

23
2EJ



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

1995
1112

**MODELO DE AJUSTE PARA EL CALCULO DEL
PSEUDO-DAÑO POR PENETRACION PARCIAL
E INCLINACION DE POZOS.**

T E S I S
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
RAFAEL E TORRES GARCIA



MEXICO, D. F.

1995

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

FACULTAD DE INGENIERIA

DIRECCION
60-1-071



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

SR. RAFAEL TORRES GARCIA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Roberto Padilla Sixto, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

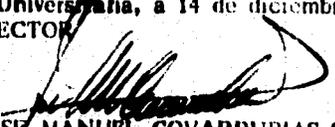
**MODELO DE AJUSTE PARA EL CALCULO DEL PSEUDO-DAÑO POR
PENETRACION PARCIAL E INCLINACION DE POZOS**

- I INTRODUCCION
- II FACTOR DE DAÑO
- III DISCRETIZACION DEL DAÑO
- IV MODELO DE AJUSTE
- V RESULTADOS
CONCLUSIONES
NOMENCLATURA
REFERENCIAS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 14 de diciembre de 1994
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS:EGM/ptg

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Tesis:

Modelo de Ajuste para el Cálculo del Pseudo-Daño por Penetración Parcial e Inclinación de pozos

Tesis que presenta:

**Rafael Torres García.
8324450-4**

Director de Tesis:

Ing. Roberto Padilla Sixto.

Jurado de Examen profesional:

Presidentes: Ing. Manuel Villamar Viguera.

Vocal: M. en I. Rafael Rodríguez Nieto.

Secretario: Ing. Roberto Padilla Sixto.

Primer Suplente: Ing. Salvador Macías Herrera.

Segundo Suplente: M. en I. Rafael Herrera Gómez.

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis simboliza los esfuerzos y sacrificios de mis queridos padres:

**Rafael Torres Reyes
Guadalupe García de Torres**

Para mis hermanos:

**Beatriz Eugenia
Alejandro
Juan Manuel**

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería.

Con especial agradecimiento a la Gerencia de Desarrollo Tecnológico y a los Ingenieros:

**Teófilo Gutiérrez Acosta
Gilberto Martínez Crespo
Ulises Rico y Saldaña
Arnulfo Pimentel R.**

A mis amigos de la Gerencia:

**Vicente García
Salvador Alanís
Norma Trujillo
Norma Barros
María de la Luz Rodríguez
Rubén Barajas**

En especial a Teresa Alonso A. por su honestidad, apoyo y por ser una persona con la que siempre se puede contar.

Con gran afecto a mis amigos:

**Martín Ortega
Aurora
Patricia
Cynthia
Israel
Gissela**

Para Eva Sánchez Olea, mi sincero aprecio por su ayuda y motivación para conformar mis estudios. Muchas Gracias.

CONTENIDO

	Pag.
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO II	
FACTOR DE DAÑO	6
Efecto de Daño en la Productividad de Pozos.	15
Causas de Baja Productividad en Pozos.	29
Problemas Debidos a la Producción.	34
Daño Generado por Diversas Operaciones.	37
Otras Causas Importantes de Daño.	48
Cálculo del Daño a Partir de Pruebas de Presión.	53
Relación Entre Daño y Eficiencia de Flujo.	57
CAPÍTULO III	
DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO	61
Pseudodaño por Disparos.	65
Pseudodaño por Fracturas Inducidas.	76
Pseudodaño por Flujo Turbulento.	78
Daño por Alteración de la Permeabilidad de la Formación.	80
Pseudodaño por Penetración Parcial.	81
Pseudodaño por Desviación del Pozo.	90
Pseudodaño por Penetración Parcial y Desviación del Pozo.	93

CAPÍTULO IV	MODELO DE AJUSTE	
Antecedentes.		97
Planteamiento del Problema.		103
Modelo de Aproximación.		108
CAPÍTULO V	RESULTADOS	113
Ejemplo de Aplicación		119
Conclusiones y Recomendaciones		123
NOMENCLATURA		124
REFERENCIAS		127

Capítulo I
Introducción

INTRODUCCIÓN

Un parámetro de gran importancia en la caracterización de yacimientos es el factor de daño s , el cual ha sido tema de estudio desde hace varias décadas¹⁻⁵¹, y tradicionalmente usado para cuantificar la magnitud del efecto de alteración de la zona vecina al pozo.

Varios autores han estudiado el efecto de daño por penetración parcial e inclinación del pozo, considerando un pozo perpendicular a la formación, donde este tipo de terminación de pozos, causa un decremento en la productividad del pozo. Sin embargo como fue señalado por Cinco Ley y col.⁵⁰, muchos pozos no penetran a la formación perpendicularmente. Esta situación crea un incremento en la productividad del pozo con respecto a un pozo vertical parcialmente penetrante. Por otro lado, es común encontrar que la permeabilidad de la formación en la zona inmediata al pozo es diferente a la permeabilidad de la formación; para esto, cuando $k_s < k$, se dice que el pozo está dañado; si $k_s > k$, el pozo está estimulado.

El propósito de este trabajo es evaluar el pseudodaño $s_{p,6}$, para pozos inclinados parcialmente penetrantes, mediante la aplicación de una expresión práctica, partiendo del polinomio presentado por Padilla y col.⁵¹, el cual, como se verá en el Capítulo IV, requiere de tres cálculos para su evaluación. También

se presentará el aspecto técnico que involucra el problema, así como el modelo para simplificar aún más el cálculo del pseudodaño por penetración parcial e inclinación de pozos; éste a través de la presentación de un polinomio de aproximación, con el cual un sólo cálculo es requerido para estimar s_{p+g} .

Capítulo II
Factor de Daño

CAPÍTULO II

FACTOR DE DAÑO

En las diferentes etapas de perforación, terminación, reparación, y producción que se realizan en un pozo, se puede alterar una zona a su alrededor, quedando con una permeabilidad diferente a la original k . Van Everdingen¹ introdujo el concepto de factor de daño, observando que las presiones medidas en los pozos frecuentemente no eran iguales a las calculadas, por lo que concluyó que se debía a restricciones al flujo alrededor del pozo, como resultado de una película infinitesimal en la cara del pozo, en donde ocurre una caída de presión adicional que se debe precisamente a dicho fenómeno, Fig. II.1.

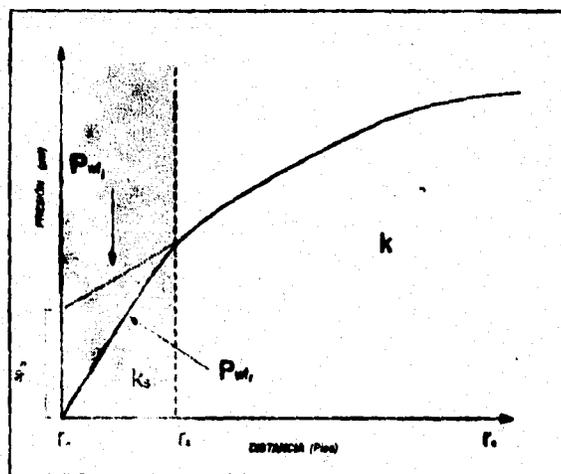


Fig. II.1. Comportamiento de Presión Contra Distancia, en un Sistema Radial de Radio del Pozo r_w y de Drenaje r_s .

Ver nomenclatura y referencias al final del trabajo.

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional, ΔP_s , la cual se define por²:

$$\Delta P_s = P_{wf_i} - P_{wf_r} \tag{II.1}$$

donde: P_{wf_i} : Presión de fondo ideal.

P_{wf_r} : Presión de fondo real.

También puede ser definida en unidades Darcy por la siguiente expresión:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \tag{II.2}$$

De la ec. II.2 se puede observar que la caída de presión adicional es directamente proporcional a daño, e inversamente proporcional a la permeabilidad.

En donde:

- k : Permeabilidad de la formación (md).
- q_o : Gasto de producción de aceite (BPD).
- h : Espesor neto productor o inyector.
- μ_o : Viscosidad del fluido en (cp).

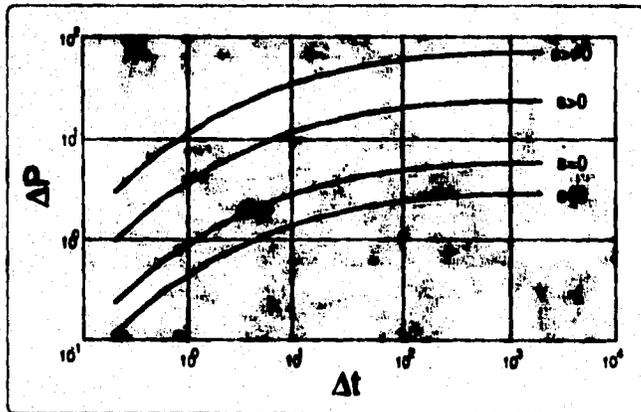


Fig. II.2. Comportamiento de Presión con Respecto al Tiempo Dependiendo del Efecto de Daño.

La Fig. II.2, muestra el comportamiento de presión contra tiempo, para diferentes condiciones de daño, donde caídas de presión grandes están asociadas a daños positivos.

Considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede servir para conocer la respuesta del pozo. Para flujo permanente, en un yacimiento cilíndrico, Fig. II.3, se tiene :

$$\Delta P_s = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf_i})}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \tag{II.3}$$

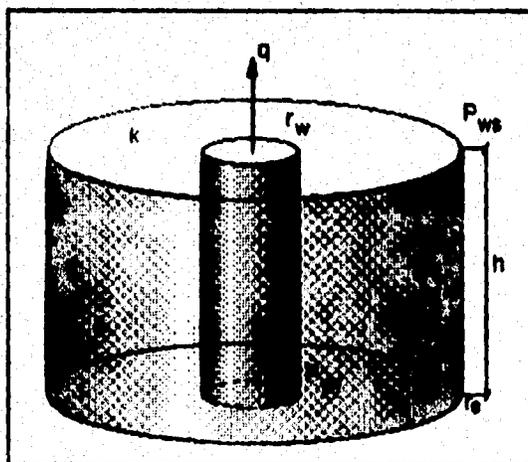


Fig. II.3. Condiciones Esquemáticas en un Yacimiento Radial Circular

Para la determinación del gasto tenemos:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf_i})}{\mu \left\{ \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right\}} \tag{II.4}$$

La ec. II.4, representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde s , es el factor de daño. Cada uno de los términos de la ecuación afectan directamente a la productividad del pozo. Los parámetros que pueden modificarse, se restringen básicamente a la permeabilidad k y al factor de daño. Las variaciones del gasto contra la caída de presión se pueden ver en la Fig. II.4, en donde el factor de daño recae en reducciones o incrementos en la producción del pozo. Así mismo de la Fig. II.4 se puede observar que dado un gasto q_{rj0} , el efecto de daño recae en mayores caídas de presión conforme $s > 0$, y se reducen substancialmente cuando $s < 0$. Lo anterior da una idea de la importancia de conocer el factor de daño en el cálculo de la productividad de los pozos.

Se puede concluir que, un valor grande de s , en general, será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación, terminación, etc. del mismo; y un valor negativo (yacimiento fracturado, pozos estimulados etc.), causará condiciones de flujo favorable con un consecuente incremento en la productividad del pozo, Fig. II.4.

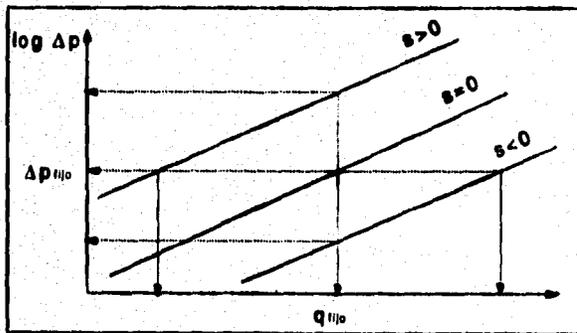


Fig. II.4. Variación del Gasto con Respecto al log de ΔP .

Considerando flujo radial y terminación en agujero descubierto, Hawkins³ presentó una expresión para el factor de daño, utilizando la ecuación de Darcy para fluidos incompresibles, en régimen permanente:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad \text{II.5}$$

En donde k_s y r_s son la permeabilidad y el radio de la zona dañada respectivamente, k es la permeabilidad del yacimiento y r_w , es el radio del pozo.

Se puede observar que si $k = k_s$ ($r_s = r_w$), no existe daño ($s = 0$); si $k < k_s$ se tendrá un daño negativo ($s < 0$), siendo el caso de un pozo estimulado o fracturado; y cuando $k > k_s$, se presenta un daño positivo ($s > 0$), lo que implica reducciones en la productividad de los pozos.

El daño a una formación productora de hidrocarburos se traduce como la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

En condiciones normales de los pozos, sobre todo en su terminación, la zona vecina al pozo se encuentra dañada debido a la invasión de fluidos y materiales de perforación, a la cementación de tuberías, a la alta saturación de gas alrededor del pozo, a la penetración parcial y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo en producción (como son los disparos y la inducción del pozo)⁴. Por ello, es importante analizar las causas de la caída de presión que se generan al llevar los fluidos del yacimiento al pozo; en donde esta caída de presión controla en gran medida el gasto de fluidos al pozo. El análisis consiste en considerar, como se muestra en la Fig. II.5, el flujo de fluidos desde el radio de drenaje del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo, generalmente alterada, y de aquí al intervalo perforado a través de los agujeros de los disparos.

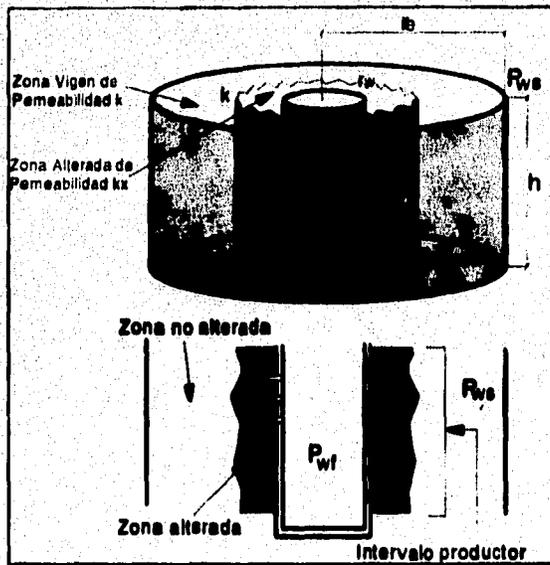


Fig. II.5 Diagrama típico de flujo de un yacimiento al pozo.

La caída de presión total puede ser calculada como la suma de cada una de las caídas de presión siguientes⁵:

$$\Delta P = \Delta P_{fm} + \Delta P_i + \Delta P_{nl} + \Delta P_p + \Delta P_d + \Delta P_{tp} \quad \text{II.7}$$

donde en particular:

- ΔP_{fm} : Caída de presión causada por el movimiento de los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.
- ΔP_i : Caída de presión para mover los fluidos a través de la zona alterada.
- ΔP_{nl} : Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.

- ΔP_r : Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o del efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.
- ΔP_d : Caída de presión asociada con los disparos (penetración defasamiento y densidad).
- ΔP_η : Caída de presión asociada con el flujo de a través de los disparos.

Parte de este problema (como se verá en el Capítulo III), ya ha sido resuelto por algunos autores.

Para determinar la caída de presión, se requiere registrar la presión del fondo del pozo y su variación con el tiempo, lo cual se hace con un registrador de presión de fondo adecuado. Si se terminara el pozo en agujero descubierto y la inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fondo fluyendo sería diferente y se podría tomar como P_{wf} . En estas condiciones y como se muestra la Fig. II.3 se define una diferencia de presión entre la P_{wf} y la P_{wf} ; comúnmente denominada como caída de presión por daño, ΔP_s .

Van Everdingen y Hurst, relacionaron esta diferencia de presión con el efecto de daño s , como se observa en la ec. II.2, esta ecuación en unidades de campo está dada por:

$$\Delta P_s = \frac{141.2 \mu B q}{k h} s \quad \text{II.7}$$

Por lo cual, ΔP_s (psi) se debe a caídas de presión adicionales causadas por los efectos de alteración en la zona vecina al pozo (ΔP_r), la turbulencia de los fluidos cuando llegan a la zona disparada (ΔP_d), la terminación relativa del intervalo disparado con una zona

FALLA DE ORIGEN

productora (ΔP_p), la restricción al flujo por el patrón y penetración de las perforaciones (ΔP_{pi}) y por las restricciones en los agujeros de las mismas (ΔP_{pr}), es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_i + \Delta P_{ni} + \Delta P_p + \Delta P_{pi} + \Delta P_{pr} \quad \text{II.8}$$

En consecuencia se le puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudo-daño, por lo que el efecto de daño s , está compuesto por los pseudo-factores:

$$s = s_i + s_{ni} + s_p + s_d + s_{ip} \quad \text{II.9}$$

donde:

- s_i : Daño a la formación.
- s_{ni} : Pseudo-factor de daño por turbulencia.
- s_p : Pseudo-factor de daño por penetración parcial.
- s_d : Pseudo-factor de daño debido a los disparos.
- s_{ip} : Pseudo-factor de daño por los agujeros de los disparos.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo, mostrado en la Fig. II.3, suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero descubierto y que los pseudo-factores de daño son nulos, entonces se tendría un factor de daño total, debido exclusivamente al daño a la formación por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad diferente a la de la zona virgen de la formación k .

La Tabla II.1 muestra una escala de valores de acuerdo a la condición de daño del pozo.

Tabla II.1. Valores Típicos del daño y su significancia relativa.

Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

En este trabajo se hará uso de la discretización del daño total propuesta de la siguiente forma:

$$s = \frac{h}{h_w} (s_t + s_d) + s_p + s_\theta + s_f + s_{nl} \quad \text{II.10}$$

en donde:

- h. Espesor total de la formación (pies).
- h_w. Espesor del intervalo abierto al flujo (pies).

Los pseudo-factores de daño que conforman el daño total pueden ser resumidos de la siguiente forma: (s_d) Daño por disparos en la zona productora, (s_f) Efecto de Fracturas, (s_{nl}) Flujo turbulento, (s_t) Reducción en la permeabilidad de la formación, (s_p) Penetración parcial, (s_θ) Desviación del pozo.

El detalle sobre la ecuación II.10 se verá en el Capítulo III.

Efecto del daño en la productividad de pozos.

Con la finalidad de evaluar en forma teórica y cuantitativa los efectos del daño, en principio, se considera un pozo en un yacimiento que no presenta ningún tipo de daño, es decir, suponiendo s=0. En estas condiciones se puede estimar el potencial ideal y natural del pozo con el empleo de la ecuación II.3. En unidades de campo y para flujo estacionario tenemos que:

Para aceite:

$$q = \frac{0.0070822k_o h (P_{wf} - P_{ws})}{B_o \mu_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{II.11}$$

Para gas:

$$q_g = \frac{0.00704k_g h (P_{wf}^2 - P_{ws}^2)}{ZT\gamma M \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{II.12}$$

Para agua (en el caso de que sea un pozo inyector):

$$q_w = \frac{0.007082k_w h (P_{wf} - P_{ws})}{B_w \mu_w \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{II.13}$$

En condiciones ideales es posible con las ecuaciones II.11 - II.13, estimar el potencial natural del pozo. Sin embargo cuando se tiene una terminación con agujero entubado y disparado, el flujo que debe aportar el pozo, debe pasar hacia los agujeros de los disparos. Entonces se tendrá un flujo lineal a través de cada agujero de disparo y el flujo en esta zona podrá estimarse con la ley de Darcy para flujo lineal.⁶

El agujero de los disparos es una zona compactada, es decir, está alterada con respecto a sus características físicas originales y propicia los problemas asociados con los disparos. Estas restricciones se ven incrementadas por los detritos de las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación; esto se agrava cuando los disparos se realizan en el seno de fluidos sucios, es decir con contenido de sólidos. Las consecuencias de esta situación propician que los agujeros de los disparos se encuentren en mayor o menor grado con residuos sólidos y su efecto puede ser estimado considerando que el agujero de la perforación esté empacado con sólidos que propicien una permeabilidad del

orden de darcys. En estas condiciones la ecuación de Darcy para flujo lineal es útil para calcular el gasto de fluido a través del agujero del disparo.

$$q_p = \frac{0.001127kA\Delta P}{B_v \mu_v L} \quad \text{II.14}$$

en donde:

- q_p : Producción a través del los disparos (BPD).
- k : Permeabilidad del empaque (mD).
- A : Área transversal de flujo del agujero (pie²).
- ΔP : Caída de presión a través del agujero (psi).
- B_v : Factor de volumen del fluido (adim.).
- μ_v : Viscosidad del fluido en (cp).
- L : longitud del agujero (pie).

Haciendo un cálculo con la ec. II.14, es fácil darse cuenta que es necesario una limpieza de los agujeros de los disparos (aumentar la k del empaque), para que el pozo pueda manifestarse adecuadamente.

Considerando que no hay restricción en los disparos, es importante evaluar cual sería el efecto en la productividad del pozo por la presencia de daño a la formación. Suponiendo un yacimiento bajosaturado, con flujo radial, con una zona de radio de penetración r_x y permeabilidad k_x , diferente a la permeabilidad k de la formación; haciendo un balance de presiones se tiene que:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = (P_{ws} - P_x) + (P_x - P_{wf}) \quad \text{II.15}$$

FALLA DE ORIGEN

Si se aplica a la expresión II.11 para flujo de aceite:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}{0.007 k_e h} \quad \text{II.16}$$

Donde k_e es una permeabilidad promedio equivalente a las permeabilidades k_x y k_y . Para condiciones de flujo permanente se tiene que:

$$(P_{ws} - P_x) = \frac{B_o \mu_o q_o \ln \left(\frac{r_c}{r_x} \right)}{0.007 k_e h} \quad \text{II.17}$$

$$(P_x - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}{0.007 k_e h} \quad \text{II.18}$$

Sustituyendo las ecuaciones II.16, II.17 y II.18 en II.15 :

$$\frac{B_o \mu_o q_o \ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}{0.007 k_e h} = \frac{B_o \mu_o q_o \ln \left(\frac{r_c}{r_x} \right)}{0.007 k_e h} \left[\frac{1}{k} \ln \frac{r_c}{r_x} + \frac{1}{k_x} \ln \frac{r_x}{r_w} \right] \quad \text{II.19}$$

De donde:

$$k_e = \frac{\ln \frac{r_c}{r_w}}{\frac{1}{k} \ln \frac{r_c}{r_x} + \frac{1}{k_x} \ln \frac{r_x}{r_w}} \quad \text{II.20}$$

En esta ecuación, puede observarse que si k_x y k_e tienden a cero, significa que la respuesta del pozo depende de la restricción de la permeabilidad de la zona alterada, pudiendo en algunos casos no manifestarse el pozo por la presencia de una zona alterada alrededor del mismo con muy baja permeabilidad, esto independientemente de que esta zona sea de pequeña o gran penetración⁷.

Los métodos tradicionales para obtener el comportamiento de afluencia caen en dos variantes: los trabajos teóricos que se basan en la ley de Darcy, es decir consideran flujo laminar^{8,9}, y los métodos basados en datos de campo, en los que el término de flujo no laminar es considerado para la predicción del comportamiento de afluencia como en el caso de Fetkovich¹⁰, el cual señala que el valor del exponente n de la curva de comportamiento proporciona una estimación del grado de turbulencia existente en el flujo de fluidos. En este mismo punto se examina la influencia del efecto de daño s.

El método de la capacidad productora de un pozo es conocido como IPR, Relación de Comportamiento de Afluencia, es un método muy útil para la predicción del gasto, hasta el momento en que el pozo dejará de fluir. Las curvas de IPR también sirven en obtención de la eficiencia del pozo productor.

En 1930, surge un método en el cual se requiere medir la presión de fondo fluyendo y la presión estática para diferentes gastos, a esta medición se le llamó Índice de Productividad IP, definido como los barriles de aceite producido q_o , por la diferencial de presión ($P_r - P_{wf}$), así se tiene que:

$$IP = J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}}$$

II.21

En donde, J es la medida de la capacidad de la formación para producir fluidos, q_o es el gasto de aceite, P_r es la presión media del yacimiento, y P_{wf} es la presión de fondo fluyendo.

Un método analítico desarrollado en 1942 por Evinger y Muskat¹¹, define un factor de productividad teórico o Índice de Productividad, derivado de la ecuación de flujo en estado permanente. Estos autores sugieren que el IP, incluya la capacidad de flujo en el denominador:

$$IP = \frac{q_p}{kh(p_i - P_{wf})} \quad 11.22$$

Una solución simplificada al problema de flujo en dos fases fue dada por Vogel (1968), el cual da una solución numérica al problema de la determinación de la curva de comportamiento de afluencia para flujo en dos fases del yacimiento.

De los resultados numéricos de Vogel obtenidos con varios conjuntos de datos de permeabilidades relativas y propiedades PVT, se obtuvieron curvas de IPR exhibiendo tendencias similares. Presentando una ecuación general (aproximada para flujo en dos fases del yacimiento) con la cual la productividad de los pozos puede ser calculada como:

$$\frac{q_p}{q_{p,max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_i} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_i} \right)^2 \quad 11.23$$

en donde

- q_p : Gasto de producción correspondiente a la P_{wf} , dada una P_i , (BPD).
- $q_{p,max}$: Máximo gasto de producción, (BPD), EF=1.
- P_{wf} : Presión de fondo fluyendo (psi).
- P_i : Presión media del yacimiento (psi).

La expresión 11.23, es conocida como ecuación general de comportamiento de afluencia de Vogel, la cual permite obtener curvas de IPR, con las tres siguientes restricciones:

1. Pozo no dañado o estimulado ($s = 0$).
2. Flujo laminar (ley de Darcy válida)
3. Únicamente flujo en dos fases (aceite y gas).

Vogel menciona que el máximo error en productividades calculadas entra dentro del rango del 20%, comparado con un 80% del método de IP constante.

Una forma útil es graficar todas las IPR's en forma adimensional. De este tipo de gráfica se pueden obtener gastos para cualquier P_{wf} , conocidos como el potencial del pozo Q_{pot} , y la presión media del yacimiento P_r . Así Vogel⁸ presenta una gráfica a la que se le denomina como curva de referencia de Vogel, Fig. II.6, sólo válida para yacimiento con empuje de gas en solución.

La eficiencia de flujo cuando una sola fase se encuentra fluyendo está dada por:

$$EF = \frac{P_r - P_{wf}}{P_r - P_{wf}^*} \quad \text{II.24}$$

P_{wf}^* es la presión equivalente para un pozo no dañado definida como:

$$P_{wf}^* = P_{wf} - \Delta P_d \quad \text{II.25}$$

ΔP_d es la caída de presión debida al daño, dada por la diferencia entre la presión fluyente ideal y la presión fluyente real.

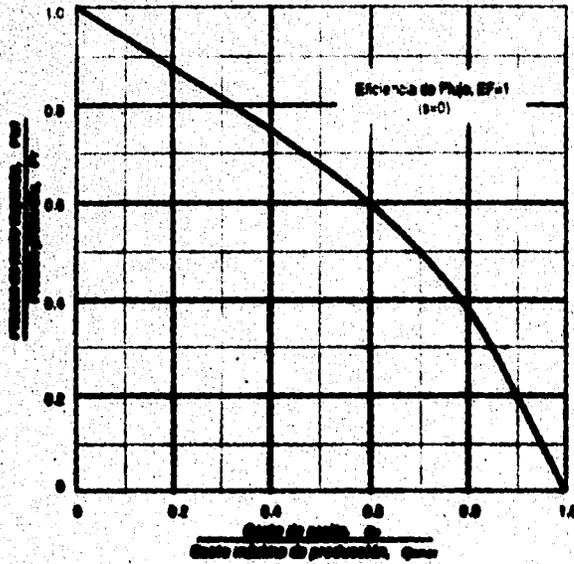


Fig. II.6. Curva de Referencia de Vogel para Yacimientos con Gas en Solución².

En 1970, Standing³ modifica la curva de referencia de Vogel para poder aplicarla a pozos dañados o estimulados utilizando el término de eficiencia de flujo EF, para líquido, es decir, extiende el trabajo hecho por Vogel tomando casos en donde la EF=1.

La presencia del daño alrededor del pozo tiene un efecto importante en la distribución de presión. La Fig. II.7, muestra un perfil de presiones cuando existe daño en un pozo.

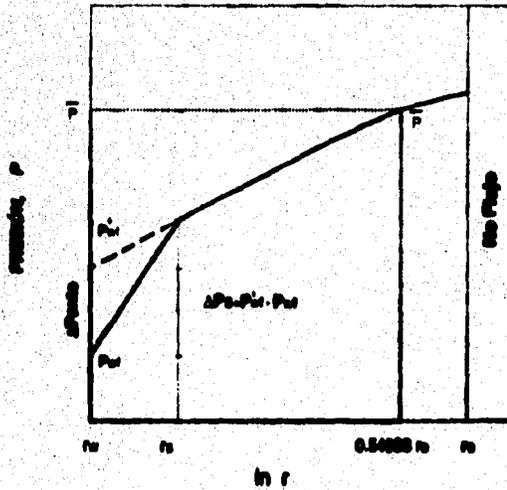


Fig. II.7. Perfil de Presiones Considerando un Pozo Defiado ($s=0$), Drenando de un Yacimiento Circular Limitado².

Standing presenta un conjunto de curvas de referencia, usando valores de eficiencia de flujo EF, entre 0.5 y 1.5, Fig. II.8, el procedimiento de Standing para la obtención del IPR es:

Cálculo del $q_{i,max}$, para $EF = 1$.

Los gastos de flujo pueden ser determinados dadas las EF y las P_{wf} , en donde la ecuación de Vogel puede ser utilizada directamente como:

$$\frac{q_o^{EF=1}}{q_o^{EF=1}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \tag{II.26}$$

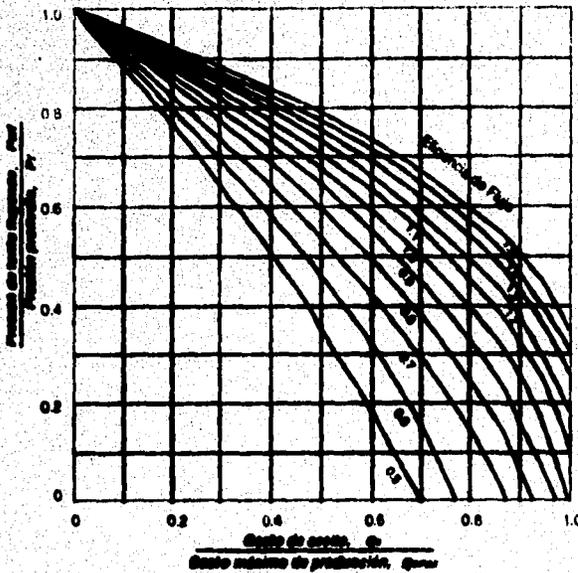


Fig. II.8. Curvas de IPR para Pozos Dañados, para Yacimiento de Aceite con Gas en Solución. Curvas de Referencia de Standing⁹.

$q_o^{EF \neq 1}$ es el gasto cuando la $EF \neq 1$, mientras que la curva de referencia de Vogel es válida sólo cuando $EF = 1$. Para un yacimiento cilíndrico cerrado con un pozo en el centro se calcula con:

$$EF = \frac{\ln 0.472 r_e / r_w}{\ln 0.472 r_e / r_w + s} \tag{II.27}$$

La eficiencia de flujo también expresa la relación del gasto de flujo del pozo con daño a el gasto de flujo sin daño; la expresión II.27, en la ecuación básica de la eficiencia de flujo y se requiere que s , sea conocido; El factor de daño s , puede ser obtenido de una prueba de presión mediante:

$$s = 1.151 \left[(P_{1hr} - P_{wf}) / m - \log \left(\frac{k}{\mu \phi C r_w^2} \right) + 3.23 \right] \tag{II.28}$$

de donde la capacidad de flujo y permeabilidad pueden ser determinadas de la pendiente semilogarítmica:

$$m = 162.6 \frac{q_{11} B_o}{kh} \quad \text{II.29}$$

Fetkovich¹⁰ desarrolló un método que toma como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat¹¹, que es la ecuación básica de flujo radial en estado estable, para calcular el comportamiento no lineal observado en pozos de aceite, es decir, para flujo en dos fases en un yacimiento de radio r_w , drenando un yacimiento horizontal, homogéneo y de radio r_o . Esta ecuación se representa como:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3}}{\ln r_o / r_w} \int_{P_o}^{P_i} f(p) dp \quad \text{II.30}$$

donde P_o es la presión del yacimiento en la frontera externa, considerada constante. $f(p)$, es una función que relaciona las propiedades del fluido y de la roca (movilidad).

Fetkovich hace la suposición que un buen grado de aproximación de $(k_{ro} / \mu_o B_o)$, es una función lineal de P , donde la línea recta pasa a través del origen. Si P_i es la presión inicial de la formación en el caso bajo consideración entonces P_i es suficientemente cercana en términos prácticos a P_o . La suposición de que la línea recta pasa por el origen conduce a la siguiente expresión:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{P}{P_i} \quad \text{II.31}$$

Sustituyendo II.30 en II.31 y considerando que P_o es menor que P_i , entonces:

$$q_o = J_o (P_i^2 - P_o^2) \quad \text{II.32}$$

Otra forma de la ec. II.32. es sustituir la ecuación de línea recta por $f(p)$, en la ecuación correspondiente al periodo dominado por frontera (yacimientos cerrados), donde el valor del exponente "n", puede diferir de la unidad:

$$q = J (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \tag{II.33}$$

La ecuación II.33, la cual es igual en forma que la ecuación para gas:

$$q = C_r (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \tag{II.34}$$

En términos de q_{max} , la ec. II.34, puede ser escrita como:

$$q_{max} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^n \tag{II.35}$$

En donde el exponente "n", varía en el rango de valores de 0.568 y 1.0, muy cerca de los límites comúnmente aceptados para pozos de gas.

Por otro lado el Índice de Productividad J, está dado por:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \tag{II.36}$$

En condiciones ideales con empuje hidráulico 100% efectivo, se puede considerar que P_{ws} , no cambia con el tiempo y se tendrá una línea recta en la gráfica de P_{wf} contra q :

$$P_{wf} = -\frac{1}{J} q_o + P_{ws} \tag{II.37}$$

La gráfica se conoce como Índice de productividad . Fig. II.9.

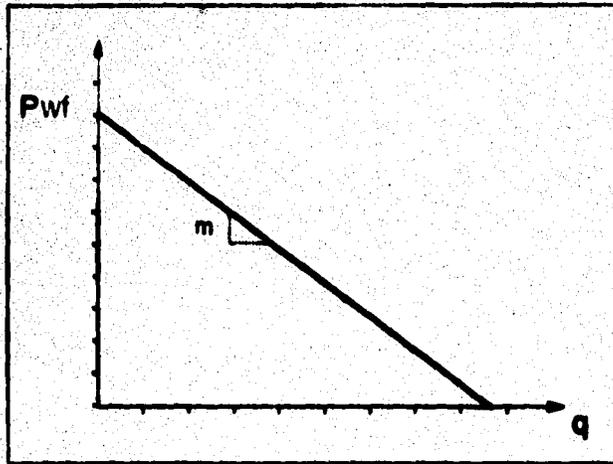


Fig. II.9. Gráfica de Índice de Productividad

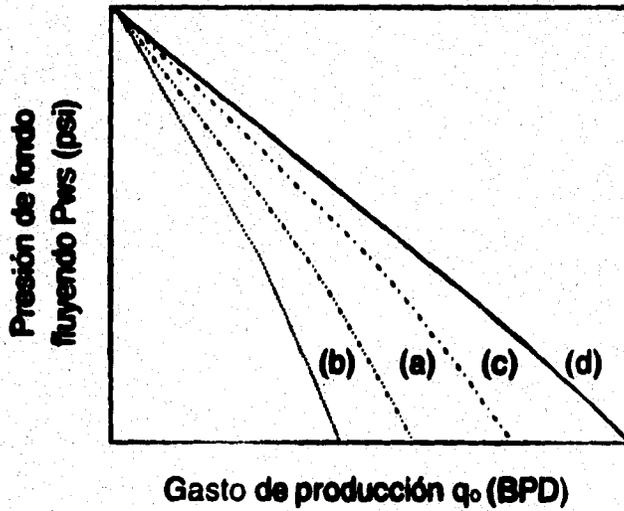


Fig. II.10. Relación de Comportamiento de Flujo (IPR)

De la Fig. II.10 se puede observar que la P_{ws} , disminuye a medida que el yacimiento se explota, por lo que J , cambia en función del tiempo; muestra una curva (a) en la cual se representa el comportamiento real del yacimiento en condiciones originales de la formación. Sin embargo todas las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas, este daño propicia una pérdida de presión adicional a la caída de presión que se tiene en condiciones originales; eso si se considera que el pozo produce con el mismo gasto, situación presentada por la curva (b). Si la formación se encuentra en mejores condiciones en la vecindad del pozo (mayor permeabilidad), la caída de presión será menor, curva (c) y (d). Significa que para una misma caída de presión el gasto en condiciones de formación dañada es menor que el que se obtendría si no hubiese daño.

Para un periodo corto de explotación, independientemente del tipo de empuje del yacimiento, la presión del mismo no cambia sensiblemente, por lo que P_{ws} puede considerarse constante y en consecuencia también el índice de productividad, (lo último sólo es válido para condiciones de flujo laminar).

Por otro lado, si la formación presenta alteraciones en la vecindad del pozo, el índice de productividad J_x , sería de tal forma que (bajo la misma caída de presión), q_x representa el gasto de producción bajo condiciones alteradas. Entonces para flujo estacionario se tiene que:

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{q_x}{q_o} = \frac{\frac{2\pi kh}{\mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}}{\frac{2\pi kh}{\mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}} \quad \text{II.38}$$

Con esta ecuación se puede estimar la relación de índices de productividad. Fig. II.11.

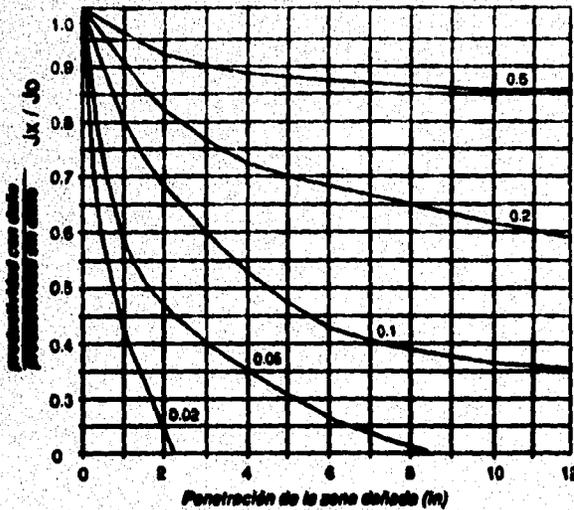


Fig. 8.11. Pérdida de Productividad Debido a la Zona Dañada Alrededor del Pozo.

Causas de baja productividad de pozos.

a) **Problemas en los que se tiene un bajo nivel de control.** (Problemas asociados con el yacimiento y los fluidos).^{12.13}

- **Baja capacidad del yacimiento**

La baja capacidad del yacimiento puede ser consecuencia de bajas permeabilidades y/o espesores, que tiene como consecuencia bajos gastos de producción; para solucionar este problema se pueden realizar tratamientos con ácido o fracturamientos para aumentar la permeabilidad del yacimiento en la vecindad de los pozos.

• **Malas características de permeabilidades relativas**

Las permeabilidades relativas son función de la geometría de los granos, el grado de uniformidad y la distribución del tamaño de los poros, principalmente para un juego de saturaciones; en menor escala también dependen de la viscosidad, tensión interfacial y gradiente de presión. Fig. II.12; Variación de las curvas de K_r .

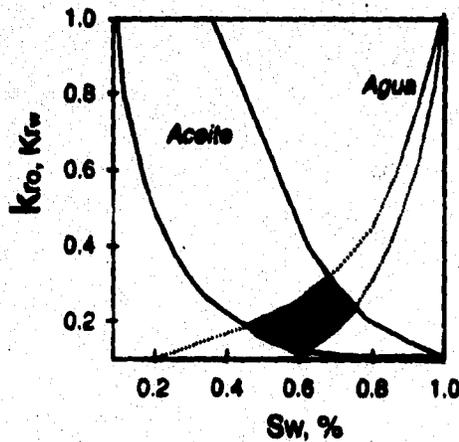


Fig. II.12. Variación de las Curvas de K_r .

• **Reducción de la permeabilidad absoluta**

A medida que la presión de confinamiento aumenta, la permeabilidad absoluta disminuye, este efecto es más pronunciado en rocas de baja permeabilidad. Los esfuerzos sobre roca almacenante aumentan en la vecindad del agujero a medida que la presión declina se reduce la permeabilidad absoluta. Fig. II.13.

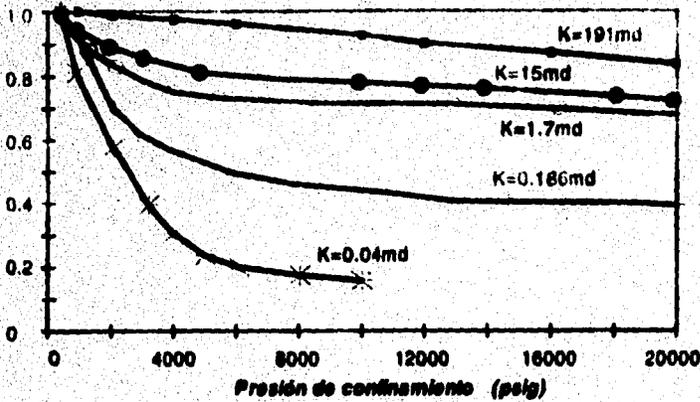


Fig. II.13. Efecto de la Presión de Confinamiento Sobre K

• Baja presión del Yacimiento

La recuperación de aceite depende de la presión del yacimiento y de los procesos de desplazamiento. A medida que baja la presión, disminuye el gradiente de presión que permite el flujo de los fluidos hacia los pozos, Fig. II.14.

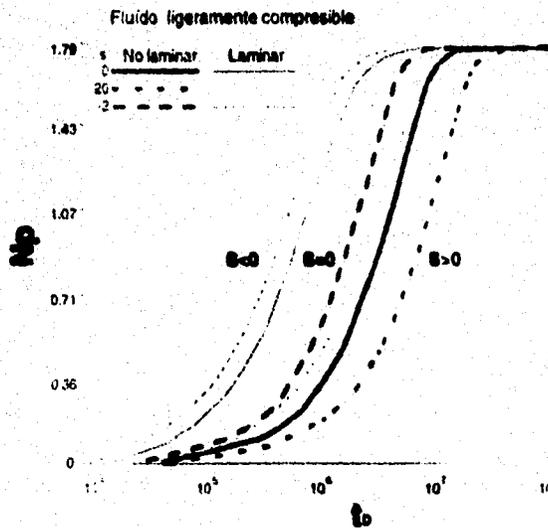


Fig. II.14. Gráfico de la Producción Acumulada Contra Tiempo Adimensional¹⁴.

• **Alta relación gas - aceite**

A medida que la presión declina la saturación de gas aumenta, una vez alcanzada la presión de saturación; al aumentar esta saturación empiezan a producirse grandes volúmenes de gas, reduciéndose la producción de aceite; Fig. II.15.

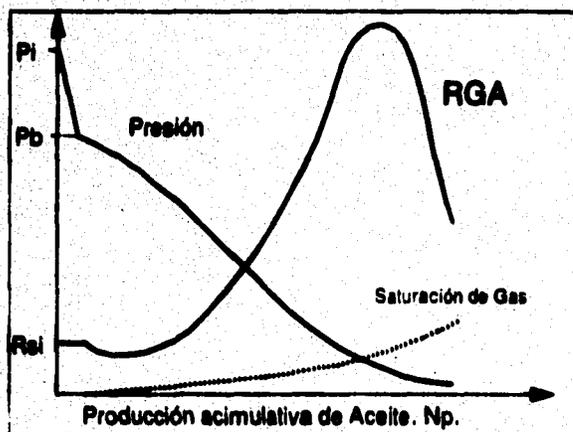


Fig. II.15. Gráfico de Presión Contra N_p

• **Alta viscosidad**

La viscosidad de los crudos varía en un amplio rango. Aplicando la ecuación de Darcy se puede observar que al aumentar la viscosidad disminuye el gasto.

Si el yacimiento está siendo producido por empuje de gas disuelto liberado, la viscosidad del aceite se incrementa a medida que el gas es liberado.

Si los problemas son debidos a altas viscosidades de emulsiones agua-aceite en o cerca del agujero, puede ser económico romper o invadir la emulsión con surfactantes para reducir la viscosidad del fluido producido, aumentando la producción.

- **Alta relación agua aceite**

La producción de agua en un pozo de aceite o gas tiene las siguientes desventajas:

1. Reduce la saturación de hidrocarburos y por lo tanto su permeabilidad relativa.
2. Aumenta los costos de producción, ya que esta agua debe separarse y tratarse, ya sea para inyección en otros pozos o desecharse a la atmósfera.
3. Aumenta el gradiente de presión en las tuberías, con lo cual aumenta la presión de fondo, por lo tanto disminuye la producción.

- **Efectos de turbulencia**

El flujo turbulento produce caídas de presión adicionales a las calculadas por la ley de Darcy. Aunque este tipo de flujo es más común en pozos de gas, también se presenta en pozos de aceite, principalmente en la vecindad del pozo, Fig. II.16.

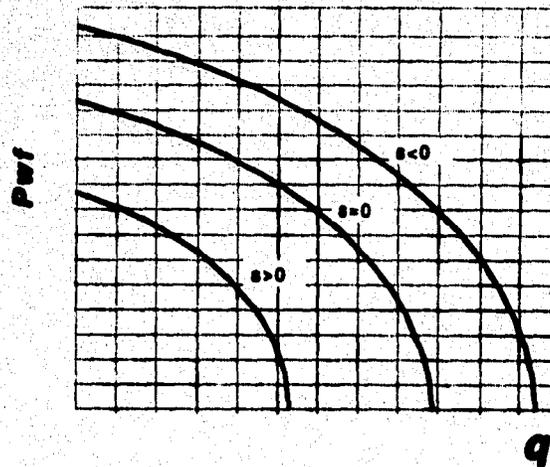


Fig. II.16. Efectos de la Turbulencia en las Curvas de Flujo para Líquido Ligeramente Compresible¹⁸.

b) Problemas debidos a la Producción

• Precipitados Inorgánicos

Las aguas de formación contienen generalmente sólidos en suspensión; a medida que estas son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican produciendo una precipitación de estos sólidos, provocando una restricción al flujo. Los precipitados más comunes son: sulfato de calcio y de bario, y carbonato de calcio y magnesio.

La temperatura, presión, concentración de cloruro de sodio en el agua y la presencia de ciertos tipos de bacterias afectan las características de solubilidad de las aguas de formación. Cuando ocurren caídas de presión al estar produciendo, puede depositarse materia sólida en los poros de la formación, debido a que la caída máxima de presión ocurre alrededor del

agujero es precisamente allí donde el material se deposita masivamente.

Fig. II.17.

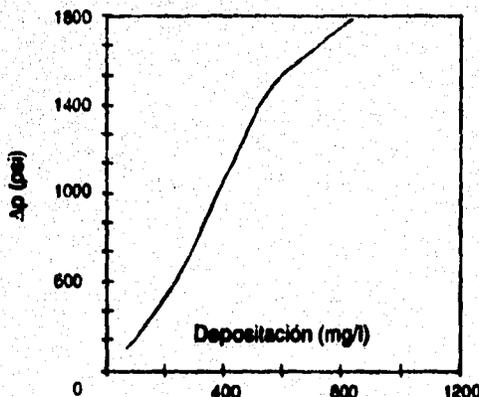


Fig. II.17. Deposition en (mg/l) de CaSO_4 vs Caída Presión.

• Precipitados Orgánicos

Estos precipitados causan problemas en la superficie, en las tuberías de producción y en el yacimiento, pudiendo ser parafinas o ceras (cadenas largas de hidrocarburos) y asfaltenos (anillos aromáticos con pocas ramas y de pesos moleculares de 100 a 140 000).

La precipitación de parafinas se debe principalmente a la composición del aceite y al cambio de temperatura. La deposición de asfaltenos aparentemente es un problema causado por floculación o dispersión total. Existen varios factores que causan esta floculación de estas partículas coloidales, incluyendo la presencia de compuestos alifáticos, la acción de iones metálicos, la temperatura y la presión. La presión es uno de los factores que probablemente influyen más en la deposición en el medio poroso.

- **Baja permeabilidad relativa al aceite.**

Ocurre como el resultado de del aumento de las saturaciones al agua o al gas: cuando se libera gas, se reduce la saturación del aceite y por consiguiente la permeabilidad relativa al aceite, K_{ro} . Fig. II.18.

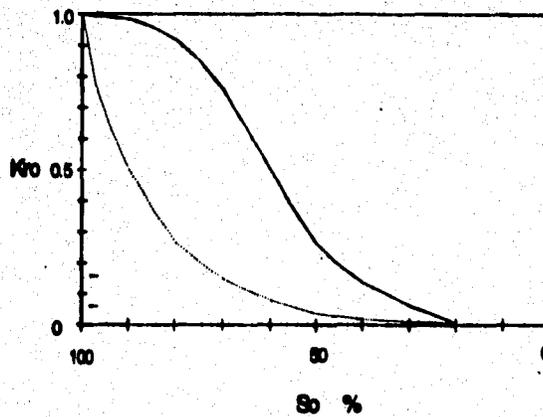


Fig. II.18. Comportamiento Típico de K_{ro} Mojable y no Mojable por Aceite.

Existen fuentes de agua, cuyo efecto dañino se puede evitar, tal como el agua proveniente de otros intervalos a través de fugas en o atrás de la tubería de revestimiento; agua utilizada en fluidos de reparación, agua fugada por empaques defectuosos. filtrados de lodo, cemento y conificaciones.

Daño Generado por Diversas Operaciones

Estudios de laboratorio y de campo indican^{16, 17} que las operaciones realizadas en el campo; perforación, terminación, reparación, producción y estimulación, son una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. Durante muchos años, cuando el precio del aceite era muy bajo, el daño a la productividad fue ignorado y se enfatizaba en disminuir los costos para maximizar la productividad. Sin embargo desde la crisis energética, la prevención del daño y la maximización de la productividad del pozo han adquirido importancia, no solamente en las operaciones comunes sino en recuperación secundaria. Durante la recuperación secundaria, si la conductividad de la inyección y la producción de los pozos es dañada, la eficiencia de barrido y los factores de recuperación son afectados adversamente. El éxito o fallo de proyectos de recuperación secundaria dependen de la habilidad de inyectar determinadas cantidades del fluido especial y de producir con los gastos adecuados.

Debido a la dificultad y el costo de reparar el daño a la formación, lo esencial es prevenirlo. Para lograrlo, los procesos de perforación, terminación y producción deben ser vistos como uno sólo, incluyendo la planeación extensiva, la ejecución y el seguimiento. La mala calidad en los fluidos de control, procedimientos de operación y las propiedades químicas de dichos fluidos en alguna etapa, puede tener consecuencias negativas. Un severo daño a la productividad puede resultar de algún error en el desarrollo del pozo.

Un amplio conocimiento de cómo ocurre el daño a la formación es el primer paso para prevenirlo. Cada operación debe ser estudiada en detalle.

La permeabilidad alrededor del pozo tiene un efecto desproporcionado en la productividad del pozo, esto es ilustrado en la Fig. II.19, para un pozo localizado en una zona concéntrica de diferente permeabilidad alrededor del pozo. En

esta figura se grafica la productividad normalizada contra permeabilidad normalizada en un sistema radial. La normalización se refiere a la división entre los valores de la zona concéntrica y los originales, cuando ambos valores son iguales la normalización = 1, una zona de permeabilidad reducida alrededor del pozo, en un rango desde pulgadas hasta pies, puede reducir la productividad del pozo en sólo una fracción de su valor potencial. La zona dañada es comúnmente referida como "skin" en los cálculos del daño a la formación.

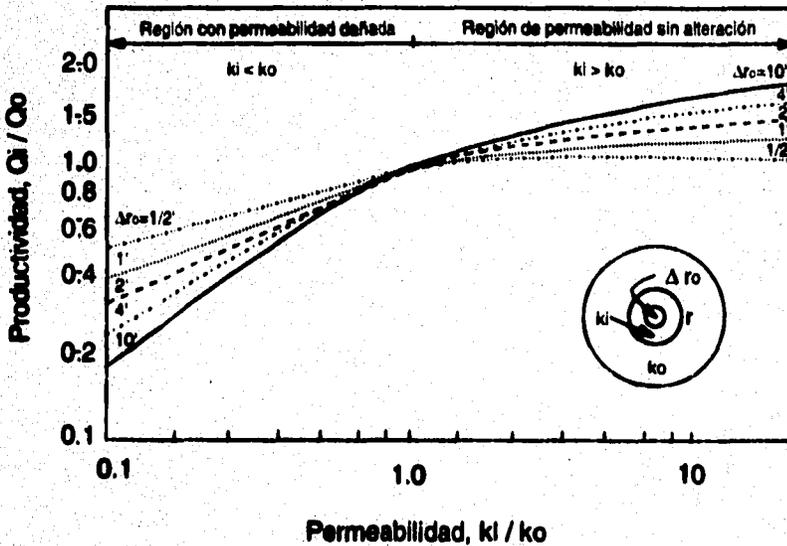


Fig. II.19. Efecto de la Discontinuidad de la Permeabilidad Alrededor del Pozo¹⁷.

Mediante diversos análisis se ha observado que el daño es generado por transporte de sólidos finos, reacciones químicas o su combinación. Para prevenir el daño o diseñar adecuadamente una estimulación, es muy importante que se diagnostique adecuadamente el mecanismo que lo provoca.

Para elaborar el diagnóstico se debe conocer primero la naturaleza del sistema en que se va a trabajar, se debe conocer perfectamente la formación y la ruta que sigue el fluido a través de la formación.

a) PERFORACIÓN

Durante la perforación, la zona productiva del pozo está expuesta a una serie de fluidos y operaciones que afectan fuertemente la capacidad productiva del pozo; cuando se está perforando la zona productora, el fluido de control y la presión diferencial es crítica.

El daño a la formación y su efecto es debido a la interacción del filtrado del fluido de perforación con los minerales de la formación, y a la invasión de sólidos del mismo. La penetración del daño por filtrado depende del control de pérdida de fluido que se tenga en el lodo, y tiene un rango muy amplio, desde pocas pulgadas a varios pies de penetración.

- **Filtrado del lodo de perforación**

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraños. El filtrado del lodo invade las zonas de gas y petróleo alterando la permeabilidad, ya sea por bloqueo, por sólidos o formación de emulsiones, así como por cambios de mojabilidad de la roca. También los sólidos acarreados taponarán los poros, canales y fracturas, además, la acción escariadora de la barrena y los estabilizadores de la tubería, pueden sellar los conductos y fracturas cerca de la pared del pozo.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca, en ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zonas de baja porosidad. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aún cuando en algunos casos puede llegar hasta 10 pies o más. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad a los mismos¹⁶.

Los filtrados de lodo base agua salada o aceite causan poco o ningún daño permanente; el agua salada aumenta la saturación al agua, S_w , disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite K_{ro} ; la cual se restablece con el tiempo o con algún tratamiento. Filtrados de agua dulce (menores a 10 000 ppm.) además de altas saturaciones de agua y bajas permeabilidades relativas al aceite, pueden causar daño permanente a la formación, debido al hinchamiento y migración de partículas de arcilla.

Estudios en núcleos indican que el daño por filtrado puede ser controlado más fácilmente en lodos base aceite y base agua que contengan iones divalentes, tales como Ca^{++} y Mg^{++} . Los factores de daño (permeabilidad de la zona dañada entre la permeabilidad original) para la permeabilidad al aceite comúnmente tienen un rango de 0.3 a 1.0, dependiendo del tipo de filtrado y del tipo de núcleo que se utilice.

El agua dulce causa más daño a algunas rocas que el agua salada; los dos fenómenos que ocurren y causan daño son: a) Hinchamiento de las partículas de arcilla, reduciendo los canales de flujo y b) Dispersión de las partículas que se transportan, ocasionando que se

taponen algunos canales de flujo. El agua con concentraciones de 5 a 10 mil ppm. de cloruro de calcio son más efectivas que con cloruro de sodio para evitar el hinchamiento y dispersión de las arcillas.

El agua dulce del filtrado de lodo causa daño a la formación si éste no está bien controlado. otras causas son los fluidos de terminación, la comunicación con intervalos de agua dulce, los filtrados de cemento y la condensación de vapores en estimulaciones e inyección de vapor.

a) Hinchamiento y migración de Arcillas

El líquido que se filtra dentro de la formación puede provocar que las arcillas sensibles al agua la absorban y se "hinchén" (incrementen su volumen); provocando una disminución en la porosidad y la permeabilidad.

En la Tabla II.2, se presentan los minerales más comunes que componen las principales formaciones sedimentarias productoras de hidrocarburos. Como se observa, el cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) son los componentes principales de las arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de calizas y dolomías. En general, la mayor parte de las formaciones productoras, contienen en mayor o menor cantidad de arcillas; estos minerales son potencialmente factores de daño.

FALLA DE ORIGEN

Tabla II.2. Minerales Más Comunes que Componen las Rocas Sedimentarias^{10,19}.

Mineral	Composición de las Rocas (en % peso)		Composición Química
	Alúvicos	Calcareos	
Cuarzo	70	4	SiO ₂
Feldspatos	2	2	
Ortoclasa			Si ₂ AlO ₈ K
Albita			Si ₂ AlO ₈ Na
Anortita			Si ₂ AlO ₈ Ca
Plagioclasa			Si ₂ Al _{1-x} O ₈ (NaCa)
Micas	1	Trazas	
Biotita			(AlSi ₃ O ₁₀)K(Mg, Fe) ₃ (OH) ₂
Muscovita			(AlSi ₂ O ₁₀)K(Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas	7	1	
Caolinita			Al ₂ (Si ₂ O ₅ (OH) ₄) ₂
Illita			Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂
Smectita			
Clorita			(AlSi ₂ O ₁₀)Mg ₂ (Al, Fe)(OH) ₂
Carbonatos	10	92	
Calcita			CaCO ₃
Dolomita			Ca, Mg(CO ₃) ₂
Ankerita			Ca(Mg, Fe)(CO ₃) ₂
Sulfatos	Trazas	Trazas	
Yeso			CaSO ₄ · 2H ₂ O
Anhidrita			CaSO ₄
Otros	2	1	
Halita			NaCl
Oxidos de Hierro			FeO, Fe ₂ O ₃ , Fe ₃ O ₄

b) Migración de finos.

El poner en contacto arcillas de la formación con agua de un PH mayor a 8 ocasiona que estas partículas puedan dispersarse y por lo tanto migren, obturando los canales de flujo.

c) Formación de emulsiones.

Si el fluido que penetra en la formación contiene agentes que estabilizan las emulsiones, provocadas al poner en contacto fluidos extraños y el aceite de la formación, estas emulsiones permanecerán más tiempo y serán más difíciles de remover.

d) Bloqueo de agua.

Debido a la invasión de agua existe una reducción en la movilidad del aceite y aumento en la saturación del agua, por lo que se debe controlar el filtrado hacia la formación.

• **Sólidos del lodo de perforación**

Los sólidos que penetran en la formación se depositan más adelante, lo que ocasiona un taponamiento de la misma.

La penetración de sólidos del fluido de perforación en los poros de la formación es poco profunda y por lo tanto tiene menor efecto sobre la producción del pozo. El daño por invasión de sólidos es fuertemente dependiendo de la distribución del tamaño de poro, la distribución del tamaño de la partícula en el fluido de perforación y de las sobrepresiones en el pozo.

La profundidad de invasión de partículas sólidas varía de 2 a 30 cm, lo cual puede causar reducciones en la permeabilidad entre el 20% y 90%, dependiendo de los tipos de formación, de los lodos y de la presión.

• **Sobrepresión**

Para minimizar el daño por invasión de sólidos y de filtrado del fluido es necesario tener balanceada la presión entre la ejercida por la columna de fluido y la propia de la formación; si el fluido de control ejerce una alta presión sobre la formación se induce grandemente a la pérdida de fluido

o la invasión de filtrado en zonas más profundas dejando un enjarre grueso que también puede provocar problemas. Este problema puede ser mayor en zonas depresionadas naturalmente.

b) INTRODUCCIÓN DE TR Y CEMENTACIÓN

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento rápidamente, causará una presión diferencial adicional contra las zonas productivas, comprimiendo el enjarre, y aumentando las posibilidades de perder circulación; las lechadas de cemento tienen un alto filtrado, por lo que hay que cuidar que éste no arrastre sólidos y que el agua sea compatible con la formación; también los productos químicos para lavar las lechadas tienen que ser compatibles con los fluidos y minerales de la formación, ya que también podrían modificar sus características.

Los estudios que se han hecho sobre el efecto que el filtrado del cemento produce han sido controversiales, pero se ha postulado que el filtrado del cemento puede ser dañino debido a dos posibles causas:

1. Hidratación del cemento por la sobresaturación de carbonato de calcio seguido por su depositación en los poros.
2. Reacción de las partículas de cal del filtrado con los silicatos de la formación formando hidratos de silicatos de calcio. Los sólidos contenidos en el filtrado del cemento son también una fuente posible de daño.

Lo que sí es seguro, es que se debe tener el mayor control posible sobre la pérdida total de filtrado.

c) TERMINACION DEL POZO

Los sólidos del fluido de terminación pueden taponar la zona alrededor de los disparos, los canales producidos por los disparos generan una zona compactada en donde se reduce la permeabilidad.

Durante la bajada de la tubería de producción, se produce un efecto similar al originado al introducir tubería de revestimiento, se genera una presión diferencial contra la formación, pudiendo originar pérdidas de circulación, los sólidos del fluido pueden taponar fracturas cercanas o la pared del pozo. Si la presión diferencial es alta, estos sólidos pueden ser causa de que las perforaciones del disparo se taponen. Si el fluido contiene iones, no compatibles con las arcillas de la formación, el resultado puede ser catastrófico.

La limpieza de pozos a regímenes o caudales altos, podrían originar un taponamiento por sólidos, dentro de la formación.

• Daño por disparos

Los disparos son aceptados como un método común de terminación, pero se ha observado que se afecta negativamente la productividad si se dispara en el seno de un fluido con sólidos o con una presión mucho mayor que la presión de formación. Se ha observado que la terminación con disparos es menos efectiva de lo que se pensaba, debido al alto taponamiento de las perforaciones.

La Fig. II.20, muestra un núcleo disparado a alta temperatura y presión bajo fluido de perforación, el área oscura dentro del disparo es una zona altamente compactada y taponada por los sólidos deshidratados, el área clara fuera de la perforaciones una zona de roca pulverizada que disminuye la permeabilidad.

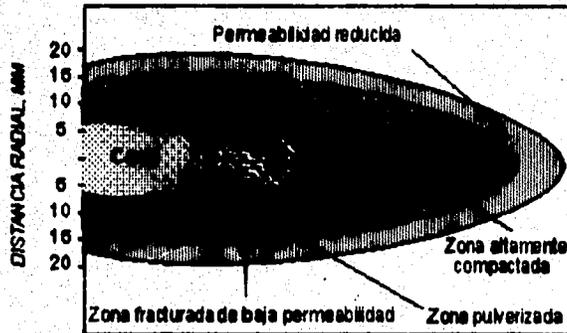


Fig. II.20. Efecto del Disparo Sobre la Formación.

Se puede observar que el problema de obstrucción de sólidos es parcialmente creada por el fluido en que se disparó, por el proceso de disparos y por el daño durante la perforación, por lo que si no se tiene cuidado con los procesos de perforación y los fluidos, se tendrá como resultado un pozo de baja conductividad con una formación dañada.

El daño por los disparos es inherente a ellos, aún bajo las mejores condiciones, inmediatamente después de los disparos la roca pulverizada y compactada y los desechos de las cargas, bloquean los poros de la formación. La Fig. II.20, muestra esquemáticamente cómo queda la zona después de los disparos. Comúnmente la zona dañada alrededor del disparo es de 1/4 a 1/2 pulgada (0.64 a 1.27 cm) y la permeabilidad es

solamente del 7 al 20% de su valor original. La limpieza de los disparos es esencial para que se tenga una adecuada conductividad.

- **Disparos en pozos de inyección.**

Intentar inyectar inmediatamente después de los disparos no es conveniente, primero es necesario hacer una limpieza selectiva de los disparos, en ambos casos pozos inyectoros y productores la limpieza selectiva individual (por ejemplo lavadores succionadores o surge tools) de los disparos asegura una adecuada conductividad de todos los disparos.

Los factores antes mencionados son más importantes en formaciones arenosas. En rocas carbonatadas, cuando la acidificación es utilizada como una parte del proceso de terminación, los errores por omisión son menos críticos.

La gran proporción de perforaciones tapadas es debido probablemente a una limpieza deficiente de los remanentes de las pistolas provocando que sólo una o pocas perforaciones presenten flujo, reduciendo la caída de presión disponible para limpiar las perforaciones. Además, las perforaciones de diámetro muy pequeño son resultado de que no están bien alineadas las pistolas y no se tiene una limpieza efectiva, las penetraciones en formaciones duras son probablemente menores a las que se esperaba, y en el caso de formaciones blandas puede colapsarse el disparo ocasionando que no haya penetración efectiva.

Otras Causas de Daño Importantes:

Cuando se tiene disminución acelerada de la producción se atribuye a que hay restricciones al flujo de la formación al pozo, ya que este problema es muy común; la detección y diagnóstico de los factores críticos para resolver dicho problema no es tan sencilla, comparaciones de curvas de declinación y análisis de pruebas de presión son métodos comunes para detectar el daño en los pozos productores, más adelante se abordará lo referente a pruebas de presión.

El diagnóstico de la causa de la declinación de la producción es el problema crítico en el diseño de un efectivo tratamiento al pozo; las causas más comunes son la formación de finos, parafinas, asfaltenos y depósitos inorgánicos. Para poder diagnosticar las causas del daño, es necesario tomar datos durante las operaciones de reparación y producción, es necesario hacer análisis de los fluidos producidos y depósitos en el equipo superficial.

• Taponamiento por depósitos inorgánicos

La restricción al flujo sucede cuando se tienen depositaciones en los poros de la formación o en el interior del pozo; los depósitos inorgánicos más comunes son: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y carbonato de hierro.

Se pueden tener depósitos en la formación, fuera del pozo, en ese caso es más difícil el tratamiento y sobre todo si se trata de depósitos insolubles, por ejemplo sulfato de bario y sulfato de calcio, se tienen que realizar fracturamientos, ya que es imposible removerlos químicamente. La práctica común de analizar el tipo de depósito que se ha formado es

recuperar escamas de dicha depositación y analizarla, pero cuando se terminan de hacer los análisis ya no es posible restablecer la productividad original, por lo que la única forma de volver a comunicar la formación con el pozo es a través de un fracturamiento.

- **Taponamiento por depósitos orgánicos**

La mezcla compleja de hidrocarburos es una fuente de materiales de taponamiento durante la producción. Se depositan de la misma forma que los inorgánicos, en escamas, pero son llamados comúnmente "parafinas", en la formación cerca de la cara del pozo o en el pozo; se considera que son insolubles en el aceite a condiciones de producción.

Estos depósitos consisten de una compleja cadena de hidrocarburos, en la cual el principal componente de las ceras parafínicas son las estructuras asfálticas no parafínicas, llamados asfaltenos, que tienen variaciones en las propiedades físicas del aceite crudo.

(El obturamiento de las tuberías de producción son la evidencia más común de la depositación de ceras, y el daño en la formación cerca del pozo es algo fácilmente relacionado.) Por varios años el tratamiento con aceite caliente ha sido usado para remover las ceras de la TP. La limpieza cerca del pozo se ha realizado con calentadores de fondo, inyección de aceite caliente y solventes; se han tenido daños severos cuando el aceite caliente contiene grandes cantidades de ceras disueltas ha sido bombeada al interior de una formación fría donde las ceras se han reprecipitado.

Cantidades importantes de agentes asfálticos taponantes se encuentran en aceites pesados y los pozos que producen aceites asfálticos presentan una rápida declinación en la producción.

Pruebas de campo confirman que el taponamiento de la formación, disparos y TR ranurados es debido a precipitados de asfaltenos y emulsiones. Cuando el análisis del aceite pesado muestra que disminuye el contenido de asfaltenos, indica que hay depositación de asfaltenos en la formación. La estimulación de formaciones con aceites pesados se ha hecho con inyección de vapor y lavado con solventes, siendo los métodos térmicos los más efectivos debido a la disminución de la viscosidad y la remoción de los depósitos y asfaltenos.

- **Producción de arena**

La producción de arena es uno de los problemas más costosos de resolver debido a que ésta erosiona el equipo de producción. Forma empaques de arena en la tubería y equipo superficial reduciendo la producción de hidrocarburos.

- **Durante la limpieza de parafinas y asfaltenos.**

Normalmente para este fin se utilizan solventes, si estos solventes son circulados de tal forma que entren en contacto con la zona productiva, se pueden alterar las condiciones de mojabilidad.

- **Daño por materiales de estimulación.**

Los ácidos precipitan materiales asfálticos; en zonas de anhidritas se pueden formar precipitados insolubles de sulfatos; en zonas que

contienen más del 10% de carbonato de calcio, éste se puede precipitar si se usa ácido fluorhídrico, pudiendo disolver el material cementante, con lo cual la resistencia de la roca disminuye. Cuando los retardadores no son efectivos, los ácidos forman compuestos de hierro que posteriormente se depositan al gastarse el ácido, ocasionando el taponamiento del pozo. Los ácidos pueden contribuir a la formación de emulsiones estables que pueden modificar las condiciones de flujo.

- **Pérdida de sólidos durante la acidificación**

Un problema generado es la dispersión potencial de sólidos finos y el colapso de la formación. Se tiene una rápida declinación de la producción estimulada en arenas acidificadas debido a que aparece asociado al flujo la pérdida de sólidos finos de la formación hacia el pozo.

La dispersión de finos de la formación durante la acidificación es fuente de dos mecanismos potenciales de daño, el movimiento y puenteamiento de los sólidos finos y la estabilización de emulsiones formadas. Es necesario utilizar un solvente después del tratamiento para minimizar estos efectos.

- **Precipitados de hierro como productos de reacción**

Se enfatiza que los tratamientos con ácido fluorhídrico tienen mayor potencial de generar materiales taponantes; por lo que se debe tener un conocimiento total de los materiales de reacción que pueden generarse. En algunos casos puede haber reacción con la misma tubería y precipitar en la formación los productos de dicha reacción; si el PH se mantiene abajo de 5, se puede ayudar a la precipitación del hierro disuelto. Los

agentes secuestrantes pueden prevenir las precipitaciones dependiendo de la naturaleza del hierro disuelto y del secuestrante químico.

- **Taponamiento por soluciones coloidales**

Otra fuente de taponamiento durante la acidificación es la precipitación de materiales coloidales de aceites asfálticos. Estas soluciones se forman cuando el PH del aceite es reducido por el contacto del aceite, compuestos principalmente por asfaltenos, resinas, ceras parafínicas y otros hidrocarburos de alto peso molecular.

Después de tratamiento con ácido de formaciones productoras de aceites parafínicos, la limpieza es usualmente baja y el fluido regresado contiene grandes cantidades de fluidos viscosos. Una vez formadas las soluciones asfálticas son muy difíciles de disolver y extremadamente difíciles de remover. Como las otras fuentes de daño, lo mejor es prevenirlo.

- **Fluidos bloqueadores en pozos calientes y profundos**

En este tipo de pozos la tecnología de acidificación y el control de la corrosión es inadecuada. Se requieren grandes volúmenes, tanto de ácido como de inhibidor de corrosión, grandes cantidades de éste puede ocasionar daño a la formación debido a su rápida degradación.

- **Productos de corrosión**

Productos de hierro derivados de la corrosión en un sistema típico de inyección de agua puede ocasionar taponamiento de la formación, su

gravedad dependerá de la cantidad depositada y de la profundidad de la penetración de dichos productos.

Los productos producidos de la corrosión dependen de proceso de corrosión que se esté llevando a cabo y de las características del fluido en el que se esté trabajando; oxígeno disuelto en ausencia de sulfato de hidrógeno (ácido sulfhídrico) genera hidróxido y oxihidróxido de hierro. En ácido sulfúrico, se precipitan sulfatos de hierro debidos a la corrosión cuando el PH se aproxima a 7, carbonatos de hierro se forman cuando hay CO₂ en el agua. En operaciones de campo los precipitados de sulfuro son los primeros encontrados cuando se expone la salmuera ácida al aire en la superficie, por lo que a veces también se adicionan secuestradores de oxígeno.

CÁLCULO DEL FACTOR DE DAÑO A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

La caída de presión en el pozo por unidad de gasto es controlada por la resistencia adicional al rededor de éste debido a procesos tales como la perforación, terminación, prácticas de producción, etc. La caída de presión ocasionada por la resistencia adicional se le llama efecto de daño, s , y provoca la disminución o aumento en de la capacidad productiva de los pozos^{20,21}.

Para caracterizar un yacimiento se requiere de suficiente información, gran parte de ésta se puede obtener a partir de pruebas de variación de presión y/o gasto. De donde, las pruebas de incremento de presión ofrecen varias ventajas sobre otras fuentes de información, debido principalmente a que pueden llevarse a cabo en cualquier momento de la vida productiva del los pozos. Señalándose que con una sola prueba es posible obtener información sobre los parámetros que caracterizan al pozo-yacimiento, esto basado en las condiciones de flujo prevalecientes.

En una prueba de presión se conoce la señal de entrada (gasto), aplicada al sistema (yacimientos), y se mide la señal de salida (presión). El propósito de las pruebas de presión es el de identificar al sistema (pozo - yacimiento)²².

La interpretación de pruebas de presión recae en el uso de modelos, cuyas características son supuestas para representar al yacimiento real. El comportamiento principal de un modelo de interpretación es el "modelo básico", el cual caracteriza el comportamiento del yacimiento y puede ser:

- Homogéneo
- Doble porosidad
- Doble Permeabilidad

Para que un modelo básico tenga aplicación práctica, debe asociarse con "condiciones de frontera interna", tales como:

- Almacenamiento, constante y variable
- Daño
- Fracturas
- Penetración Parcial
- Pozo horizontal

Y con "condiciones de frontera externa"

- Cerrada
- Presión Constante

Considerando estas condiciones pueden obtenerse los posibles modelos para el análisis de pruebas de variación de presión.

De las diferentes tipos de pruebas, las pruebas de incremento de presión consisten en producir un pozo a gasto constante (q), por un tiempo de producción (t_p), luego cerrar el pozo permitiendo que se restaure la presión, registrando esta presión en el fondo como una función del tiempo de cierre (Δt): Fig. II.21.

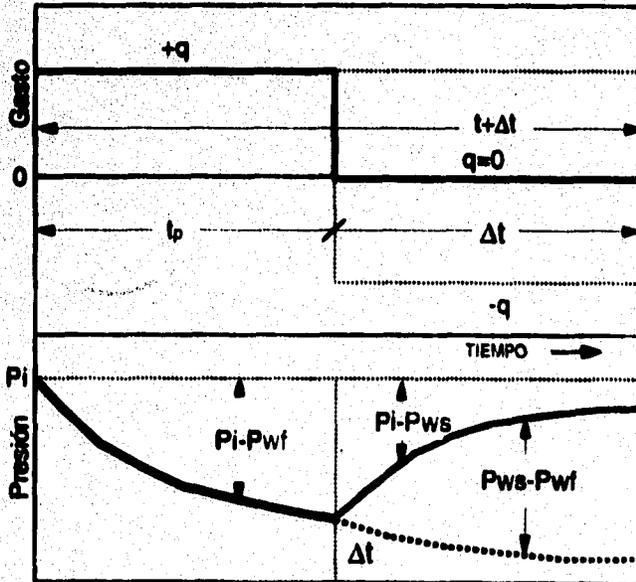


Fig. II.21. Comportamiento de la Presión Durante el Cierre de Pozo.

Homer presenta la siguiente ecuación (en unidades de campo):

$$P_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{k/h} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad \text{II.39}$$

de la cual a partir del ajuste sobre la línea recta semilogarítmica de P_{ws} contra el $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ se pueden determinar de la pendiente $m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$, la permeabilidad

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad 11.40$$

de P_{1hr} y pendiente, el daño total:

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{(1-h)}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_r r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad 11.41$$

la caída de presión por daño:

$$\Delta P_s = 0.87/m/s \quad 11.42$$

la eficiencia de flujo:

$$EF = \frac{P^* - P_{wr}(\Delta t = 0) - \Delta P_s}{P^* - P_{wr}(\Delta t = 0)} \quad 11.43$$

y radio efectivo del pozo:

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad 11.44$$

donde $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = 1$, se obtiene aproximadamente la presión inicial, p_i , como se ilustra en la Fig. 11.22.

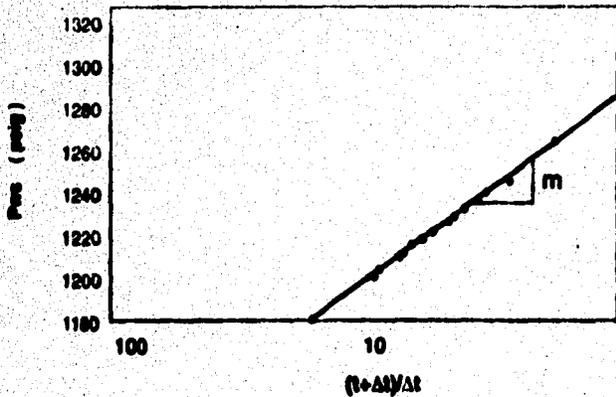


Fig. II.22. Curva de incremento de Presión para un Yacimiento Infinito

Todas las posibles soluciones para la ecuación de difusividad, para las posibles combinaciones de condiciones de frontera interna, externa e inicial, actualmente son de mucha importancia en la caracterización de yacimientos, ya que mediante la utilización de técnicas de ajuste automático pueden obtenerse estimaciones de los parámetros c , s , k , w , h , etc. muy certeros. Lo anterior se desarrolló a partir del uso de técnicas convencionales (semilogarítmicas), uso de curvas tipo, el advenimiento de la derivada, el desarrollo de nuevos modelos de análisis, técnicas de ajuste automático y actualmente el análisis asistido por computadora^{23,24}.

Relaciones entre Daño y Eficiencia de Flujo.

La eficiencia de flujo de un sistema pozo-yacimiento, puede definirse como la relación de caídas de presión con daño y sin daño respectivamente, haciendo que ΔP_s , sea la caída de presión total debida al factor de daño s , se tiene:^{6,25}

$$EF = \frac{\bar{p} - p_{wf} - (\Delta P_s)}{p - p_{wf}} \tag{II.45}$$

Sustituyendo los valores de $(\bar{p} - p_{wf})$ de la ec. (II.45) y la (ΔP_s) de una ecuación equivalente:

$$EF = \frac{\ln(r_p / r_w)}{\ln(r_p / r_w) + s} \quad \text{II.46}$$

Donde s , es el factor de daño total obtenido de una prueba de presión o de la suma de los pseudo-factores de daño y r_p , es el radio a la presión media.

Esta ecuación puede simplificarse más considerando el área de drenaje circular. En estas condiciones r_p , se encuentra generalmente al 61% del radio de drenaje cuando la frontera se encuentra mantenida a presión constante y al 41% para el caso de un yacimiento con frontera cerrada, para este tipo de condiciones la ec. II.46 se reduce a :

$$EF = \frac{\ln(0.47r_e / r_w)}{\ln(0.47r_e / r_w) + s} \quad \text{II.47}$$

o a la ecuación:

$$EF = \frac{\ln(0.47r_e / r_w) - 0.75}{\ln(0.47r_e / r_w) - 0.75 + s} \quad \text{II.48}$$

En la Tabla II.3 se muestran valores de $\ln(0.47r_e / r_w)$, para tamaños comunes de barrenas y áreas de drenaje, obtenidos de la relación II.49:

$$(0.47r_e / r_w) = \frac{1328\sqrt{A}}{D} \quad \text{I.49}$$

Donde:

A= Área de drenaje; (acres)

D= Diámetro del pozo; (pg)

Tabla II.3 Valores Comunes de $\ln(0.47r_e/r_w)$ para Tamaños Comunes de Barrera y Áreas de Drenaje.

DIÁMETRO DE LA BARRERA (pg)	Áreas de drenaje en acres			
	40	80	120	
	Radio de drenaje aproximado			
	pies	660	1320	1980
	m	200	400	600
18		6.32	6.67	7.02
12 1/2		6.51	6.85	7.21
9 7/8		6.75	7.10	7.29
9		6.84	7.19	7.39
8 1/2		6.90	7.24	7.45
8 1/8		7.16	7.51	7.71
5 5/8		7.31	7.65	7.85

Ya que normalmente los valores de $\ln(0.47r_e/r_w)$ varían de 6.5 a 7.5, se puede obtener una expresión que proporcione un valor aproximado de la eficiencia de flujo si se toma un promedio de los valores tabulados:

$$EF = \frac{7}{7+S} \tag{II.50}$$

La relación de daño, DR, se define como:

$$DR = 1 - EF = \frac{(\Delta P)S}{(p - p_{wf})} \tag{II.51}$$

o la ecuación:

$$DR = \frac{S}{\ln(r_e / r_w) + S} \quad \text{II.52}$$

Tanto la ecuación II.48 como la II.50, son aplicables a yacimientos con patrón de flujo radial, o a pozos fracturados si la longitud media de la fractura es menor o igual a 0.2 veces el radio de drenaje del pozo r_e .

Capítulo III

Discretización del Daño

CAPÍTULO III**DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO**

Cuando se evalúa una formación en cuanto a la cantidad de flujo que ésta puede aportar, y la producción real es mucho menor a lo esperado, se considera que existe un daño en la formación.

Generalmente el daño se asocia con la disminución de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo, pero se ha comprobado que en realidad son varios los factores que influyen en este daño total, (como ya se señaló en el Capítulo II, éste se determina mediante pruebas de presión). Del cual existen factores no relacionados con la formación que ocasionan caídas extras de presión, éstos son denominados pseudo-factores de daño.

De lo anterior el daño total, s , puede discretizarse en dos tipos:

- Daño a la formación, provocado por una reducción en la permeabilidad de la zona cercana al pozo.
- Daño relacionado con las características mecánicas y/o físicas particulares del pozo.

El daño total, se puede determinar de pruebas de incremento y decremento de presión. Así, si el daño es positivo provocará un decremento en la productividad del pozo, si el daño es negativo se tendrá un incremento en la producción,

debido a que se modifican favorablemente las condiciones de flujo del pozo, esto también se mostró en el Capítulo II.

Las expresiones para las caídas de presión involucradas en el daño total, pueden ser resumidas de la siguiente forma (trayectoria de los fluidos de la formación al pozo):

A) Flujo radial a través del espesor, h .

$$\Delta P_1 = \frac{\alpha q B \mu}{kh} \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) \quad \text{III.1}$$

B) Convergencia de flujo hacia el intervalo abierto, h_w .

$$\Delta P_2 = \frac{\alpha q B \mu}{kh} s_p \quad \text{III.2}$$

C) Flujo radial a través de la zona dañada, s_i

$$\Delta P_3 = \frac{\alpha q B \mu}{kh} s_i \quad \text{III.3}$$

D) Flujo a través de los disparos, s_d .

$$\Delta P_4 = \frac{\alpha q B \mu}{kh} s_d \quad \text{III.4}$$

En forma general la caída de presión total, ΔP_t , esta dada por:

$$\Delta P_t = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 \quad \text{III.5}$$

donde:

$$\Delta P_I = \frac{\alpha q B \mu}{kh} \left[\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + s_p + \frac{h}{h_w} s_i + \frac{h}{h_w} s_d \right] \quad \text{III.6}$$

relacionando con la caída de presión por daño se tiene que:

$$\Delta P_I = \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 \quad \text{III.7}$$

entonces:

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{kh} \left[s_p + \frac{h}{h_w} s_i + \frac{h}{h_w} s_d \right] \quad \text{III.8}$$

Si sabemos que el factor de daño s , es una caída de presión adicional, (ΔP_s), a la existente en el pozo cuando no presenta daño²⁶:

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{kh} s \quad \text{III.9}$$

Igualando las ecs. III.8 y III.9 se tiene que:

$$s = \frac{h}{h_w} (s_i + s_d) + s_p \quad \text{III.10}$$

Donde, s , es el factor de daño total. Al cual si le agregamos el efecto de la presencia de fracturas hidráulicas, inducidas s_i , desviación del pozo s_d , y alta velocidad de flujo, resulta la expresión siguiente:

$$s = \frac{h}{h_w} (s_i + s_d) + s_p + s_0 + s_f + s_{nt} \quad \text{III.11}$$

donde:

- h Espesor total de la formación (pies).
- h_w Espesor del intervalo abierto al flujo (pies).

Los pseudo-factores de daño que conforman el daño total son identificados como:

- s_d Daño por disparos en la zona productora.
- s_f: Efecto de Fracturas.
- s_{nt}: Flujo turbulento.
- s_i: Daño por reducción en la permeabilidad de la formación.
- s_p: Penetración parcial.
- s₀: Desviación del pozo.

Pseudo-daño por Disparos (s_d).

Al terminar los pozos con tubería de revestimiento se tiene una reducción en la productividad de los pozos con respecto a la productividad que pudieran tener en agujero descubierto. Al utilizar la tubería de revestimiento es necesario dispararla para poner en contacto la formación con el pozo, la eficiencia de los disparos depende de un adecuado diseño del arreglo de los disparos y de una buena ejecución.

Los disparos en la tubería de revestimiento se realizan con el aparejo de producción en condiciones definitivas, es decir, cuando se va a dejar el pozo

produciendo con la TP con la que se va a explotar. La mayoría de las veces se dispara en el seno de agua dulce o salada, con una presión diferencial negativa, es decir, la presión que ejerce el fluido de la formación es mayor que la presión que ejerce la columna hidrostática del fluido de control, con esto se logra que mediante este diferencial de presión, la formación expulse parte de los detritos de la pistola y de la formación al interior del pozo, evitando lo más posible que con estos materiales se tapone la formación. Existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, es decir, se pueden realizar diseños de disparos especialmente para cada pozo, aunque regulamente esto no se hace y por tanto se obtienen disparos deficientes. Se puede señalar que las causas más probables de la mala calidad de disparos son:

- Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), principalmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.
- Práctica generalizada de preferir disparos en función de su precio en lugar de su calidad.

El pseudo-daño por disparos, se produce al efectuarse los disparos, para el cual se consideran dos componentes:

$$S_d = S_{p_1} + S_{p_2} \quad \text{III.12}$$

en donde:

S_{p_1} : Pseudo-daño causado por disparos y restricciones al flujo.

- s_{p_1} : Pseudo-daño debido al flujo a través de los disparos.
 s_{p_2} : Pseudo-daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada.

Cuando el flujo proveniente de la formación pasa a través de los disparos, éste, ocasiona una caída de presión que dependerá de la densidad de las perforaciones y de las condiciones dadas (q , μ , ρ , etc.). A mayor número de disparos se tendrá menor caída de presión, por lo que se tendrá mayor eficiencia de flujo.

El Pseudo-daño debido al flujo a través de los disparos, s_{p_1} , se determina al igualar la ecuación general de van Everdingen¹ que involucra el factor de daño y de la ecuación de la caída de presión del flujo de un líquido en un estrangulador, quedando esta expresión en unidades prácticas como:

$$s_{p_1} = 4.185 * 10^{-9} \frac{q_o \rho_o k_r h_e}{A_o^2 \mu_o B_o N} \quad \text{III.13}$$

Donde:

- q_o : Gasto de aceite a condiciones estándar (bl/día)
 ρ_o : Densidad del aceite (lb_m/p.e³)
 K_r : Permeabilidad de la formación (md)
 A_o : Área de las perforaciones (pg²)
 μ_o : Viscosidad del aceite (cp)
 B_o : Factor de volumen del aceite (bl @ c.y. / bl @ c.s)
 N : Número de perforaciones abiertas

FALLA DE ORIGEN

Cuando el flujo de la formación converge hacia las perforaciones cerca de la zona disparada, el patrón de flujo radial cambia de dirección, esto ocasiona una caída de presión adicional a la producida por la condición exclusivamente radial; la diferencia entre estas dos caídas de presión definen el pseudo-daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada, s_{p_2} .

La convergencia del flujo hacia los disparos es función del arreglo, espaciamento, penetración y diámetro de los disparos. Como se sabe, es útil y se requiere el conocimiento de la profundidad de los disparos, pero ésta es difícil de medirse. Thompson²⁷ encontró que la profundidad de los disparos depende tanto de la pistola con que se efectúan como de la resistencia a la compresión de la roca y relacionó los resultados de las pruebas API-RP-43 con la resistencia a la compresión de la formación, dando como resultado dos ecuaciones dependiendo del tipo de pistola que se use:

$$\text{Pistola de chorro:} \quad P_e = P_b \cdot 10^{3.7 \cdot 10^{-5}(C_b - C_1)} \quad \text{III.14}$$

$$\text{Pistola de bala de media pulgada:} \quad P_e = P_b (C_b / C_1)^{1.15} \quad \text{III.15}$$

Donde:

- P_e Penetración en la roca (pg).
- P_b Penetración en el probador normal API (pg).
- C_b Resistencia a la compresión de la arena brea, 8,500 lb/pg².
- C_1 Resistencia a la compresión de la roca de interés (lb/pg²).

La Tabla III.1 muestra información de la resistencia a la compresión de diferentes tipos de roca de interés.

Tabla N.1 Resistencia a la Compresión de Diferentes Tipos de Roca.

Tipo de Roca	Resistencia a la compresión (lb/pg ²)
Margas	55 - 710
Calizas duras	1480 - 2840
Areniscas duras compactas	2200 - 6200
Areniscas compactas	2200 - 6040
Areniscas duras	1480
Areniscas duras	1100 - 2100

La Penetración en el probador normal, P_b , se obtiene de las pruebas API-RP-43, midiendo desde el inicio de la placa de acero hasta el final del agujero, por lo que al resultado de las ecuaciones anteriores hay que restarle el espesor de la pared de la tubería y del cemento para conocer la penetración real en la formación.

El flujo a través de los disparos depende de varios factores:

- 1) Diámetro de la perforación (disparos).
- 2) Profundidad de la perforación
- 3) Número de la perforaciones por unidad de longitud.
- 4) Distribución angular de las perforaciones.

Harris²⁸, obtuvo una solución al problema del calculo de flujo en las disparos, los resultados los presenta mediante una serie de gráficas, en las cuales los gastos de producción pueden ser fácilmente obtenidos; también cualquier valor de anisotropía puede ser incluida en el cálculo. Presenta soluciones para arreglos de disparos asimétricos . Además menciona que cuatro o cinco disparos en un plano proporcionan un máximo de productividad.

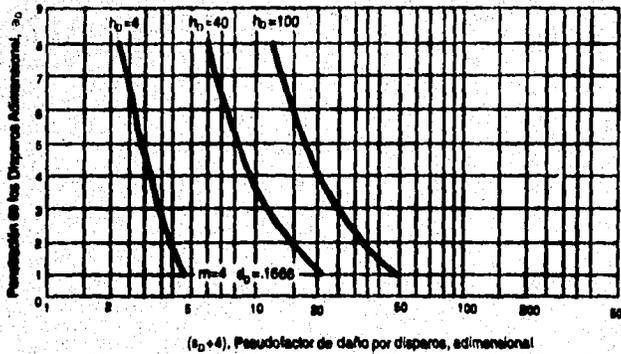


Fig. III.1 Gráfico Obtenido por Harris para Obtener el Pseudo-Daño por Disparos²⁹.

en donde:

- m : Número de perforaciones por plano
- d_D : Diámetro de la perforación, adim.
- h_D : Espesor del intervalo productor, adim
- a_D : Longitud de la perforación, adim.
- s_D : Pseudo-daño por disparos, adim.

Hong²⁹ realizó estudios utilizando modelos que describen el flujo tridimensional en yacimientos homogéneos hacia los disparos en una zona con daño o sin él, manejando diferentes arreglos de disparos, Tabla III.2. También presentó nomogramas para el cálculo del pseudo-daño por disparos; figs. III.2 y III.3, los cuales es muy sencillo su uso.

Los nomogramas (Figs. III.2 y III.3) para determinar el pseudo-daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos, se relacionan con cinco parámetros, tanto del pozo como del yacimiento, los cuales son:

Tabla III.2 Diseño de disparos y Sus correspondientes valores de h y θ

DISEÑO	VISTAS		PULGADAS	ANGULO	ESPACIADO
	AEREA	LATERAL			
1-12			12	0	—
2-12			12	180	
3-12			12	120	—
4-12			12	90	
1-6			6	0	—
2-6			6	180	
3-6			6	120	—
4-6			6	90	
1-3			3	0	—
2-3			3	180	
3-3			3	120	—
4-3			3	90	

- a) Intervalo de repetición de los disparos (pg).
- b) Diámetro del pozo, d_w , (pg). $2r_w$
- c) Relación de permeabilidades, K_2/K_1 , (adim).
- d) Defasamiento de las perforaciones, θ , (grados).
- e) Penetración de las perforaciones, (pg).

La metodología para el uso de los nomogramas es la siguiente:

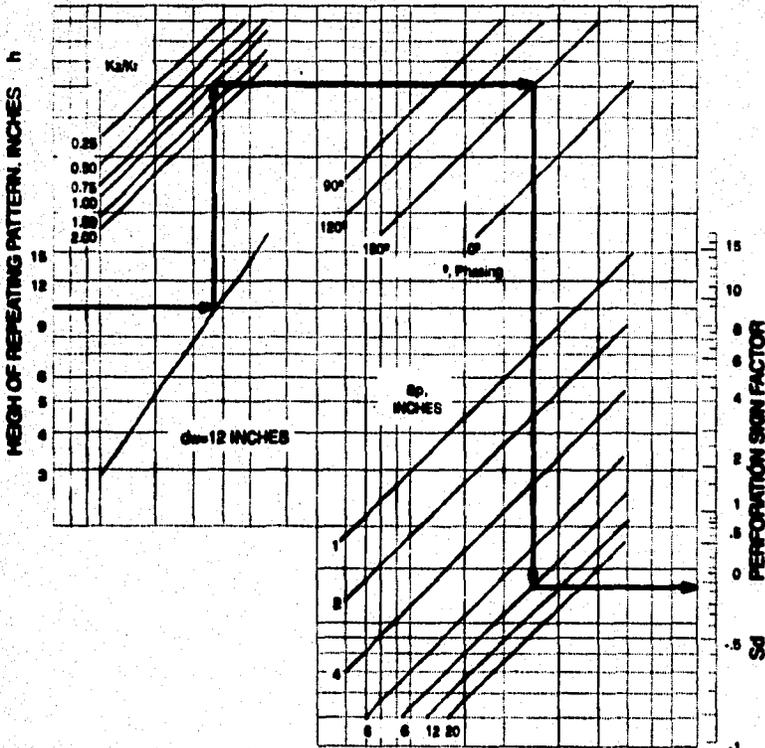


Fig. III.2. Nomograma para Determinar el Daño por Disparos, Arreglo Simple[®].

1. Estimar: diámetro exterior de la TR, d_w , relación de permeabilidades, k_2/k_1 , profundidad de la penetración, a_p .
2. Determinar h y θ según la Tabla III.2
3. Seleccionar el nomograma correspondiente, Figs. N° III.2 ó III.3, para arreglo simple o escalonado.

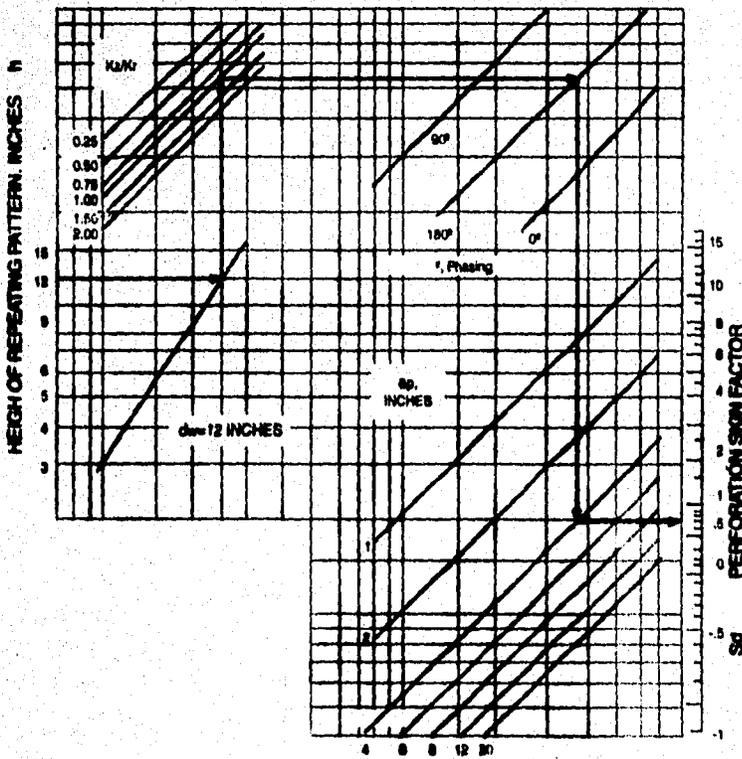


Fig. III.3. Nomograma para Determinar el Daño por Disparos, Arreglo Escalonado[®].

5. Comenzar en la parte izquierda del nomograma, dibujar una secuencia alternada de líneas horizontales y verticales conectando las líneas de los parámetros obtenidos según los puntos 1 y 2.
6. Obtener el valor del pseudo-daño s_H , al final de la secuencia de líneas (parte derecha del nomograma).

Karakas y Tariq³⁰ en 1991, presentan una solución analítica para estimar el pseudo-factor por disparos s_D . Presentan dos casos: el primero, para flujo en un plano de dos dimensiones, el cual es válido para distancias pequeñas entre disparos, en el segundo caso para tres dimensiones en donde la convergencia vertical del fluido dentro de los disparos es importante. También contemplan el efecto de daño por disparos, anisotropía, y el arreglo de los disparos, que son factores determinantes si se quiere una óptima productividad del pozo. El procedimiento para la evaluación es el siguiente:

- Cálculo del componente horizontal del daño:

$$s_H = \ln(r_e / r_w) \quad \text{III.16}$$

- Radio efectivo del pozo r_{we} , puede estimarse mediante:

$$r_{we} = \begin{cases} 1/4 L_p & \text{si } \theta = 0 \\ \alpha_\theta (r_w + L_p) & \text{para cualquier otro ángulo} \end{cases} \quad \text{III.17}$$

- El parámetro α_θ , se obtiene de la Tabla III.3.

Tabla III.3. Dependencia de r_{wD} con Respecto al Defasamiento de los Disparos.

Angulo de defasamiento (Grados)	$\frac{r_w}{r_w + L_p}$
0 (360)	0.250
180	0.500
120	0.648
90	0.726
60	0.813
45	0.860

- Cálculo del daño alrededor del pozo, s_{wb} :

$$s_{wb}(\theta) = c_1(\theta) \exp[c_2(\theta) r_{wD}] \quad \text{III.18}$$

donde $r_{wD} = r_w / (L_p + r_w)$. La ec. III.18, es válida solo para $0.30 \leq r_{wD} \leq 0.90$, c_1 y c_2 se obtiene de la Tabla III.4, para varios ángulos de defasamiento.

Tabla III.4. Variables c_1 y c_2 para la Ecuación III.18.

Angulo de defasamiento (Grados)	c_1	c_2
0 (360)	1.5×10^{-1}	2.675
180	2.6×10^{-2}	4.532
120	6.9×10^{-3}	5.320
90	1.9×10^{-3}	6.155
60	3.0×10^{-4}	7.609
45	4.8×10^{-5}	8.791

- Cálculo del daño vertical s_v :

$$s_v = 10^4 h_p^{h-1} r_{pD}^h \quad \text{III.19}$$

en donde $a = a_1 \log_{10} r_{pD} + a_2$ y $b = b_1 r_{pD} + b_2$ III.20

Los valores a_1 , a_2 , b_1 y b_2 se obtienen de la Tabla III.5

$$h_D = (h / L_p) \sqrt{k_H / k_V} \tag{III.21}$$

$$r_{pD} = (r_p / 2h) (1 + \sqrt{k_V / k_H}) \tag{III.22}$$

La ecuación III.19 es válida para $h_D \leq 10$ y $r_{pD} \geq 0.01$

Tabla III.5. Coeficientes de la Corrección para el Daño Vertical.

Ángulo de defasamiento de los disparos (Grados)	a_1	a_2	b_1	b_2
0 (0°)	-2.091	0.0453	5.1313	1.0972
15°	-2.085	0.0448	5.0973	1.0915
30°	-2.078	0.0443	5.0633	1.0858
45°	-2.071	0.1034	5.0293	1.0801
60°	-2.064	0.1023	5.0074	1.0744
75°	-2.057	0.2235	5.0115	1.0687

- Determinar el efecto combinado del daño causado por disparos:

$$s_p = s_H + s_V + s_{w,b} \tag{III.23}$$

en donde:

- L_p Longitud del disparo
- h Espacio entre perforaciones
- θ Ángulo entre perforaciones
- k_v Permeabilidad vertical

- $k_{//}$ Permeabilidad horizontal
 r_{wr} Radio efectivo del pozo

Pseudo-daño por Fracturas inducidas (e_1)

La producción de pozos en yacimientos de baja permeabilidad, k , o en formaciones dañadas, $s > 0$, es posible aumentarla mediante un fracturamiento hidráulico. A través de este proceso se crea una fractura, generalmente vertical, que intersecta al pozo, Fig. III.4.

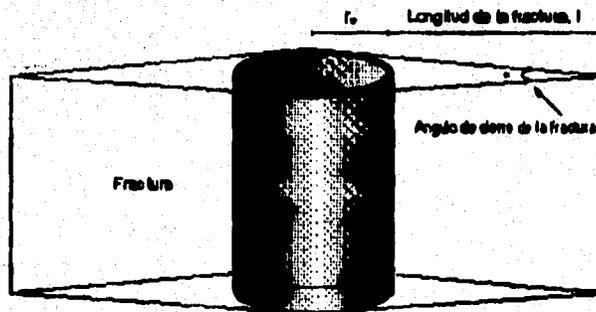


Fig. III.4. Fractura inducida Hidráulicamente.

De lo anterior, las fracturas inducidas hidráulicamente se promueven cuando se requiere incrementar la productividad del pozo. Así, si al analizar una prueba de incremento o decremento de presión se obtiene un valor de daño negativo, lo más razonable es que se deba a la existencia de una fractura de alta conductividad en las cercanías al pozo. Se puede señalar que generalmente la permeabilidad está reducida debido a la acción de fluidos de perforación y terminación.

Cinco Ley y Samaniego³¹ presentan una formulación general para determinar este pseudo-factor de daño, el cual está definido por la diferencia entre la caída de la presión adimensional para un pozo fracturado y la caída de presión para un pozo no fracturado. Entonces el daño por fracturas inducidas, s_f , queda como una función de W_{FD} , K_{FD} y X_f / r_w . Esto puede demostrarse por medio de la combinación de la solución de línea fuente y la definición del pseudo-factor de daño por fractura. La Fig. III.5, muestra que una gráfica de $(s_f + \ln(X_f / r_w))$ vs $W_{FD}K_{FD}$ puede quedar como una simple curva que puede utilizarse para determinar s_f , si los valores de $W_{FD}K_{FD}$ y X_f / r_w son conocidos (se obtienen de un análisis por curva tipo, para pozos con una fractura vertical de conductividad finita).

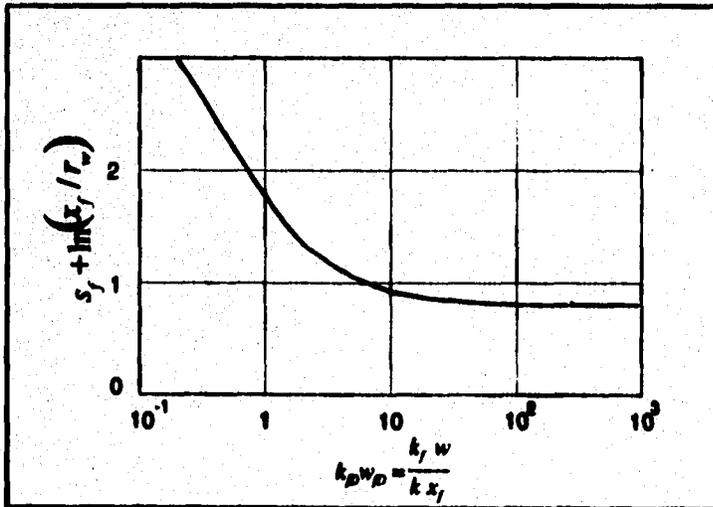


Fig. III.5. Pseudo-factor de Daño para Pozos Fracturados.

Al generarse una fractura por medio de un fracturamiento se crean condiciones especiales en el sistema, tales como:

- El patrón de flujo se vuelve lineal hacia la fractura y pseudo-radial al alejarse de ella.
- La fractura actúa como un conducto en el cual los fluidos se desplazan linealmente hacia el pozo, desapareciendo el daño de la formación, debido a que la mayoría de los fluidos producidos se mueven a través de la fractura (flujo bilineal).
- La producción será descargada al pozo principalmente por los disparos que están colocadas en el plano de la fractura. Dichos disparos actúan como estrangulador de flujo al paso de los fluidos.

Si los valores de s_i , son negativos indica que la fractura fue bien realizada, y para poder obtener s_i , es necesario calcular los demás pseudo-factores de daño, despreciando el daño a la formación (debido al efecto de la fractura).

Pseudo-daño por Flujo turbulento (S_{nt}).

La mayoría de las soluciones presentadas en literatura están basadas en la ecuación de Darcy para flujo laminar. Siendo asociado principalmente con flujo en pozos de gas.

El flujo turbulento es importante en la zona cercana al pozo provocando una caída de presión adicional similar a un efecto de daño, el cual varía con el gasto de producción. Tal efecto ha sido observado ya sea para flujo de líquido²², así como para flujo multifásico²³. El flujo de alta velocidad puede ser tratado como un efecto de daño dependiente del gasto, ésto es:

$$\Delta P_{tg} = s_{ni} q_{gsc} \tag{III.24}$$

Donde:

- ΔP_{tg} Caída de presión debida al flujo turbulento (lb/pg²)
- q_{gsc} Gasto de gas a condiciones estándar (MMft³)

Swift y Kief²⁴ en 1962, relacionan el daño por flujo turbulento s_{ni} , (no laminar) y el coeficiente inercial β .

$$s_{ni} = \frac{2.715 \cdot 10^{-2} \beta k M P_{sc}}{h, \mu r_w T_{sc}} \tag{III.25}$$

Donde:

- M Peso molecular del gas (lbm/lb mol)
- μ Viscosidad del gas (cp)
- P_{sc} Presión a condiciones estándar (14.7)
- T_{sc} Temperatura a condiciones estándar (60 °F)
- r_w radio del pozo (pies)
- β Factor de turbulencia o coeficiente inercial (pies)⁻¹

El valor de β se puede obtener con la ecuación dada por Cornell y Katz³⁶, basada en las características de rocas (areniscas, dolomías y calizas):

$$\beta = \frac{4.11 * 10^{10}}{k^{4/9}} \quad \text{III.26}$$

o la conclusión de Geertma³⁶ para líquido:

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{3.5} k^{0.5}} \quad \text{III.27}$$

y para flujo multifásico:

$$\beta = \frac{48511}{(\phi S_{oi})^{2.5} (kk_{rel})^{0.5}} \quad \text{III.28}$$

Daño por alteración de la permeabilidad de la formación (s)

Generalmente al ser perforada la formación productora y realizar las diferentes operaciones de terminación y estimulación, las condiciones originales del yacimiento alrededor del pozo se ven alteradas por la invasión de sólidos y fluidos provenientes de los fluidos de control; por lo que se considera una zona de condiciones de flujo diferente a la original, ocasionando una caída de presión adicional resultando en el daño a la formación.

Para el objetivo del presente tópico, se puede resumir lo visto en el Capítulo II y de acuerdo a la definición dada por:

$$s = \frac{kh}{\alpha q B \mu} \Delta P \quad \text{III.29}$$

El factor de daño definido por la ecuación III.29, es válido para flujo radial, por lo que otras geometrías de flujo requieren otras definiciones. El factor de daño puede ser positivo, negativo o cero, dependiendo de las condiciones del pozo (dañado, estimulado o no dañado). Así mismo la situación del daño o estimulación puede expresarse utilizando el concepto de radio efectivo, $r_w = r_w e^{-s}$, el cual es definido como el radio que debería tener el pozo en una formación no alterada (s es el daño total) para dar la presión de fondo del pozo en la formación no alterada. $\Delta P_i = P_{wf_i} - P_{wf}$. Así también es conveniente expresar el daño de un pozo, en relación a la productividad:

$$\frac{q}{q_{ideal}} = \frac{\ln 0.472}{\ln 0.472 + s} \quad \text{III.30}$$

o en función de la k y el r de la zona de daño:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{III.31}$$

Pseudo-daño por Penetración Parcial (s_p)

Se dice que existe la penetración parcial cuando sólo una porción del intervalo productor se dispara o está produciendo, ésto sucede en la gran mayoría de los pozos, y se debe principalmente a que se quiere retrasar o prevenir la conificación de agua o gas.

Para evitar problemas de conificación de agua o gas, en la práctica es común terminar el pozo en una sección del espesor total del yacimiento, en donde el intervalo de terminación tiene un espesor h_w .

La penetración parcial provoca la convergencia del flujo de fluidos hacia la zona terminada, lo que ocasiona una caída de presión, s_p , adicional. Este pseudo-factor de daño siempre es positivo y puede alcanzar valores muy grandes en casos en donde la relación de penetración es muy pequeña, h/h_w . Además, cuanto menor sea la permeabilidad vertical respecto a la permeabilidad horizontal. El pseudo-daño por penetración parcial crece. Este efecto ha sido intensamente estudiado por diferentes autores^{37 a 45}.

Brons y Marting³⁷ analizan tres casos, Fig. III.6:

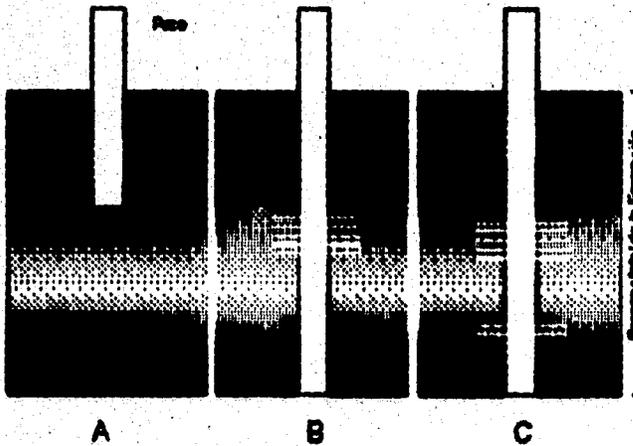


Fig. III.6. Ejemplos de Penetración Parcial.

- A. Penetración parcial en la parte superior del intervalo productor, se realiza cuando se quiere evitar la conificación de agua.
- B. Penetración parcial en la parte media del intervalo productor, se realiza cuando se quiere evitar conificación de agua y gas.
- C. Varios intervalos abiertos a la producción, se puede dar cuando se tienen intercalaciones de zonas productoras.

Así el estudio del pseudo-factor de daño por penetración parcial se basa en dos parámetros:

1. Rango de penetración $b = \frac{h_w}{h_i}$
2. Rango de h/r_w , donde h varía para cada uno de los casos:
 - $h = h_i$ para el primer caso.
 - $h = h_i/2$, para el segundo caso.
 - h es la mitad de la distancia entre cada intervalo de perforaciones en el pozo para perforaciones múltiples.

Presentando la siguiente ecuación para el cálculo de s_p :

$$s_p = \frac{1-b}{b} \left(\ln \frac{h}{r_w} - G(b) \right) \quad \text{III.32}$$

Donde b está definida como una relación de penetración del intervalo abierto al flujo entre el espesor total, y $G(b)$ como una función de b calculada numéricamente ya que no puede ser calculada de forma analítica (pero puede ser aproximada); y se muestra en la Tabla III.6:

Tabla M.6. Cálculo Numérico de G(b).

b	G(b)
0.1	2.337
0.2	1.862
0.4	1.569
0.6	1.621
0.6	1.095

Basados en la ec. III.32, el pseudo-factor de daño S_p , fué calculado para el rango de valores de h/r_w y b; esta ecuación pierde validez para valores pequeños de h/r_w , como se muestra en la Tabla III.7 y la Fig. III.7.

Tabla M.7. Valores de h/r_w y b.

h/r_w	b	S_p	S_p	S_p	S_p	S_p
1	0.1	0.4474	1.114	1.114	1.114	1.114
2	0.1	0.8897	2.114	2.114	2.114	2.114
5	0.1	1.8617	4.114	4.114	4.114	4.114
10	0.1	2.337	5.114	5.114	5.114	5.114
20	0.1	2.812	6.114	6.114	6.114	6.114
50	0.1	3.287	7.114	7.114	7.114	7.114
100	0.1	3.762	8.114	8.114	8.114	8.114
500	0.1	13.211	13.114	13.114	13.114	13.114
500	0.2	16.563	16.114	16.114	16.114	16.114
500	0.4	17.415	17.114	17.114	17.114	17.114
700	0.6	18.767	18.114	18.114	18.114	18.114
1000	0.6	20.119	20.114	20.114	20.114	20.114
10000	0.6	82.921	82.114	82.114	82.114	82.114

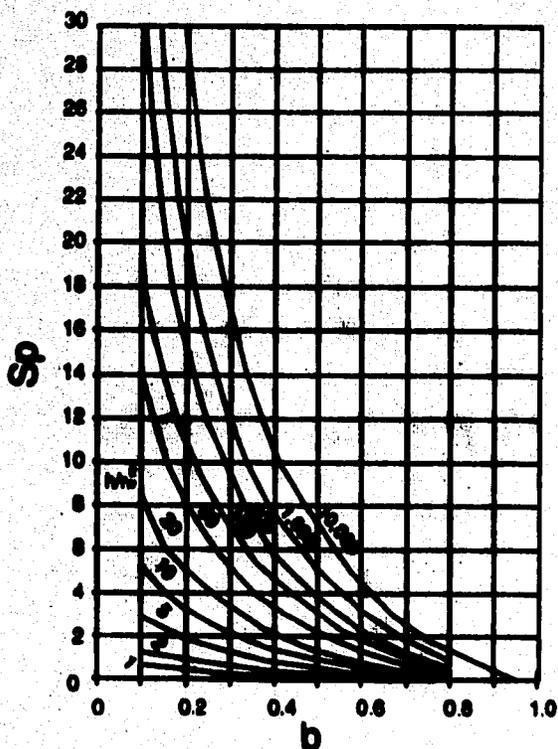


Fig. III.7 Nomograma para el Cálculo de S_p^2

Niele³⁰ amplía el trabajo de Homer y van Everdingen para el caso de penetración parcial, utiliza el método clásico de solución de punto fuente para pozos de aceite. Las ecuaciones presentadas son obtenidas mediante métodos numéricos; el efecto de penetración parcial se obtiene mediante la comparación de curvas de incremento de presión y curvas de incremento de presión "asintótica", derivadas de la solución numérica de la ecuación considerando penetración parcial para varios grados de penetración; Fig. III.8.

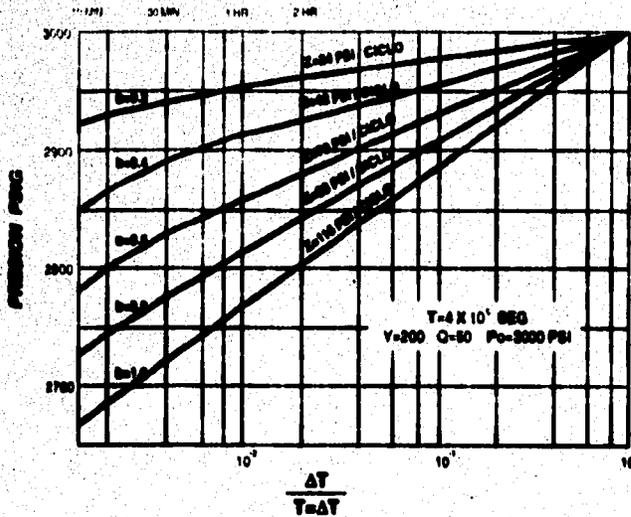


Fig. III.5. Curva de Presión Sintética en el que se Muestra el Efecto de Penetración Parcial.

Clegg y Mills³⁹ ilustran el efecto de penetración parcial en formaciones isotrópicas y anisotrópicas y para fluidos ligeramente compresibles. Las soluciones obtenidas muestran los efectos de penetración. Vrbik⁴⁰ en 1991, presenta una aproximación práctica y muestra la forma de evaluar el pseudo-daño por penetración parcial bajo la suposición de que la formación consiste de un sólo estrato homogéneo, es decir, la porosidad y la permeabilidad vertical y horizontal son constantes y los efectos de gravedad despreciables.

De igual forma, Odeh⁴¹ desarrolla otra forma para el cálculo de s_p , donde el intervalo perforado se puede localizar en cualquier parte del espesor total del yacimiento, utiliza transformaciones para obtener una solución para flujo permanente de un fluido ligeramente compresible. El resultado de la ecuación permite el cálculo de la pérdida de productividad en función de la localización y longitud del intervalo disparado, del espesor de la formación productora, del

radio de drenaje y del cociente del radio de drenaje y el radio del pozo. La solución se presenta en forma gráfica para el caso de $r_d = 660\text{ft}$ y $r_w = \frac{1}{4}\text{ft}$ y para espesores de formación de entre 20 y 200ft. Presenta también el decremento neto de la productividad, combinado con el efecto de penetración parcial y de disparos. La solución resulta compleja, presenta varios gráficos, Fig. III.9 en los cuales se gráfica el valor de q/q_r (relación de gasto de la parte del intervalo perforado con respecto al gasto del espesor total), contra Z_{q_i} (fracción de la formación abierta al flujo), siendo cada gráfica para diferente fracción del intervalo perforado. De las gráficas se obtiene el valor de q/q_r , el cual servirá para obtener el pseudo-daño por penetración parcial, s_p .

$$s_p = \frac{[\text{Ln } r_d / r_w - 0.75] [1 - q/q_r]}{q/q_r} \quad \text{III.33}$$

en donde:

- q/q_r Se calcula mediante gráficas que presenta de acuerdo con la geometría de flujo.
- s_p Pseudo-factor de daño por penetración parcial.
- r_d Radio de drenaje (ft).

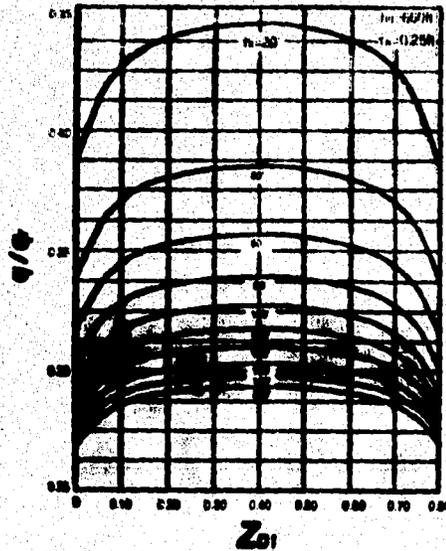


Fig. III.9 . Ejemplo de un Gráfico Generado por Odeh.

Strecheva⁴² presenta una expresión analítica para calcular s_p , para cualquier localización del intervalo disparado y relación de permeabilidades.

Donde la expresión para calcular el pseudo-factor de daño por penetración parcial es:

$$S_p = \frac{2 h_i^2}{\pi^2 h_p^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \left[\text{sen} \left(\frac{n \pi l}{h_i} \right) \cdot \text{sen} \left(\frac{n \pi (l - h_p)}{h_i} \right) \right]^2 k_D n \pi r_D \quad \text{III.34}$$

Siendo l la distancia de la cima de la formación a la base del intervalo perforado.

Papatzacos⁴³ en 1987, desarrolla una ecuación sencilla y de fácil uso, la cual expresa el pseudo-daño en términos de variables adimensionales. En su ecuación toma en cuenta la reducción de permeabilidades vertical y radial, y es expresada por:

$$S_p = \left(\frac{1}{h_{pD}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_D} + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left(\frac{h_{pD}}{2 + h_{pD}} \left(\frac{A - 1}{B - 1} \right)^{0.5} \right) \quad \text{III.35}$$

donde:

h_{pD} : Fracción del espesor del yacimiento disparado = $\frac{h_p}{h_1}$.

r_D : Radio del pozo, adimensional = $\frac{r_w}{h_1} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.5}$.

A: Constante adimensional = $\frac{1}{(h_{1D} + h_{pD}/4)}$.

B: Constante adimensional = $\frac{1}{(h_{1D} + 3h_{pD}/4)}$.

h_1 : Altura de la cima del yacimiento a la cima del intervalo disparado, pies.

Análogamente, trabajos más recientes para el caso de penetración parcial han sido publicados⁴⁴⁻⁴⁸, dentro de los cuales se aborda el caso de penetración parcial en yacimientos fracturados⁴⁷ y estratificados⁴⁸.

Pseudo-factor de Daño por Desviación del pozo (s_w)

Es común encontrar que los pozos no sean perpendiculares al plano de estratificación de la formación productora. Lo anterior ocurre cuando los pozos desviados producen ya sea de formaciones horizontales o inclinadas. La inclinación de un pozo con respecto a la normal del plano de estratificación, origina un pseudo-factor de daño negativo s_w , debido a que una mayor área de la formación está expuesta al flujo.

Se debe hacer mención que nunca se logra una perforación completamente vertical de los pozos, es decir que siempre se tiene un ángulo de inclinación por pequeño que sea. Lo anterior es debido a que es muy difícil mantener la vertical y más a grandes profundidades. Se ha afrontado la necesidad de perforar pozos desviados ya sea porque los yacimientos subyacen en lugares inaccesibles o en el caso de pozos marinos que se tiene la necesidad de perforar varios pozos desde una misma plataforma.

Cornell y Katz realizaron un estudio utilizando una analogía con un modelo eléctrico, debido a similitudes entre la ley de Ohm para flujo eléctrico y la ley de Darcy para fluidos incompresibles. Considerando la totalidad del espesor del yacimiento señalan que bajo condiciones de flujo estacionario, la desviación de un pozo tiene un efecto directo sobre la productividad, debido al decremento en la resistencia al flujo al rededor del pozo al aumentarse el área de flujo. Creando así un efecto de daño negativo (equivalente a una estimulación). Además

demuestran el incremento de la productividad conforme aumenta el ángulo de desviación del pozo.

En este mismo sentido, en 1974 Cinco Ley⁴⁹ estudia el problema de flujo transitorio hacia pozos desviados o con fracturas inclinadas; utilizando las siguientes consideraciones:

1. Yacimiento horizontal, isotrópico, homogéneo, medio poroso de espesor infinito, porosidad y la permeabilidad es independiente de la presión y del tiempo.
2. Fluido ligeramente compresible.
3. Pozo con intervalo productor h_w , de radio r_w , ángulo de inclinación θ_w , gasto de producción constante q_w , punto medio del intervalo productor z_w .
4. El intervalo productor debe cumplir con:

$$h_w \leq \frac{h}{\cos \theta_w} \quad , \quad \frac{h_w}{2} \leq \frac{z_w}{\cos \theta_w} \quad , \quad \frac{h_w}{2} \leq \frac{(h - z_w)}{\cos \theta_w}$$

5. No existe flujo cruzado en ninguna de las dos fronteras (superior e inferior).
6. No hay cambio en las fronteras externas, ($r \rightarrow \infty$).

Definiendo las siguientes variables adimensionales:

$$P_D = \frac{2\pi kh\Delta P}{q_w \mu} \quad , \quad I_D = \frac{ktz}{\phi \mu c r_w^2} \quad , \quad h_D = \frac{h}{r_w}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w}, \quad z_D = \frac{z}{r_w}, \quad h_{wD} = \frac{h_w}{r_w}$$

en donde :

- P_D : Presión adimensional.
- t_D : Tiempo adimensional.
- h_D : Espesor del intervalo productor adimensional.
- r_D : Radio adimensional.
- z_D : Distancia vertical adimensional.
- h_{wD} : Espesor del intervalo abierto al flujo adimensional.

Considerando el sistema mostrado en la Fig. III.10, donde el pozo se encuentra desviado con un ángulo de inclinación, θ_w , con respecto a la normal del plano de estratificación y con intervalo de estratificación, h_w . Las líneas de flujo son afectadas por θ_w , Z_w y h_w ; de tal forma que los efectos de penetración y desviación del pozo se combinan. Donde para un pozo desviado totalmente penetrante puede ser calculado con la siguiente expresión:

$$S_o = -\left(\frac{\theta_w}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_w}{56}\right)^{1.845} \log\left(\frac{h_D}{100}\right) \quad \text{III.36}$$

de la ecuación III.36:

- s_o : Pseudo-factor de daño debido a la desviación del pozo (adimensional).
- θ_w : Ángulo de inclinación del pozo (grados).
- h_o : Espesor efectivo de la formación (pies).
- r_w : Radio del pozo (pies).

Se puede observar conforme más desviado esté el pozo, mas aumenta s_{ij} , es decir, hay mayor capacidad de flujo.

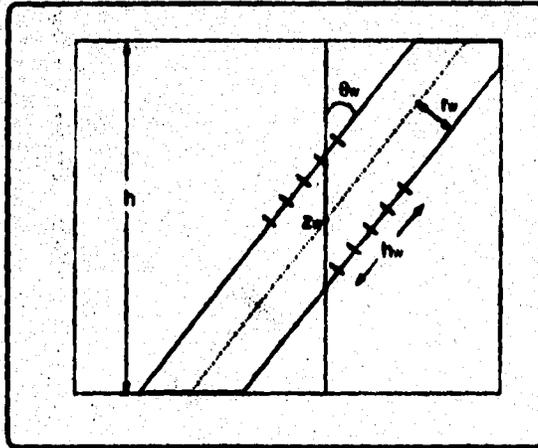


Fig. III.10 Pozo Desviado Totalmente Penetrante.

Pseudo-factor de Daño por Desviación s_w y Penetración Parcial $s_{w,p}$

En el caso de pozos parcialmente penetrantes se considera un pseudo-factor de daño combinado, denotado por $s_{w,p}$. Cinco⁸⁰ et al, presentan un trabajo en el cual generan valores de $s_{w,p}$, para $h_D=100$ y 1000 , (Ver Capítulo IV). La evaluación de $s_{w,p}$, se hace previa a la determinación de los siguientes conjuntos adimensionales:

- h_D : Esesor adimensional (h/h_w)
- Z_{wD} / h_D : Relación adimensional de elevación media del intervalo productor y esesor adimensional.
- $\frac{h_{wD} \cos \theta_w}{h_D}$: Relación de penetración.

donde:

- h : Espesor de la formación. ft.
- r_w : Radio del pozo. ft.
- Z_w : Punto medio del intervalo productor.
- h_w : Longitud del intervalo productor.

Es necesario realizar varias interpolaciones y aproximaciones a los parámetros h_D , Z_w/h_D , $h_w \cos \theta / h_D$ para obtener $s_{e,p}$, en cada una de las tablas presentadas por Cinco Ley, previa definición del valor de θ_w . De donde $s_{e,p}$, para un valor dado de h_D específico, puede ser determinado por medio de interpolación logarítmica o a través de una gráfica de análisis, Fig. III.11.

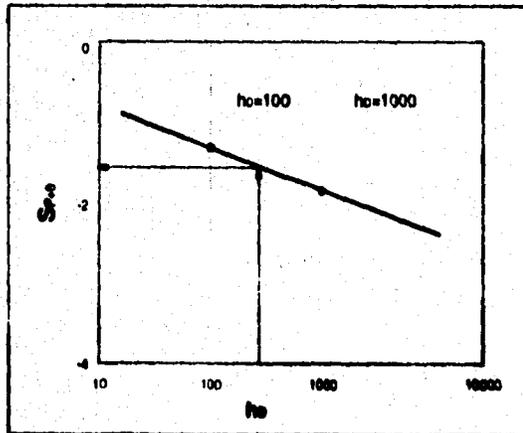


Fig. III.11. Gráfico de $s_{e,p}$, contra h_D , para Pozo Inclinado Parcialmente Penetrante.

Debido a que la metodología de cálculo de $s_{e,p}$, presentado por Cinco⁵⁰, basada en datos numéricos reportados en tablas, (obtenidos de la solución analítica) es

laborioso debido al proceso de varios pasos de interpolación. El objetivo de este trabajo es obtener una aproximación única para $s_{a,p}$, partiendo del polinomio presentado por Padilla y colaboradores⁵¹ dado por:

$$s_{p,q} = \sum_{i=0}^{G_T} \sum_{j=0}^{G_L} \sum_{k=0}^{G_M} C_{i,j,k} \left(\frac{AT^i AZ^j}{AH^k} \right) \quad \text{III.37}$$

El cual como se verá en el Capítulo IV, requiere de sólo tres cálculos para su evaluación ($h_D=100$, $h_D=1000$ y una interpolación). En el siguiente Capítulo se presentará más a detalle el aspecto técnico del problema, así como el modelo de aproximación propuesto para simplificar aún más el cálculo de $s_{a,p}$, con la ecuación propuesta en la referencia 51.

Capítulo IV

Modelo de Ajuste

CAPÍTULO IV**MODELO DE AJUSTE****Antecedentes**

Cinco Ley y col.⁵⁰, establecen que el pseudo-daño por penetración parcial puede tener un valor negativo o positivo. Aunque la mayoría de los pozos no penetra la formación de manera perpendicular, siempre existe un ángulo entre el eje del pozo y la normal a la formación. Esta situación crea indirectamente un incremento en la productividad del pozo con respecto a un pozo terminado perpendicularmente.

El objetivo del trabajo de Cinco es evaluar el pseudo-daño por penetración parcial en pozos desviados de conductividad infinita, en un yacimiento infinito.

El daño por inclinación puede verse como un efecto favorable, debido a que la inclinación del pozo con respecto a la normal del plano de estratificación origina una mayor área de la formación expuesta al flujo. Entonces el pseudo-daño por penetración parcial e inclinación de pozos, $s_{p,i}$, puede tener un valor positivo o negativo. Por tanto un pozo inclinado parcialmente penetrante puede parecer estimulado comparándolo con un pozo vertical totalmente penetrante.

Para modelar el problema, nos podemos referir a la Fig.IV.1, la cual muestra un pozo parcialmente penetrante e inclinado en un yacimiento de espesor h , porosidad ϕ , y permeabilidad k . La terminación del pozo tiene una longitud h_w .

el punto medio está localizado en una elevación z_w y el ángulo de desviación del pozo es θ_w .

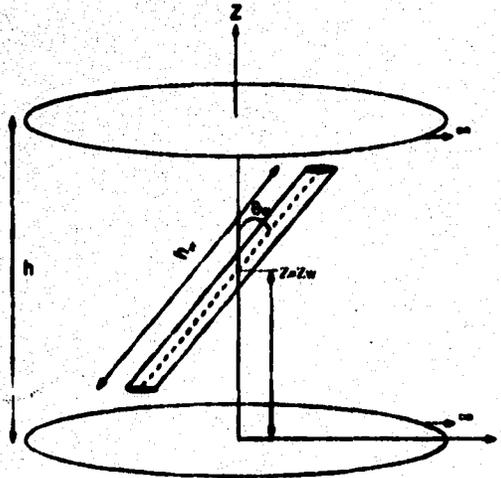


Fig. IV.1. Pozo Desviado Parcialmente Penetrante en un Yacimiento Infinito⁸⁰.

El pseudo-daño por penetración parcial s_{p+0} , es por definición:

$$s_{p+0} = \lim_{t_D \rightarrow \infty} [P_{sD}(t_D, \theta_w, z_{wD}, h_{wD}, h_D) - P_D(t_D)] \quad \text{IV.1}$$

Donde:

- P_{wD} Caída de presión adimensional.
- P_D Solución de línea fuente para un pozo vertical totalmente penetrante. $P_D = \frac{kh(p_i - p)}{141.2q_w B\mu}$
- t_D Tiempo adimensional. $t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu cr_w^2}$

θ_w Ángulo de inclinación del pozo.

Z_{WD} Localización del punto medio adimensional. $Z_{WD} = \frac{Z_w}{r_w}$

h_{WD} Intervalo abierto al flujo adimensional. $h_{WD} = \frac{h_w}{r_w}$

De la ec. IV.1, el pseudo-daño por penetración parcial e inclinación de pozos está dada por la siguiente ecuación en términos de una sumatoria infinita.

$$s_{p,e}(Z_D, \theta_w, Z_{WD}, h_{WD}, h_D) = \frac{1}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{h_D}{h_{WD} \cos \theta_w} \sum_{i=1}^n \frac{q_i}{q} \right)$$

$$\left\{ \ln \left[\frac{\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - B \operatorname{cos} \theta_w + \left[\left(\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - B \operatorname{cos} \theta_w \right)^2 + 1 + (-B \operatorname{sen} \theta_w - A \operatorname{cos} \theta_w)^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{-\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - B \operatorname{cos} \theta_w + \left[\left(-\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - B \operatorname{cos} \theta_w \right)^2 + 1 + (-B \operatorname{sen} \theta_w - A \operatorname{cos} \theta_w)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \right] \right\}$$

$$\left\{ \ln \left[\frac{\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - C \operatorname{cos} \theta_w + \left[\left(-\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - C \operatorname{cos} \theta_w \right)^2 + 1 + (-C \operatorname{sen} \theta_w - A \operatorname{cos} \theta_w)^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{-\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - C \operatorname{cos} \theta_w + \left[\left(-\frac{1}{2} h_{WD} - A \operatorname{sen} \theta_w - C \operatorname{cos} \theta_w \right)^2 + 1 + (-C \operatorname{sen} \theta_w - A \operatorname{cos} \theta_w)^2 \right]^{\frac{1}{2}}} \right] \right\}$$

$$- \ln \left[\frac{z_D + 2nh_D + \sqrt{(z_D + 2nh_D + h_D)^2 + 1}}{z_D + 2nh_D + \sqrt{(z_D + 2nh_D - h_D)^2 + 1}} \right]$$

IV.2

Con:

$$A = (z_D - z_{WD}) \tan \theta_w - x_{D1}$$

$$B = z_D + 2nh_D - z_{WD1}$$

$$C = z_D + 2nh_D + z_{WD1}$$

Donde:

z_D : Distancia vertical adimensional, $z_D = \frac{z}{r_w}$.

Z_{wD} : Elevación del punto medio del intervalo de producción adimensional, $Z_{wD} = \frac{z_w}{r_w}$.

h_{wD} : Espesor del intervalo abierto al flujo adimensional, $h_{wD} = \frac{h_w}{r_w}$.

h_D : Espesor del intervalo productor adimensional, $h_D = \frac{h}{r_w}$.

x_D : Distancia adimensional, $x_D = \frac{x}{r_w}$.

c : Compresibilidad, psi^{-1} .

q : Representa el gasto por unidad de longitud de la línea fuente.

Esta ecuación está en función de parámetros adimensionales, y al evaluar la ecuación se presentan resultados de s_{r-e} , para los valores de espesor adimensional, $h_D = 100$ y $h_D = 1000$. También se presentan diferentes valores de relación de penetración $h_{wD} \cos \theta_w / h_D$, intervalos de penetración Z_{wD} / h_D y ángulos de inclinación del pozo θ_w , ver Tabla IV.1 y IV.2.

Tabla IV.1. Pseudo-factores de Daño para Pozos Inclinaos Parcialmente Penetrantes²⁰

h _p / D													
θ _w	h _D	h _p / D = 0.1		s _{p+0}	s _p	s ₀	θ _w	h _D	h _p / D = 0.25		s _{p+0}	s _p	s ₀
		$\frac{Z_{2D}}{h_p}$	$\frac{h_p \cos \theta_p}{h_n}$						$\frac{Z_{2D}}{h_p}$	$\frac{h_p \cos \theta_p}{h_n}$			
0	100	0.95	0.1	20.810	20.810	0	0	100	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15				20.836	20.810	-0.426	15				6.631	6.611	-0.249
30				18.948	20.810	-1.861	30				5.687	6.611	-1.023
45				16.510	20.810	-4.299	45				4.585	6.611	-2.365
60				12.642	20.810	-8.147	60				2.785	6.611	-4.316
75				6.735	20.810	-14.074	75				-0.481	6.611	-7.062
0	100	0.8	0.1	15.809	15.809	0	0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15				15.449	15.809	-0.36	15				2.878	3.067	-0.189
30				14.185	15.809	-1.623	30				2.308	3.067	-0.769
45				12.127	15.809	-3.628	45				1.338	3.067	-1.729
60				8.944	15.809	-6.864	60				-0.082	3.067	-3.160
75				4.214	15.809	-11.694	75				-2.119	3.067	-5.187
0	100	0.6	0.1	15.257	15.257	0	0	100	0.6	0.5	2.430	2.430	0
15				14.898	15.257	0.359	15				2.264	2.430	-0.176
30				13.636	15.257	-1.621	30				1.738	2.430	-0.700
45				11.583	15.257	-3.674	45				0.838	2.430	-1.382
60				8.415	15.257	-6.842	60				-0.466	2.430	-2.897
75				3.739	15.257	-11.517	75				-2.341	2.430	-4.772
0	100	0.5	0.1	15.213	15.213	0	0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15				14.854	15.213	-0.359	15				2.149	2.369	-0.176
30				13.592	15.213	-1.620	30				1.672	2.369	-0.697
45				11.540	15.213	-3.673	45				0.785	2.369	-1.584
60				8.372	15.213	-6.841	60				-0.509	2.369	-2.879
75				3.699	15.213	-11.514	75				-2.368	2.369	-4.783
0	100	0.875	0.25	8.641	8.641	0	0	100	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15				8.359	8.641	-0.282	15				0.778	0.924	-0.146
30				7.478	8.641	-1.154	30				0.577	0.924	-0.587
45				5.968	8.641	-2.673	45				-0.411	0.924	-1.336
60				3.717	8.641	-4.972	60				-1.807	0.924	-2.432
75				0.467	8.641	-8.177	75				-3.099	0.924	-4.024
0	100	0.75	0.25	7.002	7.002	0	0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15				6.780	7.002	-0.251	15				0.554	0.694	-0.139
30				5.969	7.002	-1.032	30				0.134	0.694	-0.560
45				4.613	7.002	-2.368	45				-0.581	0.694	-1.276
60				2.629	7.002	-4.372	60				-1.632	0.694	-2.326
75				-0.203	7.002	-7.206	75				-3.170	0.694	-3.864
0	100	0.6	0.25	6.688	6.688	0	0	100	0.5	1.0	0	0	0
15				6.403	6.688	-0.289	15				-0.128	0	-0.128
30				5.633	6.688	-1.024	30				-0.817	0	-0.817
45				4.290	6.688	-2.447	45				-1.178	0	-1.178
60				2.377	6.688	-4.32	60				-2.149	0	-2.149
75				-0.418	6.688	-7.076	75				-3.877	0	-3.877

Tabla IV.3 Pseudo-factores de Daño para Pozos Inclínados Parcialmente Penetrantes⁶⁰

$h_{11} = 1000$													
θ	h_D	$\frac{z_{11}}{h_D}$	$\frac{h_{11} \cos \theta}{h_D}$	s_{p+0}	s_p	s_0	θ	h_D	$\frac{z_{11}}{h_D}$	$\frac{h_{11} \cos \theta}{h_D}$	s_{p+0}	s_p	s_0
0	1000	0.95	0.1	41.521	41.521	0	0	1000	0.5	0.25	13.655	13.65	0
15				10.343	41.521	-1.178	15				13.087	13.65	-0.568
30				36.798	41.521	-4.722	30				11.391	13.65	-2.264
45				30.844	41.521	-10.677	45				8.593	13.65	-5.062
60				22.334	41.521	-19.187	60				4.711	13.65	-8.944
75				10.775	41.521	-30.766	75				-0.321	13.65	-13.976
0	1000	0.8	0.1	35.840	35.840	0	0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15				34.744	35.840	-1.096	15				5.119	5.467	-0.348
30				31.457	35.840	-4.382	30				4.060	5.467	-1.387
45				26.973	35.840	-9.867	45				2.363	5.467	-3.104
60				18.241	35.840	-17.599	60				-0.031	5.467	-6.498
75				8.003	35.840	-27.837	75				-3.203	5.467	-8.670
0	1000	0.6	0.1	35.290	35.290	0	0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15				34.196	35.290	-1.096	15				4.482	4.837	-0.355
30				30.910	35.290	-4.380	30				3.800	4.837	-1.034
45				25.430	35.290	-9.860	45				1.888	4.837	-2.979
60				17.710	35.290	-17.58	60				-0.424	4.837	-6.261
75				7.522	35.290	-27.758	75				-3.431	4.837	-8.268
0	1000	0.5	0.1	35.246	35.246	0	0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15				34.151	35.246	-1.095	15				4.443	4.777	-0.334
30				30.866	35.246	-4.38	30				3.446	4.777	-1.331
45				25.386	35.246	-9.86	45				1.806	4.777	-2.971
60				17.667	35.246	-17.579	60				-0.467	4.777	-5.244
75				7.481	35.246	-27.765	75				3.458	4.777	-8.235
0	1000	0.875	0.25	15.733	15.733	0	0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15				15.136	15.733	-1.597	15				1.483	1.735	-0.252
30				13.344	15.733	-2.389	30				0.731	1.735	-1.004
45				10.366	15.733	-5.367	45				-0.512	1.735	-2.247
60				6.183	15.733	-9.550	60				-2.253	1.735	-3.988
75				0.632	15.733	-15.101	75				-4.595	1.735	-6.330
0	1000	0.75	0.25	14.040	14.040	0	0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15				13.471	14.040	-0.569	15				1.262	1.508	-0.246
30				11.770	14.040	-2.270	30				0.528	1.508	-0.980
45				8.959	14.040	-5.081	45				-0.683	1.508	-2.191
60				5.047	14.040	-8.993	60				-2.380	1.508	-3.888
75				-0.069	14.040	-14.109	75				-4.665	1.508	-6.173
0	1000	0.8	0.25	13.701	13.701	0	0	1000	0.6	0.1	0	0	0
15				13.133	13.701	-0.568	15				-0.206	0	-0.206
30				11.437	13.701	-2.264	30				-0.824	0	-0.824
45				8.638	13.701	-5.063	45				-1.850	0	-1.850
60				4.753	13.701	-8.948	60				-3.298	0	-3.298
75				-0.288	13.701	-13.989	75				-5.282	0	-5.282

De las Tablas IV.1 y IV.2 puede verse que s_p , tiene un valor negativo como se mencionó anteriormente, esto es debido a que el intervalo presenta una mayor área expuesta al flujo. s_p , siempre tiene un valor positivo debido a que la penetración parcial crea un efecto similar a un daño en el pozo.

Como se puede observar la metodología de cálculo de s_{p+0} , presentada por Cinco, está basada en datos numéricos, (obtenidos de la solución analítica), y es muy laborioso; debido al proceso de interpolación que se tiene que llevar a cabo para un problema específico. Padilla y col.⁵¹ establecieron una función polinomial de ajuste, que permite el cálculo de s_{p+0} , en forma sencilla y de aquí el cálculo de s_p y s_0 . Los resultados son de excelente aproximación con los resultados obtenidos por Cinco.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

De acuerdo con:

$$s_{p+0} = s_p + s_0 \quad \text{IV.3}$$

se deduce que:

$$s_p = [s_{p+0}]_{0 \rightarrow 0} \quad \text{IV.4}$$

y

$$s_0 = [s_{p+0}]_{0 \rightarrow 1} \quad \text{IV.5}$$

De las ecuaciones anteriores se puede decir que sólo se necesita encontrar una aproximación polinomial de la forma:

$$s_{f_{wp}} = [\theta_w, z_{WD} / h_D, \cos\theta_w / h_D]_{h_D=100.1000} \quad \text{IV.6}$$

para aproximar el valor de $s_{p,0}$, correspondiente a los valores dados por los parámetros adimensionales. $s_{f_{wp}}$, es una función de aproximación restringida por estos parámetros.

De esta manera:

$$s_{p,0} = s_{f_{wp}} \left[\theta_w, z_{WD} / h_D, h_{WD} \cos\theta_w / h_D \right] \quad \text{IV.7}$$

y

$$s_p = s_{f_{wp}} \left[0, z_{WD} / h_D, h_{WD} \cos\theta_w / h_D \right] \quad \text{IV.8}$$

De acuerdo a la referencia 51, la función propuesta para el cálculo de $s_{p,0}$, es un polinomio de la forma:

$$s_{p,0} = \sum_{i=0}^{GT} \sum_{j=0}^{GZ} \sum_{k=0}^{GH} C_{i,j,k} \left[\frac{AT^i AZ^j}{AH^k} \right] \quad \text{IV.9}$$

en donde:

$$AT = \theta_w, \quad AZ = \frac{z_{WD}}{h_D}, \quad AH = \frac{h_{WD} \cos\theta_w}{h_D}$$

y GT, GZ, GH son los grados del polinomio en AT, AZ, AH respectivamente, y $C_{i,j,k}$ son los coeficientes del polinomio, Tablas IV.3 y IV.4.

Su procedimiento se basa en proponer juegos de valores de GT, GZ, GH, para encontrar los coeficientes $C_{i,j,k}$, correspondientes, en donde encontraron que los grados que mejor se ajustan son GT=3, GZ=3 y GH=2; con una diferencia absoluta de 0.082.

De donde el número de coeficientes representativo del polinomio se obtiene con la relación:

$$NC_p = (GT + 1)(GZ + 1)(GH + 1) \quad \text{IV.10}$$

De la ecuación IV.10 el polinomio está representado por 48 coeficientes con la estructura especificada por la ecuación IV.9, los valores de los coeficientes se muestran en las Tablas IV.3 y IV.4, tanto para $h_D=100$ como para $h_D=1000$.

Tabla IV.3. Valores de los coeficientes²¹.

0	0	0	0	-6.87168479	16	1	1	1	1.4676199	32	2	2	2	-8.9345891E-3
1	0	0	1	-0.403632805	17	1	1	2	-0.108916198	33	2	3	0	0.180976689
2	0	0	2	-0.140837193	18	1	2	0	6.79990579	34	2	3	1	-6.6437110E-02
3	0	1	0	27.7163162	19	1	2	1	-2.38822174	35	2	3	2	4.74676373E-03
4	0	1	1	14.0268764	20	1	2	2	0.1169148207	36	3	0	0	2.08676748E-04
5	0	1	2	0.321718898	21	1	3	0	-3.4677177	37	3	0	1	-7.8480616E-05
6	0	2	0	-60.7671182	22	1	3	1	1.27900267	38	3	0	2	5.89263203E-06
7	0	2	1	-19.9617288	23	1	3	2	-9.0899047E-02	39	3	1	0	-1.0667161E-03
8	0	2	2	-0.67416048	24	2	0	0	-4.2607768E-02	40	3	1	1	3.7266803E-04
9	0	3	0	44.8084338	25	2	0	1	1.64793411E-02	41	3	1	2	-2.7989474E-05
10	0	3	1	8.36970116	26	2	0	2	-1.1061302E-03	42	3	2	0	1.7288988E-03
11	0	3	2	0.484980781	27	2	1	0	0.209708989	43	3	2	1	-6.0400260E-04
12	0	0	0	0.83196103	28	2	1	1	-7.7506721E-02	44	3	2	2	4.5350389E-05
13	1	0	1	-0.294283126	29	2	1	2	5.62638802E-03	45	3	3	0	-9.3007879E-04
14	1	0	2	2.09112912E-02	30	2	2	0	0.340163217	46	3	3	1	3.21220723E-04
15	1	1	0	-4.15701676	31	2	2	1	0.125289906	47	3	3	2	-2.4126898E-05

Tabla IV.4. Valores de los coeficientes ⁵¹

h = 1000														
i	j	k	l	m	n	o	p	q	r	s	t	u	v	w
0	0	0	0	-26.897521973	16	1	1	1	-0.157457352	32	2	2	2	2.37701088E-03
1	0	0	1	8.34870338	17	1	1	2	8.4373951E-03	33	2	3	0	-6.3798904E-02
2	0	0	2	-0.686679065	18	1	2	0	-0.809963226	34	2	3	1	1.94495916E-02
3	0	1	0	114.429733	19	1	2	1	0.263198853	35	2	3	2	-1.3246201E-03
4	0	1	1	-16.8706589	20	1	2	2	-1.4285643E-02	36	3	0	0	-3.3183303E-04
5	0	1	2	2.89417601	21	1	3	0	0.440975189	37	3	0	1	1.17106771E-04
6	0	2	0	-201.362198	22	1	3	1	-0.146606445	38	3	0	2	-7.9297242E-06
7	0	2	1	29.9453201	23	1	3	2	8.09676455E-03	39	3	1	0	1.62696466E-03
8	0	2	2	-4.82071638	24	2	0	0	1.37803257E-02	40	3	1	1	-5.7384744E-04
9	0	3	0	119.504555	25	2	0	1	-4.8355684E-03	41	3	1	2	3.86038737E-05
10	0	3	1	-18.1654205	26	2	0	2	3.06364615E-04	42	3	2	0	-2.6463810E-03
11	0	3	2	2.6830914	27	2	1	0	-6.9708824E-02	43	3	2	1	9.35995485E-04
12	1	0	0	-0.101349831	28	2	1	1	2.09290385E-02	44	3	2	2	-6.3026644E-05
13	1	0	1	3.1358242E-02	29	2	1	2	-1.4235564E-03	45	3	3	0	1.41799543E-03
14	1	0	2	-1.7164052E-03	30	2	2	0	0.115749359	46	3	3	1	-5.0404342E-04
15	1	1	0	0.493423462	31	2	2	1	-3.4946561E-02	47	3	3	2	3.40153492E-05

El procedimiento de cálculo de s_{p+0} , utilizando el polinomio de aproximación ec.

IV.9, es el siguiente:

1. Definir los valores de AT, AZ y AH para el problema específico.
2. Evaluar el polinomio, para $h_D=100$ y $h_D=1000$, (ec. IV.9).
3. Interpolarse para s_{p+0} y s_p .
4. Calcular s_t .

Las conclusiones a la que llegaron son que el proceso de cálculo mediante el polinomio es sencillo, la desviación máxima positiva y negativa da pauta para su utilización confiablemente para resolver problemas reales; la técnica de ajuste empleada en el trabajo (mínimos cuadrados y polinomio n dimensional), puede aplicarse a una gran variedad de problemas, especialmente en la aproximación

de parámetros cuyo valor está dado por una función de n variables independientes.

Cinco⁵⁰, señala que para obtener valores de s_{p+0} , para cualquier valor de h_D , estos pueden ser obtenidos graficando semilogárfmicamente los resultados para dos espesores adimensionales ($h_D=100$ y $h_D=1000$), trazando una línea recta entre dos puntos e interpolando al valor de h_D , Fig. IV.2.

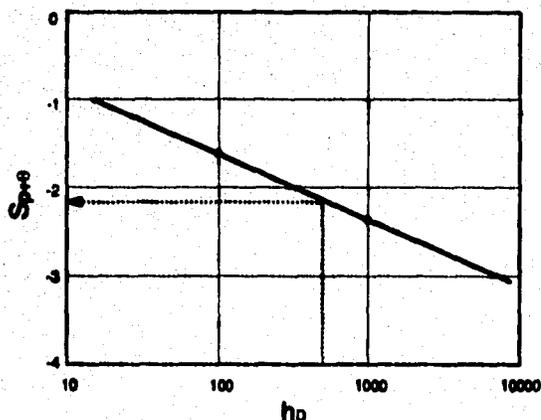


Fig. IV.2. s_{p+0} vs $\log h_D$ para un Pozo Inclinado Parcialmente Penetrante en un Yacimiento Infinito.

De acuerdo a lo anterior, s_{p+0} , presenta una relación lineal con respecto al log de h_D .

MODELO DE APROXIMACIÓN

Partiendo del polinomio en AT, AZ, y AH, ec. IV.9, por medio del cual el daño por penetración parcial e inclinación de pozos s_{p+0} y s_{θ} , pueden ser calculado satisfactoriamente. Se tiene que:

$$AT = \theta_w: \quad \text{con grado en la variable GT=3.}$$

$$AZ = \frac{Z_{WD}}{h_D}: \quad \text{con grado en el grupo adimensional, GZ=3.}$$

$$AH = \frac{h_{WD} \cos \theta_w}{h_D}: \quad \text{con grado en el grupo adimensional, GH=2.}$$

La ec. IV.9, tiene que ser evaluada una vez, para $h_D=100$ (se identifica como $W_{i,j,k}$) y $h_D=1000$ (se identifica como $y_{i,j,k}$), utilizando los coeficientes $C_{i,j,k}$ dados en las Tablas IV.3 y IV.4. De donde el valor de s_{p+0} , puede ser obtenido interpolando para h_{Dx} de interés. Así mismo, evaluando para $\theta_w = 0$, se obtiene el pseudo-daño por penetración parcial s_p . Con lo anterior utilizando $s_{\theta} = s_{p+0} - s_p$, se puede determinar directamente el pseudo-daño por inclinación.

La idea para este trabajo es presentar un polinomio único, tal que haciendo uso de la ecuación propuesta⁵¹, para dar un valor específico de h_{Dx} , se puede obtener un valor de s_{p+0} , en una sólo evaluación.

Se deben señalar las siguientes suposiciones:

1. La variación de $s_{p+\theta}$, sigue siendo lineal con respecto al $\log h_D$. De tal forma que la interpolación lineal logarítmica sea válida.
2. Dado que para $h_D=100$ y $h_D=1000$, se tiene un juego de coeficientes $C_{i,j,k}$, para cada uno bajo la misma estructura polinomial y con los mismos grados en cada variable. Se supone que para la aproximación única a obtener se sigue cumpliendo GT, GZ y GH igual a 3, 3 y 2 respectivamente.
3. El polinomio será válido sólo para la variación en: θ_w , $\frac{Z_{wD}}{h_D}$ y $\frac{h_{wD} \cos \theta_w}{h_D}$ establecida en la Tablas de Cinco⁵⁰.

De la Fig. IV.2, de $s_{p+\theta}$, contra el $\log h_D$, se puede establecer que:

$$Y = b + m \log h \tag{IV.11}$$

donde b y m son la ordenada y pendiente de la línea recta semilogarítmica.

Utilizando las variables del problema tenemos:

$$s_{p+\theta} = (s_{p+\theta})_{h_D=100} + \frac{(s_{p+\theta})_{h_D=1000} - (s_{p+\theta})_{h_D=100}}{\log 1000 - \log 100} (\log h_{DX} - \log 100) \tag{IV.12}$$

Rearreglando la ec. IV.12 tenemos:

$$s_{p+0} \Big|_{h_{DX}} = s_{p+0} \Big|_{h_{D=100}} + \left[s_{p+0} \Big|_{h_{D=1000}} - s_{p+0} \Big|_{h_{D=100}} \right] \log \frac{h_{DX}}{100} \quad \text{IV.13}$$

la cual representa la fórmula de interpolación logarítmica para s_{p+0} , en función de $s_{p+0} \Big|_{h_{D=100}}$, $s_{p+0} \Big|_{h_{D=1000}}$ y h_{DX} de interés.

Para facilitar el manejo de las variables se pueden hacer las siguiente substituciones:

a) $\sum_0^G = \sum_{i=0}^{GZ} \sum_{j=0}^{GZ} \sum_{k=0}^{GH}$ IV.14

b) $A_0 = \left(\frac{AT^i AZ^i}{\Lambda H^k} \right)$ IV.15

c) $W_0 = C_{i,j,k}$ para $h_D=100$
 $Y_0 = C_{i,j,k}$ para $h_D=1000$ IV.16

d) $h_{DX}=h$ (Valor de la variable independiente) IV.17

e) $s_{p+0} \Big|_{h_{DX}} = \bar{s}_h$ IV.18

Tomando las ecuaciones IV.14 a IV.18, derivadas de la ec. IV.9 y substituyendo en la ec. IV.13 tenemos la siguiente expresión:

$$\bar{s}_h = \sum_0^G W_0 A_0 + \sum_0^G (Y_0 - W_0) A_0 \log \left(\frac{h}{100} \right) \quad \text{IV.19}$$

agrupando términos y factorizando:

$$\bar{s}_h = \sum_0^G W_0 A_0 (3 - \log h) + Y_0 A_0 (\log h - 2) \quad \text{IV.20}$$

de la ec. IV.20, desarrollando y reagrupando finalmente podemos expresar como:

$$\bar{s}_h = \sum_0^G A_0 (3W_0 - 2Y_0) + A_0 (Y_0 - W_0) \log h \quad \text{IV.21}$$

si:

$$\begin{aligned} \delta_0 &= 3W_0 - 2Y_0 & \text{y} \\ \gamma_0 &= Y_0 - W_0 \end{aligned} \quad \text{IV.22}$$

la ec. IV.21, se puede reducir a la ecuación IV.23, la cual también toma en cuenta la variación de h' para $\ell=0,1$. Expresándose de la siguiente forma:

$$\bar{s}_h = \sum_{\ell=0}^1 \sum_0^G K_\ell A_\ell (\log h)^\ell \quad \text{IV.23}$$

en donde:

$$\begin{aligned} K_0 &= \delta_0 & \text{para } \ell = 0 \\ K_1 &= \gamma_0 & \text{para } \ell = 1 \end{aligned}$$

Expandiendo la ecuación IV.23, y reagrupando se puede demostrar que esta ecuación puede estar representada por una triple sumatoria similar a la ecuación IV.9, que puede ser expresada por :

$$\bar{s}_h = \sum_i A_i (\delta_i + \gamma_i \log h) \quad \text{IV.24}$$

Si en la ec. IV.24, sustituimos las variables iniciales tenemos finalmente la ecuación única por medio de la cual se puede determinar el valor de s_{p+0} , para una h_{DX} específica, obtenida evaluando una sola vez el polinomio dado por la ecuación siguiente:

$$s_{p+0} |_{h_{DX}} = \sum_{i=0}^{GT} \sum_{j=0}^{GZ} \sum_{k=0}^{GH} \left(\frac{AT^i AZ^j}{AH^k} \right) [\delta_{i,j,k} + \gamma_{i,j,k} \log h_{DX}] \quad \text{IV.25}$$

Los resultados numéricos para s_{p+0} , serán mostrados en forma de tablas y gráficas en el capítulo V, en donde se hace una comparación con los estudios realizados por Cinco⁵⁰, Padilla⁵¹ y este trabajo, donde se demuestra la validez de la función polinomial, para el cálculo de s_{p+0} , haciendo un sólo cálculo.

Capítulo V
Resultados

CAPÍTULO V**RESULTADOS**

Las Tablas V.1 y V.2, muestran los valores de s_{p+c} , s_p y s_b obtenidos en este trabajo, para $h_D=100$ y $h_D=1000$. Para comparación ver los valores de s_{p+c} , presentados en las Tablas VI.1 y VI.2. Se puede ver que la ecuación VI.25, tiene una excelente aproximación y los resultados que de ésta se obtienen, concuerdan con los resultados presentados en la referencia 51.

Las Figs. V.1 y V.2, muestran gráficamente, una comparación entre los resultados reportados en las referencias 50 y 51 y los de este trabajo; se muestra una excelente aproximación con una diferencia de desviación mínima. Esto da pauta para la utilización del polinomio presentado en este trabajo para cálculos reales con toda confianza.

El error relativo promedio obtenido comparando los resultados de este trabajo, con lo teóricos fué de 2% para $h_D=100$ y de 1% para $h_D=1000$. Donde la expresión V.1 fue utilizada para el cálculo del error relativo promedio.

$$\left| \frac{s_{p+c} - s_{p+c,t}}{s_{p+c}} \right| \quad \text{V.1}$$

donde:

s_{p+c} : Pseudo-daño por penetración parcial.

t: Teórico.

c: Calculado.

Tabla V.1 Valores de $s_{p+\theta}$, s_p y s_h Obtenidos en Este Trabajo.

$H_0 = 100$													
θ	$\frac{Z_{p+\theta}}{h_p}$	$\frac{h_p \cos \theta}{h_0}$	$s_{p+\theta}$	s_p	s_0	θ	$\frac{Z_{p+\theta}}{h_p}$	$\frac{h_p \cos \theta}{h_0}$	$s_{p+\theta}$	s_p	s_h		
1	0	0.095	0.1	20.826	20.826	0	43	0	0.5	0.25	6.621	6.621	0
2	15			20.303	20.826	-0.623	44	15			6.384	6.621	-0.277
3	30			18.998	20.826	-1.828	45	30			5.899	6.621	-1.092
4	45			16.545	20.826	-4.280	46	45			4.247	6.621	-2.354
5	60			12.824	20.826	-8.242	47	60			2.290	6.621	-4.361
6	75			6.788	20.826	-14.078	48	75			-0.430	6.621	-7.051
7	0	0.8	0.1	15.829	15.829	0	49	0	0.75	0.5	3.059	3.059	0
8	15			16.371	15.829	-0.458	50	15			2.965	3.059	-0.204
9	30			14.234	15.829	-1.595	51	30			2.310	3.059	-0.749
10	45			12.166	15.829	-3.663	52	45			1.350	3.059	-1.709
11	60			8.914	15.829	-6.915	53	60			-0.099	3.059	-3.158
12	75			4.226	15.829	-11.604	54	75			-2.110	3.059	-5.169
13	0	0.6	0.1	15.279	15.279	0	55	0	0.4	0.5	2.424	2.424	0
14	15			14.839	15.279	-0.440	56	15			2.284	2.424	-0.190
15	30			13.599	15.279	-1.680	57	30			1.730	2.424	-0.690
16	45			11.799	15.279	-3.481	58	45			0.881	2.424	-1.545
17	60			8.357	15.279	-6.922	59	60			-0.481	2.424	-2.942
18	75			3.738	15.279	-11.541	60	75			-2.332	2.424	-4.768
19	0	0.5	0.1	15.240	15.240	0	61	0	0.5	0.5	2.342	2.342	0
20	15			14.798	15.240	-0.442	62	15			2.150	2.342	-0.192
21	30			13.643	15.240	-1.597	63	30			1.648	2.342	-0.694
22	45			11.554	15.240	-3.686	64	45			0.766	2.342	-1.576
23	60			8.311	15.240	-6.929	65	60			-0.566	2.342	-2.908
24	75			3.693	15.240	-11.547	66	75			-2.419	2.342	-4.761
25	0	0.475	0.1	15.240	15.240	0	67	0	0.425	0.760	0.913	0.913	0
26	15			14.800	15.240	-0.440	68	15			0.758	0.913	-0.158
27	30			13.645	15.240	-1.595	69	30			0.539	0.913	-0.674
28	45			11.799	15.240	-3.480	70	45			0.399	0.913	-1.312
29	60			8.364	15.240	-6.875	71	60			-1.519	0.913	-2.432
30	75			3.746	15.240	-11.493	72	75			-3.084	0.913	-3.997
31	0	0.75	0.25	7.010	7.010	0	73	0	0.5	0.75	0.760	0.760	0
32	15			6.735	7.010	-0.275	74	15			0.599	0.760	-0.161
33	30			5.973	7.010	-1.037	75	30			0.195	0.760	-0.585
34	45			4.628	7.010	-2.382	76	45			-0.520	0.760	-1.280
35	60			2.601	7.010	-4.409	77	60			-1.612	0.760	-2.372
36	75			-0.206	7.010	-7.216	78	75			-3.150	0.760	-3.910
37	0	0.4	0.1	6.649	6.649	0	79	0	0.6	1	0	0	0
38	15			6.386	6.649	-0.273	80	15			0.308	0	-0.305
39	30			5.624	6.649	-1.035	81	30			0.072	0	-0.957
40	45			4.279	6.649	-2.380	82	45			-1.155	0	-1.785
41	60			2.313	6.649	-4.407	83	60			-2.155	0	-2.863
42	75			-0.622	6.649	-7.214	84	75			-3.628	0	-3.928

Tabla V.2 Valores de $s_{p,u}$, s_p y s_θ Obtenidos en Este Trabajo para $h_p=1000$.

h _p = 1000													
θ_w	$\frac{Z_{u,0}}{h_u}$	$\frac{h_{u,0} \cos \theta_u}{h_u}$	$s_{p,u}$	s_p	s_θ	θ_w	$\frac{Z_{u,0}}{h_u}$	$\frac{h_{u,0} \cos \theta_u}{h_u}$	$s_{p,u}$	s_p	s_θ		
1	0	0.095	0.1	41.519	41.519	0	43	0	0.5	0.25	13.681	13.681	0
2	15			40.924	41.519	-1.225	44	15			13.094	13.681	-0.587
3	30			39.829	41.519	-4.690	45	30			11.405	13.681	-2.270
4	45			30.902	41.519	-10.617	46	45			8.611	13.681	-5.070
5	60			22.296	41.519	-19.223	47	60			4.710	13.681	-8.971
6	75			10.778	41.519	-30.731	48	75			-0.300	13.681	-13.981
7	0	0.8	0.1	35.840	35.840	0	49	0	0.75	0.5	5.444	5.444	0
8	15			34.721	35.840	-1.199	50	15			5.092	5.444	-0.352
9	30			31.475	35.840	-4.365	51	30			4.077	5.444	-1.367
10	45			26.006	35.840	-9.834	52	45			2.376	5.444	-3.068
11	60			18.218	35.840	-17.622	53	60			-0.034	5.444	-5.478
12	75			8.014	35.840	-27.826	54	75			-3.177	5.444	-8.621
13	0	0.6	0.1	35.303	35.303	0	55	0	0.6	0.6	4.824	4.824	0
14	15			34.181	35.303	-1.122	56	15			4.483	4.824	-3.341
15	30			30.925	35.303	-4.379	57	30			3.604	4.824	-1.320
16	45			25.452	35.303	-9.851	58	45			1.872	4.824	-2.952
17	60			17.677	35.303	-17.426	59	60			-0.428	4.824	-5.252
18	75			7.514	35.303	-27.789	60	75			-3.410	4.824	-8.234
19	0	0.5	0.1	35.267	35.267	0	61	0	0.5	0.5	4.735	4.735	0
20	15			34.140	35.267	-1.127	62	15			4.394	4.735	-0.341
21	30			30.881	35.267	-4.386	63	30			3.417	4.735	-1.318
22	45			25.404	35.267	-9.863	64	45			1.788	4.735	-2.947
23	60			17.626	35.267	-17.641	65	60			-0.511	4.735	-5.246
24	75			7.461	35.267	-27.806	66	75			-3.498	4.735	-8.233
25	0	0.875	0.25	16.734	16.734	0	67	0	0.625	0.25	1.708	1.708	0
26	15			16.117	16.734	-0.617	68	15			1.454	1.708	-0.254
27	30			13.351	16.734	-3.383	69	30			0.729	1.708	-0.980
28	45			10.385	16.734	-6.349	70	45			-0.498	1.708	-2.306
29	60			6.165	16.734	-10.514	71	60			-2.252	1.708	-3.980
30	75			0.643	16.734	-16.091	72	75			-4.663	1.708	-6.271
31	0	0.75	0.25	14.048	14.048	0	73	0	0.5	0.75	1.559	1.559	0
32	15			13.462	14.048	-0.586	74	15			1.306	1.559	-0.253
33	30			11.777	14.048	-2.271	75	30			0.589	1.559	-0.970
34	45			8.973	14.048	-5.075	76	45			-0.622	1.559	-2.181
35	60			5.032	14.048	-9.016	77	60			-2.353	1.559	-3.912
36	75			-0.066	14.048	-14.114	78	75			-4.632	1.559	-6.191
37	0	0.6	0.25	13.717	13.717	0	79	0	0.6	1	0	0	0
38	15			13.182	13.717	-0.535	80	15			-0.272	0	-0.272
39	30			10.245	13.717	-2.272	81	30			-0.857	0	-0.857
40	45			6.699	13.717	-5.018	82	45			-1.653	0	-1.653
41	60			4.739	13.717	-8.978	83	60			-3.293	0	-3.293
42	75			0.591	13.717	-14.088	84	75			-6.211	0	-6.211

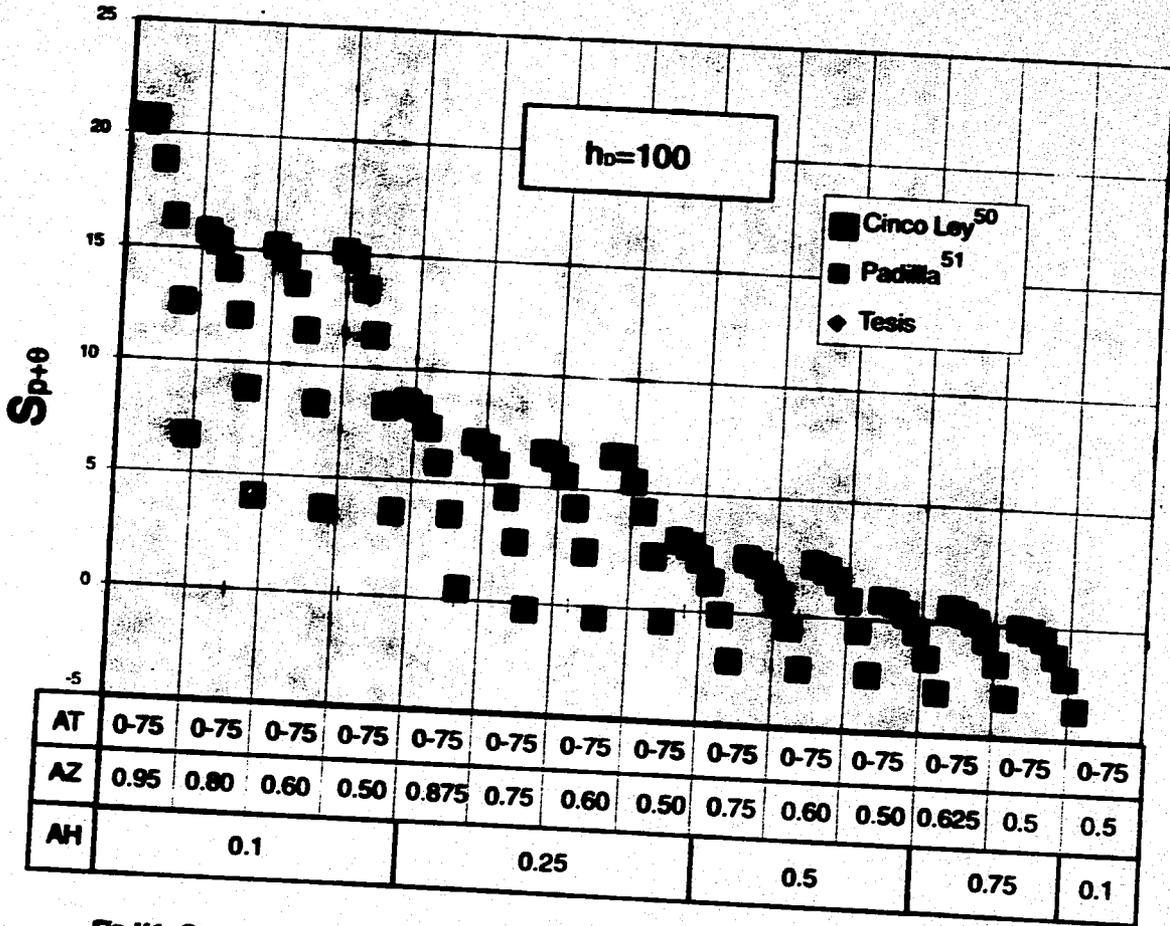


Fig. V.1 Comparación entre los resultados obtenidos por Cinco⁵⁰, Padilla⁵¹ y este trabajo, para $h_0=100$

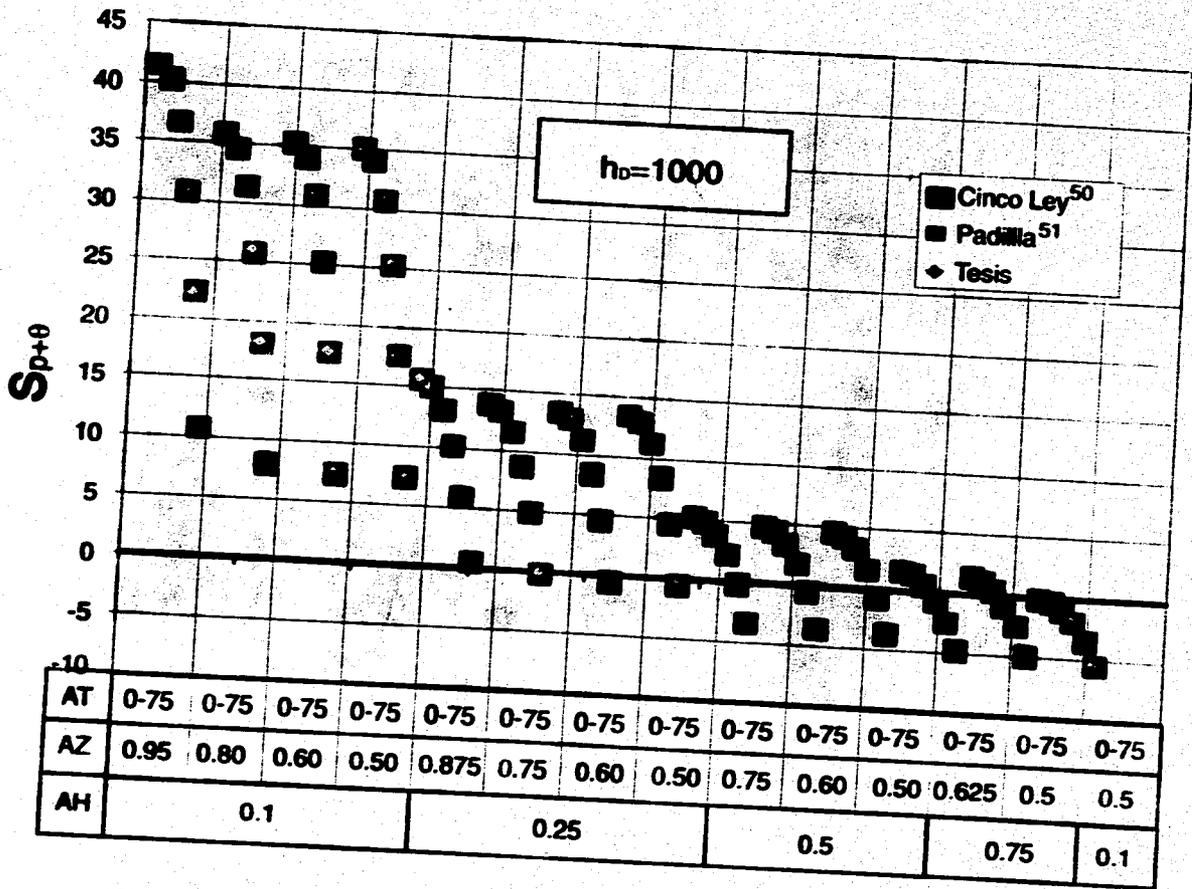


Fig. V.2 Comparación entre los resultados obtenidos por Cinco⁵⁰, Padilla⁵¹ y este trabajo, para $h_0=1000$

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se tiene un pozo terminado con una inclinación de 15°, en una formación de espesor $h=136.85\text{m}$, el intervalo disparado tiene un espesor de 112.04m y el radio del pozo es de 0.1524m , Fig.V.3.

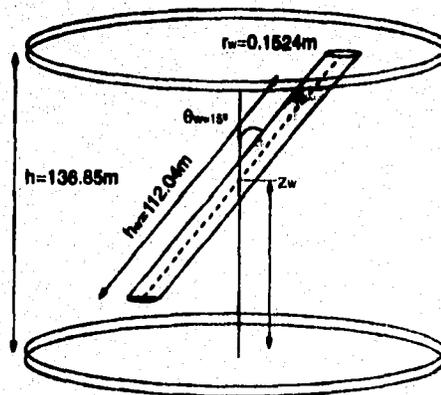


Fig. V.3

Cálculo de los grupos adimensionales:

$$Z_{wD} / h_D = 0.59$$

donde :

$$Z_{wD} = \frac{h - h_w / 2}{r_w} = 530.41$$

y

$$h_D = \frac{h}{r_w} = 898$$

Para el cálculo de la relación de penetración:

$$\frac{h_{wp} \cos \theta_w}{h_D} = \frac{h_w}{h} \cos \theta_w = 0.81$$

De acuerdo a la relación de penetración, el pozo se encuentra produciendo del orden del 81% del espesor total productor, por lo que el daño por penetración debe ser pequeño.

De acuerdo a Cinco⁵⁰, los valores más próximos de las tablas, para la evaluación de s_{p+e} , son:

$$Z_{wD} / h_D = 0.621 \quad \text{y} \quad \frac{h_{wp} \cos \theta_w}{h_D} = 0.75$$

los cuales tienen un porcentaje de error del 5 al 7%, comparados con los reales.

a) Utilizando las Tablas IV.1 y IV.2, para 0.625 y 0.75 para $h_D=100$, $s_{p+e} = 0.778$ y para $h_D=1000$, $s_{p+e} = 1.483$; interpolando para $h_D=898$ tenemos que

$$s_{p+e} \Big|_{h_D=898} = 1.45.$$

b) Utilizando el polinomio de este trabajo para los parámetros establecidos en el inciso a), obtenemos:

$$s_{p+e} = 1.421$$

c) Utilizando el polinomio de este trabajo para los parámetros reales de 0.59 y 0.81 tenemos que:

$$s_{p+0} = 0.922$$

Debido a que en el inciso c), usando el polinomio de aproximación se están utilizando los valores correctos, el valor de s_{p+0} , es más preciso que en los casos a) y b).

Para determinar el daño por penetración, en el caso a) se requieren hacer los mismos pasos considerando $\theta_n=0$, mientras que en b) y c), utilizando los datos correctos obtenemos $s_p = 1.158$,

en donde si:

$$s_{p+0} = s_p + s_0, \quad \text{entonces:}$$

$$s_0 = s_{p+0} - s_p = 0.922 - 1.158$$

Por lo que el daño por inclinación es: $s_0 = -0.236$

Viendo los valores obtenidos de s_{p+0} , s_p y s_0 , se puede concluir que este pozo está actuando como si no tuviera daño, debido al valor tan pequeño de s_{p+0} . Lo anterior es porque el efecto negativo de s_p , es compensado por el efecto positivo en la productividad de s_0 .

Lo anterior concuerda con el grado de penetración del pozo (80%), y el bajo ángulo de inclinación.

Evaluando este mismo ejemplo utilizando el modelo propuesto por Brons y Marting³⁷, se obtiene $s_p=1.048$.

De igual forma, haciendo uso del modelo de Papatzacos⁴³, $s_p=1.208$.

Observando los valores de s_p , con los procedimientos de las referencias 37 y 43, con el obtenido en este trabajo que es de 1.158, se puede verificar la similitud de éstos.

Lo anterior da pauta para la utilización del procedimiento presentado en este trabajo para casos reales, obteniéndose resultados confiables y de excelente aproximación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se presenta una función de aproximación para el cálculo del pseudo-daño por penetración parcial e inclinación de pozos.
- El polinomio propuesto reduce la evaluación de s_{p+0} a un sólo cálculo en comparación a los tres cálculos de la referencia 51 y varios procesos de interpolación para el caso de la referencia 50.
- Dada la exactitud de los cálculos observados, el polinomio puede ser usado con toda confianza para resolver casos reales de campo.
- Independientemente de la funcionalidad del polinomio de ajuste, éste está restringido al rango de valores en los tres parámetros θ_w , Z_{wD}/h_D y $h_{wD} \cos \theta_w / h_D$, para los que fue obtenido, por lo que valores de s_{p+0} , fuera del rango establecido, deben tomarse con reserva.

NOMENCLATURA

Índices

A	Área transversal de flujo del disparo (pie ²).
a_D	Longitud del disparo, adimensional (pg, pie).
AH	$h_{wD} \cos \theta_w / h_D$
A_o	Área transversal del disparo (pg ² , pie ²).
AT	Ángulo de inclinación del pozo (grados) θ_w .
AZ	Z_{wD} / h_D
B_o, B_w, B_g	Factores de volumen del aceite, agua y gas respectivamente.
C_g, C_o	Compresibilidades del gas y agua respectivamente (psi ⁻¹).
C_{i,j,k}	Coefficientes del polinomio.
c_t	Compresibilidad total del sistema (psi ⁻¹).
d_o	Diámetro del disparo, adimensional.
EF	Eficiencia de flujo.
GT, GZ, GH	Grados del polinomio en AT, AZ, AH respectivamente.
h	Espesor neto productor o inyector (pie).
h	Espacio entre disparos (pg, pie).
h_o	Espesor adimensional.
h_{wD}	Espesor adimensional del intervalo productor.
J	Índice de productividad. (bls/psi).
k	Permeabilidad de la formación (mD).
k_o, k_g, k_w	Permeabilidades al aceite, gas y agua respectivamente (mD).
k_{wo}, k_{wg}, k_{wo}	Permeabilidades relativas al agua, gas y aceite respectivamente.
k_s	Permeabilidad de la zona dañada.
k_v, k_h	Permeabilidades vertical y horizontal, respectivamente (mD).
L, L_p	Longitud del disparo (pg, pie).
m	Pendiente.
N	Número de perforaciones abiertas.

Nomenclatura

N_p	Producción acumulativa de aceite (STB) (stock-tank m^3).
P_b	Presión de saturación (psia).
P_{ws}	Presión del yacimiento (psia).
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo o inyectando (psia).
\bar{p}	Presión promedio (psia).
Q_g	Gasto de producción de gas (PCD @ 14.7 psi, 60° F.).
Q_o	Gasto de producción de aceite (BPD).
$Q_{o,max}$	Gasto máximo de aceite (BPD).
Q_p	Producción del disparo (BPD).
Q_w	Gasto de producción de agua (BPD).
r_e	Radio de drenaje del pozo (pie)
r_s	Radio de la zona dañada (pies).
r_w	Radio del pozo (pie)
r_w'	Radio del efectivo del pozo (pie o pg)
s_o	Pseudo-daño por desviación del pozo.
s_d	Pseudo-factor de daño por invasión.
s_d	Pseudo-daño por disparos
s_f	Pseudo-daño por fracturas.
s_{ft}	Daño por flujo turbulento.
s_p	Pseudo-daño por penetración parcial
s_{p+e}	Pseudo-daño por penetración parcial e inclinación del pozo.
s_r	Pseudo-daño por alteración a la permeabilidad de la formación.
T	Temperatura del yacimiento (°R).
t	Tiempo (horas o días).
t_{DA}	Tiempo adimensional basado en el área de drenaje.
Z	Factor de compresibilidad del gas. (● Q P_{wf} , T).
Z_D	Distancia vertical adimensional.
Z_{wD}	Elevación adimensional del punto medio del intervalo productor.

Subíndices

D	Adimensional.
i	Condiciones iniciales.
l	Condición laminar.
nl	Condición no laminar.
o, g, w	Referentes al aceite, gas y agua respectivamente.
sc	Condiciones de tanque estándar.

Gríegas

β	factor de turbulencia o coeficiente inercial (pies) ⁻¹
ρ	Densidad (lb _m /pie ³)
μ_o, μ_g, μ_w	Viscosidades del aceite, gas y agua respectivamente (cp).
ΔP_s	Caída de presión (psi).
θ_w	Ángulo de inclinación del pozo (grados).
ΔP	Caída de presión a través del disparo (lb/pg ²).

REFERENCIAS

1. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well", *Petroleum Trans., AIME* 1952.
2. Matthews, C. S., and Russell, D. G. : Pressure Buildup and Flow Test in Wells Monograph Vol. 1, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1967.
3. Hawkins, M. F.: "A Note on the Skin Effect", Louisiana State University, Baton Rouge, L.A.
4. Home, R. H. : Modern Well Test Analysis, Stanford University. 1990.
5. Pucknell, J. K., and Clifford P. J.: "Calculation of Total Skin Factors", *British Petroleum Research, Society of Petroleum Engineers, SPE-29100*.
6. Islas, S. C. : Manual de Estimación Matricial de Pozos Petroleros, Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
7. Standing, M. B.: "Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoirs", *Society of Petroleum Engineers, Production -AIME, JPT, September 1971*.
8. Vogel, J. V. : "Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Wells", *Journal Petroleum Technology, January 1968*.

9. Standing, M. B. : "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing By Solution-Gas Drive", Journal Petroleum Technology , Nov. 1970.
10. Fetkovich, M. J., Vienot M. E., and Bradley M. D. "Decline Curve Analysis Using Type Curves Case Histories", SPEFE , (Dec. 1987)
11. Evinger, H. H., and Muskat M. : " Calculation of Productivity Factors for Oil-Gas-Water Systems in the Steady State ", Journal Petroleum Technology, January 1942.
12. Apuntes de Evaluación de la Producción, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM.
13. Garalcochea, F. P. : Apuntes de Estimulación de pozos, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM.
14. Camacho, V. R., Vásquez, C. M., and Padilla, S. R. : "New Results on Decline Curves Considering Non Darcy Flow Effects", SPE 24058 Presented in 1992 Western Regional Meeting, Bakerfield, Ca., March 29 - Apr. 1, 1992.
15. Camacho V. R., Padilla S. R. y Vásquez C. M.: " Compoteamiento de IPR con Presencia de Efectos Inerciales en el Yacimiento", Ingeniería Petrolera, Jul. 1992.
16. Cesar M. J. : "Daño a la Formación." Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, Caracas Venezuela.

17. Roland, F. K.: "An Overview of Formation Damage and Well productivity in Oilfield Operations". *Journal Petroleum Technology*, Feb. 1986.
18. Islas S, C. : Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.
19. Holmes, A. : Geología Física, Ediciones Omega 1952.
20. Martínez, R. N. y León V. R. : "Diseño de Pruebas de Incremento de Presión en Pozos", Proyecto D-5057 Instituto Mexicano del Petróleo. 1985.
21. Schechter: Oil Well Stimulation, Prentice Hall, 1990.
22. Earlougher, R. : Advances in Well Test Analysis, Monograph Volume 5 Society of Petroleum Engineers.
23. Martínez, R. N. y Ricoy S. U. : "Sistema Automático de Pruebas de Presión en Pozos Petroleros", *Ingeniería Petrolera* , Julio de 1987.
24. Padilla, S. R., Roldán, C. J., y Hernández, H. M.: "SAPP - NEW, Nuevo Sistema de Análisis de Pruebas de Presión", XXXIII Congreso Nacional AMP, Veracruz Ver. 1985.
25. Silva, L. P. : Proyecto D-387A "Análisis del Efecto de los Disparos Sobre la Productividad de los Pozos". Instituto Mexicano del Petróleo. Jun. 1978.
26. Saidikowski, R. M.: "Numerical Simulations of the Combined Effects Wellbore Damage and Partial Penetration", *Society of Petroleum Engineers* 8204, Sep. 1979.

27. Thompson, G. D.: "Effect of Formation Compressive Strength on Perforator Performance" Presented at Southern District Reunion, API Division of Production, Mar. 1962.
28. Harris, M. H. : " The Effect of Perforating on Well Productivity", Journal of Petroleum Technology, Jul. 1965.
29. Hong, K. C. : "Productivity of Perforated Completion in Formations With or Without Damage", Journal Petroleum Technology, Aug. 1975.
30. Karakas, M., and Tariq S. M.: "Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions" Society of Petroleum Engineers, February, 1991.
31. Cinco Ley, H., and Samaniego V. H. : " Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite Conductivity Vertical Fracture ", Society of Petroleum Engineers, Ago. 1978.
32. Camacho, V. R., Padilla, S. R., and Vásquez C. M. : " Inflow Performance Relationship With Inertial Effects in the Reservoir ". SPE-25481 Production Operation Symposium, Oklahoma City. March 21-23, 1993.
33. Camacho, V. R. , Vazquez, C. M. , Roldan, C. I. , Samaniego V. F., and Macias, C. L. : "New Results and Transient well Test Analysis Considering Non Laminar Flow in the Reservoir". SPE 26180 Technology Symposium Hold Calgary, Alberta Canada, 28-30 Jul. 1993.

34. Swift, G. W. and Kiel O. G. : "The Prediction of Gas Well Performance Including the Effect on Non-Darcy Flow." , Jul. 1962.
35. Cornell D., and Katz D. L. : "Flow of Gases Thorough Porous Media", Ind. Eng. Chem (1953).
36. Geertsma, J. : "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media". SPEJ , Oct. 1974.
37. Brons, F., and Marting V. E. : "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity" Journal Petroleum Technology , Feb.. 1982.
38. Nisle, R. G. : "The Effect of Partial Penetration on Pressure Build-up In Oil Wells", Petroleum Trans, AIME, 1958.
39. Clegg, M. W. and Mills, M. : " A Study of the Behavior of Partially Penetrating Wells", Society of Petroleum Engineers Journal, Jun. 1969.
40. Vrbik, J. : "A Simple Approximation To Pseudoskin Factor Resulting From Restricted Entry", SPE Formation Evaluation, Dec. 1991.
41. Odeh, A. S. : "Steady-State Flow Capacity of Wells With Limited Entry to Flow"; Transactions of AIME 243, 1968
42. Streltova, T. D. : ;"Pressure Drawdown in Wells with Limited Flow Entry", Journal Petroleum Technology, Nov. 1979.

43. Papatzacos, P. : "Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells", Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering, May 1987.
44. Reynolds, A. C., Chen, C. J., and Raghavan, R. : "Pseudoskin Factor Caused by Partial Penetration", Journal Petroleum Technology, Dec. 1984.
45. Ding, W., and Reynolds, A. C. : "Compilation of Pseudoskin Factor to a Restricted-Entry Well", Oklahoma City, April 7-9, 1991.
46. Wenzhong, J., and Reynolds, A. C. : "Computation of the Pseudoskin Factor for a Restricted Entry Well". SPE 21705. Presented at Symp. Oklahoma City, Apr. 7-9, 1991.
47. Gringarten, A. C., and Ramey, H. J. : "Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration or Restricted Entry", Society of Petroleum Engineers Journal, Aug. 1974.
48. Kazemi, H., and Seth, H. : "Effect of Anisotropy and Stratification on Pressure Transient Analysis of Wells With Restricted Flow Entry", Journal Petroleum Technology, May 1989.

- 49. Cinco-L, H., Miller, F. G., and Ramey, H. J. : "Well Test Analysis for Slanted Wells" ; Paper SPE 5131 Presented at the 49th Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers of AIME held in Houston, TX, Oct. 6-9 1974.**
- 50. Cinco-L, Ramey, H. J., and Miller H. G. : "Pseudo-Skin Factors for Partially-Penetrating Directionally-Drilled Wells., SPE-5589, Presented for the 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975.**
- 51. Padilla, S. R. , Hernández H. M. y Roldán C. J.: "Una correlación Práctica para el Cálculo del Pseudodaño por Penetración Parcial e Inclinación de Pozos., XXXIII Congreso de la AIPM, 1995.**