



2
2 ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DAÑOS A LA FORMACION

T E S I S

que para obtener el titulo de

INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a n :

ANGEL AGUIRRE SIXTOS

RIGOBERTO MORALES GRANADOS

MACARIO SALAS LABRA

México, D. F.,

FALLA DE ORIGEN

1991



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

CAPITULO	PAGINA
INTRODUCCION.	I
I. FACTORES DE DAÑO Y SU EVALUACION.	1
I.1. Definiciones.	1
I.2. Efecto del daño.	4
I.3. Evaluación del daño.	18
II. ORIGEN DEL DAÑO.	51
II.1. Perforación.	52
II.2. Introducción y cementación de tuberías de revestimiento.	54
II.3. Terminación.	57
II.4. Estimulación.	61
II.5. Operaciones de limpieza.	63
II.6. Operaciones de reparación de pozos.	64
II.7. Operaciones de inyección de agua.	64
II.8. Operaciones de inyección de gas.	67
II.9. Fase de producción.	68
III. MECANISMOS DE DAÑO.	69
III.1. Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.	69
III.2. Reducción de la permeabilidad relativa al aceite.	71
III.3. Incremento de la viscosidad de los fluidos en el yacimiento.	73
IV. TIPOS DE DAÑO.	75
IV.1. Daños por invasión de fluidos.	75
IV.2. Daño por invasión de sólidos.	98
IV.3. Daño por obturamiento natural asociado con la producción.	101
V. TRATAMIENTO DEL DAÑO.	105
V.1. Cambios de mojabilidad.	105
V.2. Bloqueos por agua.	105
V.3. Depósitos asociados a la fase de producción	106
V.4. Limos y arcillas.	107
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	115
NOMENCLATURA.	118
REFERENCIAS.	120

INTRODUCCION.

Estudios de laboratorio y de campo indican que casi cualquier operación realizada en los pozos (perforación, terminación, reparación, producción, estimulación, etc.) es una fuente potencial de daño a su productividad.

El daño a la formación puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad, hasta el bloqueo total de la zona productora. El daño a la formación significa reducción de la producción y de la recuperación.

Durante muchos años cuando el costo del aceite fue extremadamente bajo se enfatizaba en la minimización de los costos antes que maximizar la productividad. Desde el advenimiento de la crisis de energéticos, la prevención del daño a la formación y la maximización de la productividad del pozo han tomado gran importancia, no solo durante las operaciones convencionales a los pozos sino también durante las operaciones de recuperación mejorada.

Generalmente es mucho más económico controlar el daño que estimular los pozos dañados, sobre todo cuando se observa que es difícil o imposible lograr la restitución de la producción.

Es por esto que es necesario considerar el aspecto económico de la reducción del daño en todas las operaciones que afectan la vida productiva de un pozo, por lo cual se requiere modificar muchas practicas comunes en el campo, aun cuando esto signifique elevar inicialmente los costos: éstos

incrementos de costos se verán recompensados por incremento en producción y en la recuperación en los pozos petroleros.

El presente trabajo pretende dar un panorama general de lo que es el daño a la formación, como se origina y como cuantificarlo. De igual manera, se describen los diferentes tipos de daño que pueden ocasionarse, y en base a éstos se plantean las características de los fluidos (y sus aditivos) que han de utilizarse para su tratamiento.

I. FACTORES DE DAÑO Y SU EVALUACION.

I.1. DEFINICIONES.

Daño a la formación: (1) El daño a la formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyektividad, parcial o total, y natural o inducida, de un pozo resultado de un contacto con fluidos o materiales extraños o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

Factor de daño: (2) En muchos casos se encuentra que la permeabilidad de la formación, cerca de la pared del pozo, se encuentra reducida como un resultado de las operaciones de perforación, terminación, producción, etc. La invasión por fluidos de perforación, dispersión de arcillas, presencia de un enjarre de lodo o de cemento, alta saturación de gas en yacimientos de aceite son algunos de los factores responsables de esta reducción en la permeabilidad. Para medir estos efectos Van Everdingen y Hurst (3) introdujeron el concepto de factor de daño (también conocido como factor de película). Ellos señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no coincidían con las obtenidas por cálculos teóricos.

Estos autores propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por una restricción al flujo cercana al pozo. Este efecto es representado por un factor de daño, S , el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño. Ver figura I.1.

* referencias al final

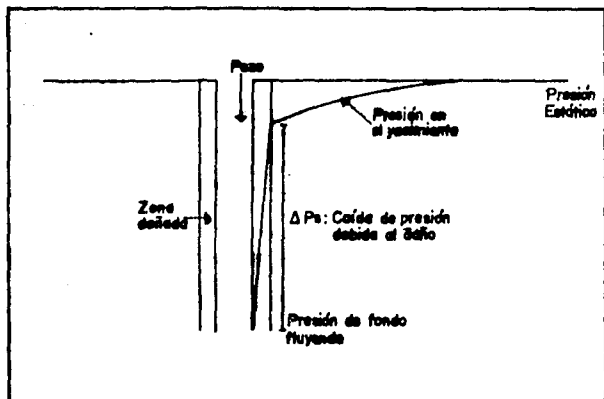


Fig. I.1. Diagrama que ilustra la caída de presión a través de la zona dañada.

Pseudofactores de daño: (4) Atribuir el factor de daño, S , únicamente al daño dentro de la formación es una equivocación común. Existen otras contribuciones no relacionadas con el daño de la formación, las cuales se representan por medio de pseudofactores de daño. Estos deberían sustraerse del valor del factor de daño total, S , para estimar el factor de daño verdaderamente asociado con el daño real a la formación.

Pseudofactores de daño positivos o negativos pueden resultar de configuraciones en el pozo, tales como:

- Entrada limitada al flujo.
- Pozos desviados.
- Baja densidad de disparos, disparos cortos, intervalo incorrecto.

Un pseudofactor negativo siempre existe en pozos desviados, este es una función del ángulo de inclinación y el espesor de la formación.

Condiciones de gasto y de fase también pueden inducir caídas de presión adicionales, dando lugar a otros pseudofactores de daño.

El producir un pozo a un alto gasto puede causar flujo turbulento en los disparos y laminar en la formación. Bajo estas condiciones se presenta un pseudofactor positivo, el cual es proporcional al gasto sobre un mínimo dado. Abajo de un cierto valor crítico tal pseudofactor se suprime.

En un yacimiento de arenas poco consolidadas, un pseudofactor de daño puede ser causado por la modificación del arreglo de las arenas alrededor de los disparos. Variaciones

repentinas del factor de daño y la liberación de las arenas ocurren a ciertos valores de gasto.

Otros pseudodaños son:

- tubería de producción colapsada.
- disparos colapsados.
- pobre aislamiento entre zonas resultado de una mala cementación del espacio anular.
- un pobre diseño del sistema de bombeo neumático.

I.2. EFECTOS DEL DAÑO. (1)

Con la finalidad de entender el grado en que un daño afecta la productividad del pozo, o en su caso su inyektividad, es conveniente analizar dos condiciones. La primera concerniente a la suposición de la existencia de una zona dañada alrededor del pozo, considerando como si estuviese terminado en agujero abierto, y la segunda tomando sólo en cuenta el daño en los tuneles de los disparos.

I.2.1. Zona Dañada Alrededor del Pozo.

Supóngase una geometría radial circular de un pozo perforado en el centro de su área de influencia, tal como se muestra en la figura I.2.

Aplicando la ecuación de Darcy(**) para diferentes fluidos se tienen las siguientes expresiones:

** nomenclatura y unidades al final

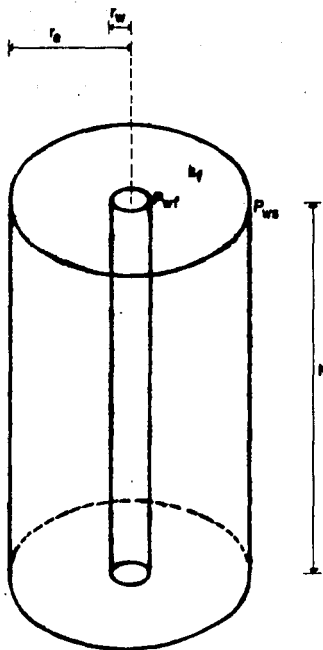


Fig. I.2. Area de influencia de un pozo con geometría radial circular.

para el aceite

$$q_o = \frac{0.007082 k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_o/r_w)} \quad I.1$$

para el gas

$$q_g = \frac{0.00070334 k_g h (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g T_{bh} Z_{bh} \ln(r_o/r_w)} \quad I.2$$

para el agua

$$q_w = \frac{0.007082 k_w h (P_{ws} - P_{wf})}{B_w \mu_w \ln(r_o/r_w)} \quad I.3$$

Por definición y para el caso de un pozo productor de aceite, el Índice de Productividad J está dado por:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad I.4$$

Para un período corto de explotación la presión de fondo estática puede considerarse constante por lo que la ecuación I.4 se puede expresar como:

$$P_{wf} = - \frac{1}{J} q_o + P_{ws} \quad I.5$$

Esta ecuación representa una línea recta en una gráfica de presión contra gasto con ordenada P_{ws} en el origen.

La figura I.3 representa esta gráfica y es conocida como relación de comportamiento del flujo IPR. En esta figura se aprecia que teóricamente una línea recta representaría un comportamiento ideal, similar al de un yacimiento con empuje hidráulico 100% efectivo.

El comportamiento real de los yacimientos se representa en la misma figura con una línea punteada.

En la figura I.4 la curva (a) representa el comportamiento real de un yacimiento en condiciones naturales de la formación, es decir, cuando la formación no ha sufrido ninguna alteración en la zona vecina al pozo. Sin embargo, generalmente las formaciones se encuentran en menor o mayor grado dañadas. Este daño propicia una pérdida de presión adicional a la caída de presión que se tiene en condiciones naturales; esto si se considera que el pozo produce al mismo gasto, situación representada en la figura I.4 curva (b). Por el contrario, si la formación en la vecindad del pozo se encuentra en mejores condiciones de flujo debido a una estimulación, la caída de presión será menor, comportamiento representado en la figura I.4 curva (c). Esto significa que para la misma caída de presión el gasto en condiciones de formación dañada es menor que el que se tendría si no hubiese daño y por el contrario si la formación es estimulada, para la misma caída de presión se obtendría mayor producción.

Considerese la situación planteada en la figura I.5 en la cual se presenta un pozo y una geometría radial circular con una

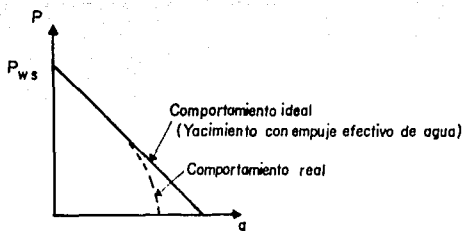


Fig.I.3. Relación de comportamiento de flujo (IPR).

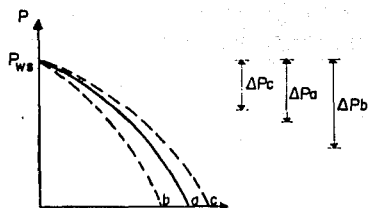


Fig.I.4. Relación de comportamiento de flujo bajo tres condiciones

ΔP_a : Caída de presión en condiciones naturales de la formación.

ΔP_b : Caída de presión en condiciones de daño a la formación.

ΔP_c : Caída de presión en condiciones de mejoramiento de la formación.

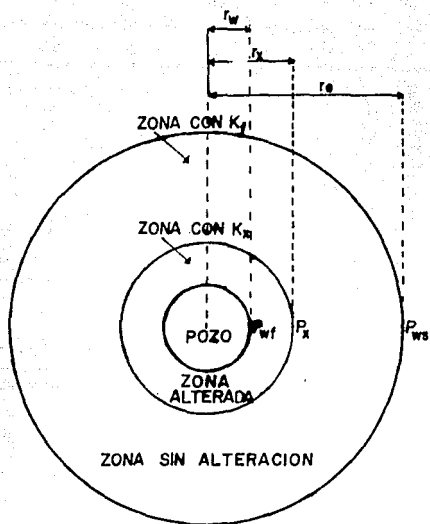


Fig. I.5. Condiciones geometricas de un pozo con zona vecina alterada en su permeabilidad.

zona de radio de penetración r_x y permeabilidad k_x , diferente a la permeabilidad de la formación k_f ; haciendo un balance de presiones se tendrá lo siguiente:

$$(P_{we} - P_{wf}) = (P_{we} - P_x) + (P_x - P_{wf}) \quad I.6$$

aplicando la expresión I.1 para este caso se tiene:

$$(P_{we} - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{0.007 k_e h} \quad I.7$$

donde k_e es una permeabilidad equivalente a las permeabilidades k_x y k_f .

$$(P_{we} - P_x) = \frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_x)}{0.007 k_f h} \quad I.8$$

$$(P_x - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_x/r_w)}{0.007 k_x h} \quad I.9$$

sustituyendo I.7, I.8 y I.9 en I.6

$$\frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{0.007 k_e h} = \frac{B_o \mu_o q_o}{0.007 h} \left[\frac{1}{k_f} \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} + \frac{1}{k_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w} \right] \quad \dots I.10$$

donde:

$$k_e = \frac{\text{Ln} \frac{r_e}{r_w}}{\frac{1}{k_f} \text{Ln} \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{k_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w}} \quad I.11$$

Si ahora se considera el Índice de Productividad de un pozo en el cual la formación no ha sufrido alteración alguna se tendría:

$$J_o = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad I.12$$

siendo J_o éste índice y q_o el gasto de producción bajo estas condiciones.

Por otro lado si la formación presenta alguna alteración en la vecindad del pozo, el índice de productividad que se tendría bajo la misma caída de presión sería:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad I.13$$

donde q será el gasto de producción bajo condiciones alteradas.

De aquí:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{q}{q_o} = \frac{\frac{0.007 k_o h}{B_o \mu_o \ln(r_o/r_w)}}{\frac{0.007 k_r h}{B_o \mu_o \ln(r_o/r_w)}} = \frac{k_o}{k_r} \quad I.14$$

sustituyendo I.11 en la expresión anterior queda:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln(r_o/r_w)}{\ln(r_o/r_x) + \frac{k_r}{k_x} \ln(r_x/r_w)} \quad I.15$$

Con esta ecuación se puede calcular teóricamente la relación de índices de productividad conociendo: r_w , r_e , r_x y la relación k_e/k_x .

Ejemplo: Sea un pozo de radio de 4 pg y radio de drene de 750 pies, con una zona dañada que ha disminuido su permeabilidad original, k_e , en varios grados y diferentes penetraciones de la zona alterada. Aplicando a estas condiciones la ecuación I.15, se puede calcular los efectos de esta zona en la relación de productividades. Los resultados se presentan graficados en la figura I.6. En esta figura se aprecia por ejemplo que si la permeabilidad de la formación es reducida de 100 mD a 10 mD, con una penetración de esta zona de 6 pg, el cociente de productividades es aproximadamente de 0.46. Esto significaría que si el pozo tiene un potencial para producir 1000 BPD, únicamente por la presencia de la zona dañada estaría produciendo 460 BPD. La figura I.7 presenta el mismo cuadro que la figura I.6, solo que difiere en la penetración de la zona dañada que en este caso es mayor. Se observa que a cualquier disminución de la permeabilidad por causa de daño en la zona inmediata al pozo, el efecto en la reducción de la productividad es considerable.

Volviendo al mismo ejemplo planteado, si a través de una estimulación se remueve el daño, ocasionando que la permeabilidad de la formación se restaure se puede esperar que el pozo responda elevando su producción de 460 BPD a 1000 BPD, es decir, se obtendrá un incremento de productividad J/J_0 de 2.2.

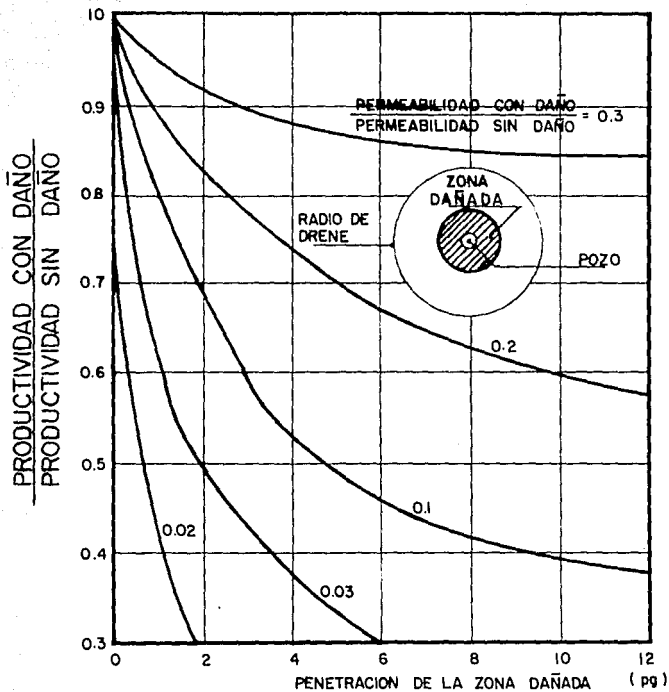


FIG. I. 6 Pérdida de productividad debido a una somera penetración de daño alrededor del pozo.

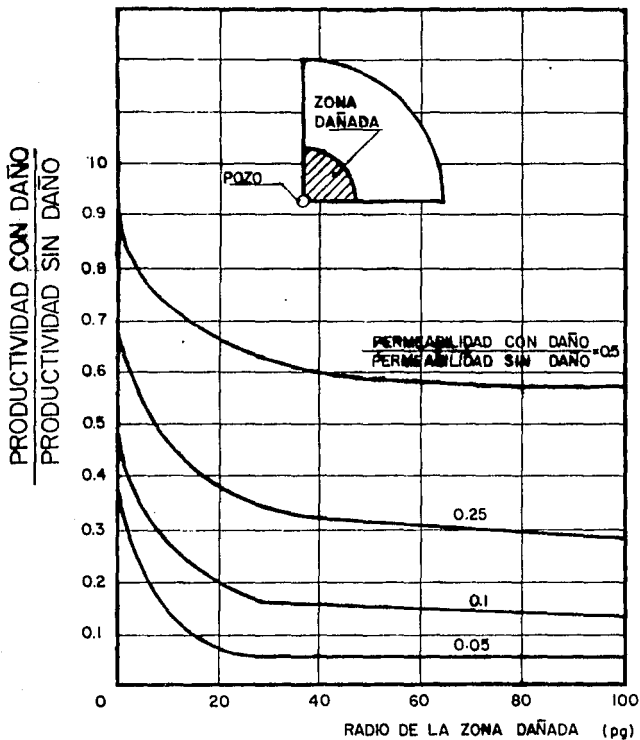


FIG. I.7 Pérdida de productividad debida a una severa penetración de daño alrededor del pozo.

Por otra parte, si la formación no se encuentra dañada o el daño ha sido removido, y suponiendo que se puede lograr a través de una estimulación de entrada radial circular con mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación, la figura I.8 muestra el efecto en la productividad del pozo. Por ejemplo, si se logra un radio de penetración del fluido de estimulación de 12 pulgadas y un incremento de la permeabilidad de la formación de 10 veces, se lograría un incremento en la productividad máximo de 1.1. Esto significa que si el pozo tuviese un potencial de 1000 BPD con esta estimulación se podría alcanzar una producción de 1100 BPD, incremento insignificante comparado con el que se obtendría si solo se remueve el daño.

I.2.2. Daño a los tuneles de los disparos.

El efecto que causa la presencia de materiales extraños en los disparos se puede explicar si se supone que el túnel del disparo tiene la forma de un cilindro (figuras I.9 a y b), y considerando la ecuación de Darcy para flujo lineal (ecuación I.16).

$$q = 0.0011266 \frac{k A_e \Delta P}{\mu L} \quad \text{I.16}$$

Como puede observarse el gasto que aporta el disparo depende directamente de su área transversal (A_e), la cual será mayor cuando el túnel del disparo este limpio (ver figura I.9 a).

Cuando los tuneles de los disparos son ocupados por materiales sólidos se crea una restricción adicional al flujo de fluidos debido a la disminución del área transversal. La figura I.9b muestra lo anterior.

PRODUCTIVIDAD DESPUES DEL MEJORAMIENTO
PRODUCTIVIDAD ANTES DEL MEJORAMIENTO

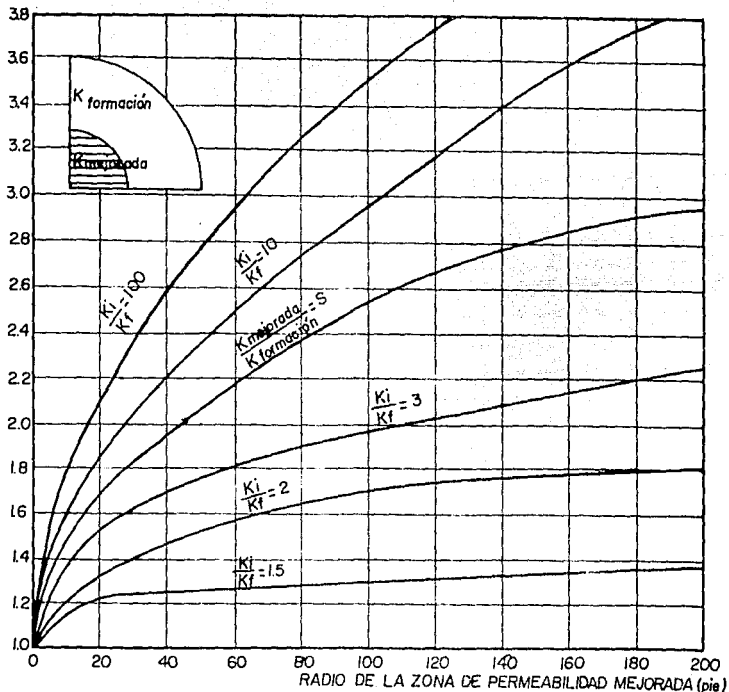


Fig. 18. Efecto de una zona de permeabilidad mejorada en la productivad (o inyectividad) de un pozo.

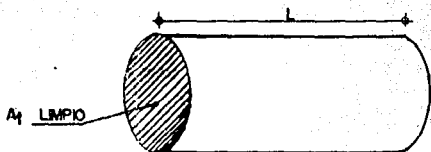


FIG. 1.9a Esquema que muestra un funnel de un disparo ideal limpio

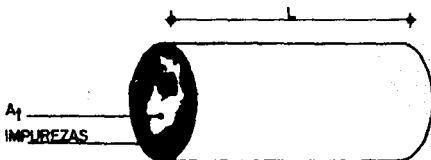


FIG. 1.9b Esquema que muestra el funnel de un disparo que tiene impurezas, (zona oscura) note la disminución del área transversal A_t

1.3. EVALUACION DEL DAÑO. (1)

Todo pozo al inicio de su explotación o posteriormente, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del daño lo que permitirá restituir las condiciones naturales de producción, o inyección en su caso.

Para remover un daño es necesario evaluarlo, lo cual se logra a través del siguiente procedimiento:

a) Se requiere realizar una revisión cuidadosa de las operaciones previas a la situación actual del pozo. Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en que se perforó la zona productora, o inyectora en su caso; teniendo relevancia trascendente el tipo de fluido de perforación, sus características de pérdida de filtrado y de formación de enjarre; las manifestaciones de los fluidos del yacimiento y la densidad del lodo para su control; las pérdidas de fluido de perforación en la zona de interés, etc.

Así mismo, reviste gran importancia analizar la cementación de la tubería de revestimiento en la zona de interés, incluyendo las características del cemento y las condiciones finales de la cementación. De igual forma los fluidos de terminación, las condiciones de disparo, los tipos de disparos, y los detalles trascendentes sobre las operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.

b) Se requiere un análisis del comportamiento de producción desde su inicio hasta las condiciones actuales, debiendo incluirse el análisis de las pruebas de formación y producción realizadas. En

este estudio es necesario tomar en cuenta el análisis de productos producidos.

c) La información recopilada y analizada en los puntos a) y b) servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos representativos de la formación. Estas pruebas permitirán definir la mineralogía y la distribución de los minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño, lo cual conducirá a determinar el tipo de tratamiento de estimulación requerido para su remoción.

d) Finalmente con el objeto de cuantificar el daño en la formación se deben tomar pruebas de variación de presión, cuyos datos serán analizados por procedimientos ya establecidos, como los que a continuación se discuten:

Considerese la figura I.10 que representa esquemáticamente un pozo con una zona dañada en un intervalo productor. Para este caso la caída de presión en la formación, por el flujo al pozo está dada por la ecuación de difusión expresada por:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q \mu B_o}{4 \pi k h} \left[\text{Ln} \left[\frac{kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \right] + 0.80907 \right] \quad \text{I.17}$$

Cuando la caída de presión del yacimiento al pozo es mayor que la calculada con esta expresión, es debido a que la vecindad del pozo se encuentra dañada. Para evaluar esta caída de presión adicional Van Everdingen A.F. introdujo el concepto del factor de película (factor de daño); con tal concepto la ecuación I.17

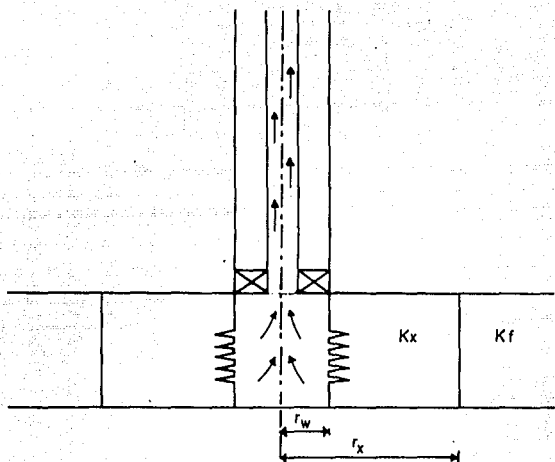


Fig. 1.10. Diagrama esquemático de un pozo y daño a la formación.

corregida proporciona la caída de presión total incluyendo el daño, pudiéndose expresar como sigue:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q \mu B_o}{4 \pi k h} \left[\text{Ln} \left[\frac{kt}{\phi \mu C_e r_w^2} \right] + 0.80907 + 2S \right] \quad \text{I.18}$$

la cual en unidades de campo se expresa:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{162.6 q \mu B_o}{k h} \left[\text{Log} \left[\frac{kt}{\phi \mu C_e r_w^2} \right] - 3.2275 + 0.87S \right]$$

... I.19

Para evaluar esta expresión se toma un registro de variación de presión, que consiste en introducir al intervalo productor un registrador de presión que en función del tiempo, permite definir el comportamiento de la presión al transcurrir el tiempo.

El factor de película (factor de daño) se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_1 \text{ hora} - P_1}{m} - \log \left[\frac{k}{\phi \mu C_e r_w^2} \right] + 3.2275 \right] \quad \dots \text{I.20}$$

donde:

$$m = \frac{162.6 q \mu B_o}{k h} \quad \text{I.21}$$

La forma de obtener los valores de P_1 hora y m dependen de la prueba realizada en el pozo. Las pruebas que comunmente se realizan son las pruebas de incremento y las pruebas de decremento de presión.

Pruebas de Incremento de Presión. (2)

Las pruebas de incremento de presión se realizan para conocer las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo.

Presentan la desventaja de que se tiene que cerrar el pozo; además hay dificultad para mantener el gasto constante antes del cierre del pozo (si la variación del gasto es mayor al 20%, se usan métodos de análisis a gasto variable).

En la figura I.11 se muestra como varían el gasto y la presión durante una prueba de incremento de presión.

Existen diferentes métodos para analizar los resultados de estas pruebas, tales como:

- Método de Horner.

Este método es aplicable cuando se tiene un yacimiento infinito, es decir, cuando la presión en el límite del yacimiento no declina.

- Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH).

El método se utiliza cuando se trata de un yacimiento finito, y el tiempo de cierre (δ_c) es mucho menor que el tiempo de producción.

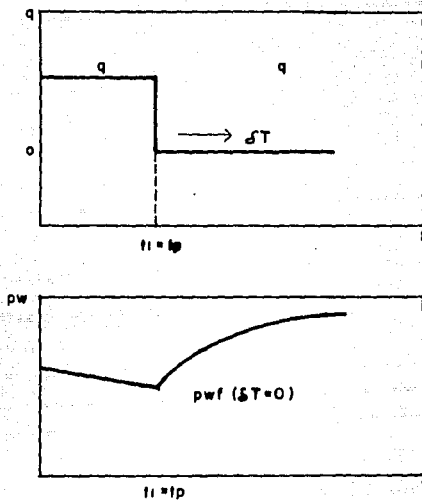


FIG. 1. II Gasto y respuesta de la presión en una prueba de incremento de presión

- Método de correlaciones.

Este método es útil cuando los datos están afectados por almacenamiento y la duración de la prueba no fue suficiente para alcanzar la línea recta semilogarítmica.

A continuación se describen los procedimientos a seguir en el Método de Horner, el Método MDH y el Método de Correlaciones.

Método de Horner.

Este método se basa en ignorar los efectos de almacenamiento del pozo, y si el pozo ha producido durante un tiempo t_p a un gasto constante q antes del cierre, cerrando el pozo durante un tiempo δ_c se puede dar solución a la siguiente ecuación:

$$P_{ws} = P_1 - m \log \left[\frac{t_p + \delta_c}{\delta_c} \right] \quad I:22$$

La gráfica de esta ecuación es una línea recta con intersección P_1 y pendiente $-m$.

Procedimiento a seguir:

- 1.- Graficar en papel semilogarítmico P_{ws} vs $\log((t_p + \delta_c)/\delta_c)$.
- 2.- De la gráfica del punto anterior se obtiene una línea recta cuya pendiente es inversamente proporcional a la permeabilidad de la formación.

Para obtener la pendiente m de la recta debe de considerarse un ciclo en la escala logarítmica.

Una vez obtenida la pendiente m , es posible determinar la permeabilidad de la formación (ecuación I.21).

- 3.- El efecto de daño que afecta la permeabilidad alrededor del pozo se obtiene de la ecuación I.20 donde P_{wf} es la presión de fondo fluyendo medida antes de cerrar el pozo ($\delta_c = 0$) y $P_{i \text{ hora}}$ es la presión de incremento obtenida sobre la porción recta una hora después del cierre (cuando los datos de incremento no caen sobre la línea recta esta deberá ser extrapolada para una hora como se muestra en la figura I.12).

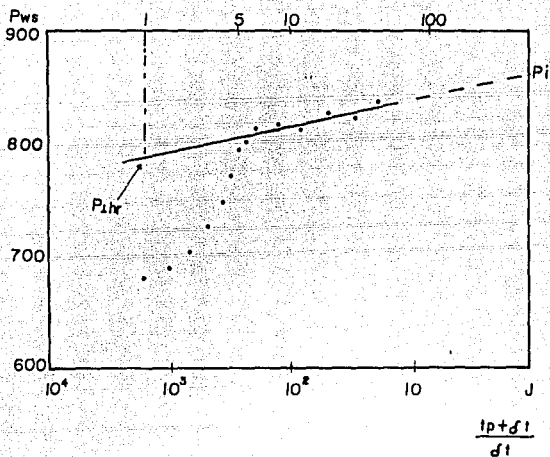


FIG. 1.12 ILUSTR A LA FORMA DE OBTENER LA PRESION A UNA HORA EN LA PORCION EXTRAPOLADA DE LA RECTA AL APLICAR EL METODO DE HORNER.

EJEMPLO: (5) Se realizo una prueba de incremento de presión a un pozo de aceite, con un radio de drene de 2640 pies. Antes del cierre, el pozo estaba produciendo a un gasto estabilizado de 4900 BPD por un periodo de 300 horas. Los datos del yacimiento conocidos son:

$B_o = 1.55$ $h = 482$ pies $\mu = 0.2$ cp
 $\phi = 0.09$ $C_e = 22.6 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
 $r_w = 0.354$ pies

δ_e (horas)	P_{ws} (psi)	$(t_p + \delta_e) / \delta_e$
0.0	2761	-
0.10	3057	3001
0.21	3153	1429
0.31	3234	968
0.52	3249	577
0.63	3256	477
0.73	3260	411
0.84	3263	358
0.94	3266	320
1.05	3267	286
1.15	3268	261
1.36	3271	221
1.68	3274	179
1.99	3276	151
2.51	3280	120
3.04	3283	99.68
3.46	3286	87.71
4.08	3289	74.53
5.03	3293	60.64
5.97	3297	51.25
6.07	3297	50.42
7.01	3300	43.80
8.06	3303	38.22
9.00	3305	33.33
10.05	3306	30.85
13.09	3310	23.92
16.02	3313	19.73
20.00	3317	16.0
26.07	3320	12.51
31.03	3322	10.67
34.98	3323	9.58
37.54	3323	8.99

Determine el valor del factor de daño (S).

Solución:

Para este ejemplo se utilizará el método de Horner, ya que se cuenta con el tiempo de producción del pozo antes del cierre y la duración de la prueba fue suficiente para alcanzar la línea recta semilogarítmica, es decir se tiene flujo radial en el pozo.

Se gráfica P_{ws} contra $\log((t_p + \delta_t) / \delta_t)$ como se indica en el procedimiento.

De la gráfica (figura I.13) se obtiene $m = -45$ psi/ciclo.

Aplicando la ecuación I.21:

$$m = - \frac{162.6 q B_o \mu}{k h}$$

entonces:

$$k = - \frac{162.6 q B_o \mu}{m h} = - \frac{162.6 (4900) (1.55) (0.2)}{(-45) (482)} = 11.39 \text{ md}$$

para encontrar la $P_{1 \text{ hora}}$ se tiene que la abscisa

$$\frac{t_p + \delta_t}{\delta_t} = \frac{300 + 1}{1} = 301$$

entrando a la gráfica I.13 con este valor se tiene que:

$$P_{1 \text{ hora}} = 3260 \text{ psi}$$

sustituyendo en la ecuación I.20

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1 \text{ hora}} - P_1}{-m} - \log \left[\frac{k}{\phi C_t \mu r_w^2} \right] + 3.2275 \right]$$

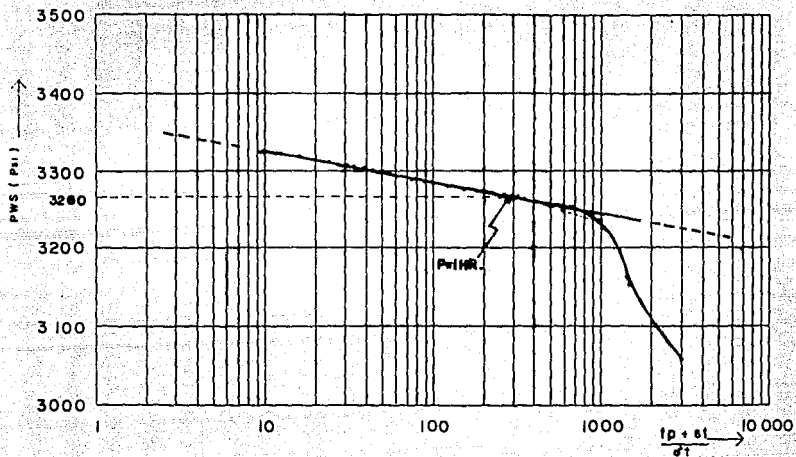


FIG. 1.13 Gráfica para dar solución al ejemplo de Horner.

$$S = 1.151 \left[\frac{3260 - 2761}{-(-45)} - \log \left[\frac{(11.39)}{(0.2)(22.6 \times 10^{-6})(0.02)(0.354)^2} \right] + 3.2275 \right]$$

$$S = 6.3$$

Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH).⁽²⁾

Este método de análisis de datos de incremento de presión se basa en la solución de ecuaciones para un yacimiento finito. Cuando el tiempo de cierre del pozo es pequeño comparado con el tiempo de producción antes del cierre, es decir $\delta t \ll t_p$, entonces:

$$P_{ws} = P_{i \text{ hora}} + m \log(\delta t) \quad I.23$$

Esta ecuación representa una línea recta al graficar P_{ws} contra $\log(\delta t)$. La pendiente de la línea recta es m dada por la ecuación I.21.

Considerando lo anterior se sigue un procedimiento similar al descrito en el método de Horner para estimar el valor de S .

EJEMPLO:⁽³⁾ En un pozo productor de aceite bajo saturado se tomó una prueba de incremento de presión, el pozo ha producido 141979 barriles hasta la fecha. El nivel del líquido está cambiando durante el cierre, se tiene la siguiente información:

δt (horas)	P_{ws} (psi)	δt (horas)	P_{ws} (psi)
0	3534	8	4350
0.15	3680	12	4364
0.2	3723	16	4373
0.3	3800	20	4379
0.4	3866	24	4384
0.5	3920	30	4393
1	4103	40	4398
2	4250	50	4402
4	4320	60	4405
6	4340	72	4407
7	4344		

Calcule el factor de daño tomando en cuenta los siguientes datos:

$$\begin{aligned} \phi &= 0.039 & \mu &= 0.8 \text{ cp} & C_t &= 17 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ r_w &= 0.198 \text{ pies} & B_o &= 1.136 & h &= 69 \text{ pies} \\ q &= 250 \text{ BPD} \end{aligned}$$

Solución:

Se utilizara el método MDH debido a que el tiempo de cierre del pozo es mucho muy pequeño comparado con el tiempo de producción.

Al elaborar la gráfica de P_{we} contra $\log(\delta_t)$ se obtiene una pendiente $m = 65 \text{ psi/ciclo}$ (véase figura I.14).

por lo que:

$$k = \frac{162.6 q B_o \mu}{m h} = \frac{162.6 (250) (1.136) (0.8)}{65 (69)}$$

$$k = 8.24 \text{ md}$$

Para obtener el valor de la $P_1 \text{ hora}$ se entra a la gráfica con el valor de $\delta_t = 1 \text{ hora}$ hasta interceptar la recta (en este caso la sección extrapolada).

$$P_1 \text{ hora} = 4290 \text{ psi}$$

sustituyendo los valores anteriores en la fórmula siguiente:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_1 \text{ hr} - P_1}{m} - \log \left[\frac{k}{\phi C_t \mu r_w^2} \right] + 3.2275 \right]$$

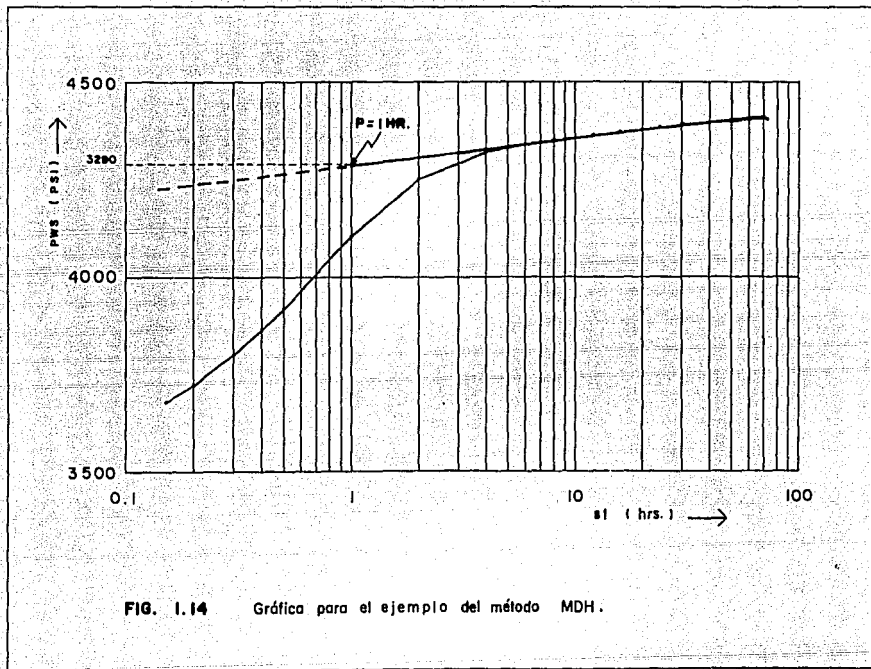


FIG. I.14 Gráfica para el ejemplo del método MDH.

$$S = 1.151 \left[\frac{4290 - 3534}{65} - \log \left[\frac{8.24}{0.039 (17 \times 10^{-6}) (0.8) (0.198)^2} \right] + 3.2275 \right]$$

se tiene que:

$$S = 8.32$$

Método de correlaciones. (2)

Se basa en una correlación entre las pendientes de dos líneas rectas en función del coeficiente de almacenamiento adimensional (C_D) y el factor de daño (S):

$$\frac{m \text{ (aparente)}}{m \text{ (verdadera)}} = 0.834 \log C_D e^{2S} + 0.7462 \quad I.24$$

Donde m (aparente) es la pendiente máxima de la línea recta trazada a través de los datos de tiempos cortos y m (verdadera) es la pendiente de la línea recta semilogarítmica. Esta relación es válida para $S \geq 0$.

Para calcular la permeabilidad se necesita suponer el valor de S , lo cual convierte al método en un proceso de ensaye y error. Para esto se tiene la correlación del tiempo de intersección de las dos líneas rectas con C_D y S :

$$C_D = (0.05859 - 0.004259 S + 0.000111 S^2) \delta t_D^{-0.97} \quad I.25$$

Donde:

$$\delta t_D^* = \frac{0.0002637 k \delta t^*}{\phi \mu C_e r_w^2} \quad \text{I.26}$$

$$C_D = \frac{0.894 C}{\phi C_e h r_w^2} \quad \text{I.27}$$

$$C = \frac{q B \delta_e}{24 \delta p} \quad \text{I.28}$$

δt^* tiempo de intersección en horas. Define un punto a través del cual debe pasar la línea recta verdadera.

Este método sólo es aplicable cuando en los datos de la prueba de presión no se alcanza un flujo radial.

Procedimiento del método de correlaciones

- Graficar $\log \delta_e$ vs $\log \delta p$ y obtener la recta de pendiente unitaria, estimar el coeficiente de almacenamiento adimensional de las ecuaciones I.27 y I.28.
- Graficar p_{ws} vs $\log \delta_e$, y obtener la pendiente aparente m_a .
- Suponer un valor del factor de daño, S, y con la ecuación I.24 obtener la pendiente verdadera m_w y la permeabilidad k, de la ecuación I.21.
- De las ecuaciones I.25 y I.26 calcular δt_D^* y δt^* .
- Con δt^* interceptar la línea de pendiente aparente y trazar una paralela a la curva de datos y el punto

obtenido, si éstas no coinciden suponer un nuevo valor de S y repetir el procedimiento.

Ejemplo: (2) analizar la prueba de incremento de presión del ejemplo de MDH, utilizando el método de correlaciones.

Solución.

De la figura I.15 se obtienen los valores unitarios de δ_e y δ_p para calcular C y C_D con las ecuaciones I.27 y I.28.

$\delta_e = 0.2$ y $\delta_p = 189$.

$$C = \frac{(250)(1.136)(0.2)}{24(189)} = 0.0125$$

$$C_D = \frac{0.894(0.0125)}{0.039(17 \times 10^{-6})(69)(0.198)^2} = 6241.94$$

De la figura I.16 y ajustando una línea de pendiente aparente m_a a los puntos afectados por el almacenamiento y suponiendo $S=0$.

$$m_a = 600$$

Entonces:

$$m_w = \frac{m_a}{0.834(\log(C_D(e^{2.25S}))) + 0.7462}$$

$$m_w = \frac{600}{0.834(\log(6241(e^{2.25(0)}))) + 0.7462} = 153.39$$

$$k = \frac{162.6(250)(1.136)(0.8)}{153.39(64)} = 3.4903 \text{ md}$$

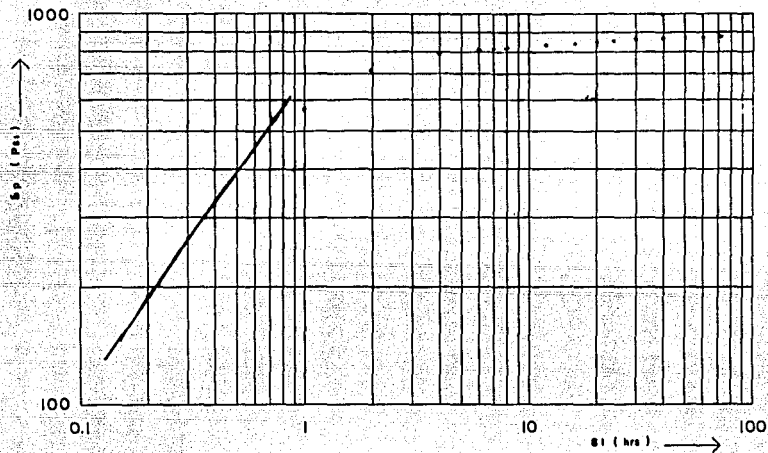


FIG. 1.15 Gráfica que permite obtener los valores de S_t y S_p

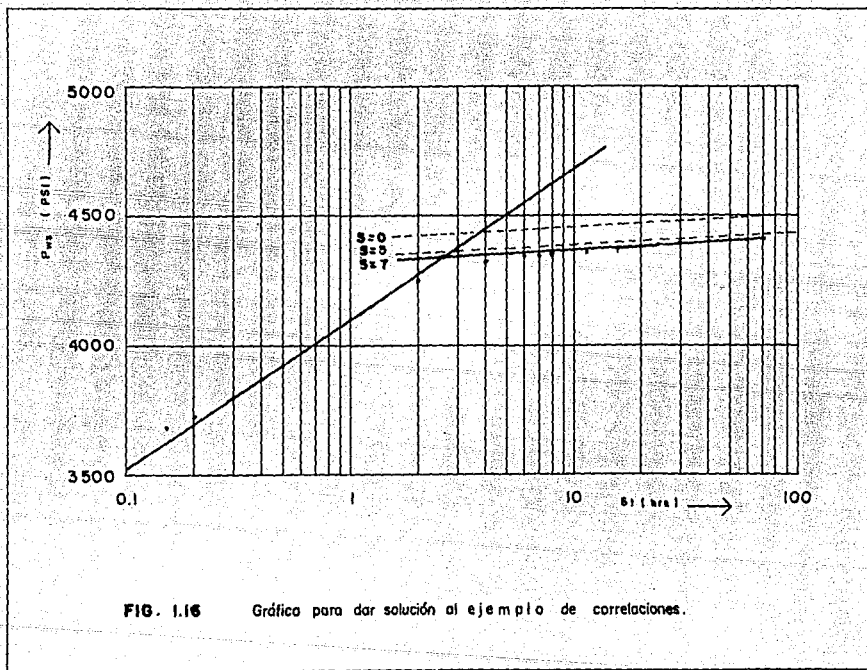


FIG. 1.16 Gráfico para dar solución al ejemplo de correlaciones.

De la ecuación I.25

$$\delta t_D^* = \left[\frac{6241.94}{0.05859 - 0.004259(0) + 0.000111(0)^2} \right]^{1/0.97} = 152400$$

$$\delta t^* = \frac{152400(0.039)(0.8)(17 \times 10^{-6})(0.198)^2}{0.0002637(3.4903)} = 3.44 \text{ hrs.}$$

Con el valor de δt^* interceptar la línea de pendiente aparente, m_a de la figura I.16 y ajustando una recta paralela a la curva de datos, se observa que el valor del factor de daño, S , supuesto no es el indicado por lo que se tiene que suponer un nuevo valor de S y repetir el procedimiento.

Para un valor de $S = 5$

$$m_v = \frac{600}{0.834(\log(6241(e^{2.5})) + 0.7462)} = 79.64$$

$$k = \frac{162.6(250)(1.136)(0.8)}{79.64(69)} = 6.7227 \text{ md}$$

$$\delta t_D^* = \left[\frac{6241.94}{0.05859 - 0.004259(5) + 0.000111(5)^2} \right]^{1/0.97} = 225472$$

$$\delta t^* = \frac{225472(0.039)(0.8)(17 \times 10^{-6})(0.198)^2}{0.0002637(6.7227)} = 2.64 \text{ hrs.}$$

Con el valor de δt^* interceptar la línea de pendiente aparente, m_a de la figura I.16 y ajustando una recta paralela a la curva de datos, se observa que el valor del factor de daño S , supuesto no es el indicado por lo que se tiene que suponer un nuevo valor de S y repetir el procedimiento.

Para un valor del factor de daño $S = 7$.

$$m_a = \frac{600}{0.834(\log(6241(e^{2.7}))) + 0.7462} = 66.79$$

$$k = \frac{162.6(250)(1.136)(0.8)}{66.79(69)} = 8.015 \text{ md}$$

$$\delta t_D^* = \left[\frac{6241.94}{0.05859 - 0.004259(7) + 0.000111(7)^2} \right]^{1/0.97} = 265341$$

$$\delta t^* = \frac{265341(0.039)(0.8)(17 \times 10^{-6})(0.198)^2}{0.0002637(8.015)} = 2.61 \text{ hrs.}$$

De la figura I.16 y para un factor de daño supuesto $S=7$, se observa que los puntos de la curva de datos y la recta coinciden por lo tanto este valor del factor de daño es el correcto.

Pruebas de Decremento de Presión. (2)

Una prueba de decremento de presión consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un período de flujo. Comúnmente el pozo se cierra para estabilizar la presión en el yacimiento, se baja el equipo de medición y se inicia el flujo del pozo.

En la figura I.17 se presentan graficados el comportamiento del gasto y la presión al transcurrir el tiempo durante una prueba de decremento de presión.

La etapa ideal para efectuarlas es al principio de la explotación del pozo.

Las pruebas de decremento de presión pueden proporcionar información acerca de la permeabilidad de la formación, el factor de daño y el volumen del yacimiento.

Las pruebas de decremento de presión que nos dan información acerca del factor de daño son:

- Pruebas de decremento de presión a gasto constante.
- Análisis de pruebas de decremento de presión con curvas tipo.

Pruebas de decremento de presión a gasto constante.

La presión de un pozo que fluye a un gasto constante en un yacimiento infinito puede representarse por:

$$P_{wf} = P_{i \text{ hora}} - m \log(t) \quad \text{I.29}$$

Una gráfica de P_{wf} contra $\log(t)$ da una línea recta cuya pendiente esta dada por la ecuación I.21 y $P_{i \text{ hora}}$ es la ordenada al origen. Con la ecuación I.21 se obtiene la permeabilidad de la

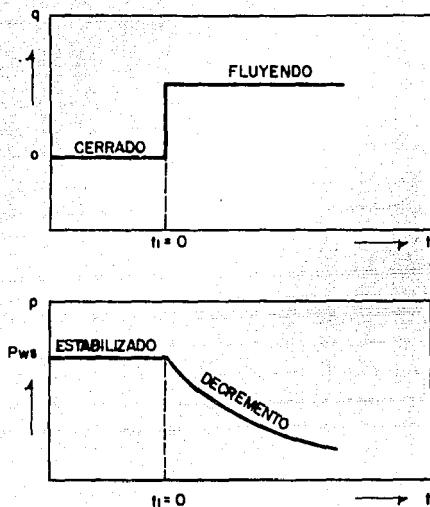


FIG. 1.17 Gasto y respuesta de la presión en una prueba de decremento de presión

formación y conociendo la P_i hora. el factor de daño utilizando la ecuación I.20.

EJEMPLO: (a) En un pozo se realizó una prueba de decremento de presión a gasto constante donde se obtuvo la siguiente información:

$q = 250$ BPD $r_w = 0.198$ pies $\phi = 0.39$
 $B_o = 1.136$ $h = 69$ pies $\mu = 0.8$ cp
 $C_t = 17 \times 10^{-6}$ psi⁻¹

t (horas)	P_{ws} (psi)	t (horas)	P_{ws} (psi)
0	4412	35.8	3544
0.12	3812	43.0	3537
1.94	3699	51.5	3532
2.79	3653	61.8	3526
4.01	3636	74.2	3521
4.82	3616	89.1	3515
5.78	3607	107	3509
6.94	3600	128	3503
8.32	3593	154	3497
9.99	3586	185	3490
14.4	3573	222	3481
17.3	3567	266	3472
20.7	3561	319	3460
24.9	3555	383	3446
29.8	3549	460	3429

Determine el valor del factor de daño (S).

Solución:

Al graficar (figura I.18) P_{ws} contra $\log(t)$ se obtiene una pendiente negativa $m = -80$ psi/ciclo.

Para el caso de una prueba de decremento se tiene que:

$$k = - \frac{162.6 q B_o \mu}{m h} = - \frac{162.6 (250) (1.136) (0.8)}{(-80) (69)} = 6.69 \text{ md}$$

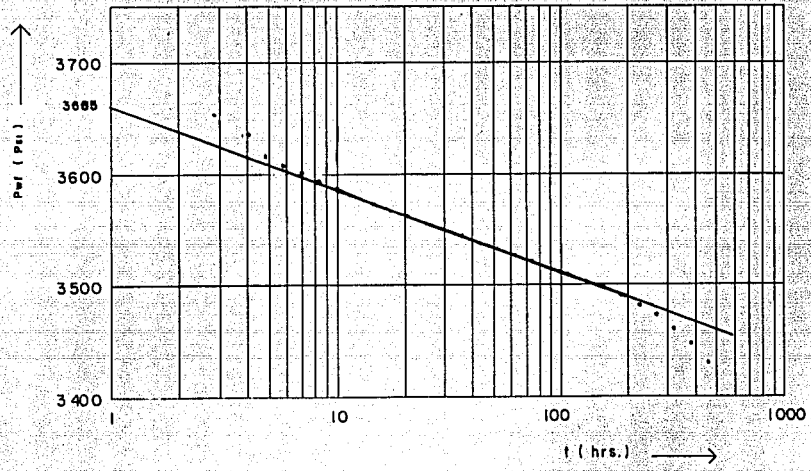


FIG. 1.10 Prueba de decremento de presión (ejemplo)

Para obtener el valor de la P_i hora se entra a la gráfica (fig.I.18) con el valor de $t = 1$ hora hasta interceptar la recta.

$$P_i \text{ hora} = 3665 \text{ psi}$$

sustituyendo los valores anteriores en la fórmula

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i \text{ hr} - P_i}{-m} - \log \left[\frac{k}{\phi C_e \mu r_w^2} \right] + 3.2275 \right]$$

$$S = 1.151 \left[\frac{3365 - 4412}{(-80)} - \log \left[\frac{6.69}{0.39(17 \times 10^{-6})(0.8)(0.198)^2} \right] + 3.2275 \right]$$

se tiene que:

$$S = 10.14$$

Análisis de pruebas de decremento de presión con curvas tipo.

Cuando una prueba de decremento es tan corta, tal que no se llega a la línea recta semilog. los datos no pueden ser analizados de la forma antes vista, en este caso se usan las técnicas de ajuste mediante curvas tipo.

Una curva tipo es una familia pregraficada de curvas de decremento de presión. Estas curvas se generan obteniendo soluciones a las ecuaciones (por ejemplo, la ecuación de difusión) con las condiciones iniciales y de frontera especificadas. Algunas

de estas soluciones son analíticas y otras se basan en las aproximaciones en diferencias finitas generadas por simuladores de yacimientos.

El fundamento de estas curvas (de Ramey) es una gráfica de presión adimensional, P_D , vs. el tiempo adimensional, t_D (figura I.19), la cual tiene dos parámetros que distinguen una curva de otra; el factor de daño, S , y la constante adimensional de almacenamiento del pozo, C_D .

Para pruebas en un sólo pozo las curvas tipo deben usarse sólo cuando las técnicas de análisis no puedan ser usadas; en tales casos, el análisis por curvas tipo pueden proporcionar resultados aproximados. (2)

Procedimiento de Análisis con curvas tipo:

- 1.- Elegir la curva tipo que represente las condiciones reales del pozo, generalmente una gráfica log-log de p_D vs t_D .
- 2.- Superponer un papel transparente sobre la curva tipo; primero trace las líneas principales de la cuadrícula de la curva tipo como referencia y marque las escalas de δp y δt sobre el papel.
- 3.- Usando la cuadrícula antes trazada, graficar los datos δp vs δt obteniendo la curva de datos. Con este proceso se garantiza que los datos graficados y la curva tipo tienen la misma escala.
- 4.- Si en la curva de datos los primeros puntos caen sobre una línea recta de pendiente unitaria, se puede obtener

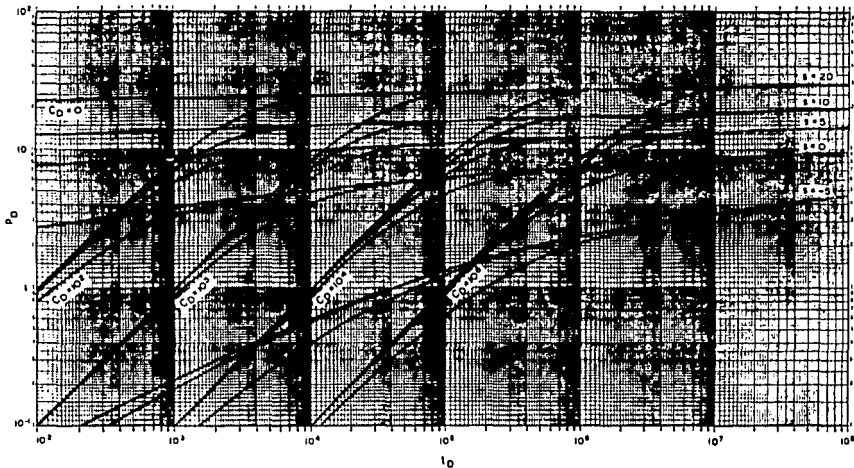


FIG. I.19 Curvas tipo de Ramey para pozos afectados por almacenamiento y daño.

el punto ($\delta t, \delta p$) necesario para estimar el coeficiente de almacenamiento adimensional (C_D).

- 5.- Con el valor de C_D elegir la familia de curvas correspondiente a éste valor y deslizar el papel transparente de la curva de datos, manteniendo paralelos los ejes principales hasta que los puntos graficados coincidan con una de las curvas, trazar la curva ajustada obteniendo así el valor del factor de daño S , de esta curva tipo. (2)

Ejemplo: (3)

Una prueba de decremento de presión en un pozo de aceite es fuertemente influenciada por almacenamiento y únicamente se tienen los datos siguientes:

$q = 200$ BPD $h = 122$ pies $B = 1.24$
 $\phi = 0.21$ $r_w = 0.5$ pies $\mu = 4.0$ cp

t (horas)	p_{wf} (psi)	δp (psi)
0.0	5100	0.0
0.10	5079	21.0
0.15	5070	30.0
0.20	5062	38.0
0.25	5054	46.0
0.50	5019	81.0
0.75	4992	108.0
1.00	4970	130.0
2.00	4921	179.0
4.00	4885	215.0
6.00	4867	233.0
8.00	4859	241.0
10.00	4850	250.0
12.00	4845	255.0
16.00	4838	262.0

Determine el factor de daño S .

Solución:

Para efectos del ejemplo se eligió la curva tipo de RAMEY (figura I.19) que es una curva tipo para un sólo pozo, con almacenamiento y daño en un sistema infinito, la cual nos permite fácilmente obtener el factor de daño, S, a partir de datos de δt vs δp de una prueba de decremento de presión.

De la curva de datos (fig. I.20) se obtiene sobre la línea de pendiente unitaria un punto $\delta t = 0.18$ y $\delta p = 35$ con éste punto se calcula el coeficiente de almacenamiento C necesario para calcular el coeficiente de almacenamiento adimensional CD.

De la ecuación I.27

$$C = \frac{q B \delta t}{24 \delta p} = \frac{200(1.24)(0.18)}{24(35)} = 0.053$$

Con la ecuación I.28

$$C_D = \frac{0.894 C}{\phi C_t h r_w^2} = \frac{0.894(0.053)}{0.21(12.6 \times 10^{-6})(122)(0.25)^2} = 587$$

Utilizando el valor de el coeficiente adimensional $C_D = 587$ para caso del ejemplo y aproximando a $C_D \approx 1000$ de la curva tipo de RAMEY se obtiene que el factor de daño tiene un valor de:

$$S \approx 10$$

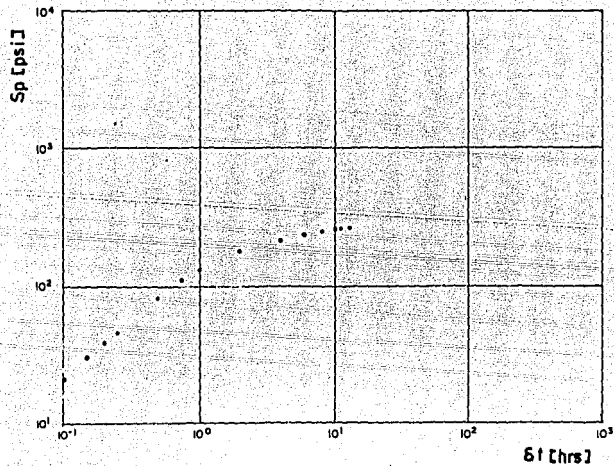


FIG I.20 Curva de datos para el ejemplo de curvas tipo.

Según Hawkins el radio r_x de la zona dañada alrededor del pozo y la permeabilidad k_x en esta zona están relacionadas con el factor de daño de la siguiente manera: (2)

$$S = \left[\frac{k_r}{k_x} - 1 \right] \ln \frac{r_x}{r_w} \quad \text{I.30}$$

Del análisis de esta expresión: 1

Si $k_x < k_r$, $S > 0$ el pozo esta en condiciones de daño.

Si $k_x = k_r$, $S = 0$ el pozo esta en condiciones naturales (sin daño).

Si $k_x > k_r$, $S < 0$ el pozo se encuentra en condiciones mejoradas (estimulado).

En general se tienen los siguientes valores de S para las condiciones indicadas del pozo.

Valor aproximado de S	Condición del pozo
$S > 10$	Daño severo
$S > 0$	Pozo dañado
$S = 0$	Pozo sin daño
$-3 \leq S < -1$	Pozo acidificado
$-4 \leq S < -2$	Pozo fracturado
$S < -5$	Pozo con fracturamiento masivo

II. ORIGEN DEL DAÑO.

Son dos las fuentes principales de daño a la formación. La primera y más importante se origina por el contacto e invasión de materiales extraños al yacimiento, como pueden ser materiales provenientes de las operaciones realizadas durante la vida del pozo. La otra fuente se origina por el proceso natural de producción del pozo al alterarse las características originales de los fluidos producidos o por la interacción entre el flujo de estos fluidos y los materiales sólidos que constituyen la roca.⁽¹⁾

Desde el momento en que la barrena entra a la zona productora hasta que el pozo es puesto en producción, la zona es expuesta a una serie de fluidos y operaciones que pueden afectar fuertemente la capacidad productiva del pozo.⁽²⁾

Las operaciones durante las cuales se puede ocasionar daño son las siguientes:

- Perforación.
- Cementación.
- Terminación.
- Estimulación.
- Limpieza.
- Reparación.

Inyección (gas y agua).

Además, de la fase de producción.

II.1. Perforación.

Generalmente el lodo de perforación es la fuente principal de los contaminantes que causan el daño a la formación.⁽⁷⁾

Las características del fluido de perforación y la presión diferencial son factores críticos cuando se perfora a través de la zona productora.⁽⁸⁾

El daño a la formación y sus efectos sobre la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del fluido de perforación con los minerales de la formación y de la invasión de los sólidos del lodo de perforación en la formación.⁽⁹⁾

El filtrado del lodo invade al yacimiento alterando las condiciones de permeabilidad y propiciando bloqueos. Estos bloqueos pueden ser ocasionados por el filtrado del propio fluido o por la promoción de emulsiones. Así mismo, sino se toman precauciones estos fluidos pueden ser incompatibles con la formación ocasionando problemas con las arcillas (floculación, dispersión, hinchamiento o migración) o cambios en la mojabilidad de la roca.⁽¹⁾

En la figura II.1 se muestra un ejemplo de daño por filtrado de lodo, este material puede ser similar para todos los tipos de sistemas de lodo: Bentonítico, polimérico y base aceite.⁽¹⁰⁾

Los materiales contenidos en el fluido de perforación taponaran los poros, canales o fracturas.

La penetración de los sólidos del fluido de perforación dentro de los poros de la formación es usualmente menor que la penetración del filtrado, por lo tanto puede tener menor efecto sobre la productividad del pozo. El daño a partir de los sólidos



FIG X.1 Ilustra el daño por filtrado de lodo el cual podría llenar completamente los poros de la roca.

del lodo depende fuertemente de la distribución del tamaño de los poros de la formación, de la distribución del tamaño de la partícula en el lodo de perforación y de las sobrepresiones en la pared del pozo. (6)

Adicionalmente, la acción escariadora de la barrena y los estabilizadores, pueden sellar los poros o fisuras cerca de la pared del pozo.

II.2. Introducción y cementación de tuberías de revestimiento. (1)

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causará una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación. Las lechadas de cemento tienen un alto filtrado y pueden acarrear sólidos adicionales además de agua no compatible con la formación. Los productos químicos usados para lavar el enjarre delante de las lechadas pueden ocasionar cambios en la formación. (2)

La amplia distribución de las partículas de cemento junto con el uso de agentes de pérdida de fluido con alta eficiencia dan como resultado la invasión limitada de las partículas y del filtrado de la lechada de cemento. Sin embargo, estos son tres casos donde puede ocurrir un gran deterioro de la permeabilidad de la formación. (4)

1.- Filtrado de lechada de cemento con pH relativamente alto. Es particularmente perjudicial para formaciones arcillosas. Los iones liberados por las partículas de cemento al entrar en contacto con las arcillas cercanas a la pared del pozo dan como resultado la modificación de la composición del filtrado creando una desestabilización del fluido en términos de su habilidad de dispersión.

2.- El filtrado de cemento cuando entra en contacto con salmueras de la formación, que tienen alta concentración de calcio pueden provocar precipitaciones de carbonato de calcio, limo o silicato de calcio hidratado (yeso), (figura II.2).

3.- Lechadas altamente dispersas presentan una rápida separación de partículas de cemento en el fondo y de agua en la parte superior de la columna de cemento. El agua libre puede invadir una parte de la formación formando un bloqueo de agua muy significativo.

Una cementación forzada puede ser particularmente dañina en formaciones poco consolidadas y de alta permeabilidad. Las altas presiones que se manejan pueden provocar el fracturamiento de la formación, lo que a su vez provoca la invasión de la lechada de cemento a la formación.

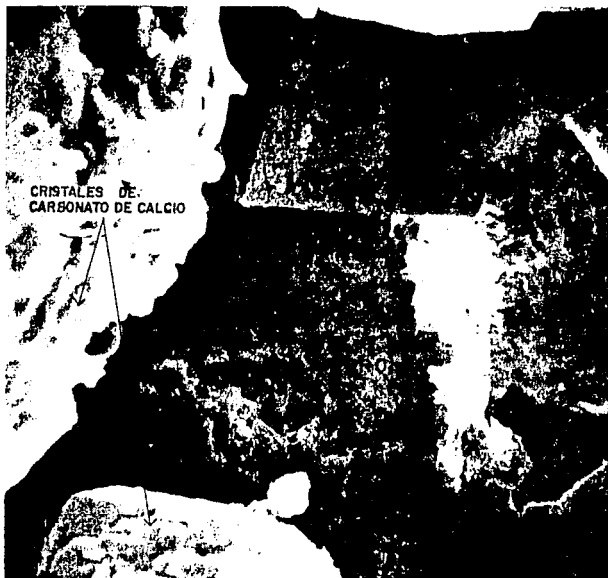


FIG II.2 Fotografía que muestra un poro invadido por filtrado de cemento.

II.3. Terminación. (4)

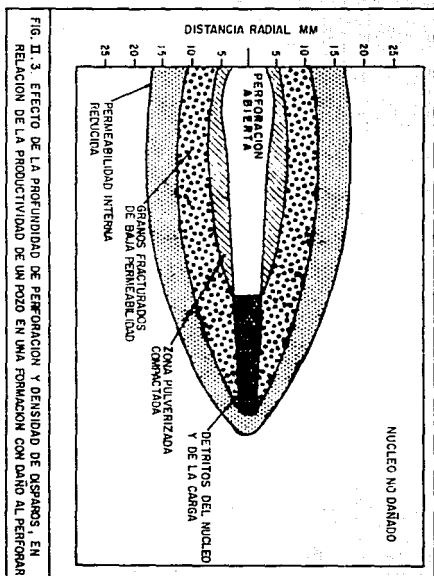
Los fluidos limpios de terminación invaden el yacimiento alterando las condiciones de permeabilidad, pudiendo propiciar bloqueos de agua o emulsión, hinchamiento de arcillas o cambios de mojabilidad de la roca. Si el fluido de terminación contiene sólidos, estos pueden taponar los túneles de los disparos. La formación alrededor del disparo es comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en el túnel del disparo. (1)

En la operación de disparo se produce una zona con un espesor de 0.5 pg en promedio donde se presenta la reducción de la permeabilidad (reducción hasta del 80%). En la figura II.3 se ilustra el daño causado por los disparos.

Al bajar la tubería de producción con el empacador se provoca un efecto similar al originado al bajar la tubería de revestimiento. Al aumentar la presión diferencial contra la formación se pueden originar pérdidas de circulación y los sólidos del fluido pueden taponar los poros y fisuras cercanas a la pared del pozo. Si la presión diferencial es alta, estos sólidos son también las causas de que las perforaciones de los disparos se obturen.

Las principales fuentes de daño en terminaciones con empacamientos de grava son:

- 1.- Empacamiento contaminado por partículas de la formación durante su colocación, como un resultado de una limpieza incompleta de los disparos.



- 2.- Dimensiones inadecuadas de la grava dan lugar a que los finos de la formación invadan el empacamiento durante la fase de producción.
- 3.- Cedazos con aberturas muy grandes o muy estrechas pueden taponarse y reducir la producción.

En empacamientos de grava colocados en agujero descubierto, el taponamiento puede ocurrir entre la formación y la pared del pozo. Aunque teóricamente las permeabilidades de los empacamientos son altas, del orden de 100 a 1000 Darcys o más, la conductividad real del empacamiento puede ser sólo una fracción de estos valores como resultado de la invasión por sólidos externos. Si el empacamiento es gradualmente ocupado por arena de la formación y sólidos depositados en el empacamiento, la permeabilidad de éste podría eventualmente ser menor que la permeabilidad natural de la formación, y se podría presentar un daño en el empacamiento.

La figura II.4 es una microfotografía de un empacamiento de grava invadido por lodo de perforación y arena de la formación.

En una terminación con empacamiento de grava a través de los disparos, disparos con diámetro pequeño pueden sustancialmente restringir la producción debido a las grandes caídas de presión que ahí se generan. Puesto que la resistencia al flujo en los túneles de los disparos ocupados por arena son usualmente la mayor restricción en tales terminaciones, la invasión de ésta región por finos afecta críticamente la productividad del pozo. Detritos de

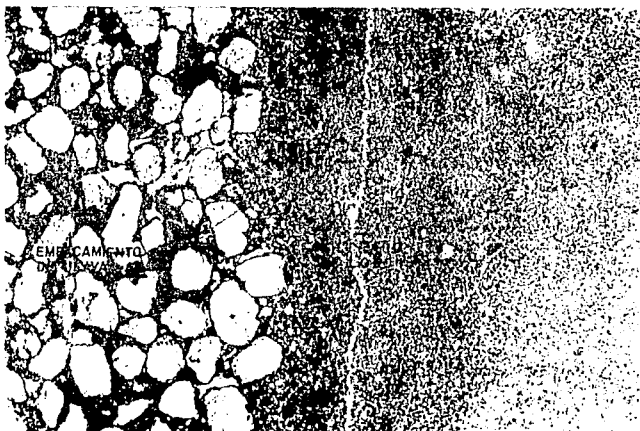


FIG II.4 Fotografía que ilustra un empacamiento de grava invadido por arena de la formación y filtrado de lodo.

los disparos y sólidos del lodo podrían no sólo dificultar el flujo en túneles ocupados por arena, sino que podrían también bloquear suficientemente los disparos, evitando la colocación uniforme de materiales controladores de arena. Por lo tanto una limpieza minuciosa de cada uno de los disparos es necesaria antes de iniciar los trabajos de control de arena.

II.4. Estimulación. (4)

El objetivo de la estimulación de pozos es mejorar la productividad del pozo.

Si el problema del pozo es diagnosticado adecuadamente y el tratamiento al pozo es diseñado y ejecutado correctamente, el efecto neto podría ser el mejoramiento de la producción y una ganancia económica. Sin embargo, el tratamiento puede ser no económico, ó resultar en una declinación en la productividad ó no mejoramiento de ella. (6)

Si la tubería de producción esta sucia, los fluidos empleados aunque limpios inicialmente, pueden acarrear sólidos dañando a la formación. (1)

Un diseño inapropiado de un tratamiento de acidificación trae como consecuencia problemas tales como:

- Penetración de materiales dañinos presentes en la tubería hacia la formación.
- Yacimiento mojado por aceite debido al uso de surfactantes especialmente inhibidores de corrosión, lo cual podría crear bloqueos por emulsión.
- Bloqueos por agua.

- Depósitos de asfaltenos cuando se inyectan grandes volúmenes de ácido.

Sumado a lo anterior, deterioros en la producción son resultado de un pobre diseño de un tratamiento de acidificación.

Estos deterioros incluyen:

- Desconsolidación de la roca de formación causada por la excesiva disolución del material cementante por los ácidos.
- Algunos agentes secuestrantes utilizados en ácidos para prevenir problemas con el hierro pueden formar precipitados cuando el ácido se ha gastado y el hierro no está presente.
- Deterioro en la permeabilidad por residuos presentes en inhibidores de corrosión o producidos a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los reductores de fricción.
- Precipitación de productos de la reacción de ácidos con los minerales de la formación (reprecipitación de silicatos antes disueltos o precipitados insolubles producto de la reacción de arcillas sódicas con el ácido).

En pozos fracturados hidráulicamente y con empacamiento de grava, los ácidos pueden disolver las arenas.

La fracción de agua producida puede en algunas ocasiones reducirse inyectando poliacrilamidas. Sin embargo, estas inyecciones conducen al decrecimiento simultáneo de la producción

de aceite y gas. Algunas fallas debidas a este tipo de tratamientos son:

- Daño por disolución incompleta del polímero.
- Bloqueo por agua.
- Interacción de agua o poliacrilamidas con arcillas de la formación, en zonas que contienen aceite.

Las fracturas propiciadas durante el fracturamiento hidráulico podrían ser taponadas por sólidos o sustentantes finos del fluido fracturante. Rompimientos inadecuados de fluidos fracturantes con alta viscosidad podrían causar el bloqueo de las fracturas. Fluidos perdidos o agentes sustentantes podrían causar el taponamiento de los disparos, de los poros o de las fracturas. (6)

II.5. Limpieza.

Cuando los pozos se limpian para remover depósitos o productos de corrosión presentes en la tubería de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la zona productora. Particularmente peligrosos son los componentes solubles en el fluido de limpieza (productos de corrosión en el ácido o parafinas en el aceite caliente), pues estos pueden precipitarse dentro de la formación y causar un daño extenso, severo y usualmente permanente. (4)

A veces se usan escariadores para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar hacia la formación, es también factible su taponamiento. (1)

II.6. Reparación de pozos. (4)

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que al terminar los pozos, o sea:

- Deterioro en la permeabilidad de la roca de formación y deterioro de la productividad de los disparos por sólidos suspendidos (incluyendo bacterias), y polímeros residuales.
- Problemas que resultan de la invasión de filtrado de los fluidos empleados: hinchamiento y dispersión de arcillas bloqueos por agua o emulsiones y precipitación de sales.
- La mala calidad de los fluidos utilizados pueden afectar críticamente la efectividad del tratamiento dañando severamente la permeabilidad.
- El exceso en la presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación.

II.7. Inyección de agua. (6)

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros: por el contenido de sales no compatibles o sales defloculantes; por acarreo de surfactantes. Por lo tanto,

es importante conocer la calidad y composición de las aguas de formación e inyección. La mezcla de aguas de diferente origen para usarse en la inyección a los pozos debe emplearse con precaución, porque la reacción química entre aguas incompatibles forman precipitados que pueden taponar un pozo inyector. Por ejemplo, el mezclado de un agua que contiene sulfatos con agua de formación que contiene bario podría resultar en una precipitación de sulfato de bario que puede taponar al pozo inyector; la inyección de agua de mar, la cual contiene sulfato dentro de una formación que contenga agua con iones de bario puede resultar en un taponamiento in-situ por sulfato de bario.

De otra manera el uso del agua producida en la inyección de pozos también puede causar taponamiento en el pozo inyector por materiales suspendidos. El agua producida puede contener arcillas y otros finos del pozo así como una pequeña cantidad de aceite. Los sólidos finos no sólo son materiales taponantes sino también tienden a estabilizar emulsiones de pequeñas cantidades de aceite en agua.

Productos de descomposición bacteriana también pueden causar taponamiento en pozos inyectores.

Los productos de corrosión del hierro en un sistema típico de inyección de agua pueden taponar los poros de la roca de la formación. Taponamiento coloidal, especialmente por residuos de hierro producidos por la corrosión en la tubería de producción cuando ésta es oxigenada por el agua de inyección. La severidad del taponamiento podría depender de la cantidad y naturaleza de los productos de corrosión y de la profundidad de penetración dentro de

los poros de la roca. La particularidad de los productos formados depende del proceso de corrosión y de las características del líquido del medio ambiente. El oxígeno disuelto en ausencia de H_2S genera productos tales como hidróxido de hierro y oxidatos de hierro. En un agua amarga (que contenga H_2S), productos de corrosión de sulfuro de hierro se precipitan cuando el pH es cercano a 7, otros productos taponantes provenientes de la corrosión del acero como el carbonato de hierro se forman cuando el CO_2 esta presente en el agua de inyección.

En una salmuera amarga que contengan oxígeno disuelto el daño por corrosión no sólo se incrementa, sino que los productos de corrosión y de reacción secundaria pueden aumentar considerablemente taponando al pozo inyector; 2 productos de reacción, sulfuros de hierro y azufre, son particularmente dañinos para la productividad del pozo.

Aguas que contienen H_2S reaccionan con el oxígeno disuelto precipitando sulfuros.

Generalmente los sulfuros de hierro son solubles en ácidos inmediatamente después de haberse formado, pero si se dejan por un tiempo podrían cambiar a insolubles en ácido, principalmente en presencia de indicios de oxígeno. Los sulfuros de hierro pueden ser insolubles en ácido porque pueden ser cubiertos por una capa protectora de aceite ó azufre. Por lo tanto, la limpieza de las paredes del pozo con ácido es incierta.

Causas adicionales de daño a la formación, relacionados específicamente con la inyección de polímeros dentro de la matriz de la roca incluyen: (4)

- Taponamiento por geles residuales.
- Desalojo y migración de finos de formación por fluidos pseudoplásticos.

II.8. Inyección de gas.

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Así mismo, el gas inyectado puede acarrear surfactantes, residuos de lubricantes de compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad. (1)

Problemas específicos que se presentan cuando se inyecta CO_2 a los pozos son los siguientes: (4)

- Precipitación de materiales orgánicos en la superficie de contacto del bióxido de carbono y el aceite (tipo especial de lodo).
- Precipitación de determinadas incrustaciones tales como sulfato de bario en condiciones ácidas o carbonato de hierro por la combinación de bióxido de carbono con hierro producido por la corrosión.
- Disolución de minerales carbonatados y una subsecuente alteración de la porosidad. (1)

II.9. Fase de producción.⁽¹⁾

Si bien los gastos de producción normalmente declinan con el agotamiento natural del yacimiento, la declinación acelerada debida al taponamiento de la formación es un problema común durante la fase de producción.

Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que migran de la formación al ser arrastrados por el flujo del fluido al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento esta depresionado, será mucho más fácil de ser dañado con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiendose propiciar precipitaciones orgánicas (asfaltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) las cuales resultan en daño a la formación.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión. Su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura pueden generar condensación retrograda, con lo que se presenta líquido en el medio poroso y por ende hay una reducción en la permeabilidad relativa al gas.

III. MECANISMOS DE DAÑO.

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo con la alteración que se ocasiona en las características de flujo de la formación y sus fluidos. Estos mecanismos son: ⁽⁸⁾

III.1. Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación; resultado del taponamiento de los canales porosos principalmente por partículas de la propia formación o partículas extrañas que la invaden.

III.2. Reducción de la permeabilidad relativa al aceite; resultado de un incremento en la saturación de agua alrededor de la pared del pozo o por un cambio de mojabilidad de la roca.

III.3. Incremento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento; resultado de la formación de emulsiones o de la invasión de fluidos de alta viscosidad.

III.1. Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación. ⁽¹⁾

Cuando los conductos porosos o las fracturas naturales o inducidas pierden su capacidad de flujo, debido a la reducción del espacio vacío libre al flujo, como por ejemplo por invasión de sólidos o por hinchamiento de arcillas, se ve reducida la permeabilidad original de la formación. Las formaciones consisten en miles de poros, que se encuentran interconectados, con diámetros que varían entre 10 y 100 micrones.

III.1.1. Invasión de partículas.

Los sólidos del fluido de perforación, particularmente la barita, tiene partículas con diámetros menores a los 43 micrones (malla 300) y algunas alcanzan 75 micrones (malla 200). Las partículas del cemento alcanzan los 80 micrones; las arcillas son partículas muy finas, que están en el rango de los 3 a 5 micrones, y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas del rango de los 60 micrones. Al iniciarse el proceso de formación del enjarre, estas partículas finas son transportadas por los fluidos a través del complejo sistema de conductos sinuosos, que cuando el flujo es alto, se taponan rápidamente debido a dos mecanismos. Si las partículas mencionadas tienen un diámetro mayor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección, forzando el flujo de fluidos a otros poros. La movilidad de las partículas se ve también afectada por la mojabilidad y las fases de los fluidos en el sistema. Se sabe que la zona de hidrocarburos contiene agua y aceite y normalmente la roca está mojada por agua. Las partículas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua; si el flujo de agua es mínimo en el pozo, esto no representara problema; sin embargo, si las partículas migratorias están mojadas por aceite, éstas se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la formación de puentes puede resultar en un taponamiento mayor.

III.1.2. Partículas de la propia formación. (9)

El hinchamiento de las arcillas contenidas en la formación también produce taponamientos. Así mismo, la floculación de las mismas aumenta su movilidad. La migración de las arcillas es factible cuando entran en contacto con aguas extrañas al yacimiento.

En el capítulo siguiente se hablará ampliamente de los problemas ocasionados por la presencia de las arcillas en las formaciones productoras.

Reducciones de presión y temperatura acompañando el flujo de aceite crudo que contenga cantidades apreciables de materiales asfálticos o parafínicos pueden dar como resultado la depositación de estos materiales en la formación. Esta depositación reduce la permeabilidad de la formación por bloqueo de los espacios porosos o por que la formación queda mojada por aceite. Este tipo de taponamiento también se puede presentar por la inyección de crudo a la formación.

III.2. Reducción de la permeabilidad relativa al aceite. (1)

Esta se ocasiona por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación del agua de formación. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se puede reducir aun más

la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad absoluta por lo explicado anteriormente. La mayoría de surfactantes catiónicos y ciertos surfactantes no iónicos causan que la superficie de las rocas con silicato sean mojadas por aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de poros con las partículas transportadas se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua aumenta con el incremento de saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. Se ha experimentado, en pruebas de laboratorio, que cuando el área superficial aumenta es más difícil de reducir la saturación de agua.

Al producir un pozo a un gasto alto puede causar que la presión alrededor de la pared del pozo disminuya por abajo de la presión de burbujeo de los hidrocarburos, reduciendo la permeabilidad relativa al aceite al incrementarse la saturación de gas pudiendose presentar un bloqueo de gas. (4)

Similarmente, produciendo pozos de gas y condensado por abajo del punto de rocío da como resultado el brote de líquido alrededor de la pared del pozo. (4)

III.3. Incremento de la viscosidad de los fluidos en el yacimiento. (1)

La capacidad de flujo de la formación disminuye debido a la presencia de emulsiones en los poros de la roca.

Este fenómeno puede resultar de altos filtrados, se sabe que las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta.

Evidencias actuales indican que raramente el agua y el aceite de formación crean bloqueos por emulsión. Los bloqueos por emulsión probablemente ocurren cuando se inyecta aceite dentro del yacimiento llegando a emulsionarse con el agua de formación ó cuando aguas extrañas invaden la formación llegando a mezclarse con la fase de aceite. (2)

Los surfactantes, en unión con sólidos finos, tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas de hidrocarburos sólidos, tienen la tendencia a estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de éstas también depende la fase continua de dichas emulsiones.

Las formaciones mojadas por aceite, tienen la tendencia a formar emulsiones más estables y viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Finos fuertemente mojados por agua tenderán a reducir la estabilidad de la emulsión. (3)

Los bloqueos por emulsión son parecidos al efecto de una válvula check, los cuales pueden ser detectados por pruebas de productividad o inyectividad. (e)

IV. TIPOS DE DAÑO.

Debido a la fuente que ocasiona el daño a la formación se presentan diferentes tipos de daño, los cuales pueden quedar clasificados de la manera siguiente:

IV.1. Invasión de fluidos

IV.1.1. Hinchamiento de arcillas

IV.1.2. Migración de finos.

IV.1.3. Bloqueos de agua.

IV.1.4. Formación de emulsiones.

IV.1.5. Cambios de mojabilidad.

IV.1.6. Invasión de fluidos viscosos.

IV.1.7. Precipitaciones secundarias.

IV.2. Invasión de sólidos.

IV.3. Obturamiento natural asociado con la producción.

IV.3.1. Incrustaciones inorgánicas.

IV.3.2. Depósitos orgánicos.

IV.3.3. Depósitos mezclados.

IV.3.4. Condensación retrograda.

IV.3.5. Migración de finos durante la producción.

IV.1. Daños por invasión de fluidos.⁽¹⁾

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, el fluido de terminación o reparación. Así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

Cuando el lodo de perforación forma el enjarre un volumen apreciable de filtrado penetra a la formación y aún cuando el

enjarre ya este formado el filtrado continua a una velocidad mucho más baja. El volumen de filtrado y consecuentemente la profundidad de su penetración dependen en gran medida del tipo de lodo y del tiempo de exposición. Aún cuando se usen lodos limpios de terminación y reparación, la pérdida de este fluido está presente en forma similar al filtrado del lodo de perforación y del propio cemento utilizado en la cementación de las tuberías de revestimiento. Para un volumen dado de fluido perdido, la profundidad de penetración depende de la porosidad de la formación; es decir, el mismo volumen de fluido penetra mucho más allá en zonas de baja porosidad que en zonas de alta porosidad. La penetración comunmente es de 1 a 2 pies pero en algunos casos puede llegar hasta 8 pies.

La invasión de fluidos a la formación causa los siguientes tipos de daño:

IV.1.1. Hinchamiento de arcillas.⁽⁹⁾

Dependiendo del tipo de filtrado o fluido perdido (generalmente agua) se puede alterar el equilibrio entre las arcillas y el agua de formación. Las arcillas en forma natural son parte componente de muchas rocas, principalmente areniscas.⁽¹⁾

Son cuatro los tipos principales de arcillas que pueden dañar a la formación: Kaolinita, Illita, Clorita y Montmorillonita.⁽¹⁰⁾

Debido a la severidad del daño que las arcillas causan se considera importante una amplia discusión sobre ellas.

IV.1.1.1. Presencia de las arcillas en las rocas sedimentarias. (6)

Son dos los tipos de arcillas que pueden encontrarse en las areniscas, estas son las detríticas y las autogenitas.

Las arcillas detríticas son introducidas a las areniscas por procesos físicos al momento de la depositación o por procesos biogénicos poco después de la depositación. Las arcillas detríticas se presentan en las areniscas en una variedad de formas (figura IV.1) incluyendo laminas, clastos, recubriendo granos, revistiendo u ocupando los poros, y escamas-dispersas. En general, solo las ultimas tres reducen la permeabilidad, por lo que son las que preocupan.

La disminución en las dimensiones de la partícula causa que la relación área superficial-volumen se incremente rápidamente, con lo que las partículas de arcilla detrítica se vuelve susceptible a los ataques químicos, principalmente a la acción solvente del agua. Consecuentemente, se forman arcillas autogenitas en el espacio poroso de la formación como un precipitado directo a partir de las aguas de la formación (neoformación) o a través de reacciones entre materiales precursores y las aguas contenidas (regeneración). En la figura IV.2 puede observarse los procesos descritos.

ARCILLAS DETRITICAS

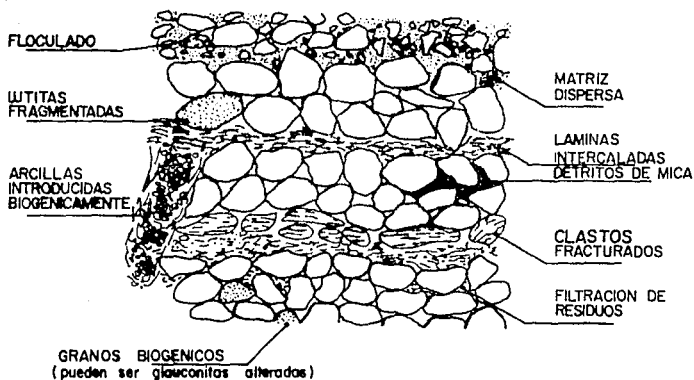
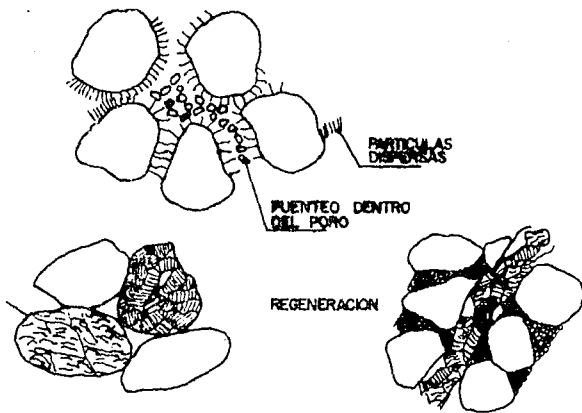


FIG. IV.1 Esta figura muestra los procesos físicos de deposición de arcillas detríticas en areniscas, en una variedad de formas.

ARCILLAS AUTOGENITAS

NEOFORMACION



REEMPLAZAMIENTO PSEUDOMORFO

FIG. IV.2 Esta figura muestra el proceso de formación de arcillas autogenitas en el espacio poroso.

IV.1.1.2. Definición de arcillas. (9)

El término arcilla es utilizado para nombrar rocas, y también como un término que define el tamaño de la partícula en el análisis mecánico de las rocas sedimentarias, suelo, etc.

La arcilla se define como un material natural, terroso, de grano fino, el cual desarrolla plasticidad cuando es mezclado con una cierta cantidad de agua. Sin embargo, esto no se puede mantener si la definición del tamaño de la partícula es usado. Este define a la arcilla como la fracción compuesta de partículas de tamaño más pequeño.

En Geología, la tendencia es definir el grado de arcilla como un material fino de alrededor de 4 μm . Sin embargo, esta no es una clasificación rigurosa ya que se tienen partículas de arcilla de más de 20 μm (Kaolinita).

IV.1.1.3. Propiedades físicas y químicas. (9)

Las propiedades físicas y químicas de las arcillas están gobernadas por su estructura.

Las propiedades resultan principalmente del tipo de unión entre sus capas. Para la Kaolinita, Clorita e Illita la unión es bastante fuerte. A causa de esto, no hay reemplazamiento de cationes interconectados en estas arcillas y las moléculas de agua no pueden penetrar entre las capas. Por lo tanto, estas no se expanden y no se hinchan. Sin embargo, los cationes interconectados de la Smectita son cambiables y puede ser mas o menos hidratada. Así, el espacio interconectado podría ser ocupado por mas agua causando la expansión e hinchamiento de la Smectita.

Reactividad.

Las arcillas tienen una alta relación área superficial-volumen debido a su estructura laminar. Estas por lo tanto, tienden a reaccionar muy fácilmente con los fluidos introducidos dentro de una roca sedimentaria.

Capacidad de intercambio de cationes (CEC).

Esta es quizás la propiedad más importante de las arcillas, porque la mayoría de los tratamientos de estabilización implican la habilidad de intercambio de cationes de las arcillas.

La capacidad de intercambio de cationes es definida como la habilidad de una arcilla para adsorber iones en su superficie o borde. Esta es usualmente definida en términos del peso (como el miliequivalente de hidrogeno) adsorbido por cada 100 gramos de arcilla.

Naturaleza de los cationes intercambiables.

La habilidad del intercambio de cationes depende grandemente del tipo de cationes. La reemplazabilidad de las series comunmente usadas son:

Li^+ , Na^+ , NH_4^+ , K^+ , Mg^{++} , Ca^{++} , Al^{+3} , Zr^{+4} .

Incremento de reemplazabilidad. \longrightarrow

Consecuentemente, esto significa por ejemplo que el calcio podría más fácilmente reemplazar al sodio que el sodio al calcio. También significa que el calcio proporciona una mejor unión entre las capas de Smectita que el sodio. Observe la figura IV.3.

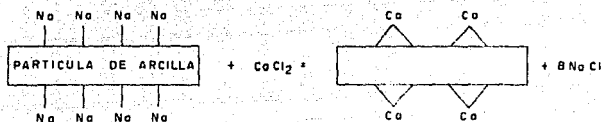


FIG IV.3 Esquematiza la capacidad de reaccion de los cationes intercambiables sodio y calcio en una partícula de arcilla.

Cuando el calcio es el catión intercambiable, la arcilla adsorberá únicamente unas pocas moléculas de agua. Sin embargo, cuando el sodio es el catión intercambiable se adsorberán más moléculas de agua, propiciando mayor hinchamiento. Cuando la arcilla esta en equilibrio con el agua de formación y entra en contacto con agua conteniendo diferentes sales el intercambio catiónico puede ocurrir.

El calcio, dado que es un ion divalente es muy efectivo en reemplazar iones monovalentes como el sodio. El potasio es más efectivo que el sodio para reemplazar al calcio. Una montmorillonita de calcio incrementa el tamaño cuando está en contacto con agua a una concentración baja de iones sodio, esto además propicia su defloculación.

Contrariamente la floculación puede ocurrir cuando una arcilla de sodio está en contacto con agua que tiene una suficiente concentración de iones calcio.

En general el orden de reemplazamiento de cationes para todos los grupos de arcillas son una función de la valencia; cationes monovalentes son más fácilmente reemplazables que los cationes divalentes y que en turno son más fácilmente reemplazables que los cationes trivalentes. Esto en ocasiones es llamado regla general de balance. La única excepción importante es el hidrógeno. Como una regla, éste es más difícil de reemplazar que los cationes trivalentes y por lo tanto el hidrogeno tendrá mayor poder de reemplazamiento que todos los otros cationes.

IV.1.1.4. Mecanismos de hinchamiento y dispersión de arcillas. (7)

En todos los sistemas agua-arcilla hay ciertos factores tendientes a dispersar las partículas de arcillas y ciertos factores tendientes a retenerlas juntas. La combinación relativa de fuerzas de estos factores de oposición determinan si las partículas podrían dispersarse o flocularse. Cualquier fluido fluyendo a través de una formación podría causar daño a la permeabilidad si los factores de dispersión de arcillas exceden a los factores de unión.

En cada plano, las partículas de arcillas tienen defectos internos que producen una carga negativa en la partícula. Esta carga negativa es balanceada por cationes pobremente unidos a las partículas superficiales como se ilustra en la figura IV.4. Estos cationes pueden negociar fácilmente sus lugares con otros iones presentes, por lo tanto, estos son conocidos como cationes intercambiables, los cuales sobreactúan por una atracción electrostática hacia la partícula cargada negativamente y una repulsión entre ellos mismos debido a sus cargas positivas. Como resultado, la distribución de los cationes alrededor de cada partícula debería ser semejante a una diminuta atmosfera, siendo denso en la superficie de la partícula y más difuso a mayor distancia a partir de la superficie. La compresión o expansión relativa de ésta atmosfera es críticamente importante en la determinación de que si las partículas de arcilla podrían dispersarse.

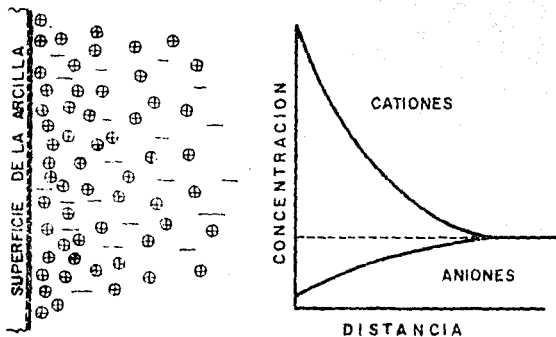


FIG. IV.4 Esta figura muestra el intercambio de cationes en la superficie de la arcilla, Esto determina la dispersión o floculación de la arcilla.

La atracción de los cationes hacia la partícula dependen de la densidad total de la carga de la partícula y de la carga total efectiva de los cationes. Las fuerzas de difusión son fuertemente afectadas por la concentración de iones en la solución. La repulsión a partir de iones no retenidos por partículas contrarrestan la repulsión entre los cationes intercambiables. Por lo tanto, la atmósfera de los cationes intercambiables debería ser difusa en agua destilada y comprimida en una alta concentración de electrólito (salmuera pesada). En agua destilada deberían ser mucho más difusos si los iones son monovalentes que si fueran divalentes.

En dos partículas de arcilla suspendidas acercándose mutuamente, la interacción entre sus atmósferas de cationes intercambiables tienden a mantenerlas separadas. Igualmente si se compactan, agregaciones de arcillas son llevadas en agua destilada, las atmósferas de los cationes intercambiables se expanden y crean fuertes fuerzas de repulsión que sirve para separar las partículas. Si los cationes intercambiables son divalentes, estos se difunden menos y por lo tanto, producen menores fuerzas de separación (dispersión) que los cationes monovalentes.

La hidratación de los cationes intercambiables es responsable de la hidratación de la Smectita; por ejemplo: si bien, el radio iónico del calcio es menor que el del potasio en un estado no hidratado, en un estado hidratado el radio iónico del calcio es más grande que para el potasio. Por esto el espesor de la arcilla podría incrementarse.

IV.1.1.5. Problemas por arcillas en el yacimiento. (P)

Las arcillas presentes en los yacimientos pueden grandemente:

- Reducir la permeabilidad por efectos de hinchamiento y/o migración.
- Incrementar la sensibilidad al ácido o al agua dulce.
- Incrementar la saturación de agua irreductible.

Las arcillas tienen diferentes composiciones y estas reaccionan diferente a varios fluidos de perforación o estimulación, como resultado estos fluidos deberían diseñarse para la variedad específica de arcillas presentes en los poros.

Las arcillas pueden clasificarse en dos grupos:

- Arcillas no hinchables: Kaolinita, Illita, Clorita.
- Arcillas hinchables: Smectita.

Las arcillas predominantemente encontradas en pozos de aceite y gas son del tipo no hinchable. Sin embargo, el mayor problema de las arcillas es su dispersión y su consecuente migración. Frecuentemente mezclas de arcillas contienen Smectita. Esto incrementa el problema de la dispersión y migración de arcillas, después la Smectita podría hincharse causando la ruptura de la mezcla formada por las capas de arcilla y su migración.

La Kaolinita. Es una de las arcillas más frecuentemente encontradas en formaciones productoras de aceite y/o gas. La kaolinita es un aluminosilicato hidratado, por lo que es muy estable desde el punto de vista químico. Esta podría reaccionar con el ácido de la misma manera que reacciona el cuarzo.

Este tipo de arcillas se caracteriza por sus grandes dimensiones. Usualmente los cristales de la Kaolinita se ligan en agregados compactos (floculados) atando débilmente a los últimos granos, aparentando en ocasiones una baraja de cartas (ver figura IV.5). Sin embargo, si estos cristales se dispersan y entran en fluidos en movimiento, estos podrían migrar y alojarse en la garganta de los poros donde actuarán como una válvula check. Así, la migración de Kaolinita depende de que si sus cristales están en estado disperso o floculado.

El flujo turbulento dentro de un poro puede desprender la Kaolinita de la pared del poro donde se encuentra. Esto es particularmente verdadero en areniscas con alta turbulencia.

Illita. Los principales problemas causados por esta arcilla son debidos a su forma. La Illita autogenita crece en los poros como grandes masas de filamentos (ver figura IV.6), los cuales crean un gran problema de microporosidad. Esta microporosidad incrementa gradualmente las fuerzas capilares en los poros, y así ligan el agua a los granos que la contienen (granos sobre los cuales la Illita ha crecido), resultando en una alta saturación de agua irreductible y una baja permeabilidad al aceite o gas.



FIG IX.5 La fotografía muestra cristales de kaolinita dentro de un poro.

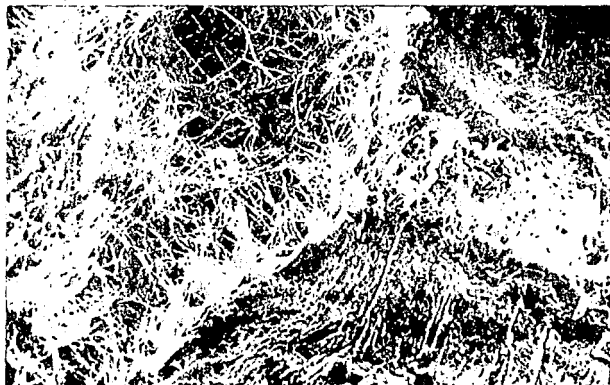


FIG IX.6 En la fotografía se muestran las fibras de la Iñita formando un poro de arenisca

Adicionalmente, la Illita autogenita puede romperse durante la producción y migrar para bloquear las gargantas de los poros.

Esta arcilla actúa como un pescante que retiene finos en movimiento y crea el bloqueo de la permeabilidad. (10)

Similarmente para la Illita detrítica, la cual se presenta en los sedimentos como una masa floculada, la dispersión puede causar que esta migre.

Clorita. También es un aluminosilicato hidratado, frecuentemente contiene grandes cantidades de Fe y Mg. Estructuralmente la Clorita es un mineral autogenito (se forma dentro del espacio poroso), es similar a la Illita en que esta frecuentemente reviste a los poros con una estructura de panal o los ocupa totalmente. Esto puede crear una microporosidad (figura IV.7) que resulta en un problema de retención de fluido.

La Clorita muestra alta sensibilidad al ácido y al agua oxigenada. Desde luego, esta se disuelve rápidamente en HCl y el hierro liberado durante la disolución podrá precipitarse como un hidróxido férrico gelatinoso cuando el ácido se gasta; esta gel de hidróxido férrico es viscosa, mayor que las gargantas del poro por lo que no pasa a través de estas.

Smectita. Este término incluye a todo el grupo de arcillas sensibles al agua tales como: Montmorillonita, Beidellita, Montro-nita y Saponita. En la industria petrolera esta familia entera de arcillas es llamada Montmorillonita. Estos minerales son estructu-ralmente similares a las micas pero la unión entre sus capas son

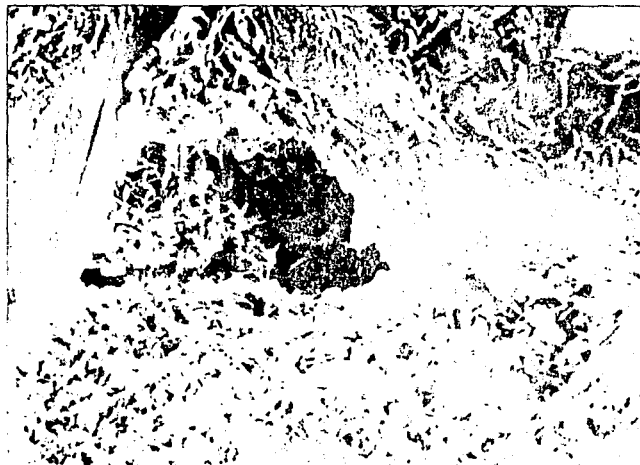


FIG IV.7 La fotografía muestra la clorita, arcilla que se forma dentro del espacio poroso.

débiles. Así, cantidades variables de agua pueden entrar entre sus capas causando su hinchamiento. Los problemas producidos en areniscas ricas en Smectitas son cuando menos tres: 1) la arcilla es extremadamente sensible al agua, lo que puede inducir la desintegración de la formación y la producción de arena; 2) la Smectita que cubre el poro tiende a romperse liberándose, y se hincha durante la migración; 3) similar a la Illita y Clorita la estructura de la Smectita causa que el sistema de poros tenga alta relación área superficial-volumen resultando en una alta saturación de agua irreductible. Bajo este factor es considerado que pozos potencialmente productores pueden ser taponados y abandonados sin pruebas correctas porque el registro de saturación de agua es considerado demasiado alto para que el pozo pueda ser comercial.

El hinchamiento de estas arcillas es debido a la introducción de agua relativamente dulce dentro de los poros, lo que ocasiona un taponamiento de las gargantas de los poros resultando en una pérdida de permeabilidad. Smectitas con alto contenido de sólidos pueden hincharse de 600 a 1000% de su volumen original. Películas diagenéticas de tales arcillas tienden a ser destruidas por el hinchamiento excesivo. Como un resultado de lo anterior las partículas de arcilla son liberadas y migran dentro del sistema poroso ocasionando un daño mayor.

En la figura IV.8 se observa una Montmorillonita.

En la tabla IV.1 se pueden observar los problemas que se pueden presentar en una formación productora donde existen las arcillas.



FIG IV.8 La fotografía muestra una montmorillonita dentro de un poro.

TABLA IV.1. PROBLEMAS QUE OCASIONAN LAS ARCILLAS DEL YACIMIENTO.

Arcilla	Problema potencial	Solubilidad en acido		Que se debe evitar	Que es recomendable
		HCl	HF		
Kaolinita	Movimiento de finos	Ninguno Muy bajo	Bajo	Agua dulce y altos gastos de flujo	Sistema acido HCl-HF con estabilizadores de arcilla
Illita	Microperosidad Incremento de la saturacion de agua, Movimiento de finos	Muy bajo Bajo	Bajo Moderado		
Clorita	Precipitacion de Hidroxido de Hierro y migracion de clastes	Moderado Alto	Alto	Sistemas ricos en oxigeno y pH mayor que tres	Sistema acido con agentes secuestrantes de hierro y/o oxigeno
Montmorillonita	Hinchamiento inducido, no migracion	Muy bajo Bajo	Moderado	Agua dulce	Sistema acido HCl-HF con estabilizador de arcillas

IV.1.2. Migración de finos.⁽¹⁾

Como se indico, anteriormente el contacto de las arcillas de formación, principalmente agregados de Kaolinita, con aguas con un pH mayor de ocho propicia que las partículas puedan dispersarse y por tanto migrar. Esta movilidad de las partículas ocasiona que con el flujo puedan llegar a obturar las gargantas que comunican a los poros de la roca ocasionando pérdida de su permeabilidad absoluta.

IV.1.3. Bloqueos por agua.⁽¹⁾

Los bloqueos de agua pueden formarse durante las operaciones de perforación y terminación debido al filtrado de fluidos base agua que invaden la vecindad del pozo, promoviendo una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, ó durante la producción a través de la conificación y digitación de agua de formación. El bloqueo de agua no debe considerarse como el mismo daño que el hinchamiento de arcillas, aún cuando los dos pueden ocurrir simultáneamente. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la Illita, ya que su forma propicia mayor area mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros.

IV.1.4. Formación de emulsiones.⁽¹⁾

Los filtrados ya sea de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones.

Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones agua en aceite. Filtrados con alto pH del lodo o lechadas de cemento, o filtrado de bajo pH de fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de la formación. Así mismo, filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmueras de formación. Estas emulsiones si no son estables no generaran daño a la formación. Sin embargo, algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento). Adicionalmente la presencia de partículas finas coadyuva a la estabilización de las emulsiones.

IV.1.5. Cambios de mojabilidad.⁽¹⁾

Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilite el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite lo cual redundaría en una reducción en la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico contenidos en los fluidos de perforación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto puede producir una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50% pudiendo ser mayores en las rocas de más baja permeabilidad.

IV.1.6. Invasión por fluidos viscosos.⁽¹⁾

La inyección de aceites en formaciones productoras de gas pueden ocasionar daño significativo y permanente al crearse una

saturación residual de aceite en pozos de gas, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa al gas.

IV.1.7. Precipitación secundaria.⁽¹⁾

La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce a un efecto de obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas y pueden llegar a ser significativas si las concentraciones son altas.

En otros casos durante un tratamiento con ácido a la formación, óxidos y sulfuros de hierro son disueltos y el hierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación. Al gastarse el ácido a pH abajo de 4, el hierro se precipita como hidróxido de hierro dañando la permeabilidad de la formación.

Otro precipitado secundario que se puede generar al contacto de ácidos y algunos aceites de formación con alto contenido de material asfáltico, son los lodos asfálticos. Este material es altamente viscoso y no removible del medio poroso causando uno de los más severos daños a la formación.

IV.2. Daño por invasión de sólidos.⁽⁴⁾

Uno de los más comunes tipos de daño se debe a los componentes sólidos de los fluidos de perforación, terminación o reparación. Estos fluidos forman un enjarre en la cara de la formación penetrando una fracción de pulgada dentro de la misma.

Aunque este proceso de daño tiene una invasión somera alrededor del agujero sus efectos son alarmantes, presentándose una alta reducción en la permeabilidad la cual puede ser hasta de un 90%.

Afortunadamente estos sólidos comunmente no penetran más allá de una pulgada y son por lo tanto muy fácil de sobrepasar o eliminar. Deberá también reconocerse que los sólidos depositados en los disparos pueden ser mucho más difíciles de remover. Estos sólidos pueden ser arcillas, agentes densificantes, agentes viscosificantes, materiales para el control de pérdida de fluido, materiales para el control de pérdida de circulación, los propios recortes provenientes de la perforación, partículas de cemento, detritos de las pistolas, herrumbre de la tubería, etc.(1)

En la figura IV.9 se esquematiza el proceso de depositación de estos sólidos.

La invasión de sólidos del fluido de perforación se ve favorecida por:

- Formaciones con poros de grandes dimensiones.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales o inducidas en el yacimiento.
- Partículas muy pequeñas en el fluido de perforación (las partículas de los densificantes y de los preventores de pérdida de circulación son grandes, pero pueden ser fragmentadas por la acción de la barrena).
- Bajos gastos de perforación dan como resultado la destrucción del enjarre (incrementando la pérdida de

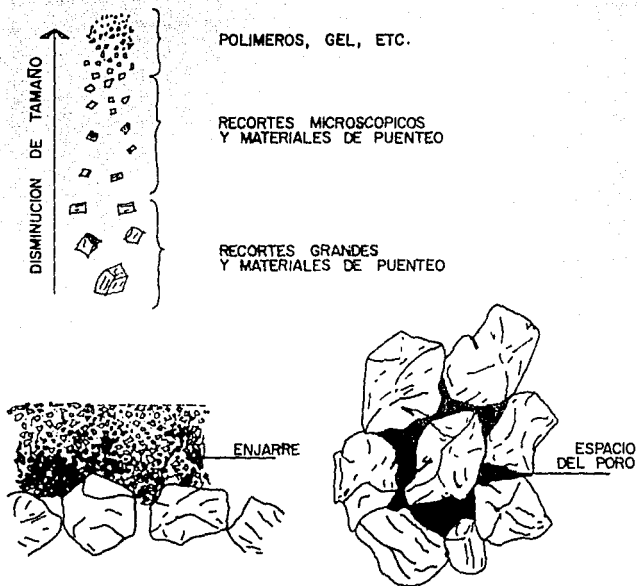


FIG. IV.9 Esquema del proceso de deposición de sólidos en la formación del enjarre

filtrado) y un largo tiempo de contacto del lodo con la formación.

- Altos gastos de circulación del fluido de perforación (erosión del enjarre).

Dependiendo del tamaño de los sólidos estos pueden removerse por contraflujo, sin embargo, muchas veces no es posible alcanzar las presiones diferenciales necesarias y el daño a la formación puede ser más severo.

Si los sólidos que invaden a la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos, reprecipitaciones de sólidos dentro de la formación, pueden tener penetraciones más profundas sobre las formaciones más permeables, ocasionando obturamientos más difíciles de remover.

IV.3. Daño por obturamiento natural asociado con la producción.⁽¹⁾

Como ya fue mencionado, la producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca de la pared del pozo.

Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depositación de sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales). Obviamente estos depósitos generan obturamientos de los canales porosos y el consecuente daño a la formación.

IV.3.1. Incrustaciones inorgánicas. (4)

Las incrustaciones inorgánicas son depósitos de precipitados minerales. Pueden precipitarse en la tubería de producción, en los disparos y/o en la formación. Estas incrustaciones también pueden formarse por la mezcla de fluidos incompatibles: agua de formación con cualquier fluido filtrado o agua de inyección. Los tipos más comunes de estas incrustaciones encontradas en un pozo son:

- Incrustaciones de carbonato (carbonato de calcio y carbonato de hierro).

El carbonato de calcio es la incrustación más común y ocurre en yacimientos ricos en calcio y carbonatos y/o bicarbonatos iónicos.

- Incrustaciones de sulfatos.

Ocurren principalmente como yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) o anhidrita (CaSO_4). Los menos comunes son el sulfato de Bario (BaSO_4) o Estroncionita (SrSO_4), los cuales son muy difíciles de remover pero su ocurrencia es predecible.

- Incrustaciones de cloruros de sodio.

- Incrustaciones de silicatos.

Estas generalmente ocurren como depósitos cristalizados de calcedonia o como ópalo amorfo.

- Incrustaciones de hidróxidos.

Estas son de hidróxido de magnesio o de calcio.

IV.3.2. Depósitos orgánicos.⁽⁴⁾

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos); generalmente se localizan en la tubería, los disparos y/o en la formación. Cuando hay cambios de presión y/o temperatura en o cerca de la pared del pozo, la fracción de hidrocarburos pesados no se solubiliza e inicia su cristalización. Este efecto es más pronunciado cuando se inyectan fluidos fríos a la formación.

IV.3.3. Depósitos mezclados.⁽⁴⁾

También se pueden presentar depósitos que son mezclas de los dos anteriores, a estos se les denomina depósitos mezclados, los cuales son mezclas de componentes orgánicos, e incrustaciones y/o sedimentos (limo y arcilla). Cuando existe migración, finos asociados con un incremento en la producción de agua en yacimientos de areniscas quedan mojados por aceite y estos actúan como un sitio de acumulación para estos depósitos.

IV.3.4. Condensación retrograda.⁽⁴⁾

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura pueden generar condensación retrograda, con la invasión de líquidos en el medio poroso y por ende una reducción en la permeabilidad relativa al gas.

IV.3.5. Migración de finos durante la producción. «1»

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas; esto propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño a la formación. Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos.

V. TRATAMIENTO DEL DAÑO.

El daño a la formación causado en las diferentes operaciones que se realizan en los pozos trae como consecuencia una baja en la productividad de los mismos, por lo que es importante saber que tipo de daño está presente.

Una vez caracterizado el daño y su origen se puede tomar la acción correcta de solución. Las características físicas del daño son las que determinan que fluido de tratamiento deberá utilizarse.

A continuación se describen las características que debe tener el fluido de tratamiento dependiendo del tipo de daño que esté presente en la formación.

V.1. Cambios de Mojabilidad. (6)

Este tipo de daño es removido por la inyección de solventes mutuos que remueven la fase de hidrocarburos que moja la roca y después se inyectan surfactantes para dejar a la roca mojada por agua. Esto reduce la tendencia de una nueva precipitación de hidrocarburos que moje a la roca.

V.2. Bloqueos por Agua. (6)

El tratamiento de un bloqueo de agua consiste en la reducción de la tensión superficial entre el agua y el aceite o gas usando surfactantes o alcoholes. Ácidos no acuosos son particularmente convenientes en pozos de gas porque también promueven la vaporización de agua en el gas producido.

Cuando el bloqueo de agua se debe a la conificación o digitación del agua de la formación, es conveniente bajar el gasto de producción para que no se presenten estos efectos.

V.3. Depósitos asociados a la fase de producción.

V.3.1. Depósitos inorgánicos (incrustaciones).⁽⁴⁾

Varios solventes disuelven las incrustaciones dependiendo de su mineralogía.

Todas las incrustaciones de carbonatos pueden ser fácilmente disueltas con ácido clorhídrico.

El sulfato de calcio puede ser disuelto por el EDTA. Sulfatos de bario y estroncio también pueden disolverse con EDTA si la temperatura es alta y el tiempo de contacto es suficientemente largo.

Las incrustaciones de cloruros son fácilmente disueltas con agua dulce o raras veces con soluciones ácidas (ácido clorhídrico o ácido acético).

El ácido clorhídrico con agentes reductores y secuestrantes (EDTA) podrían disolver las incrustaciones de hierro (FeS) u óxido (Fe₂O₃) y prevenir reprecipitaciones de subproductos tales como hidróxido de hierro y azufre.

El ácido fluorhídrico disuelve fácilmente las incrustaciones de silicatos.

El ácido clorhídrico o algún ácido que pueda bajar suficientemente el pH y que no precipite sales de calcio o magnesio pueden ser usados para remover incrustaciones de magnesio o de calcio.

El tiempo de contacto es un factor muy importante en el diseño del tratamiento para remover las incrustaciones. El mayor problema que se tiene cuando se tratan los depósitos de incrustaciones es el de dar el tiempo suficiente para que el ácido reaccione y disuelva efectivamente el volumen de material incrustante. El fluido de tratamiento debe disolver la mayor parte de la incrustación para que el tratamiento sea bueno.

V.3.2. Depósitos orgánicos.⁽⁴⁾

Los depósitos orgánicos son usualmente resolubilizados por solventes orgánicos. Mezclas de solventes pueden ser usados para un problema en particular, pero un solvente aromático es un fluido de propósito general eficiente. Agregar una pequeña cantidad de alcohol es benéfico cuando se disuelven asfaltenos.

V.3.3. Depósitos Mezclados.⁽⁴⁾

Este tipo de depósitos requieren de un sistema bisolvente tal como, un solvente de dispersión de hidrocarburos (a menudo aromáticos) dentro de un ácido.

V.4. Limos y Arcillas.⁽⁴⁾

Estas partículas son solubles en mezclas de ácido fluorhídrico.

En areniscas este daño es removido por tratamientos con ácido fluorhídrico (lodo ácido de varias concentraciones o en combinación con ácidos orgánicos o ácido fluobórico y variaciones similares).

Un sistema de HCl es usado para remover finos en una formación de carbonatos. Dado que los finos no son disueltos, pero son dispersados en las fracturas naturales o en los agujeros de gusano creados, el nitrógeno es recomendado para cuando el pozo tiene baja presión de fondo, ya que el nitrógeno ayuda a remover los finos.

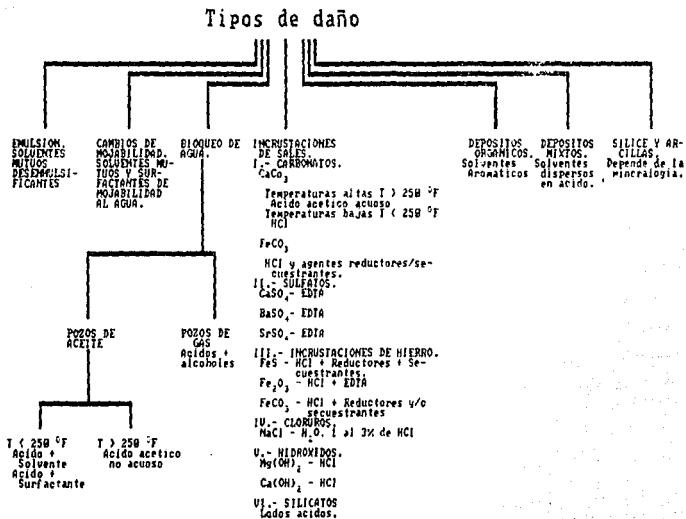
La figura V.1 ilustra el tratamiento a utilizar dependiendo de la naturaleza del daño.

Las arcillas son los finos más fácilmente alterados en el yacimiento.⁽¹⁰⁾ Los problemas generados por su presencia en las formaciones productoras de hidrocarburos pueden disminuirse si se toman las medidas correspondientes para lograr su estabilización.

Métodos de estabilización de arcillas.⁽⁹⁾

El termino estabilización de arcillas se refiere al tratamiento de una formación que contiene aceite o gas para prevenir el daño a la permeabilidad y la reducción del flujo causado por: 1) la reducción de la concentración de sal en la salmuera del yacimiento, cuando esta es diluida por el agua producida e inyectada, o por 2) un simple efecto hidráulico del flujo de fluidos a través del sistema poroso. El primer efecto conocido como daño a la permeabilidad por agua dulce es relacionado con las arcillas que frecuentemente son sensibles a reaccionar con el agua de la formación. El segundo efecto está relacionado con las partículas finas (< 40 μ m). ta

Fig. U.1 SELECCION DEL TRATAMIENTO EN BASE A LA NATURALEZA DEL DAÑO.



les como: feldespatos, micas y cuarzo las cuales representan potencialmente partículas móviles dentro de los poros de la roca.

La causa de la sensibilidad al agua de la formación es el hinchamiento y/o dispersión de las arcillas seguido por su migración. La dispersión y migración es ocasionada por la expansión de pequeños cationes atmosféricos alrededor de cada partícula o capa de la arcilla. Por este motivo, la mayoría de los métodos de control de arcillas se basan en efectos de la carga superficial. Tres formas para determinar el comportamiento repulsivo de las superficies cargadas negativamente, responsables de la expansión de esta atmosfera cationica alrededor de la capa de arcilla (hinchamiento de arcillas) o de los cristales (dispersión de arcillas) son las siguientes:

a). Mantener las arcillas en un ambiente iónico similar a su ambiente natural, de tal manera que la nube cationica alrededor de cada capa o plaqueta sea tan densa como al inicio.

b). Colocar a las arcillas en la presencia de cationes intercambiables los cuales tienen la habilidad para reponer los cationes retenidos por las arcillas y para ligar estos nuevos cationes con fuerzas electroestáticas lo suficientemente fuertes para estar seguros que estas no van a ser removidas. Esto podría mantener a las arcillas en un estado de no hinchamiento o no dispersión. Este aislamiento se logra usando cationes con alta valencia (cationes inorgánicos polivalentes) o cadenas de cationes para ligar las arcillas por varias partes (polímeros de aminas cuaternarias).

c). Colocar a las arcillas en presencia de surfactantes cationicos de tal modo que el sitio cationico del surfactante tomara el lugar del cation intercambiable y el sitio hidrófilico podria cubrir a la arcilla con una película de aceite y prevenir el contacto de agua dulce con la arcilla.

Otro método, conocido como fusión de partícula no se usa por el efecto de carga de superficie de la arcilla pero las solda mejor físicamente con los granos que las contienen. Así, este sistema de tratamiento es el más recomendado para estabilizar granos finos no arcillosos, tales como feldespatos, micas y cuarzo.

A) Métodos de neutralización iónica.

1) Salmueras.

Salmueras con concentraciones del 1 al 4% son con frecuencia utilizadas para evitar el hinchamiento o la dispersión de las arcillas. El ambiente iónico creado por esas salmueras comprime la atmosfera de cationes intercambiables en torno a las arcillas migratorias causando un floculado permanente.

En el control de arcillas el uso de salmueras debe ser solo temporal, ya que la introducción de nuevas salmueras o agua dulce podria cambiar totalmente la situación. Cationes de la nueva salmuera podrian remover y reemplazar K^+ o NH_4 ; El agua dulce permitira la expansión de la atmosfera cationica de la arcilla provocando la dispersión o el hinchamiento de estas.

II) Hidróxidos.

Literatura reciente discute el uso de hidróxido de potasio (KOH) como un estabilizador de arcillas y así prevenir la reducción de la producción de aceite causada por cambios en la concentración de sal en la salmuera de la formación. Se afirma que la estabilización de las arcillas resulta de una interacción cáustica con arcillas en presencia de iones de potasio alterando la química de los silicatos lo cual las vuelve permanentemente insensitivas al agua dulce.

III) Cationes inorgánicos polivalentes.

Los cationes inorgánicos polivalentes utilizados para estabilizar a las arcillas son el oxiclورو de circonio y el hidróxido de aluminio.

El oxiclورو de circonio es un ion metal hidroxilizable que forma un cation polinuclear con alta carga cationica. La atracción entre una partícula de arcilla cargada negativamente y estos cationes intercambiables es exponencialmente relacionada con la carga de los cationes. Así, un ion polinuclear con carga neta de +8, +12 o mayor puede ser varios millones de veces mas fuertemente atraídas a una arcilla, que los cationes monovalentes o divalentes. Consecuentemente, a partir de consideraciones electrostáticas, iones polinucleares podrían inmediatamente ser reemplazados por los cationes intercambiables y ser fuertemente retenidos.

El hidróxido de aluminio es también un cation polinuclear con alta carga cationica ($Al_6(OH)_{12}^{6+}$)

IV) Polímeros de amina cuaternaria.

Una capa monomolecular de estos polímeros es fuertemente absorbida sobre la superficie de la arcilla por un cation intercambiable. Estos producen estabilizaciones mas permanentes desde que las partículas de arcilla son puenteadas por cationes múltiples a lo largo de la cadena del polímero. La liberación simultanea de todos los cationes es requerida para el intercambio con otros iones de la salmuera de la formación para desestabilizar las arcillas. Estos aditivos son solubles al agua; por lo tanto, dejan mojada por agua a la formación. Debido a la naturaleza cationica de estos materiales, estos pueden ser usados en tratamientos con fluidos acuosos bajo condiciones ácidas, neutrales y alcalinas.

V) Surfactantes cationicos.

Los surfactantes cationicos, tales como las aminas cuaternarias grasosas y sales amina, preven la defloculación de las arcillas por su adsorción en la superficie de la arcilla por el intercambio de cationes.

Este compuestos grasoso imparte mojabilidad de aceite a la superficie de las arcillas y areniscas, y esto previene la adsorción de agua. de otro modo las arcillas se deflocularian. Para una adecuada estabilización pueden requerirse grandes concentraciones de estos componentes.

B) Método de fusión de la partícula.

El método de estabilización por fusión de la partícula involucra el uso del tratamiento con ácido flubórico (HFB_4), el cual tiene la doble función de estimular la formación y estabilizar los finos de esta.

El ácido estabiliza a las arcillas por un proceso de fusión único en el cual las plaquetas son físicamente cementadas y unidas a la superficie de la roca. Esta cementación es debida a subproductos de la reacción entre el ácido y las arcillas u otros finos (feldespatos, micas, etc.). Las arcillas y finos estabilizados de esta manera son permanentemente estables.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Para obtener la máxima productividad del pozo desde su terminación inicial y mantenerla durante las operaciones de producción subsecuentes, se requiere conocer las causas del daño a la formación y como minimizar éste.

El daño a la formación significa una disminución de la permeabilidad en la zona vecina en la pared del pozo, lo cual se traduce en una baja en la productividad del pozo. El daño a la formación puede valuarse mediante un factor de daño asociado a la caída de presión generada en la zona alterada. La cuantificación del factor de daño puede obtenerse por diferentes métodos, dependiendo de la prueba de variación de presión realizada.

Pseudofactores de daño que no están asociados a la zona dañada deben ser determinados con la finalidad de obtener el daño verdadero a la formación. Para ello se requiere conocer el daño total a la formación y restarle a éste los pseudofactores de daño.

Todas las operaciones realizadas en un pozo son fuente potencial de daño a la formación, dicho daño se origina por el contacto e invasión de materiales extraños al yacimiento; así mismo, durante la fase de producción se puede presentar daño.

El daño a la formación altera las características del flujo de fluidos a través de la formación por lo que se presentan diferentes mecanismos de daño.

La interacción del material que invade la zona productora con los componentes de la formación puede ocasionar diferentes tipos de daño.

Dependiendo de las características físicas del daño se diseñará el fluido de tratamiento apropiado para removerlo. Estos fluidos deben ser compatibles químicamente y se debe tener un estricto control de calidad de sus propiedades físicas y químicas durante el tratamiento, para ello deben tomarse en cuenta las condiciones de trabajo.

Con la finalidad de minimizar el daño a la formación deben tomarse medidas preventivas que permitan disminuir sus efectos sobre la productividad del pozo.

Generalmente el costo de las medidas preventivas no exceden al beneficio obtenido.

La invasión de fluidos extraños a la formación productora puede generar daño a ésta, por lo que es recomendable:

- El uso de aditivos los cuales podrían reducir la pérdida de filtrado.
- La reducción de la presión diferencial contra la cara de la formación tanto como sea posible, también disminuye la invasión de fluidos.
- La perforación con aire y/o gas elimina el problema en áreas donde se pueda aplicar.
- El uso de fluidos los cuales sean compatibles con la formación y sus contenidos.
- La minimización del tiempo de exposición tanto como sea posible.

La invasión de sólidos puede prevenirse mediante medidas tales como:

- La adición de sólidos coloidales de dimensiones apropiadas los cuales formen puentes que eviten en lo posible su penetración.
- La reducción de la presión diferencial contra la cara de la formación tanto como sea posible, también disminuye la invasión de sólidos.
- La perforación con aire y/o gas permite eliminar el problema en áreas donde se pueda aplicar.
- La minimización del tiempo de exposición tanto como sea posible.

Para prevenir el daño asociado a la fase de producción es importante tener especial interés en el ritmo de producción, pues éste puede generar migración y dispersión de arcillas principalmente en formaciones poco consolidadas, digitación y conificación de agua, así como precipitaciones (Por el cambio en la presión y/o temperatura).

NOMENCLATURA

- A_c : Área transversal al flujo [pies²]
 B_o : Factor de volumen del aceite [m³ @ c.s./m³ @ c.y.]
 B_w : Factor de volumen del agua [m³ @ c.s./m³ @ c.y.]
 C_t : Compresibilidad de la formación [psi⁻¹]
 h : Espesor neto de la formación [pie]
 J : Índice de productividad [BPD/psi]
 K_m : Permeabilidad equivalente [md]
 K_f : Permeabilidad de la formación [md]
 K_g : Permeabilidad al gas [md]
 K_o : Permeabilidad al aceite [md]
 K_w : Permeabilidad al agua [md]
 K_x : Permeabilidad de la zona dañada [md]
 P_{wf} : Presión de fondo fluyendo [psi]
 P_{wi} : Presión de fondo inyectando [psi]
 P_{ws} : Presión de fondo estática [psi]
 q_g : Producción de gas [MPCD @ 14.7 psia, 60 °F]
 q_o : Producción de aceite [BPD @ 14.7 psia, 60 °F]
 q_w : Inyección de agua [BPD @ 14.7 psia, 60 °F]
 r_e : Radio de drene [pie]
 r_w : Radio del pozo [pie]
 r_x : Radio de daño [pie]
 S : Factor de daño [adim]
 t : Tiempo [hr]
 T_{bh} : Temperatura de fondo [°R]
 t_p : Tiempo de producción [hr]

Z_{bh} : Factor de compresibilidad del gas a condiciones

de P_{wf} y T_{bh}

δ_c : Tiempo de cierre [hr]

δp : Diferencia de presión [psi]

\emptyset : Porosidad [fracción]

μ_g : Viscosidad del gas [cp]

μ_o : Viscosidad del aceite [cp]

μ_w : Viscosidad del agua [cp]

REFERENCIAS.

- 1.- Islas Silva, C.: "Curso de Estimulación de Pozos Petroleros."; Consultores Petroleros Internacionales. (1988)
- 2.- Valderrabano H. A. y otros: "Apuntes de Evaluación de la Producción."; Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
- 3.- Matthews, C. S. and Russell, D. G.: "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells"; SPE Monograph 1 (1967).
- 4.- J. Economides, Michael and G. Nolte, Kenneth: "Reservoir Estimulation"; Schlumberger Educational Services. Houston Texas. (1987).
- 5.- León Ventura, Raúl.: "Análisis de Pruebas de Variación de Presión"; I.M.P. (1984)
- 6.- Krueger, R. F.: "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oil Field Operations."; JPT (feb. 1986) pp 131-152.
- 7.- Gatlin, C.: "Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions"; Prentice-Hall, Inc. (1960). pp 238-252.
- 8.- Allen, Thomas O. and Roberts, Alan P.: "Production Operations, Well Completions, Workover and Stimulation."; Vol. 2. Oil & Gas Consultants International, Inc. (1978). pp. 95-108.
- 9.- "Clay and Clay Stabilization." Dowell-Schlumberger. (abril 1985).
- 10.- Porter, K. E.: "An Overview of Formation Damage."; JPT (agosto 1989) pp. 780-786.