columna 10, se puede concluir que no corresponde a la cementación, sin embargo, si hubiera mayor información, la conclusión podría ser distinta. Gráfica No. 10.

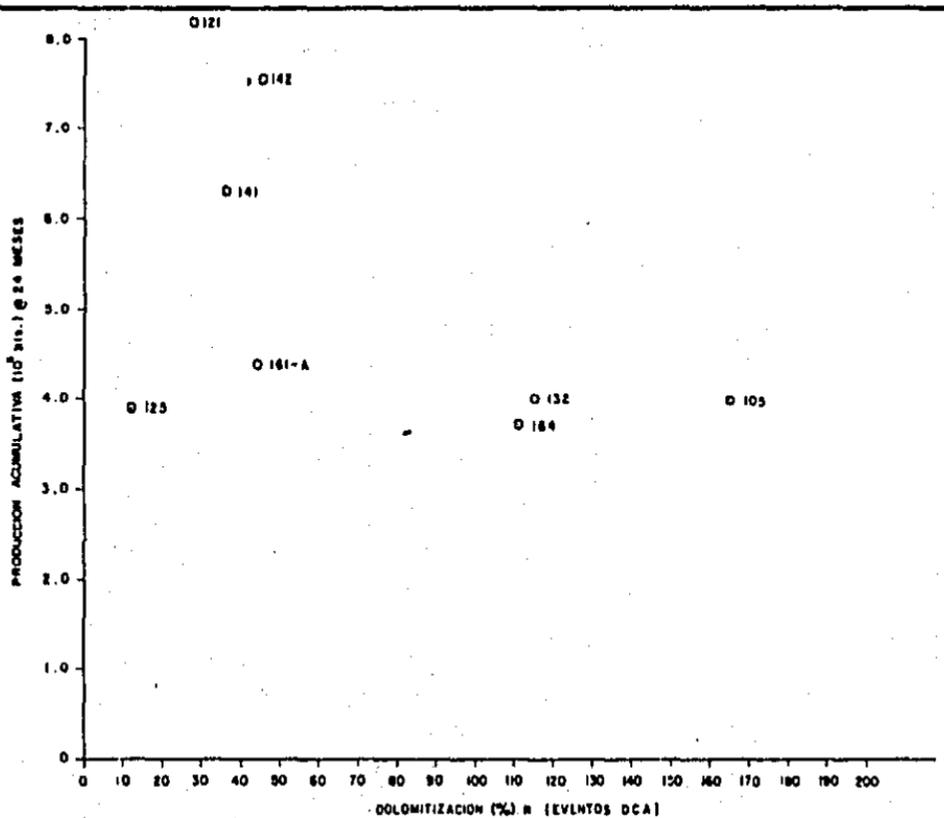
En los pozos del JSK se tiene información de las condiciones de la cementación del 42% tabla 3, columna 5; de los pozos de esta formación, considerados en este trabajo (corresponde a ocho pozos), de los cuales tres tienen



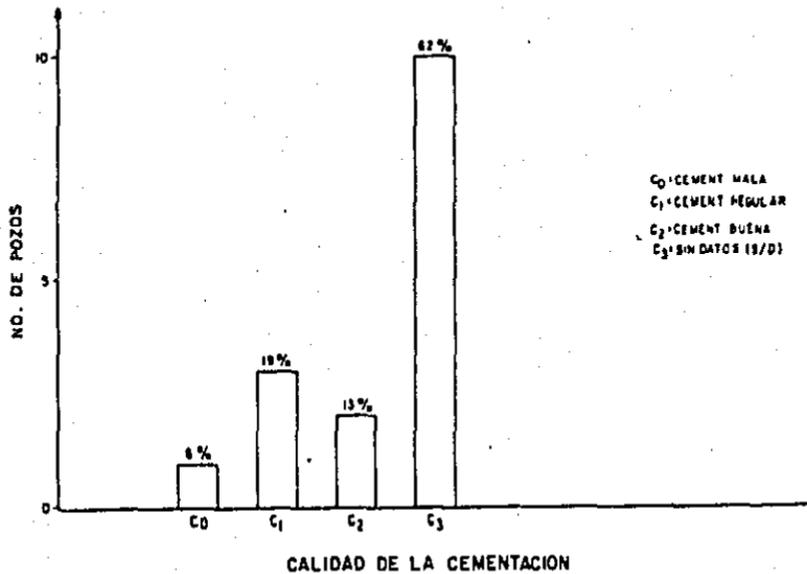
GRAFICA No.7.- PRODUCCION ACUMULATIVA (10⁸ bbl) VS (DOLOMITIZACION(%) * (EVENTOS DCA)), KI



GRAFICA No.8.- RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS. (DOLOMITIZACION (%)) M (EVENTOS DCA), JSK.



GRAFICA No. 9 PRODUCCION ACUMULATIVA (10⁶ bits.) @ 24 MESES Vs (DOLOMITIZACION) (%) N (EVENTOS DCA), JSK



GRAFICA No. 10 INFORMACION SOBRE LA CALIDAD DE CEMENTACION, KI.

cementación en condiciones regulares, estos pozos son el 101-B, 141 y el 184, siendo el 101-B el único que tiene determinado el s_t de 0.17 tabla 3, columna 31; se tienen cinco cementaciones en buenas condiciones que corresponden a los pozos 125, 132, 145, 163-A y 182, teniendo determinado el factor de daño total únicamente los dos primeros siendo de -1.87 y -7.66, esto es, están estimulados (gráfica 11); no se observa alguna influencia en el s_t .

5.8.5 Tiempo de exposición del yacimiento al fluido de perforación.

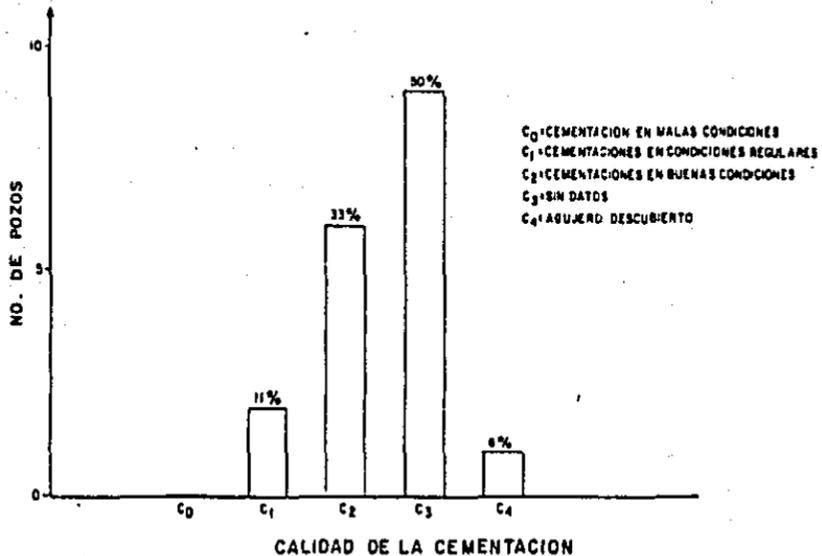
El tiempo que dura el yacimiento expuesto al fluido de perforación influye en la productividad del pozo; esto es, a mayor tiempo de contacto menor productividad²⁸⁻³⁰.

En el K1 el yacimiento estuvo expuesto al fluido de perforación mínimo 13 días, máxima 41 días, con un promedio de 23 días; se considera que este tiempo es suficiente para que se origine filtrado de lodo hacia la formación y la daña.

En el JSK el yacimiento estuvo expuesto al fluido de perforación mínimo nueve días, máximo 42 días, con un promedio de 21 días; también se considera que este tiempo es suficiente para que se origine filtrado el lodo hacia la formación y la daña.

5.8.6 Daño causado por el filtrado del fluido de perforación.

Se ha mencionado que el K1, así como el JSK son de ligeramente arcillosos a



GRAFICA No.II INFORMACION SOBRE LA CALIDAD DE LA CEMENTACION, JSK.

arcillosos, existiendo un porcentaje de arcilla en ellos hasta de 15%. Se ha mencionado también que el fluido de perforación empleado es lodo cálcico lignosulfonado emulsionado, esto es, que su filtrado no es del todo compatible con las formaciones de los yacimientos K1 y JSK, así que dañarán la zona de invasión que se genere^{29,30}.

Para conocer el daño causado por la invasión del filtrado en la formación es necesario conocer el radio de invasión, r_d , y la permeabilidad, k_d , en la zona dañada^{7-9,14}. El r_d ha sido calculado con información de registros geofísicos³¹ y se encuentra en la tabla 4, columna 3, para los pozos del K1 y en la misma tabla, columna 6, para los pozos del JSK.

En los pozos del K1, al comparar la penetración de las perforaciones tabla 2, columna 14, con la penetración del filtrado del lodo, tabla 4, columna 3, se observa que en los pozos 109, 119, 129, 139, 308 y 338 se logró atravesar la zona de invasión.

En los pozos del JSK, al comparar la penetración de las perforaciones tabla 3, columna 14, con la penetración del filtrado del lodo, tabla 4, columna 6, se observa que en los pozos 121, 131, 143, 145, 164 y 184 se logró atravesar la zona de invasión.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores queda establecido que la formación ha sido dañada en el transcurso de la perforación. Este daño puede calcularse con el método de Hong⁹ o con el método de Locke¹⁰ para lo cual es necesario conocer r_d y k_d . Ya ha sido mencionado que r_d se estima con información de los registros de resistividades o de inducción³¹ y la permeabilidad

se obtiene con la expresión siguiente³²:

$$k_d = \frac{k}{\frac{\ln \bar{r}_e}{\ln \bar{r}_d} \left(\frac{k}{k_{r1}} - 1 \right) + 1} \quad (5.1)$$

donde

- k = Permeabilidad calculada con información de presiones de fondo (md).
- k_d = Permeabilidad de la zona dañada en las cercanías del pozo (md).
- k_{r1} = Permeabilidad promedio del yacimiento obtenida despejando la de la ecuación de Darcy de pruebas de índice de productividad (md).
- \bar{r}_d = r_d / r_w .
- r_d = Radio de la zona dañada, en unidades consistentes.
- r_w = Radio del pozo, en unidades consistentes.
- \bar{r}_e = r_e / r_w .

Por carecer de información suficiente para emplearla Ec. 5.1, el daño causado a la formación por filtrado del fluido de perforación, s_d , no se calculará en la forma arriba indicada, si no que se despejará de la Ec. 4.9 del daño total junto con el daño a la perforación s_{cz} .

La permeabilidad de la zona dañada de la formación, k_d , puede determinarse en algunas ocasiones de pruebas de formación y/o producción, igualmente existe la posibilidad de estimar el radio de daño, r_d .

5.8.7 Daño causado por el efecto de la T.R. cementada y las perforaciones.

s_p

Para calcular el daño originado por la T.R. cementada y perforada frente al yacimiento se emplea el método de Hong⁹. De acuerdo a este método el factor de daño, s_p , está en función de la separación vertical h (pg), del diámetro del pozo (pg), de la relación de permeabilidades, k_v/k_h , del defasamiento de las perforaciones, de la penetración de las perforaciones y del arreglo de éstas.

El defasamiento de las perforaciones empleado tanto en los pozos terminados en el Kí como en el JSK fue de cero grados; se trata pues de un arreglo sencillo (un plano vertical). Se considera que tanto la permeabilidad horizontal como la vertical son iguales ($k_v/k_h = 1$). De acuerdo con lo anterior, el nomograma de Hong⁹ que se emplea es el de la figura 1A⁹. El cálculo se encuentra en la tabla 7, columna 9 para el Kí y en la tabla 8 columna 9 para el JSK.

Los pozos de Kí, tienen un s_p de 2, porque se empleó el mismo diseño de perforaciones con excepción de C-109 que tiene un s_p de 0.9 por haber sido perforado con pistolas de mayor penetración, pero que no puede ser comparado con otros pozos por haber sido fracturado con ácido.

En los pozos del JSK, hay valores de s_p , en general de 2, aunque existe algo de variación, hay un valor de 0.9 que corresponde al pozo C-105 que se perforó con pistolas de mayor penetración (4.5 pg.), el C-142 tiene un s_p de 8 por haberse perforado con menor densidad de perforaciones (4 c/m) y un valor

TABLA NO. 7. CALCULO DEL FACTOR DE DADO, s_p
 CAMPO CARDENAS FORMACION K1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pozo No.	Arreglo de las perforaciones	Separación entre perforaciones (pg)	Diámetro del pozo $d_w = 2r_w$ (pg)	k_y/k_h	Defasamiento $\theta(^{\circ})$	Penetración de la perf. a (pg)	Densidad de las perforaciones (m)	s_p
104	Sencillo	3	13.5	1	0	2.3	13	2.0
109*	Sencillo	3	13.0	1	0	4.5	13	0.9
112*	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
113	Sencillo	3	14.0	1	0	2.3	13	2.0
114-B	Sencillo	3	14.0	1	0	2.3	13	2.0
117-A	Sencillo	3	14.5	1	0	2.3	13	2.0
119	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
124	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
129	Sencillo	3	15.0	1	0	2.3	13	2.0
134	?	?	13.0	?	?	?	?	?
137	Sencillo	3	14.5	1	0	2.3	13	2.0
139	Sencillo	3	13.5	1	0	2.3	13	2.0
308	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
318	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
338	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
358	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0

* Pozo fracturado

· TABLA NO. 8. CALCULO DEL FACTOR DE DARGO, s_p

CAMPO CARDENAS

FORMACION JSK

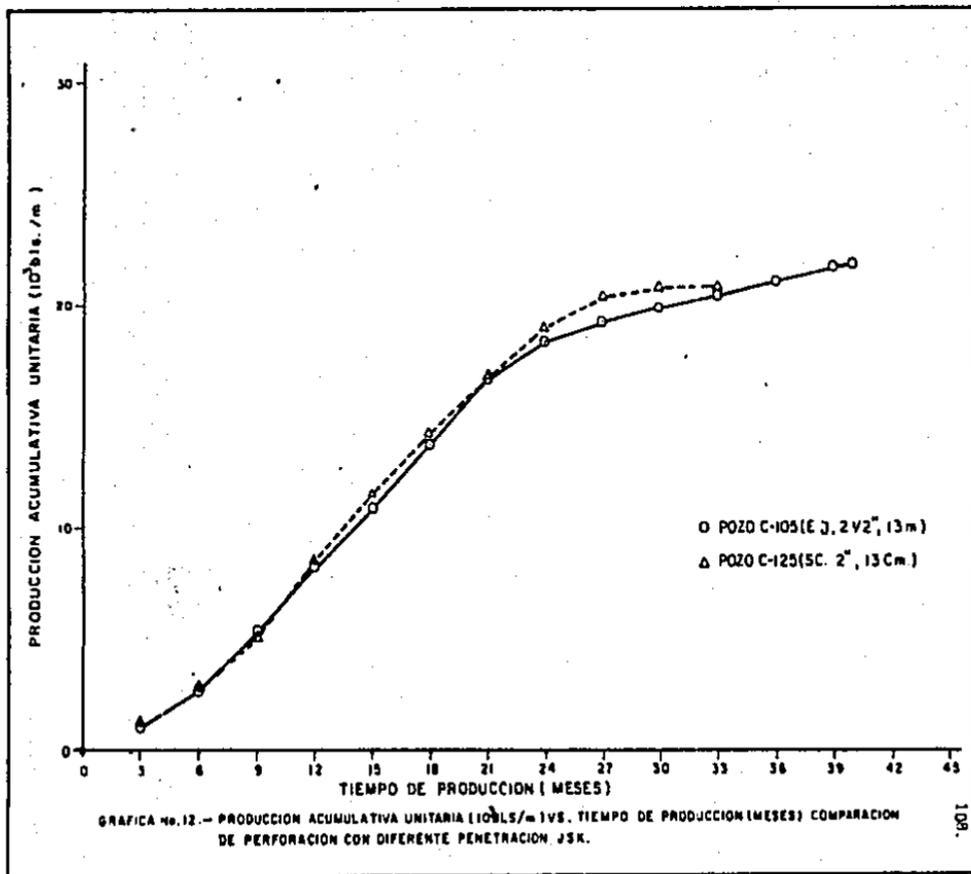
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pozo No.	Arreglo de las perforaciones	Separación entre perforaciones, h (pg)	Diámetro del pozo, $d_w = 2r_w$ (pg)	k_v/k_h	Defasamiento, θ (*)	Penetración de la perf. a (pg)	Densidad de las perforaciones, m	s_p
101-B	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
105	Sencillo	3	13.0	1	0	4.5	13	0.9
111-A	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
121*	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
123-B	?	?	13.0	1	0	?	?	2.0
125	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
127	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
131	?		13.0	1	0	?	?	?
132	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
141*	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
142*	Sencillo	10	13.0	1	0	2.3	4	8.0
143*	Sencillo	3	-	1	0	2.3	13	2.0
145*	Sencillo	3	-	1	0	2.3	13	2.0
161-A*	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
162*	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
163-A*	Sencillo	3	14.0	1	0	2.3	13	2.0
164*	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0
182	Sencillo	10	12.5	1	0	2.0	4	11.0
184	Sencillo	3	13.0	1	0	2.3	13	2.0

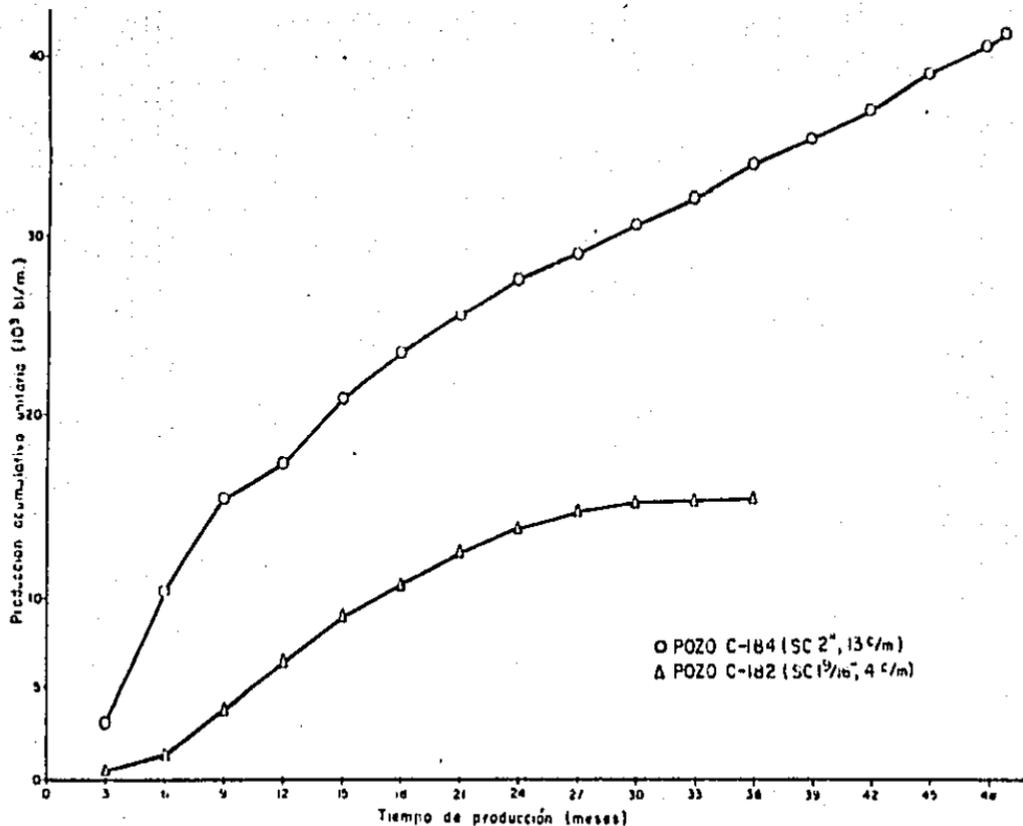
* Pozo fracturado

de s_p igual a 11 que corresponde al pozo Cárdenas No. 182 que se perforó con 4 c/m y con pistolas de 1 9/16". El Cárdenas 142 fue fracturado por lo que no se compara con pozos vecinos, pero el 105 se compara con el C-125, graficando la producción acumulativa unitaria vs tiempo de producción, gráfica No. 12, pero no se observa diferencia. En conclusión para este caso, con la información de que se dispone no se observa distinción entre perforaciones de diferente penetración y diferente densidad. Al comparar el C-182 con su vecino el C-184, graficando igualmente la producción acumulativa unitaria vs tiempo de producción (meses), gráfica No. 13, se observa una diferencia notable, que consiste en que la producción acumulativa de aquel es menor en 28.5×10^3 bls/m, atribuible tanto a una menor penetración de las perforaciones como a la densidad de estas.

5.8.8 Daño a las perforaciones

Las operaciones de perforación del intervalo productor en el campo Cárdenas se llevaron a cabo con aparejo en condiciones definitivas, esto es, pozo lleno con fluido de control (columna 19, tabla 2 para pozos del kí y columna 19, tabla 3 para los pozos del JSK) empacador anclado arriba de la boca de la T.R. corta de 5", fig. 4 y tubería de producción de 3 1/2". Estas condiciones mecánicas del pozo no permiten bajar cargas de alta penetración como las que tienen las pistolas que son bajadas a través de la tubería de revestimiento, teniendo que bajar pistolas más delgadas a través de la tubería de producción que tienen menor penetración.





GRAFICA No 13 Producción acumulativa unitaria (10^3 bl/m) VS tiempo de producción
 Comparación de perforaciones con diferente penetración y diferente
 densidad de perforaciones, JSK

5.8.8.1 Fluido en cuyo seno se efectúan las perforaciones

Las perforaciones se llevaron a cabo en seno de agua dulce, agua salada y una en seno de lodo cálcico-ligno-sulfonado-emulsionado (pozo Cárdenas No. 104) en los pozos del Kí; y en seno de agua dulce y agua salada en los pozos del JSK³³. Estos fluidos pueden considerarse limpios por carecer de sólidos, pero generalmente no son compatibles con la formación de tal manera que de llegar a efectuarse las perforaciones con una presión diferencial hacia la formación ($\Delta P(+)$) existirá un filtrado hacia ésta que incrementará el daño ya existente, s_d , originado por el filtrado del lodo de perforación y por la acción de la perforación³⁴⁻⁴².

5.8.8.2 Pistolas perforadoras

Las pistolas perforadoras empleadas, tanto en los pozos del Kí como en los del JSK fueron de tipo recuperable (columna 11 y 13 de las tablas 2 y 3) estas no dejan residuos, que de existir podrían dañar la perforación, con excepción del pozo C-109 del Kí y del C-105 del JSK que fueron perforados con pistolas parcialmente recuperables que dejan residuos que pueden dañar la perforación.

5.8.8.3 Presión diferencial

La presión diferencial en que se llevan a cabo las perforaciones (columna 21 de las tablas 2 y 3) es muy importante. Si la presión diferencial es positiva

5.8.8.1 Fluido en cuyo seno se efectúan las perforaciones

Las perforaciones se llevaron a cabo en seno de agua dulce, agua salada y una en seno de lodo cálcico-ligno-sulfonado-emulsionado (pozo Cárdenas No. 104) en los pozos del Ki; y en seno de agua dulce y agua salada en los pozos del JSK³³. Estos fluidos pueden considerarse limpios por carecer de sólidos, pero generalmente no son compatibles con la formación de tal manera que de llegar a efectuarse las perforaciones con una presión diferencial hacia la formación ($\Delta P(+)$) existirá un filtrado hacia ésta que incrementará el daño ya existente, s_d , originado por el filtrado del lodo de perforación y por la acción de la perforación³⁴⁻⁴².

5.8.8.2 Pistolas perforadoras

Las pistolas perforadoras empleadas, tanto en los pozos del Ki como en los del JSK fueron de tipo recuperable (columna 11 y 13 de las tablas 2 y 3) estas no dejan residuos, que de existir podrían dañar la perforación, con excepción del pozo C-109 del Ki y del C-105 del JSK que fueron perforados con pistolas parcialmente recuperables que dejan residuos que pueden dañar la perforación.

5.8.8.3 Presión diferencial

La presión diferencial en que se llevan a cabo las perforaciones (columna 21 de las tablas 2 y 3) es muy importante. Si la presión diferencial es positiva

va, $\Delta P (+)$, se genera un daño en la perforación al ser llenada o parcialmente llenada por sólidos del fluido de control que se alojan en la perforación (este no es nuestro caso, porque ya se mencionó que los fluidos de control son limpios) y por el filtrado del fluido de control que dañará la formación, incrementando el daño s_d^{34-37} ; y si la presión diferencial es negativa, $\Delta P (-)$, existe la posibilidad de que las perforaciones se dañen menos y que logren limpiarse inmediatamente. Por lo que se observa en la columna 21 de las tablas 2 y 3, en los pozos del K1, de catorce de éstos, únicamente tres fueron perforados con $\Delta P (-)$ y los restantes lo fueron $\Delta P (+)$, cuyo valor se encuentra en el rango de 323-3057 (lb/pg²) y en los pozos del JSK, de 17 perforados únicamente cuatro fueron efectuados con $\Delta P (-)$ y los restantes con $\Delta P (+)$. En los pozos del K1, ni en los del JSK fue determinada la RP inmediatamente después de los disparos, razón por lo que no es posible establecer comparación entre los dos sistemas de disparos. Se recomienda que esta evaluación se lleve a cabo con el objetivo de determinar en la práctica qué sistema es mejor.

5.8.8.4 Tiempo de exposición de las perforaciones al fluido en cuyo seno se efectuaron.

El tiempo de exposición de las perforaciones al fluido en cuyo seno se efectuaron, cuando no se trata de un fluido especialmente preparado para ello, influye en el daño a las perforaciones, incrementando el daño a la formación por filtrado del lodo de perforación, $s_d^{8,10,28}$.

El tiempo de exposición, tanto para los pozos del K1 como para los pozos

del JSK, tablas 2 y 3, columna 18, se encuentra en el rango de 24 a 216 horas; al relacionar estas columnas con las respectivas de presión diferencial (columna 21 de las mismas tablas) se entiende que en los pozos con ΔP (+) se rán los que sufrirán el incremento de s_d por invasión del fluido a la formación.

5.8.8.5 Zona triturada y compactada al efectuar las perforaciones

Al efectuar las perforaciones con pistolas a chorro se dañan porque en torno a ellas se crea una zona de roca triturada y compactada en donde se reduce la permeabilidad existente considerablemente, de 70% a 90% ^{8,10,38-42}.

Por lo expuesto en párrafos anteriores, las perforaciones hechas en los pozos del campo Cárdenas, tanto del Ki como del JSK, resultaron dañadas por el fluido en cuyo seno se efectuaron, por la presión diferencial existente en el pozo al efectuarlas, por el tiempo de exposición de las perforaciones al fluido en cuyo seno se efectuaron y por la zona triturada y compactada de la formación en torno a la perforación creada por el chorro de la carga explosiva. Aunque este daño no fué evaluado con presiones de fondo, su existencia se demuestra por el compartimiento de los pozos después de efectuadas las perforaciones, columna 22, tablas 2 y 3.

En los pozos del Ki, tabla 2, columna 22, se observa que tres resultaron fluyentes con una producción no satisfactoria, siete manifestaron flujo y cuatro no tuvieron alguna manifestación; para que estos pozos quedaran productores fue necesario efectuarles una estimulación de limpieza, generalmen

te con 20 m^3 de HCl al 15%, a todos los pozos y a dos de ellos fué necesario practicarles un fracturamiento con ácido para lograr una producción satisfactoria, tabla 2, columna 24.

En los pozos del JSK, tabla 3, columna 22, se observa que cuatro pozos resultaron fluyentes después de hechas las perforaciones, aunque con una producción no satisfactoria, ocho manifestaron flujo y presencia de hidrocarburos y dos no tuvieron alguna manifestación; para que quedaran productores fue necesario practicarles una estimulación de limpieza, también de 20 m^3 de ácido HCl al 15% a todos los pozos, y a la mayoría de ellos fue necesario efectuarles un fracturamiento con ácido para dejarlos productores satisfactoriamente.

Posteriormente a la estimulación y al fracturamiento se tomaron presiones de fondo, aunque no a todos los pozos, sí para la mayoría, determinándoseles el factor de daño total, s_t^{20} , tablas 2 y 3 columna 31. Los pozos del Ki se observan dañados con excepción de los pozos 124 y 358; los pozos del JSK en general también se observan dañados con excepción de los pozos 105, 125 y 132.

5.8.8.6 Cálculo de $(s_d + s_{c2})$.

Por falta de información para determinar el factor de daño causado por el filtrado del lodo a la formación en el transcurso de la perforación y por el filtrado del fluido de control durante la terminación del pozo, s_d , y para determinar el factor de pseudo daño causado por la zona triturada y com-

pactada, s_{cz} , individualmente, se considerarán juntos, $(s_d + s_{cz})$, y para calcularlos se despejan de la Ec. 4.9, obteniendo la expresión:

$$(s_d + s_{cz}) = \frac{h_p}{h_t} (s_t - s_{pp}) - s_p - s_{dq} - s_0 \quad (5.2)$$

en donde los parámetros ya son conocidos,

h_p , tablas 1 y 2, columna 4

h_t , tablas 1 y 2, columna 2

s_p , tablas 11 y 12, columna 9 y

s_{pp} , tablas 9 y 10, columna 10.

Los pseudo-daños s_{dq} y s_0 no son tomados en cuenta porque el valor de s_{dq} es muy pequeño y porque los pozos son verticales.

Los valores de $(s_d + s_{cz})$, tanto para el Ki como para el JSK se encuentran en la columna 6 de la tabla 9 para los pozos del Ki y en la misma columna, pero de la tabla 10, para los pozos de JSK.

Los pozos del Ki tienen un valor de $(s_d + s_{cz})$ negativo; es decir, la suma de los factores de daño real de la formación s_d y del factor de pseudo daño por la zona triturada y compactada indica que no hay condiciones de daño, excepto en los pozos 129, 308, 318 y 338 que si se observan dañados.

Los pozos del JSK, tabla 10, columna 6, el valor de $(s_d + s_{cz})$ es también negativo, es decir, excepto los pozos 121 y 162 donde si se observan dañados, teniéndose valores de $(s_d + s_{cz})$ positivos. De los párrafos anteriores

TABLA NO. 9. CALCULO DE LA SUMA DE LOS FACTORES DE DAÑO REAL DE LA FORMACION Y DEL FACTOR DE PSEUDO DAÑO POR LA ZONA TRI TURADA, COMPACTADA ($s_d + s_{cz}$)

CAMPO CARDENAS

FORMACION K1

1	2	3	4	5	6
Pozo No.	s_t	s_{pp}	$\frac{h_p}{h_t}$	s_p	$(s_d + s_{cz})$ Ec. 5.2
104	6.5	13.7	0.29	2.0	-3.1
109*	3.5	13.0	0.27	0.9	-3.4
112*	2.0	16.0	0.15	2.0	-4.0
113	-	40.0	0.20	2.0	-
114-B	-	39.0	0.13	2.0	-
117-A	19.0	13.3	0.29	2.0	-0.4
119	-	14.5	0.29	2.0	-
124	-1.8	14.6	0.24	2.0	-5.9
129	9.3	4.7	0.58	2.0	0.7
134	-	0.0	-	-	-
137	-	13.9	-	-	-
139	10.8	14.3	0.19	2.0	-2.7
308	9.0	4.4	0.50	2.0	0.3
318	9.0	1.5	0.71	2.0	3.4
338	15.0	1.3	0.83	2.0	9.6
358	-2.3	14.0	0.27	2.0	-6.4

* Pozo fracturado

TABLA NO. 10. CALCULO DE LA SUMA DE LOS FACTORES DE DAÑO REAL DE LA FORMACION Y DEL FACTOR DE PSEUDO DAÑO POR LA ZONA TRITURADA, COMPACTADA ($s_d + s_{cz}$)

CAMPO CARDENAS

FORMULACION JSK

1	2	3	4	5	6
Pozo No.	s_t	s_{pp}	$\frac{h_p}{h_t}$	s_p	$(s_d + s_{cz})$: Ec. 5.2
101-B	0.1	40.0	0.09	2.0	-5.6
105	-3.9	13.8	0.16	0.9	-3.7
111-A	18.5	-	0.21	2.0	-
121*	1.0	18.0	0.20	2.0	5.4
123-B	-	40.4	0.15	2.0	-
125	-1.9	14.3	0.23	2.0	-5.7
127	2.6	4.4	0.48	2.0	-2.8
131	1.9	12.0	0.18	2.0	-3.8
132	-6.0	4.3	0.38	2.0	-5.9
141*	-	44.0	0.10	2.0	-
142*	-	43.0	0.16	8.0	-
143*	-	14.8	0.24	2.0	-
145*	-	1.5	0.71	2.0	-
161-A*	-	13.8	0.31	2.0	-
162*	112.0	38.0	0.15	2.0	9.0
163-A*	-	4.3	0.50	2.0	-
164*	51.4	41.5	0.17	2.0	-0.3
182	-	36.0	0.09	11.0	-
184	-	14.0	0.21	2.0	-

* Pozo fracturado

se concluye que el efecto del factor de pseudo daño por penetración parcial, s_{pp} , y el efecto de daño por disparos, s_p , columna 6, tablas 9 y 10 y columna 9 tablas 7 y 8 son los que están influyendo para que el daño total, s_c , se manifieste en general, positivo, columna 31, tablas 2 y 3. Esto sucede después de haber eliminado los daños s_d y s_{cz} con la estimulación.

5.8.8.7 Manifestación de flujo y prueba de admisión

La manifestación de flujo y la prueba de admisión, tablas 2 y 3 columna 22, son factores que auxilian inicialmente para determinar, hasta cierto punto, la efectividad de las perforaciones, para comprobarlo, en una forma mejor, es necesario tomar registros de producción para definir el intervalo que aporta flujo^{2B} y presiones de fondo, para calcular el factor de daño total, s_c , que en forma definitiva proporcionará la eficiencia de las perforaciones.

Conocido el s_c es necesario desglosarlo para observar cual o cuales son los factores que están afectando en forma negativa la productividad del pozo y en caso necesario, intervenirlos adecuadamente.

5.8.9 Acidificación y fracturamiento.

Con base al comportamiento del pozo después de efectuadas las perforaciones se efectúa una estimulación de limpieza al intervalo perforado, tanto en los pozos del K1 como en los del JSK, con 20 m³ de ácido HCl, logrando con

esto, no solamente eliminar el daño s_d y s_{Cz} , si no que se obtiene una estimulación, es decir, se altera el factor s_d tablas 9 y 10, columna 6. Cuando no se logra incrementar la producción en forma satisfactoria se efectúa un fracturamiento con ácido. La producción obtenida después de haber estimulado el pozo se tienen la columna 25 de las tablas 2 y 3.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Para determinar la relación de productividad, RP, de un pozo adecuado, que para terminarlo es necesario efectuar perforaciones, se han desarrollado varios métodos, a tal grado que puede ser seleccionado uno, el que mejor se ajuste a las condiciones del pozo por terminar.
2. Para diseñar y/o analizar la operación de disparos es necesario contar con información de intervalo por perforar, de las pistolas a emplear, de la operación de perforación y de presiones de fondo. El conocimiento de esta información auxiliará para la selección del método de determinación de la Relación de Productividad a usar.
3. Los factores que más influyen en la Relación de Productividad son: arreglo de las perforaciones, espaciamiento vertical de las perforaciones, penetración, densidad, radio, daño de la formación, daño de la perforación, anisotropía de la formación, intervalo perforado, factor de turbulencia y desviación del pozo.
4. En los métodos de estudio analítico, eléctrico-analógico y de modelos matemáticos empleados por los investigadores, la relación de productividad tiene una misma tendencia, incrementarse al aumentar la profundidad de las perforaciones, comprobando con esto que los conceptos fundamentales, empleados en cada uno de los métodos, son correctos y que las pequeñas variaciones que se tienen se deben a las consideraciones hechas y a los procedimientos de cálculo seguidos por cada investigador.

5. En el campo Cárdenas, al terminar los pozos, se emplearon pistolas para tubería de producción de una sola fase, obteniéndose valores de relación de productividad promedios de 0.65 para los pozos del K1 y de 0.81 para los pozos del JSK las cuales son relaciones de productividad bajas.

6. Los yacimientos del campo Cárdenas no están perforados totalmente, existiendo por esta razón un alto valor de pseudo daño por penetración parcial, siendo para los pozos del K1 de 13.6 promedio y para los pozos del JSK de 22 promedio.

7. En los pozos del K1 la relación de productividad aumenta al aumentar el producto (Dolomitización (%)) por (Intensidad del fracturamiento, eventos DCA), igualmente se tiene que a mayor producto (Dolomitización (%)) por Intensidad de fracturamiento, eventos DCA) se tiene una mayor producción acumulativa unitaria.

8. La información que se tiene de la calidad de la cementación es poca a tal grado que no es posible determinar su influencia en la RP.

9. Las perforaciones hechas en los pozos del campo Cárdenas, tanto del Cretácico Inferior como del JSK resultaron dañadas, pero la mayoría del daño fue eliminado con una estimulación de limpieza.

RECOMENDACIONES

1. Emplear, en el diseño de perforaciones o disparos, cada uno de los métodos analizados con el fin de determinar su aplicabilidad.
2. Empleo del método de Locke para yacimientos homogéneos, ya que para su determinación se usó un mayor número de factores, además presenta un nomograma para el cálculo de la relación de productividad, y para yacimientos heterogéneos emplear el método de Tariq¹².
3. Determinar la información necesaria para obtener la relación de productividad mediante el análisis de núcleos, presiones de fondo, registros geofísicos, así como de información extrapolada del campo en desarrollo.
4. Diseñar con anticipación las perforaciones, tomando en cuenta la información requerida, tratando de obtener una relación de productividad de uno o mayor. Una vez efectuadas las perforaciones, evaluarlas.
5. En yacimientos de rocas carbonatadas con heterogeneidades, determinar éstas y también las zonas dolomitizadas y fracturadas para perforarlas.
6. Antes de efectuar las perforaciones verificar que el intervalo a perforar tenga la cementación en buenas condiciones, usar fluidos de control limpios, emplear, en el momento de la perforación, presiones dife

renciales negativas, inducir, lo más pronto posible, a fluir el pozo.

7. Al perforar intervalos naturalmente fracturados, determinar la dirección de las fracturas y efectuar perforaciones orientadas, perpendiculares a esta dirección.

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

- a = Penetración de las perforaciones, (pg).
- a_D = Penetración de las perforaciones, adimensional.
- B_g = Factor de volúmen del gas, $(bi/10^3 \text{ pies}^3)$.
- B_o = Factor de volúmen del aceite, (M^3/M^3) .
- C = Efecto de la T.R. y las perforaciones sobre la relación de productividad del pozo, adimensional.
- CFE = Eficiencia de flujo del núcleo, en fracción.
- d = Daño.
- d_p = Diámetro de las perforaciones, (pg).
- d_{pD} = Diámetro de las perforaciones, adimensional.
- d_w = Diámetro del pozo, (pg).
- e = Intervalo de fractura, (pg).
- D = Parámetro de velocidad, para flujo de alta velocidad (Flujo no-Darcy, $(1/10^3 \text{ pies}^3 \text{ a condiciones estándar}/dfa)$.
- Ft = Pie.
- h = Espaciamiento vertical entre disparos (ft).
- h_D = Espaciamiento vertical entre perforaciones, adimensional.
- h_D^* = Espesor del yacimiento, adimensional.
- h_p = Espesor del intervalo perforado (ft ó M).
- h_c = Espesor neto permeable de la formación productora, (pies ó M).
- h_{wD} = Espesor del yacimiento perforado, adimensional, ref. 15.
- i = Número de columnas de disparos o perforaciones.
- JSK = Jurásico Superior Kimmeridgiario.
- k = Permeabilidad de la formación, sin daño, del análisis de presiones

- de fondo, (md).
- k_{cz} = Permeabilidad de la zona triturada y compactada alrededor de la perforación (md).
- k_d = Permeabilidad de la formación dañada, (md).
- k_{dcz} = Permeabilidad en torno a la perforación cuando el disparo se efectuó en una zona de permeabilidad k_d , (md), (igual a $k_d \times k_{cz}$).
- k_f = Permeabilidad de fractura, (igual a 1 Darcy).
- k_h = Permeabilidad horizontal de la formación, (md).
- k_i = Permeabilidad del núcleo perforado, considerando una perforación ideal, limpia, de la misma profundidad, en el Laboratorio.
- k_m = Permeabilidad de la matriz, (igual 1 md).
- k_p = Permeabilidad del núcleo perforado, considerando una perforación real dañada, de igual profundidad que para k_i .
- k_{ri} = Permeabilidad promedio de la formación, obtenida despejándola de la ecuación de Darcy, de pruebas de índice de productividad, (md).
- k_{xx}, k_{yy}, k_{zz} = Coeficientes de permeabilidad en las direcciones x, y, z.
- k_v = Permeabilidad vertical de la formación, (md).
- K = Coeficiente de permeabilidad.
- $k_c = \frac{r_p' r_w'}{r_p r_w}$
- K_1 = Cretácico Inferior.
- K_0 = Función Henkel de orden cero.
- L = Distancia entre la pistola y la T.R., (pg).
- m = Densidad de perforaciones (cargas/pie) ó (cargas/m).
- md = Milidarcy.
- m_t = Número total de perforaciones en el intervalo perforado.
- M = Metros

- MPCD = Miles de pies cúbicos a condiciones estándar por día.
- n = Distancia de la imagen a la cima del intervalo productor (=0,1,2, etc.).
- p = Presión (lb/pg²) ó (kg/cm²).
- pg = Pulgada.
- p_h = Presión hidrostática.
- p_{sf} = Presión superficial fluyendo.
- p_{wf} = Presión de fondo fluyendo.
- p_y = Presión estática del yacimiento.
- q_{gp} = Producción de gas (10³ pies³ a condiciones estándar/día), en pozo revestido y perforado.
- q_{gr} = Producción de gas (10³ pies³ a condiciones estándar/día), en pozo descubierto y sin daño.
- q_p = Producción de aceite en pozo revestido y perforado (bl a condiciones estándar/día).
- q_r = Producción de aceite en pozo descubierto y sin daño (bl a condiciones estándar/día).
- p_{ss} = Estado pseudo-estacionario.
- r_d = Radio de la zona dañada (pg).
- \bar{r}_d = Radio de la zona dañada, adimensional.
- r_e = Radio de drenaje del pozo (pg).
- \bar{r}_e = Radio de drenaje del pozo, adimensional.
- r_p = Radio de las perforaciones (pg).
- r_w = Radio del pozo (pg).
- RP = Relación de productividades, (fracción).
- (RP') = Relación de productividades deseada (fracción).
- s_{cz} = Factor de daño causado por el daño a las perforaciones en el momento de efectuarse éstas, adimensional.
- s_d = Factor de daño real, causado por el daño en la formación, adimensional.
- s_{Dq} = Pseudo factor de daño causado por la turbulencia del flujo = Dq.

- s_p = Factor pseudo daño causado por la tuberfa de revestimiento y las perforaciones, adimensional.
- s_{pp} = Factor de pseudo daño causado por la penetración parcial del yacimiento, adimensional.
- ss = Estado estacionario.
- s_t = Factor total de daño, adimensional.
- s_0 = Factor de pseudo daño, adimensional, causado por la desviación del pozo.
- T.R. = Tuberfa de revestimiento.
- v = Velocidad del fluido en la formación
- w = Amplitud de la fractura (microns)
- WFE = Eficiencia de flujo del pozo.
- x = Eje de coordenadas (abscisa).
- y = Eje de coordenadas (ordenada).
- z = Coordenada cilíndrica (r, θ, z).
- z_w = Elevación del punto medio del intervalo perforado con respecto a la base del yacimiento.
- z_{wd} = Elevación del punto medio del intervalo perforado con respecto a la base del yacimiento, adimensional.
- α = Exponente de la velocidad V .
- B = Factor de turbulencia o coeficiente de velocidad (efectos de flujo de alta velocidad a través de medios porosos) (l/pie).
- θ_2 = Separación angular de las perforaciones ($^\circ$).
- θ_i = Angulo de la columna i de perforaciones con respecto al eje X ($^\circ$).
- θ_w = Desviación del pozo ($^\circ$).
- μ = Viscosidad del fluido del yacimiento (c.p.).
- μ_g = Viscosidad del gas (c.p.).

μ_0 = Viscosidad del aceite (c.p.).

π = 3.1416

ρ = Densidad del fluido de la formación.

ρ_e = Radio adimensional de drenaje (r_e/h).

ρ_p = Radio adimensional de las perforaciones (r_p/h).

ρ_w = Radio adimensional del pozo (r_w/h).

ΔP = Caída de presión entre el yacimiento y el pozo ($p_y - p_h$).

$(-\Delta P)$ = Diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo para $p_h < p_y$.

$(+\Delta P)$ = Diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo para $p_y > p_h$.

∇p = Gradiente de $p = \frac{d p}{d s} = \frac{\partial p}{\partial x} i + \frac{\partial p}{\partial y} j + \frac{\partial p}{\partial z} k$

- μ_o = Viscosidad del aceite (c.p.).
 π = 3.1416
 ρ = Densidad del fluido de la formación.
 ρ_e = Radio adimensional de drenaje (r_e/h).
 ρ_p = Radio adimensional de las perforaciones (r_p/h).
 ρ_w = Radio adimensional del pozo (r_w/h).
 Δp = Caída de presión entre el yacimiento y el pozo ($p_y - p_h$).
 $(-\Delta p)$ = Diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo para $p_h < p_y$.
 $(+\Delta p)$ = Diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo para $p_y > p_h$.

$$\nabla p = \text{Gradiente de } p = \frac{d}{ds} = \frac{\partial p}{\partial x} i + \frac{\partial p}{\partial y} j + \frac{\partial p}{\partial z} k$$

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

1. "History of Petroleum Engineering", API Div. of Production, Dallas, (1961).
2. Muskat M. : "The Effect of Casing Perforation on Well Productivity", Trans., AIME (1943) 151, 175-184.
3. McDowell J.M. y Muskat M. : "The Effect on Well Productivity of Formation Penetration Beyond Perforated Casing", Trans., AIME (1950) 189, 309-312.
4. Howard R.A. y Watson M.S.: "Relative Productivity of Perforated Casing, I", Trans., AIME (1950) 189, 179-182.
5. Howard R.A. y Watson M.S.: "Relative Productivity of Perforated Casing, II", Trans., AIME (1950) 189, 323-324.
6. Howard R.A. y Watson M.S.: "Relative Productivity Index of Gun Perforated Completions", W. Oil (Feb. 1952) 166-172.
7. Harris M.H.: "The Effect of Perforating on Well Productivity", JPT (Abril, 1966) 518-528.
8. Klotz J.A., Krueger R.F. y Dye D.S.: "Effect of Perforation Damage on Well Productivity", JPT (Nov., 1974) 1303-1314.
9. Hong K.C.: "Productivity of Perforated Completions in Formations with

- out Damage". JPT (agosto, 1975) 1027-1038.
10. Locke S., "An Avanced Method for Predicting the Productivity Ratio of a Perforated Well", JPT (Dic., 1981) 2481-2488.
 11. Tariq S.M.: "Evaluation of Flow Characteristics of Perforations Including Non-Linear Effects Using Finite Element", artículo SPE 12781, 1984 California Regional Meeting, Long Beach, Ca. (abril 11-13, 1984).
 12. Tariq S.M., Ichara M.J. Ayestaran L.: "Performance Completions in the Presence of Common Heterogeneities, Anisotropy, Laminations or Natural Fractures", artículo SPE 14320, 1985 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Las Vegas, Nv. (sep. 22-25, 1985).
 13. Todd B.J. y Bradley D.J.: "Perforation Geometry and Skin Effects on Well Productivity", artículo SPE 15029, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference of SPE, Midland, Tx. (marzo 13-14, 1986).
 14. Hawkins M.F.: "A Note on the Skin Effect", nota técnica 389, Trans. AIME (1956) 207, 356-357.
 15. Cinco L.H. y Colaboradores: "Pseudo Skin Factors for Partially-Penetrating-Directionally-Drilled Wells", artículo SPE 5589, 1975 Dallas, 50th Annual Fall Meeting, Dallas, Tex., (sept. 28-oct. 1ºde 1975).
 16. Mcleod, H.O. Jr.: "The Effect of Perforating Conditions on Well Performance", JPT (enero, 1983) pág. 31-39.

17. Russell D.G.: "Extensions of Pressure Build-Up Analysis Methods", SPE Reprint Series No. 9, Pressure Analysis Methods, pág. 175-187.
18. Mathews, Brons y Hazebroek: "Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir", SPE Reprint series No. 9, Pressure Analysis Methods.
19. Max Suter y Mario Vargas, "Dolomitización e Intensidad de Fracturamiento del Campo Cárdenas", Schlumberger México.
20. Archivos de la Gerencia de Ingría. de Yacimientos, México.
21. Nava y Colaboradores: "Evaluación Geológica del Campo Cárdenas", Gcia. de Desarrollo de Campos e Incorporación de Reservas, Junio de 1982.
22. Fong A.J.L.: "Análisis de la Historia de Explotación del Campo Cárdenas", Suptcia. de Ingría. de Yacimientos, Zona Sureste, sept. 1984.
23. Schlumberger Engineered Production Services.
24. Thompson: "Effects of Formation Compressive Strength on Perforator Performance". Presentado en la Reunión del Southern District, API Division of Production, Marzo 1962.
25. Saucier R.J.: "A Laboratory Study of Perforations in Stressed Formation Rocks", JPT, SEP de 1978, pág. 1347-1353.
26. Brons F.: "The Effect of Restricted Fluid Entry of Well Productivity",

JPT, febrero 1961.

27. Semaniego V.F.: "Estudio de la Productividad del Pozo Akal 1-A", Ingeniería Petrolera, Junio de 1980.
28. Benedyczak y Al-Towailib: "Off Shore Sandstone Reservoir Perforating Practices Used", artículo SPE 11497, Manama 1983, Middle East Oil Technical Conference, Manama, Bahrain (marzo 14-17, 1983).
29. Stearns G.H.: "Effect of Drilling and Completion Methods on Producing Well Performance", The Petroleum Engineer (agosto 1957), pág. B.35-B.38.
30. Krueger R.: "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oil Field Operations", JPT, (febrero de 1986), pág. 131-152.
31. Schulumberger: "Log Interpretation Charts", English-Metric, 1979, pág. 65.
32. Miller, Dyes y Hutchinson: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Build-Up Characteristics", SPE Reprint Series No. 9, Pressure Analysis Methods.
33. Archivos de la Superintendencia de Ingeniería Petrolera, Zona Sureste.
34. Krueger R.F.: "Joint Bullet and Jet Perforation Test", API, Pacific Coast District Meeting, (mayo 1956), pág. 126-140.

35. Maier L.F. y Helner S.H.: "Jet-Vac Differential Pressure Perforating", The Journal of Canadian Petroleum, (oct.-dic. de 1972), pág. 26-30.
36. Bell W.T.: "Perforating Techniques for Maximizing Well Productivity", artículo SPE 10033, 1982 China International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of the SPE Beijing, China (marzo 18-26, 1982).
37. Regalbuto J.A. y Riggs.: "High Differential Pressure, Radial Flow Characteristics of Gun Perforations", artículo SPE 14319, Annual Technical Conference, Las Vegas, NV. (septiembre 22-25, 1985).
38. Bell W.T. y Colaboradores: "Laboratory Flow Characteristics of Gun Perforations", JPT, septiembre de 1972, pág. 1095.
39. Brieger y Stoval: "Perforating Damage: Here's One Field Tested Solution", World Oil, noviembre de 1976, pág. 69-72.
40. Colle Ed A.: "Completion Technique for Over Coming Formation Damage", artículo SPE 7009, 1978 Louisiana Third Symposium of Formation Damage Control of the SPE of AIME, Lafayette, Louisiana (febrero 15-16, 1978).
41. Perry G. y Smith G.: "Natural Completions...", Drilling-DCW, (abril de 1980), pág. 56-60.
42. Bell W.T.: "Perforating Underbalanced-Evolving Techniques", JPT (octubre 1984), pág. 1653-1662.
43. Samaniego V.F.: Apuntes de la clase de Explotación Avanzada, 1986.
44. Paul Papatzacos: "Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells", SPE Reservoir Engineering, (mayo 1987), pág. 227-234.