Los efectos de contaminantes sólidos en las operaciones de campo.

Indice:

Introducción
Teoría del daño a la formación
    Teoría de apuntalamiento
    Tamaño crítico de partícula
    Medida, en micrones, de las partículas criticas
Relación entre el taponamiento de la formación y la productividad del pozo.
    Teoría de la mezcla de partículas
    Como afecta la reducción de permeabilidad en la productividad del pozo
Aplicación de los principios a una terminación en agujero descubierto.
Teoría de los disparos (cañoneo)
    Densidad de las cargas de perforación
    Zona Compactada
    Taponamiento de los disparos
Aplicación de los principios a una terminación en pozo entubado.
El empaque de arena agrava el problema.
Otros problemas causados por fluidos contaminados
Conclusión

Introducción

Desde los años setenta las compañías petroleras han aumentado los esfuerzos para tratar de eliminar los contaminantes sólidos en los fluidos de terminación, reparación y estimulación., para tratar de incrementar la productividad de los pozos. Todos a algunos de estos contaminantes pueden estar presentes en el pozo: cortes de perforación, lodos de perforación, herrumbre, escoria, grasa para roscas, parafinas, aditivos, polímeros e impurezas presentes en las sales y aditivos. Si se permite que estos contaminantes permanezcan en el pozo se incrementan las probabilidades de crear problemas irreparables se incrementa considerablemente.

Muchos de los procedimientos recomendados y resultados de campo han sido escritos y presentados en Artículos de la Revista de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) y de otras publicaciones del ramo. La siguiente lista incluye algunos de los autores y compañías involucradas en dichos estudios.

George Maly	Union Oil
Derry Sparlin	Conoco
George Suman	Shell
Jim Rike	Rike Services
R.N. Tuttle	Shell
T.W. Muecke	Exxon Production Research
Arthur Nall	Conoco

El consenso de opinión de este grupo nos dice:

La utilización de fluidos limpios y compatibles en todas las operaciones posteriores a la perforación juega un importante papel en maximizar la productividad del pozo.

Uno de los métodos mas fáciles y económicos para obtener líquidos limpios es a través de los sistemas superficiales de filtrado. Sin embargo, existe el problema de la selección del equipo adecuado para obtener los resultados esperados. Esta confusión se debe a la falta de un consenso en la industria con respecto a la definición o cálculo del tamaño de las partículas que provocan mayores daños a la formación. Sin lineamientos específicos que nos indiquen el tamaño máximo de las partículas que pueden ser toleradas en los fluidos de terminación, reparación o estimulación, las compañías petroleras continúan gastando anualmente millones de dólares en el filtrado de fluidos y todavía no pueden alcanzar sus proyecciones en la productividad de los pozos.

Teoría de danos a la formación

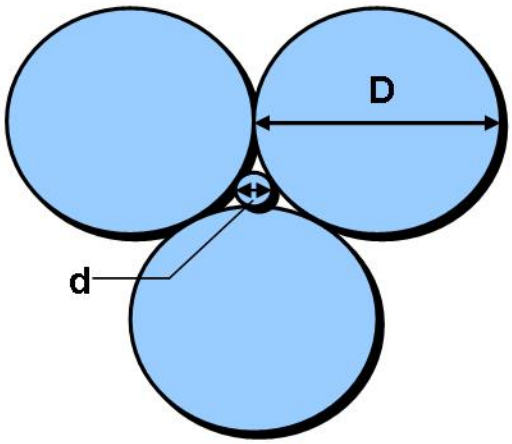
El determinar el rango crítico de tamaño de las partículas contaminantes de los fluidos involucra el entender la teoría del apuntalamiento causado por partículas, los efectos del taponamiento en la permeabilidad de la formación y la correlación que existe entre reducción de permeabilidad y pérdidas de productividad.

Teoría del Apuntalamiento

C.J. Coberly y E.M. efectuaron experimentos muy extensos durante los años 30. Utilizaron cuerpos esféricos para determinar como estos objetos formas taponamientos estable a través de aberturas mayores que su propio diámetro. Los principios que a continuación se mencionan fueron publicados en el artículo “Algunas Consideraciones en la selección e Instalación de Empaque con Grava en Pozos Petroleros”

> **La forma predominante del empacamiento de los granos de arena es hexagonal y este acomodamiento es el factor que determina el tamaño del apuntalamiento que pueden efectuar los granos de arena.** (Fig. 1)

Apuntalamiento hexagonal de los granos de arena



D = diámetro de un grano de arena de la formación

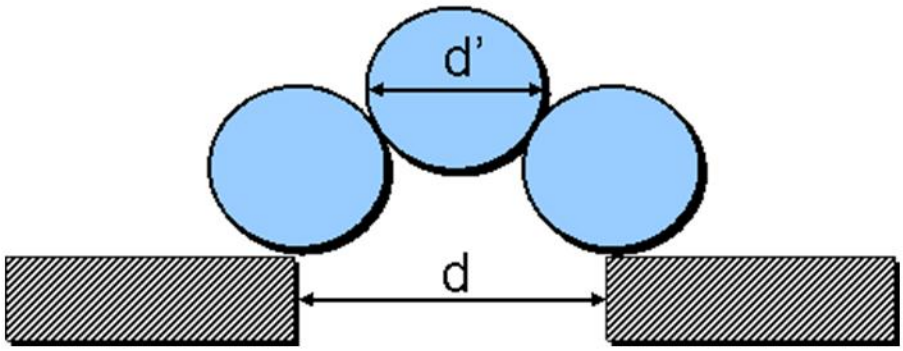
d = diámetro inscrito (diámetro del poro)

d = (0.1547)D

D = (6.4641)d

Asumiendo que el empacamiento es de forma hexagonal, podemos decir que hay ocurrencia de un apuntalamiento estable de partículas pequeñas a través de un superficie mayor entre los granos de arena cuando el diámetro del círculo inscrito en el superficie que separa a los granos es de aproximadamente dos veces mas grande que el diámetro de las partículas pequeñas.

(Fig. 2)



d' = diámetro de la partícula apuntalante
d = diámetro del poro
si d < 2d', SE FORMA UN PUENTE ESTABLE

Si aplicamos estos principios básicos al taponamiento de las formaciones, es evidente que partículas con un diámetro 13 veces menor que el diámetro promedio de los granos de arena de la formación pueden apuntalar la abertura del poro, por consiguiente no pueden pasar a la matriz misma de la formación. La implicación directa de este análisis es como sigue:

> **partículas con diámetros menores que 13 veces el diámetro del grano promedio de la formación invadirá los poros y posiblemente queden atrapadas dentro de la matriz de la formación misma.**

Relaciones generales del tamaño de las partículas

Se han efectuad otras investigaciones para determinar mas claramente el rango del tamaño de las partículas que invadirán las arenas y que taponaran los poros. En el Articulo 5713 de la SPE, escrito por A. Abrams, titulado: "Diseño de Lodos Para Minimizar Danos a la Roca Debido a la Invasión de Partículas", nos dice que:

> **Estudios de la permeabilidad del núcleo han confirmado que partículas con un rango de 1/3 a 1/7 del diámetro del poro taponarán los canales del mismo.**
>
> **Partículas con tamaño de 1/7 del diámetro del poro pueden migrar libremente a través de la matriz de la formación.**

Para entender como estas partículas tan pequeñas quedan atrapadas, es necesario entender que las formaciones que producen gas o petróleo actúan como un excelente filtros de profundidad. Hay una gran cantidad de poros interconectados, sus diámetros varían considerablemente, la entrada y la salida a los poros es generalmente mas pequeña que el superficie entre ellos. Esta estructura provoca que los fluidos que pasen a través de la formación cambien de dirección y velocidad frecuentemente, al mismo tiempo encuentran muchos y variados cambios de presión.

Las características físicas de la matriz y la no uniformidad en el flujo, provocan que surtan efecto los tres mecanismos básicos de filtración:

a. Apuntalamiento, (Apertura de los poros)
b. Absorción, (Una mayor área superficial)
c. Sedimentation (Profundidad del poro)

Las partículas que son transportadas por el flujo pueden ser apuntaladas cuando las restricciones que encuentren a su paso sean menores que el diámetro de las partículas. Formarán taponamientos estables si las restricciones son de dos a tres veces el diámetro de las partículas.

Aun cuando las partículas sean lo suficientemente pequeñas para que físicamente puedan pasar a través de las restricciones en los poros, hay posibilidades de que puedan atraparse por los otros mecanismos del filtrado. Las partículas que entran en contacto con las paredes de los poros pueden quedar adheridas a las paredes debido a las fuerzas iónicas cuando la velocidad del fluido no sea lo suficientemente alta para contrarrestar estas cargas. Si la superficie del poro tiene la profundidad suficiente y la velocidad del fluido es muy baja, las fuerzas gravitacionales pueden tener la potencia suficiente para que estas partículas se decanten y depositen en el fondo.

Tamaños reales, en micrones, de las partículas criticas

Si sabemos el tamaño promedio del superficie entre los poros de una formación en especial, podemos fácilmente calcular el tamaño en micrones de las partículas que pueden invadir la matriz de la formación y causar taponamientos. Por ejemplo, si una formación tienen un promedio de tamaño de poro de 15 micrones, el rango crítico del tamaño de los contaminantes será de 5 a 2.1 micrones.

Sin embargo, debido a que no siempre disponemos de muestras de núcleo para determinar los tamaños de los poros, sería de gran ayuda tener un método que nos ayudara a calcular esto. La revista Oil & Gas Journal, en su volumen del 20 de Septiembre. de 1982, publicó un artículo de Harris y Odom, titulado: "Un eficaz filtrado en la terminación y otras operaciones en los pozos pueden ser una buena inversión". En dicho artículo proporcionan una regla general para estimar la superficie en los poros para formaciones de la Costa del Golfo.

> **El tamaño del poro, en micrones, es igual a la raíz cuadrada de la permeabilidad expresada en milidarcies.**
>
> **Ejemplo: Para un yacimiento con permeabilidad de 900 md., el tamaño del poro será de 30 micrones y el tamaño critico de las partículas que lo taponen estará en un rango de 10 a 4.2 micrones.**

Usando esta regla vemos que la grafica que sigue a continuación nos muestra los tamaños críticos de las partículas que taponaran formaciones con diferentes permeabilidades. (Fig. 3)

Permeabilidad	Tam. poro	Rango crítico de
100	10	3.3 to 1.4
250	15.8	5.2 to 2.2
500	22.4	7.4 to 3.2
750	27.4	9.1 to 3.9
1000	31.6	10.5 to 4.5
1500	38.7	12.9 to 5.5
2000	44.7	14.9 to 6.3

Después de estudiar esta grafica es obvio que aun arenas con muy altas permeabilidades siguen estando sujetas a taponamientos aun cuando los contaminantes tienen un tamaño mucho menor. El potencial que tienen estas pequeñas partículas de causar daños irreversibles a la formación, a forzado a muchas compañías a establecer los siguientes lineamientos para el filtrado:

> **Fluidos de terminación, reparación y estimulación deberán filtrarse para remover partículas con diámetro mayor a dos micrones.**

Relación entre taponamiento de la formación y productividad

Debido a que hay una dirección directa entre la superficie del poro y la permeabilidad, cualquier reducción en la superficie del poro causara una correspondiente reducción en la permeabilidad. El efecto que tienen la invasión de partículas en la matriz de la formación es la de llenar la superficie del poro con material sólido, reduciendo de esta manera el volumen total del poro. Para determinar la reducción de permeabilidad es necesario considerar los efectos de mezclar partículas grandes y chicas.

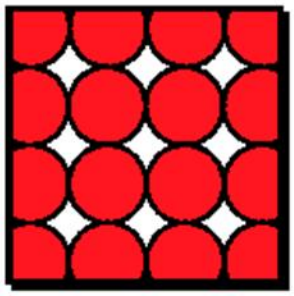
Teoría de la mezcla de partículas

Mucha gente comete el error de asumir que si se mezclan dos tamaños diferentes de partículas la permeabilidad resultante será el promedio de las dos permeabilidades. En el articulo de Derry Sparlin, publicado por la SPE bajo el numero 4772 y titulado: “Grava y Arena - Un estudio de permeabilidades”, nos presenta una conclusión muy diferente.

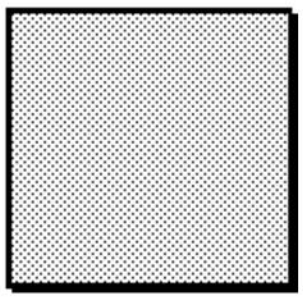
> **En el caso de una mezcla, las partículas pequeñas tienden a llenar los espacios entre las partículas mas grandes, así que la permeabilidad de la mezcla es generalmente siempre menor que la permeabilidad que tenia originalmente la partícula de menor tamaño.**

Una manera fácil de ilustrar este fenómeno seria la de tomar dos cajas de idéntico tamaño (A y B), llenar la caja A con pelotas de golf y la B con grava. Las pelotas de golf representan los granos de arena de la formación y la grava representa las partículas contaminantes, de tamaño 20 a 40 veces menor que el de la arena. La permeabilidad de la caja de pelotas es mucho mayor que la permeabilidad de la caja de grava.

Fig. 4



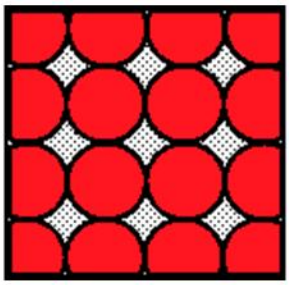
(A)
Area del poro (A) =
Area Caja - Area Círculo



(B)
Area del poro (B) =
Area Caja - Area Grava

Cuando la grava se mezcla con las pelotas, la superficie entre los poros se llena. La superficie de los poros que ahora tiene la caja es aun menor que la superficie total que existía en la caja llena de grava. Por lo tanto, la permeabilidad de la mezcla es aun menor que la permeabilidad que existía en la caja de grava.

Fig. 5



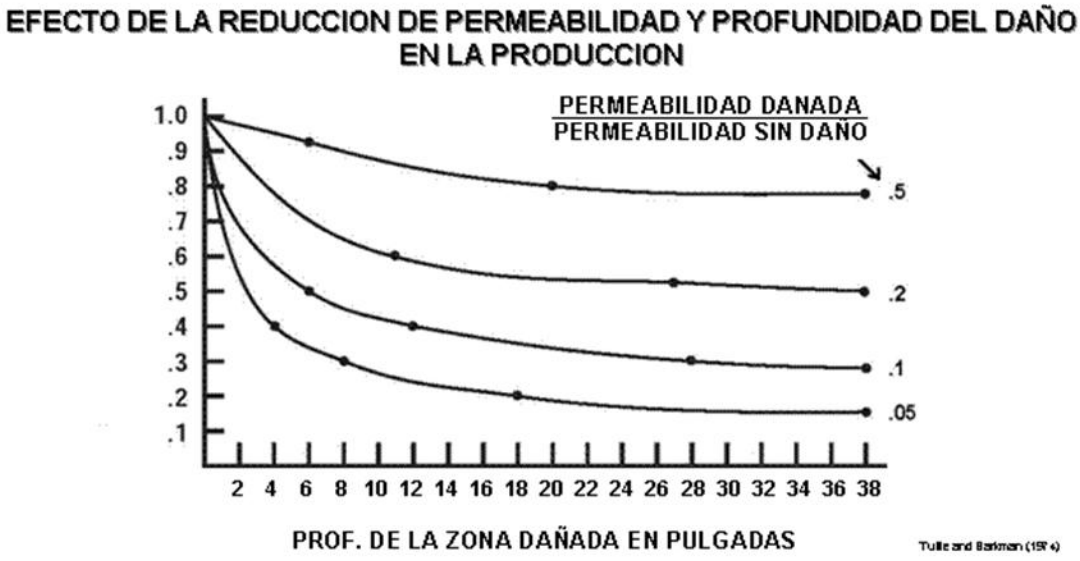
(C)

Area del Poro (C) = Area de (B) menos el área de los espacios que normalmente estarían en el área de los círculos

Como la reducción de permeabilidad afecta a la productividad

Se han efectuado varios estudios sobre la relación entre daño al pozo y pérdida de productividad.
A continuación presentamos los muy aceptados resultados de las investigaciones efectuadas en 1974 por Tuttle y Barkham. (Fig. 6)

Fig. 6

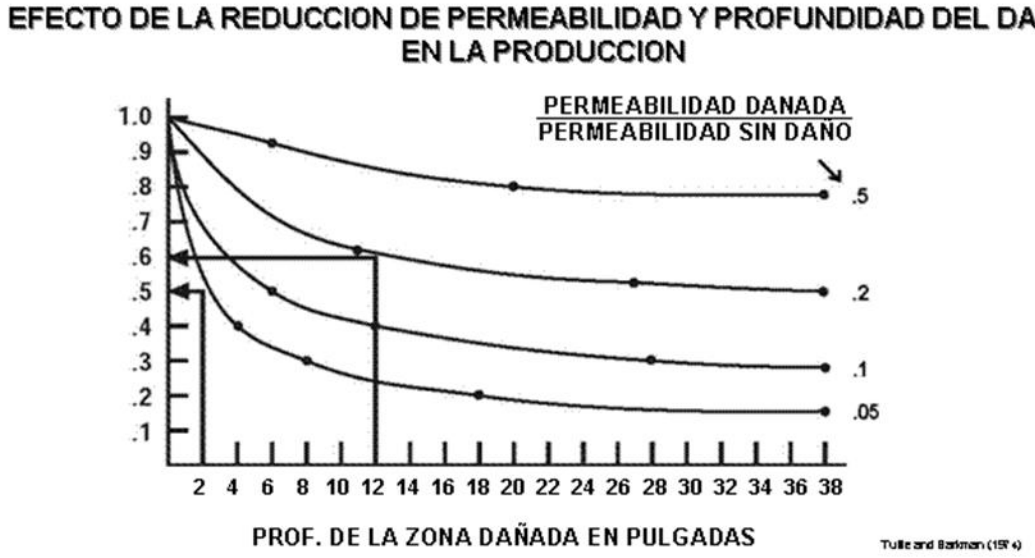


Estudiando la gráfica los siguientes puntos son evidentes:

La relación entre productividad dañada y productividad original esta relacionada al grado de obstrucción de la permeabilidad y a la distancia que esta obstrucción se extiende radialmente dentro del pozo.

La pérdida de productividad no es una función linear y hay la posibilidad de que unas pocas pulgadas de daño severo tengan mas efecto que una mayor distancia de daños moderados.

Ilustramos fácilmente estos puntos si comparamos la pérdida de productividad resultante de una distancia de dos pulgadas con 5% de permeabilidad original comparada con las pérdidas de una zona de 12 pulgadas con 20% de permeabilidad original. En estos casos la relación resultante de productividad son 0.5 y 0.6 respectivamente. (Fig. 7)



IV Aplicación de los principios a una terminación en agujero descubierto

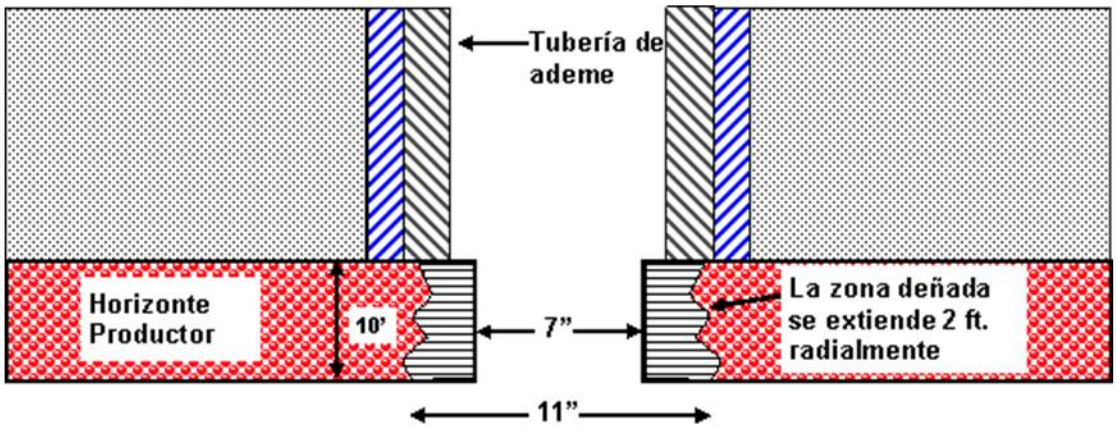
El significado real de la utilización de fluidos limpios es aparente cuando los principios de taponamiento de la formación son aplicados a los parámetros de un pozo.

Ejemplo: **terminación en agujero descubierto, pozo de 7" y yacimiento con espesor de 10 ft.**

Durante la terminación, los fluidos sucios crearon una zona de permeabilidad reducida que se extiende en una longitud radial de dos pulgadas alrededor del pozo. La permeabilidad de la zona es igual al 20% de la permeabilidad original. (Fig. 8)

La producción que resulta es de 425 barriles de crudo por día.

Fig. 8



Cual es la pérdida de producción?

Con la figura 6 determinamos el coeficiente de productividad.

Productividad dañada = 0.85
Productividad Original

producción sin daño = producción dañada
Coeficiente de Productividad

= 425 bbls. / día
0.85

= 500 bbls. / día

Por lo tanto la pérdida de producción es de 75 barriles por día

Si utilizamos un costo de $20.00/barril, la pérdida diaria de ingresos es de 75 x $20.00 = $1,500.00 / día, o $ 547,500 en curso del primer año!

¿Que cantidad de sólidos contaminantes son necesarios para crear el daño descrito en este caso?

El volumen total de poro que existe en dos pulgadas de zona dañada se puede estimar de la siguiente manera.

área de la Zona = π (5.5)^2 - π(3.5")^2
= (3.14) (30.25) - (3.14)(12.25)
= (3.14) (18)
= 56.52 in^2

Vol. de la Zona = área x longitud
= (56.52) (120)
= 6782.4 in^3
Asumiendo una Permeabilidad del 20%
Vol. de los Poros = Volumen de la Zona x Porosidad
= (6782.4) (0.2)
= 1356.48 in^3

El volumen total de sólidos contaminantes en 300 barriles de fluido con contenido de sólidos de 500 ppm se puede calcular de la siguiente manera:

Partes por millón = miligramos por litro
300 bbls. = 47,691 litros
500 ppm = (500) (47,691) = 23845500 mg.
= 23845.5 gramos de impurezas
Asumiendo que 1 gramo de impurezas ocupa un volumen de 1 centímetro cúbico
Volumen de sólidos = 23845.5 CC
o = 1455 in^3

Con este ejemplo podemos ver que los 300 barriles de fluido, contaminados con 500 ppm de sólidos, son suficientes para llenar el volumen de poros de esta formación a lo largo de sus 10 pies de espesor y a una profundidad de 2 pulgadas alrededor del pozo.

V. Teoría de la Perforación

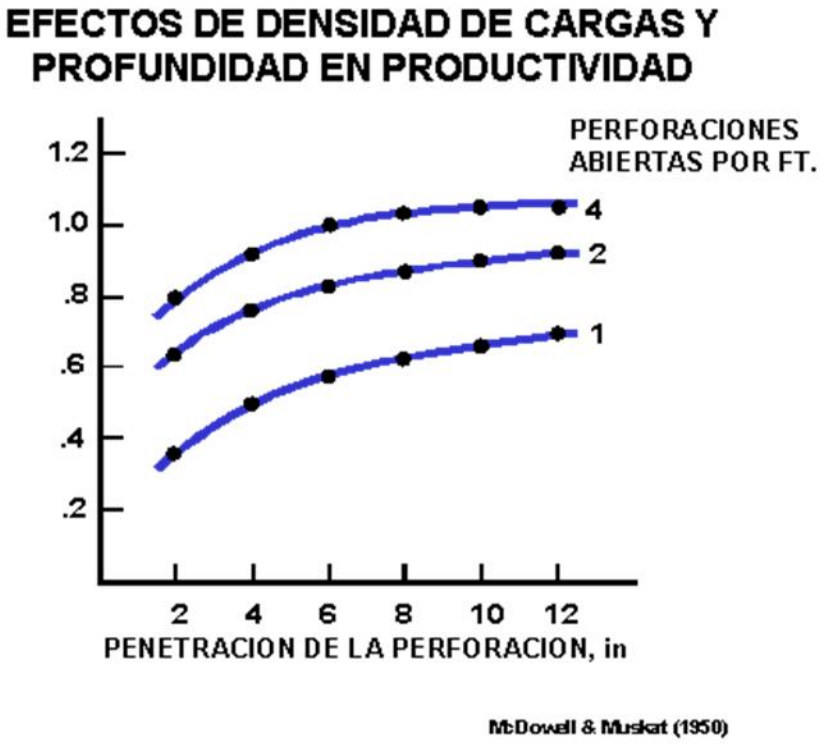
Una terminación en agujero entubado o revestido introduce otras restricciones a la zona productora, las que pueden afectar su productividad. La primera área que nos preocupa es el túnel que producen los disparos y como sus características físicas lo hace muy susceptible a ser taponado por fluidos contaminados.

Densidad de Disparos

Trabajos efectuados por McDowell y Muskat en 1950 dan la relación entre densidad de disparos, profundidad de disparos y productividad. A continuación una de sus conclusiones básicas. (Fig. 9)

> **De manera que un pozo cañoneado tenga una productividad equivalente a un pozo en agujero descubierto deberá de tener: cuatro disparos por pie como mínimo, a una penetración mínima de 8 pulgadas.**

Fig. 9



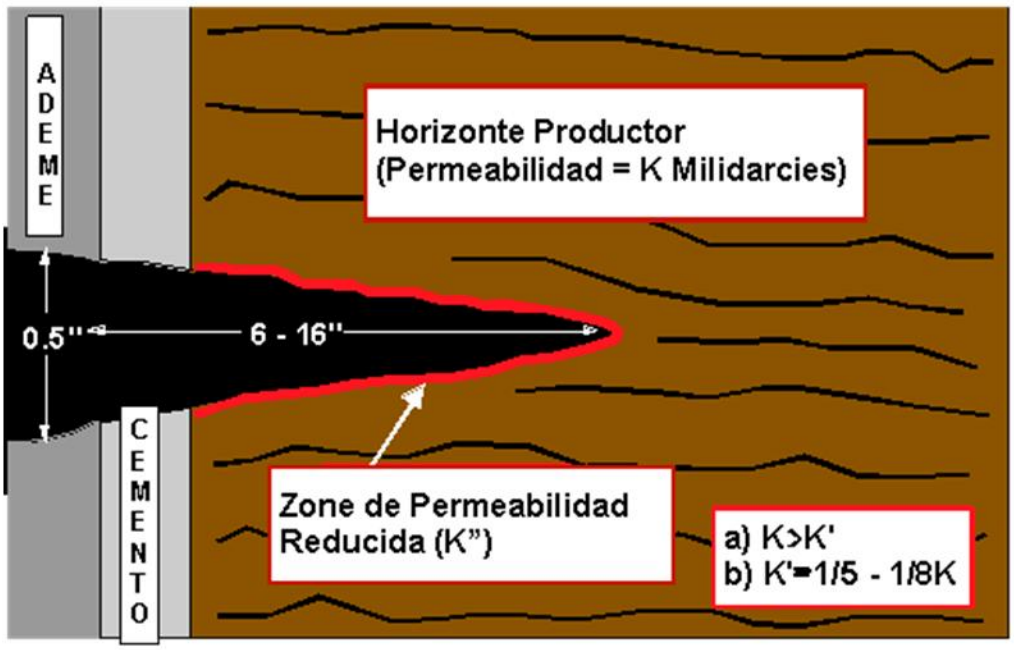
Zona compactada

El artículo de Barry McLeod, "Efectos de las Condiciones de Cañoneo en el Comportamiento de los Pozos", publicado por la SPE bajo el numero 10649, describe la zona comprimida que rodea a los disparos y nos dice como esta pequeña zona tiene un efecto dramático en la productividad del pozo.

> **Alrededor de cada disparo efectuado en la roca existe una zona compactada con un espesor de aproximadamente media pulgada. La permeabilidad de esta zona compactada variara del 10 al 25 por ciento de la permeabilidad de la roca en el momento justo antes del disparo. La compactación se lleva a cabo cuando el hueco es creado por el impacto producido al desintegrarse la cubierta metálica de la carga explosiva.**(Fig. 10)

Fig. 10

TUNEL TIPICO PERFORADO



La permeabilidad de la zona compactada puede tener mas reducciones por la presencia de fluidos contaminados, especialmente cuando las presiones producidas forzan al fluido dentro de los disparos. Las permeabilidades de esta zona se pueden reducir hasta solamente un 5 por ciento de la permeabilidad original. (Fig. 11)

PERFORACION SOBREBALANCE

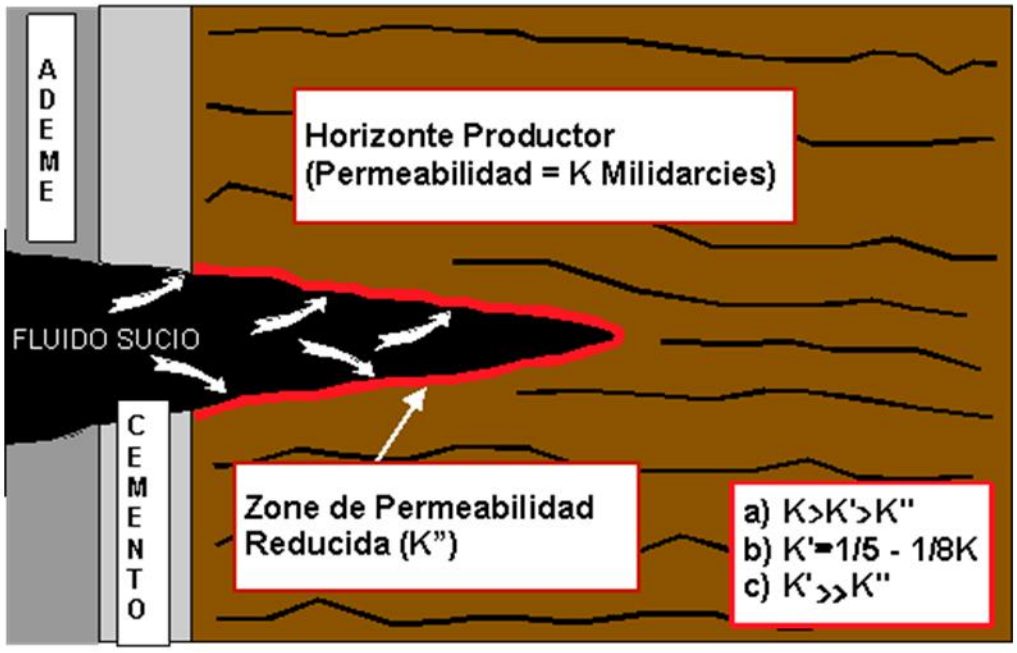


Fig. 11

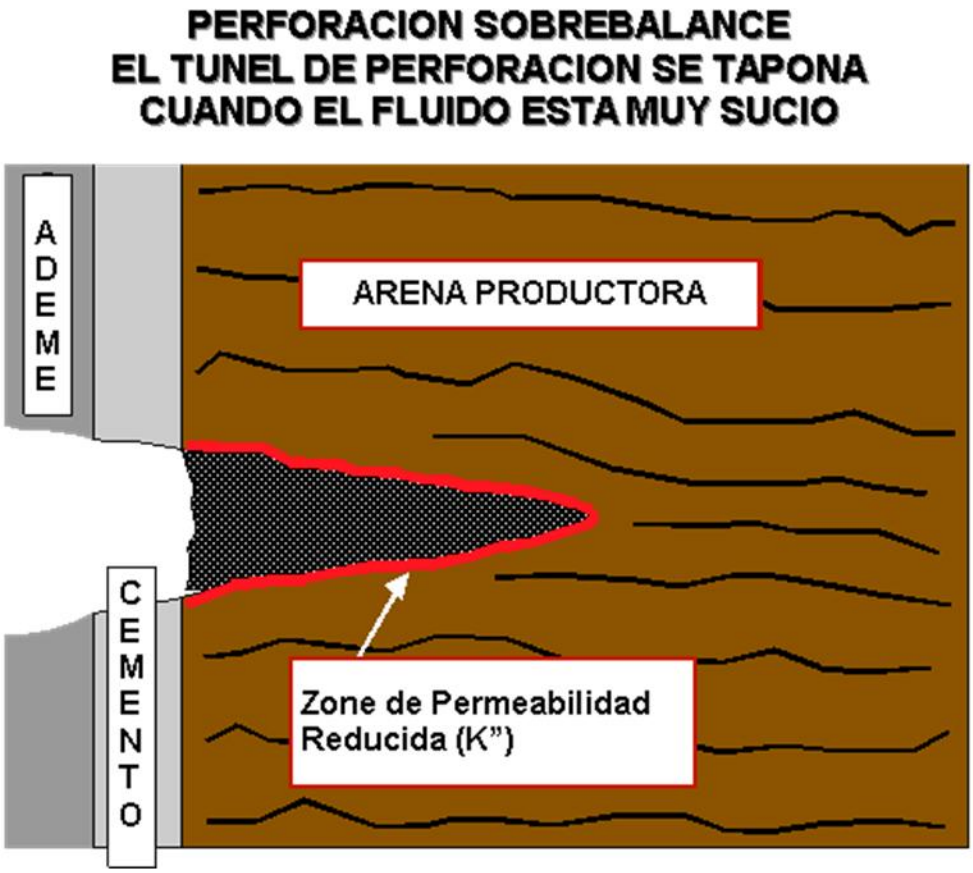
Los efectos de la zona compactada en la productividad del pozo fueron ilustrados por Klotz, Krueger y Pye en el artículo: “Efectos de los Daños de Disparo en la Productividad del Pozo”. Sus estudios nos indican lo siguiente:

> **Si un pozo es cañoneado en la presencia de un fluido no dañino y la permeabilidad de la formación no ha sido dañada durante la perforación entonces la permeabilidad de la zona compactada es del 20 por ciento de la permeabilidad de la roca original y la productividad del pozo es del 80 por ciento del potencial original.**
>
> **Si la invasión de sólidos en la zona compactada reduce aun mas la permeabilidad, a un 5 por ciento de la permeabilidad original entonces la productividad máxima que se puede esperar es de solamente el 45 por ciento del potencial original.**

Taponamiento de los disparos

Aunque los estudios de McDowell y Musket nos indican que cuatro disparos por pie nos darán una productividad equivalente a la de un pozo en agujero descubierto, sus resultados no son validos si los disparos se taponan con deshechos de las cargas y la contaminación de los sólidos. (Fig. 12). El alcanzar el equivalente al agujero descubierto podría requerir una densidad mucho mayor a los cuatro disparos por ft.

Fig. 12

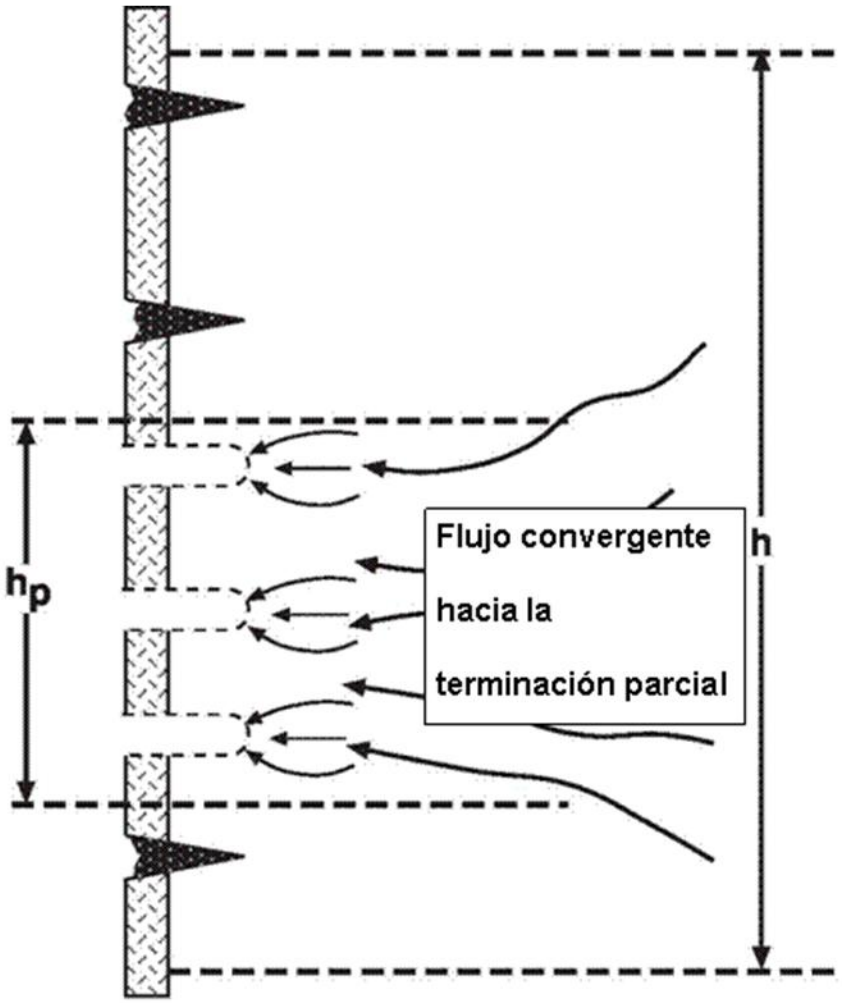


J.L. Rike y T. M. Pledger en su artículo titulado: "Fluidos Limpios Mejoran los Resultados de la Terminación", publicado por la SPE bajo el número 9752, nos enumeran sus conclusiones básicas:

> **La suma total de las evidencias fehacientes de los resultados de campo nos hacen difícil el aceptar cualquier premisa, exceptuando la que presume que solamente un porcentaje muy chico de las perforaciones en cualquier pozo no están obstruidas y funcionan bien. Estas evidencias fehacientes consisten de:**
>
> **Juntas de disparos (blast joints) recuperadas de terminaciones múltiples.**
> **Cedazos recuperados de pozos con empaque de grava**
> **Registros de neutrón pulsados**
> **Perfiles de productividad e inyectabilidad**

La Ley de Darcy nos muestra que las restricciones causadas por el taponamiento de finos en los huecos de los disparos precluye cualquier flujo significativo a través de los finos taponantes. Por lo tanto, los disparos taponados son la causa potencial de que muchos pozos produzcan muy por debajo de su máximo potencial. (Fig. 13)

Fig. 13



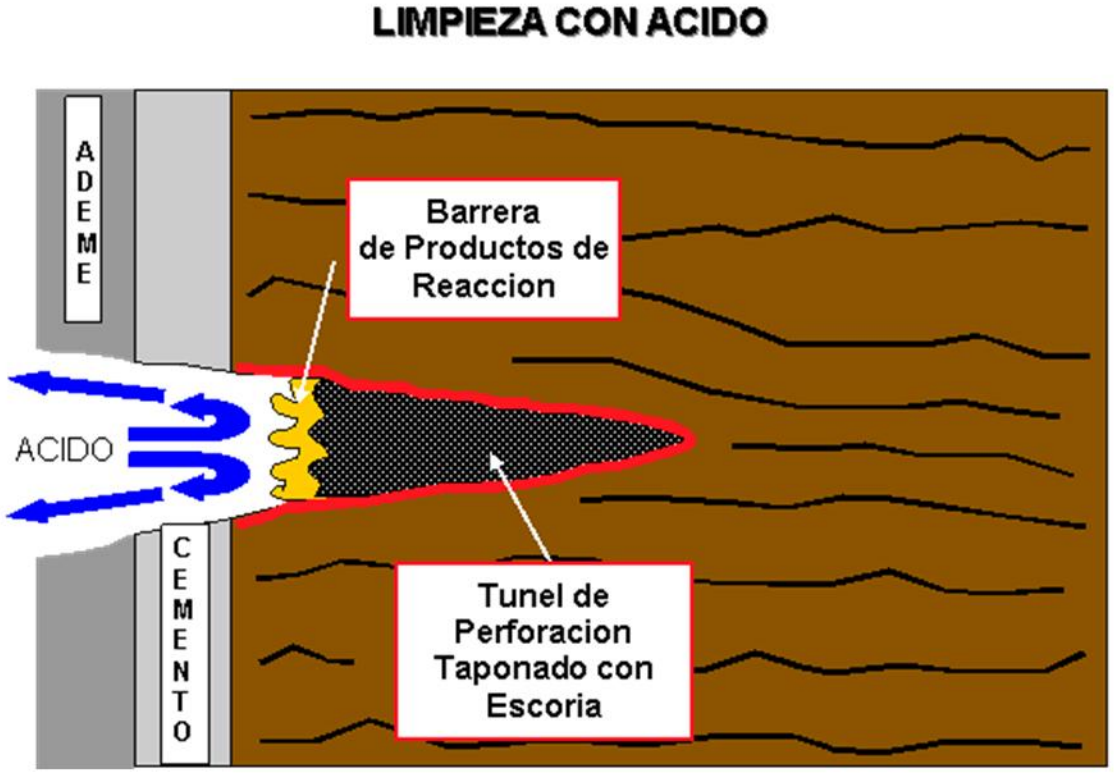
h = altura de la zona productora

hp = altura zona real de producción

Perforaciones taponadas causan convergencia del flujo y recuden la productividad del pozo

Mucha gente esta en la creencia de que los sólidos que taponan pueden ser fácilmente removidos de los disparos utilizando ácidos clorhídrico o fluorhídrico. Sin embargo, si un ácido que reacciona se coloca en la tubería de revestimiento, a la entrada de los disparos, su proceso mismo de reacción nos dejara subproductos en la entrada del hueco y por lo tanto aislará al resto de los sólidos de entrar en contacto con ácido “fresco”. (Fig. 14)

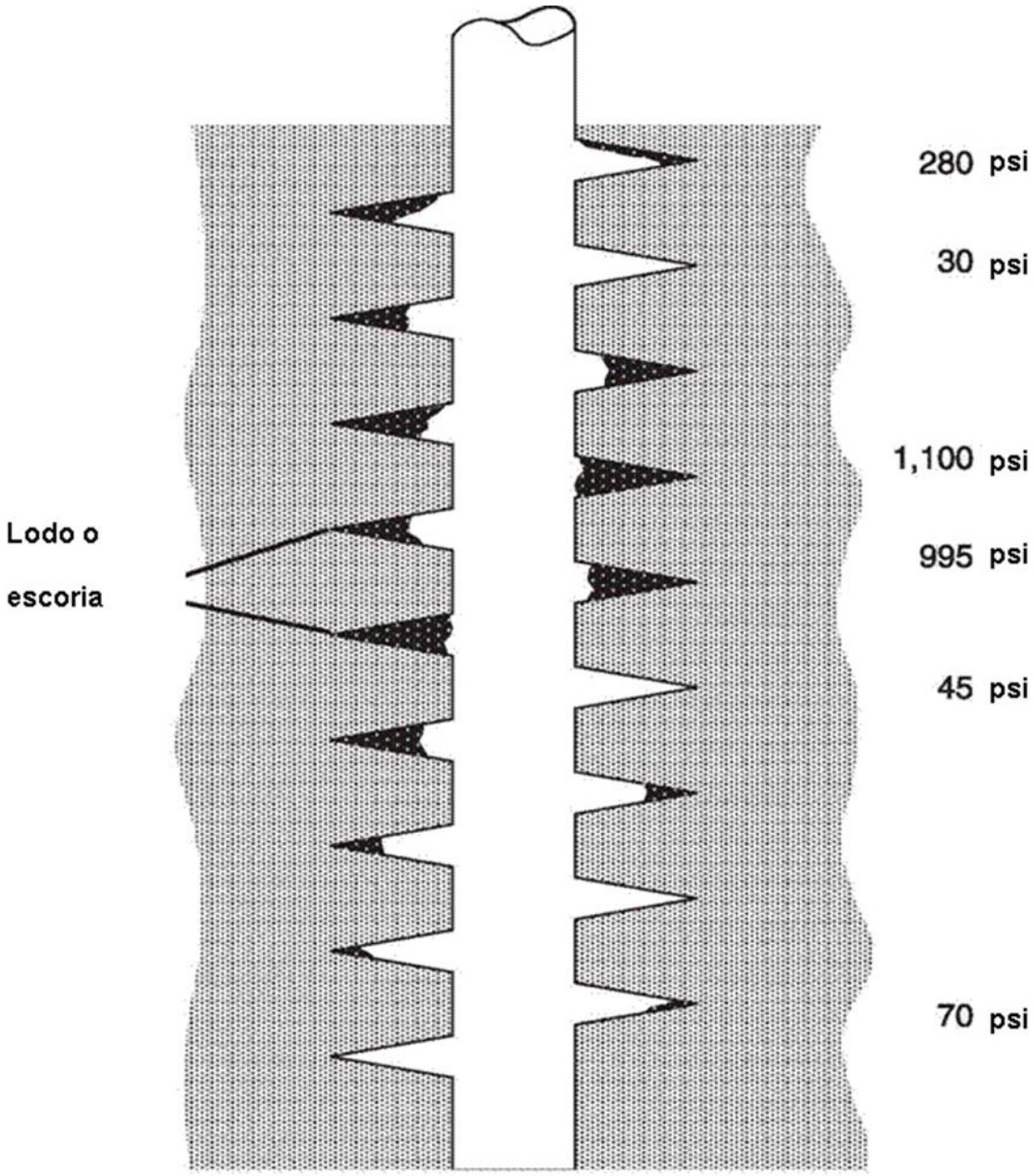
Fig. 14



Los sólidos presentes en los huecos de los disparos no son fácilmente removidos con ácidos u otros solventes.

Típicamente un pozo es puesto a fluir gradualmente, reduciendo la presión de la columna hidrostática en su interior. El flujo comienza al existir una menor presión en el pozo que la que se encuentra en la formación. La magnitud de la presión diferencial requerida para iniciar el flujo a través de cualquier disparo depende de la cantidad de obturantes que existan en los huecos de perforación. A mayor obturación, mayor presión hidrostática se requerirá para iniciar el flujo. El problema de aumentar el número de disparos que fluyan es el de que una sola perforación que este abierta tenderá a igualar las presiones entre la formación y el pozo. Debido a que los disparos que requieran una presión menor se abrirán al flujo primero entonces los que requieren de una presión mayor nunca llegaran a fluir.

Fig. 15



La igualación de la presión entre el hueco del pozo y la formación impide que las perforaciones se destapen

Es virtualmente imposible que un pozo se limpie de los sólidos obturantes en la mayoría de sus disparos con solo el flujo natural de la producción del mismo.

VI. Aplicación de los principios a una terminación en pozo revestido

Veamos al ejemplo usado con anterioridad y cambiemos los parámetros para que coincidan con los de pozo en terminado con tubería de revestimiento. Los efectos dañinos que producen los fluidos contaminados son mucho mas aparentes que en la terminación en agujero descubierto.

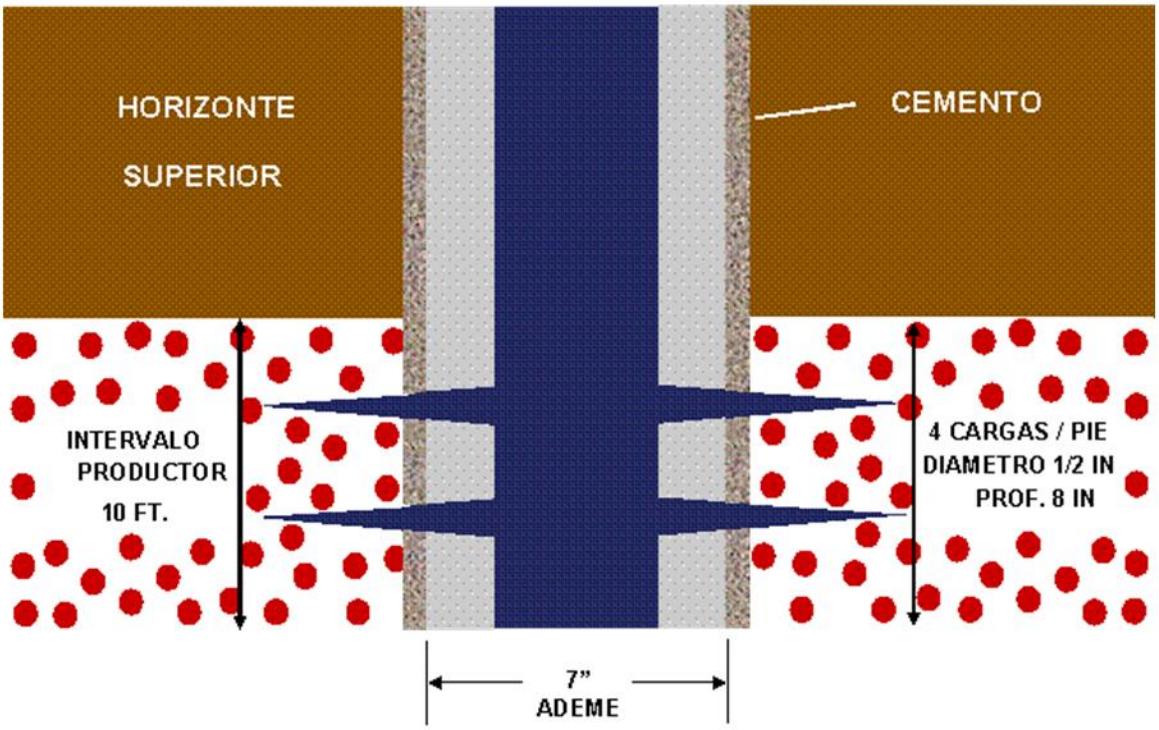
Ejemplo:

terminación en pozo entubado, con TR de 7" y 10 ft. de espesor.
El intervalo disparado con 4 cargas / ft., penetración de 8 in. , con diámetro de ½ in.

Durante la terminación la perforación y los disparos estuvieron expuestos a fluido contaminado con sólidos, conteniendo 500 ppm.

Como resultado de la suciedad de los fluidos la permeabilidad de la zona comprimida se redujo al 5 % de la original, taponando 60% de la penetración de los disparos.La producción resultante fue de 195 bbls. / día. (Fig.16)

Fig.16



Cuales son las pérdidas de producción?

Debemos de considerar tres efectos para determinar las perdidas de producción:

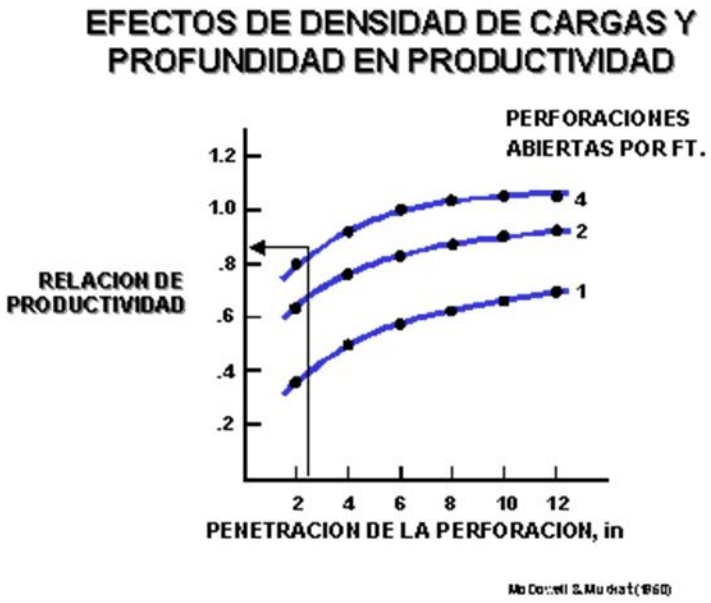
efecto de la zona comprimida
efecto del taponamiento de la zona comprimida
efecto del taponamiento de los huecos de los disparos

Del artículo de McLeod:
Productividad de la zona comprimida no contaminada = 80% de la productividad original
Productividad de la zona comprimida contaminada = 56% de la productividad de la zona comprimida no contaminada

Utilizando la Fig. 17 estimamos los efectos del 60% de taponamiento de los huecos de los disparos.

Si todos los huecos están taponados un 60% entonces la profundidad relativa se reduce a 3.2 pulgadas.
Relación de productividad = 0.9

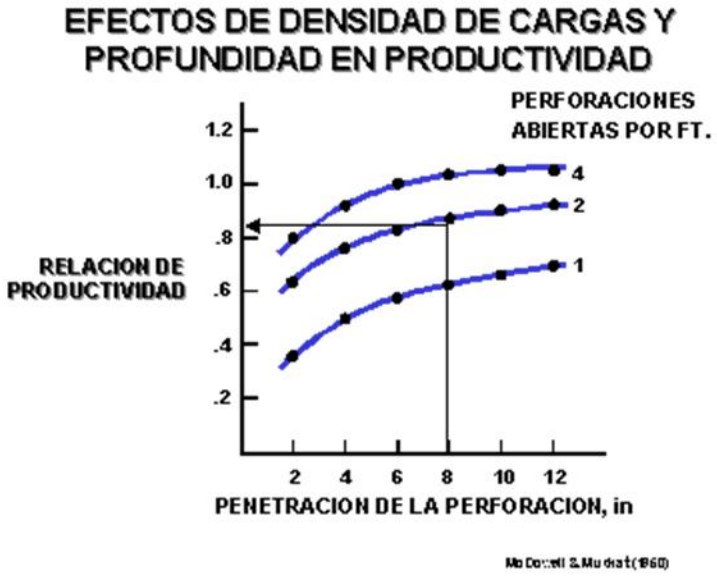
Fig.17



Si el 60% de los huecos de los disparos están totalmente llenos y el 40% están totalmente abiertos entonces la densidad de disparos es de 1.6 huecos/pie. (Fig. 18)

Relación de productividad = 0.84

Fig.18



Por lo tanto, la relación de productividad actual deberá estar entre estos dos puntos, 0.9 y 0.84:

Relación estimada = 0.87

La perdida de producción es el múltiplo de los tres efectos.

producción actual = (0.8) (0.56) (.87) producción original sin restricciones del pozo

Relación de productividad actual = 0.39

producción sin daños = $\frac{\text{195 bbls. / día}}{0.39}$ = 305 bbls. / día

Por lo tanto las pérdidas de producción son de 305 barriles por día.

Utilizando un costo de $20.00 por barril, la pérdida de ingresos será de 305 x $20.0 = $6,100 por día

Pérdidas de ingresos en el primer ano = $ 2,226,500.00

Que cantidad de contaminantes sólidos se necesitan para causar el daño descrito en este ejemplo?

El volumen total de los poros que están presentes en ½ pulgada de zona comprimida se puede estimar de la siguiente manera:

área de cada zona = $\pi(0.75)^2 - \pi(0.25)^2$
= (3.14) (0.05625) - (3.14) (0.0625)
= (3.14) (0.05)
= 1.57 in^2

Volumen de cada zona = área x longitud
= (1.57) (8.5)
= 13.345 in^3

Volumen total de zonas = (13.345) (40 disparos)
= 533.8 in^3

Asumiendo una porosidad del 20%

Volumen poros = Volumen zona x porosidad
= 9533.8) (0.02)
= 106.76 in^3

El volumen total de los túneles de los disparos se puede calcular de la siguiente manera:

Volumen de cada disparo = $\pi(0.25)^2$ (8)
= (3.14) (0.0625) (8)
= 1.57 in^3
Vol. total de todos los disparos = (!.57) (40)
= 62.8 in^3

Los túneles están invadidos un 60%, entonces:

área total taponeada en los túneles = (62.8) (0.6)
= 37.68 in^3

El volumen total de sólidos requeridos para taponar totalmente los poros de la zona comprimida y el 60% de los túneles de los disparos, en un intervalo de 10 ft. de espesor son solamente 144.44 in^3.

Cuanto fluido con 500 ppm de contaminación se debe perder a la formación para crear este daño?
30 bls. fluido = 4769.1 litros

500 ppm = (500)(4769.1)mg.
= 2384550 mg.
= 2384.6 gramos
= 2384.6 cm^3
= 145.5 in^3

30 barriles de fluido contaminados con 500 ppm son suficientes para llenar el 60% de las huecos de los disparos y todos los poros de la zona comprimida en una formación de 10 ft. de espesor y con cuatro disparos/ft.

El empaque con grava incrementa el problema

Casi todos los expertos están de acuerdo en que la utilización de fluidos limpios durante las operaciones de empaque de grava son esenciales para obtener un aceptable comportamiento del pozo. En los empaques de grava efectuados en pozo con tubería de revestimiento el área mas crítica son los huecos de los disparos. Para eliminar una severa caída de presión a través de los disparos estos deben ser empacados con grava limpia y del tamaño adecuado.

La SPE publico el artículo 3590, escrito por B.B. Williams, L.S. Elliott y R.H. Weaver y titulado: "Productividad en Terminaciones con Empaque de Arena". Ahí claramente señalan que los huecos de los disparos pueden ser uno de los mayores obstáculos para lograr obtener una buena productividad en terminaciones con empaque de grava.

Un estudio de la resistencia del flujo causada por el empaque de grava en un pozo con tubería de revestimiento nos indica que la mayor resistencia es frecuentemente la que se produce por el flujo del fluido a través de los huecos de los disparos cuando están llenos de la arena utilizada en el empaque.

Debido a las posibles limitantes que imponga esta arena en los huecos de los disparos se debe poner especial atención en la selección del tamaño adecuado para impedir el paso de los finos de la formación y ella misma debe de contener la menor cantidad de finos.

Los fluidos que se utilicen para el empaque deberán ser limpios y libres de partículas para minimizar el daño a la arena que llene los huecos de los disparos.

Debido a que las operaciones de empaque de grava están diseñadas para llenar el hueco de los disparos con arena o grava, el número de contaminantes que se requieren para taponar completamente estos huecos es significativamente menor que los requeridos en las terminaciones sin empacar.

Veamos el ejemplo anteriormente mencionado y tratemos de determinar el numero de sólidos necesarios para llenar completamente los huecos de los disparos y de las zonas comprimidas.

Del ejemplo anterior tomamos los siguientes datos:

Volumen de los poros en la zona comprimida = 106.76 in^3
Volumen de los huecos de los disparos = 82.8 in^3
Si llenamos los huecos de los disparos con arena malla 20/40, podemos estimar el volumen de los poros si tomamos la porosidad de esta arena al 40%.

Volumen total de los poros en los huecos de los disparos
= Porosidad x volumen total de los huecos
= (0.4) (62.8)
= 25.12 in^3

Por lo tanto, la cantidad de sólidos requeridos para taponar completamente los huecos de los disparos y la zona comprimida es de solamente 131.88 in^3

Si los sólidos obturantes se laminan en la zona comprimida y no invaden toda la zona aledaña, entonces veremos que de **25 a 50 in^3 contaminantes** son suficientes para taponar completamente las perforaciones en el empaque de grava.

La siguiente gráfica se puede utilizar para estimar el volumen de contaminantes presentes en fluidos con varios contenidos de sólidos, en ppm. (Fig. 19)

PPM DE SOLIDOS

BARRILES DE FLUIDO	25	50	75	100	250	500	1000
25	6	12	18	24	60	120	240
50	12	24	36	48	120	240	280
75	18	36	54	72	180	360	720
100	24	48	72	96	240	480	960
250	60	120	180	240	600	1200	2400
500	120	240	360	480	1200	2400	4800

Pulgadas cúbicas de sólidos / bbl y ppm de sólidos

VII. Otros problemas atribuibles a fluidos contaminados

La contaminación de sólidos provoca perdidas de permeabilidad y productividad, además de esto puede ocasionar otros problemas. La publicación número 9752 de la SPE, escrita por Rike y Pleddger (hicimos referencia a ella con anterioridad) nos indica otros problemas asociados con la contaminación de sólidos.

> **El taponamiento en los disparos es la causa probable de casi todas las cementaciones forzadas que tienen que repetirse por segunda, tercera o cuarta vez para poder sellar totalmente el intervalo intervenido. además de esto, un fluido muy contaminado con sólidos esta fundamentalmente condenado a impedir, durante las operaciones de cementaciones forzadas, el desplazamiento eficiente de los fluidos que llenan los canales del espacio micro anular, el que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento.**
>
> **Los fluidos muy contaminados con sólidos pueden ser responsables del atrapamiento de las tuberías cuando por diseño las tolerancias entre ellas es mínima, tales como las operaciones con tuberías concéntricas que se realizan con frecuencia en operaciones costa fuera.**

Otros puntos que se tienen que tomar en consideración al evaluar el aspecto económico de la utilización de fluidos limpios en las operaciones posteriores a la perforación incluyen lo siguiente:

Las terminaciones con fluidos limpios requieren menos estimulaciones, y cuando es necesario efectuarlas sus resultados son mas satisfactorios.

Muchas fallas de herramientas de fondo se puede atribuir directamente a contaminación con partículas sólidas en los fluidos del pozo.

El siguiente ejemplo nos ilustra la importancia de la utilización de fluidos limpios en los fluidos de terminación;, mencionamos esto debido a que muchas operaciones de pesca están asociadas con la recuperación de empaques de producción.

Ejemplo: **Un empacador de producción esta asentado en tubería de 9 5/8 in, 47 lb. / ft., a una profundidad dad de 6,000 ft. La tubería de producción es de 3 ½ in. El fluido de terminación contiene 500 ppm de sólidos.** (Fig. 20.)

Fig. 20

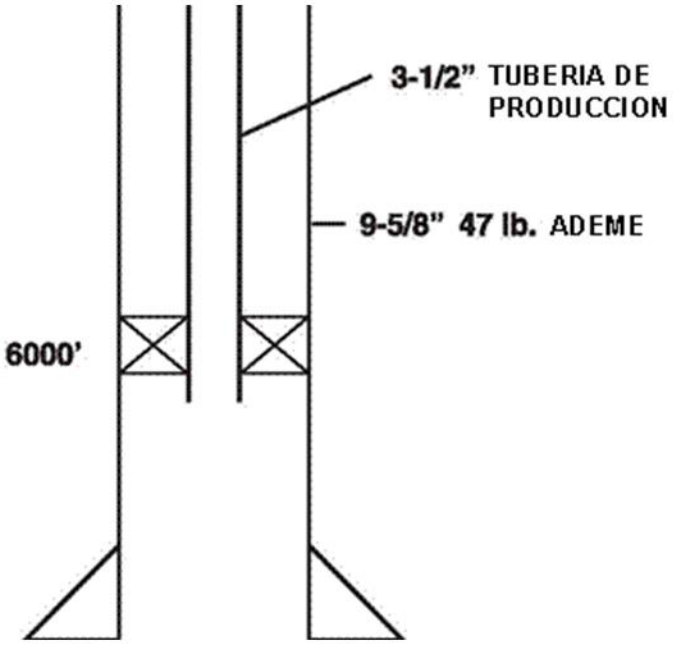


Fig 20.

Cuando todos los sólidos se asientan en el fondo del pozo, cuantas pulgadas de sólidos tendremos en la parte superior del empacador?

Los cálculos del volumen de fluido en el espacio anular entre revestimiento y tubería de producción es el siguiente:

Volumen = Area x Profundidad
= (3.14) (15.78) (6000) (12)
= 3,567,542 in^3
500 ppm = (500) (3,568)
= 1,784 in^3

La altura de los sedimentos en la parte superior del empacador es:

$$\frac{\text{Volumen Total de los sólidos}}{\text{área entre tubería y revestimiento}} = \frac{1{,}784\ in^3}{49.5\ in^2} = 36.04\ in$$

Por lo tanto, si utilizamos fluido con 500 ppm al colocar el empacador puede resultar en un acumulamiento de sedimentos en la parte superior de mas de 3 ft. Este pozo es un buen candidato para una operación de pesca al tratar de recuperarlo.

La siguiente gráfica se puede utilizar para estimar la altura de los sedimentos que resultan por la utilización de fluidos contaminados, la gráfica nos muestra ppm del fluido vs. profundidad. (Fig. 21).

CONTENIDO DE SOLIDOS EN PPM

PROFUNDIDAD EN FT	25	50	75	100	250	500	1000
3000	0.9	1.8	2.7	3.6	9.1	18.2	36.4
4000	1.2	2.4	3.6	4.8	12.1	24.2	48.5
5000	1.5	3.0	4.5	6.1	15.2	30.3	60.6
6000	1.8	3.6	5.4	7.2	18.0	36.0	71.9
7000	2.1	4.2	6.3	8.4	21.0	42.0	84.0
8000	2.4	4.8	7.2	9.6	24.0	48.1	96.2
9000	2.7	5.4	8.1	10.8	27.1	54.1	108.3
10000	3.0	6.0	9.0	12.0	30.1	60.2	120.4

RELLENO EN PULGADAS, CSG 9 5/8 IN, TBG 3 1/2 IN

IX Conclusión

Los puntos principales de esta discusión se pueden resumir de la siguiente manera:

La contaminación de sólidos en los fluidos utilizados posteriormente a la perforación pueden causar pérdidas en la productividad y taponamiento del pozo en las siguientes áreas:

a. **Matriz de la formación**
b. **Zona compactada de los disparos**
c. **Huecos o túneles de los disparos**
d. **Perforaciones del empaque de grava**

La contaminación de sólidos puede causar fallas en las operaciones de cementaciones forzadas, falla en las herramientas de fondo y puede hacer que se requiera el efectuar estimulaciones frecuentes al pozo.

La remoción de sólidos mayores de 2 micrones de diámetro en todos los fluidos de terminación, reparación y estimulación es esencial para maximizar la productividad del pozo y minimizar otros problemas que pudieren existir en el pozo.