

5

Guía de Diseño para Disparos de Producción

CONTENIDO

1. OBJETIVO
 2. INTRODUCCIÓN
 3. EXPLOSIVOS
 - a. Tipos y características
 4. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO
 - a. Factores Geométricos del disparo
 - b. Presión diferencial al momento del disparo
 - c. Tipo de pistolas y cargas
 - d. Daño generado por el disparo
 - e. Daño causado por el fluido de la perforación
 - f. Daño causado por el fluido de la Terminación
 5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN
 - a. Planeación
 - b. Información necesaria para el diseño del disparo
 - c. Selección del sistema óptimo
 - d. Software de diseño
- APÉNDICE 1.**
- a. Ejemplos
 - b. Nomenclatura

Una de las operaciones mas importantes durante la terminación de un pozo es la de **disparos de producción**, pues la producción de hidrocarburos depende en gran parte de su diseño y ejecución. Esta guía presenta una metodología para seleccionar el sistema de disparos mas adecuado en una terminación, la cuál considera los parámetros mas importantes que determinan una mejor comunicación entre el yacimiento y el pozo.

1. OBJETIVO

Desarrollar una guía práctica para diseñar el sistema de disparos mas apropiado para una terminación de pozo, misma que incluya los aspectos más importantes tales como las condiciones previas y durante el disparo, así como los factores que afectan el índice de productividad.

Queda fuera del alcance de esta guía mostrar información que puede ser encontrada fácilmente en catálogos e información técnica que proporcionan las compañías de servicio tales como: Tipos de pistolas, cargas, tamaños, diámetros, especificaciones técnicas, certificados API de desempeño, etc.

2. INTRODUCCIÓN

La culminación de los trabajos en un pozo para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento.

La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales que implican altos costos.

En la actualidad, la tecnología en la construcción de cargas y sistemas de disparos ha evolucionado rápidamente, y es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones y proveedores que no serán presentadas en esta guía dado que no es su objetivo principal.

3. EXPLOSIVOS

Introducción.- Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación. Por esto, el desempeño de la carga está

relacionado directamente con el desempeño del explosivo.

Debido a su enorme relación Energía - Peso se prefieren los explosivos sobre otra fuente de energía. Los explosivos actúan rápidamente, son confiables y pueden ser almacenados por largos periodos de tiempo. Además, se manejan con seguridad tomando las precauciones debidas.

a.-Tipos y Características.-

Los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción pueden clasificarse en ALTOS y BAJOS.

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
Vel. de reacción 330-1500 m/s	Velocidad de reacción > 1500 m/s
Sensibles al calor (iniciados por flama o chispa)	Iniciados por calor o percusión

Los explosivos altos que se usan mas comúnmente en la perforación de tuberías son: Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, HTX y PYX.

La Azida de plomo y el Tacot se usan en los estopines eléctricos. El RDX, HMX, HNS, HTX y PYX se usan en los cordones detonantes, fulminantes y cargas.

Sensitividad.-

La sensitividad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja la facilidad con la que puede iniciarse.

Sensitividad al impacto.- Es la altura mínima de la cuál puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.

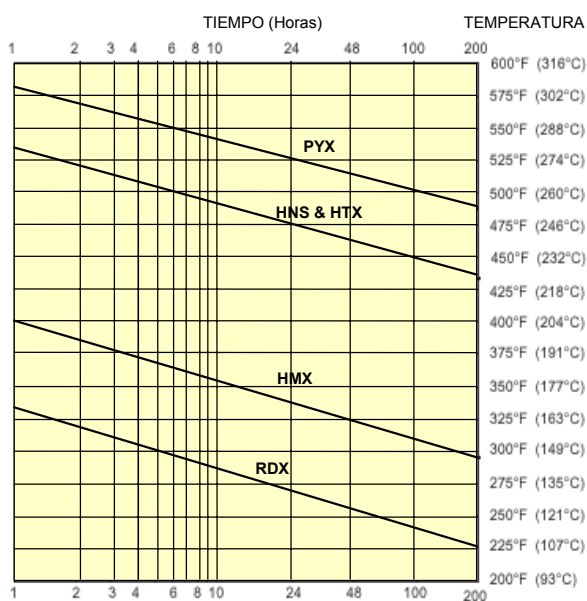
Sensitividad a la chispa.- Es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.

Estabilidad.-

La estabilidad se refiere a la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse.

Los explosivos usados en los disparos deben tener una alta estabilidad para que puedan ser almacenados por un tiempo razonable y que puedan operar efectivamente después de exponerse a las temperaturas del pozo.

La gráfica de la figura 1 ilustra la estabilidad de algunos explosivos en función de la temperatura y el tiempo.



Esta carta es solo para propósitos de referencia. Se recomienda consultar con la compañía de servicios para el uso de un explosivo en particular.

Fig. 1.- Estabilidad de los explosivos

4. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

El índice de productividad nos permite evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente por:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1)$$

El índice de productividad de una zona puede ser difícil de determinar, por lo tanto el efecto del diseño del sistema de disparo como son la penetración, fase, densidad, diámetro del agujero, daño del lodo, ..etc.,

pueden ser evaluados usando la Relación de Productividad.

$$RP = \frac{\text{Producción de una zona entubada y disparada}}{\text{Producción de la misma zona en agujero abierto}}$$

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo
- Presión diferencial al momento del disparo
- Tipo de pistolas y cargas
- Daño generado por el disparo
- Daño causado por el fluido de la perforación
- Daño causado por el fluido de la terminación

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

a. Factores Geométricos del disparo

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influyen en la Relación de Productividad del pozo y está definida por los Factores Geométricos. Estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración
- Densidad de cargas por metro
- Fase angular entre perforaciones
- Diámetro del agujero (del disparo)

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son: Penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drenaje.

La figura 2 ilustra los factores geométricos del sistema de disparo

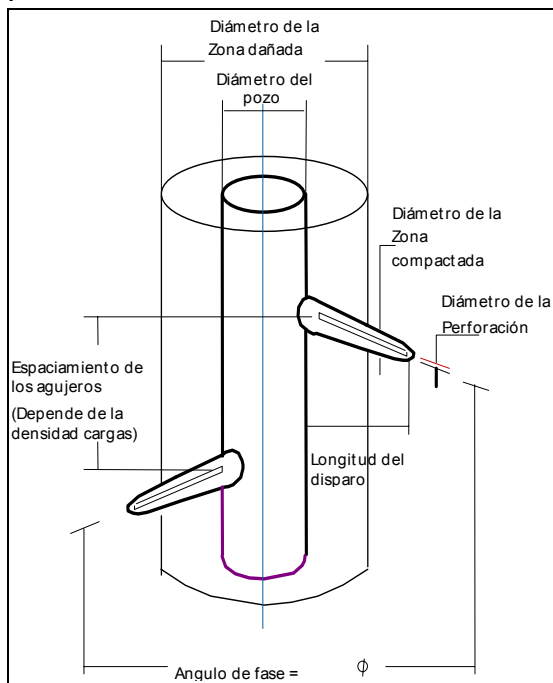


Fig. 2.- Factores geométricos del sistema de disparos

Fase y Patrón de agujeros

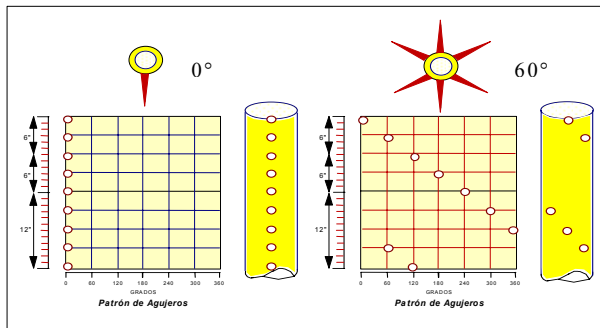


Fig. 3.- Patrón de agujeros para pistolas fase 0° y 60°

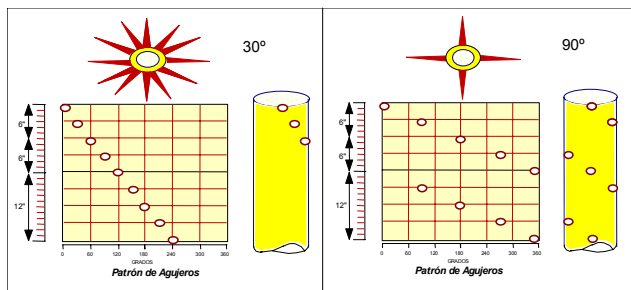


Fig. 4.- Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°

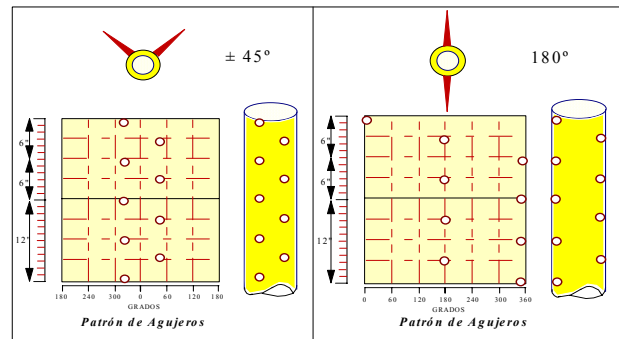


Fig. 5.- Patrón de agujeros para pistolas fase $\pm 45^\circ$ y 180°

Efecto de la Penetración y Densidad de carga en la RP

Como puede apreciarse en la gráfica de la figura 6, el efecto de la penetración y la densidad de cargas es muy pronunciado en las primeras pulgadas de penetración. Arriba de 6 pulgadas la tendencia es menor pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad

La densidad de cargas influye también en la relación de Productividad (RP) observando que para una densidad de 3 cargas/m es necesaria una penetración de 16 pulgadas para obtener una RP de 1.0 mientras que para una densidad de 13 c/m se necesitan solo 6 pulgadas.

La gráfica supone un pozo sin daño, para el caso mas real de un pozo con una zona de daño debida al fluido de perforación, la penetración mas allá de la zona de daño es relevante para mejorar la RP.

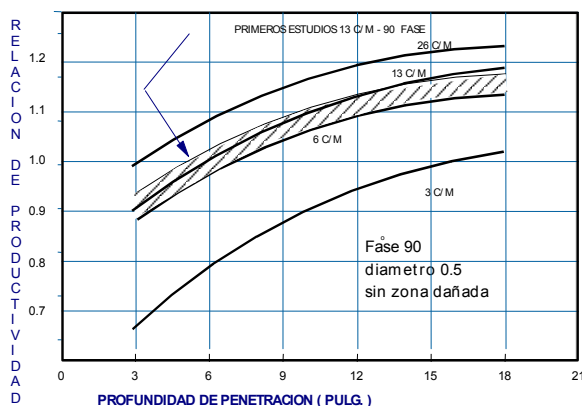


Fig. 6.- Efecto de la penetración y densidad en la RP

Efecto de la Fase en la RP

La fase angular entre perforaciones sucesivas es un factor importante. La figura 7 muestra una reducción de un 10 - 12 % en la RP para sistemas de 0° y 90° con una misma penetración.

Suponiendo que se use un sistema de 0° de fase, con una penetración de 6 pulgadas, se obtiene una RP de 0.9 de la gráfica, mientras que para un sistema de 90° se obtiene una RP de 1.02; esto representa una diferencia del 11% en la RP.

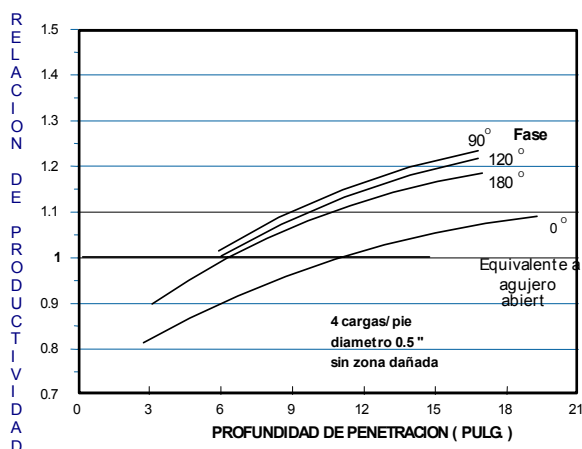


Fig. 7.- Efecto de la fase en la RP

b. Presión diferencial al momento del disparo.

El modo en que el pozo es terminado ejerce una gran influencia en su productividad.

Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

Sobre -balance

- $P_{hidrostática} > P_{formación}$

Bajo - balance

- $P_{hidrostática} < P_{formación}$

El objetivo de una terminación sobrebalanceada es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas.

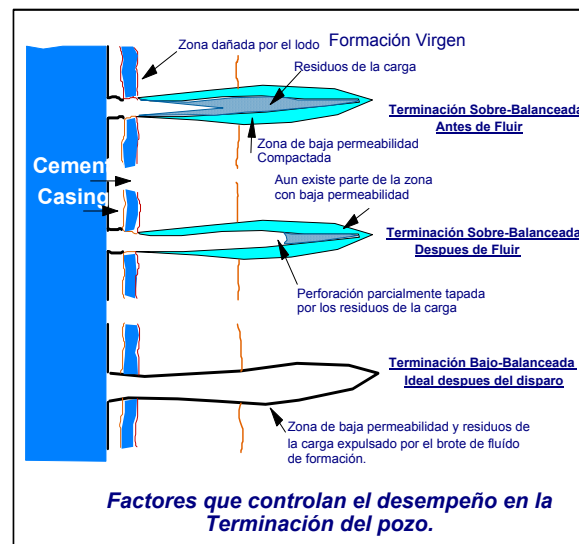


Fig. 8.- Efecto de la presión diferencial previa al disparo

Después de dejar fluir el pozo, es posible que aun se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una terminación diferencial bajo-balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación.

Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la TR.

Debido a lo antes mencionado, para calcular la presión diferencial a establecer durante el disparo se deberán considerar los factores siguientes:

- Grado de consolidación de la formación
- Permeabilidad de la formación
- Fluido en los poros
- Presión de colapso de las tuberías y equipo
- Grado de invasión del fluido de perforación
- Tipo de cemento

La magnitud de la presión diferencial negativa dependerá básicamente de dos factores:

- La permeabilidad de la formación
- El tipo de fluido

Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajobalanceada en arenas.

Para determinar la presión bajobalanceada que contrarreste el efecto skin, es importante clasificar la formación en: Consolidada ó No-consolidada. Una forma de lograr esto es mediante el análisis de la respuesta de los registros de densidad ó

sónico en las lutitas limpias adyacentes a la zona productora.

Una formación consolidada tiene los granos de arena suficientemente cementados o compactados para permanecer intactos. Estos granos no fluirán, aún si se tiene un flujo turbulento en los espacios de los poros.

Una arena se considera **consolidada** si se tienen lutitas adyacentes (arriba y/o abajo) compactas con tiempos de tránsito $\Delta t \leq 100$ $\mu\text{Seg/pie}$ obtenido de un registro sónico. Si se tiene un registro de densidad, las arenas se consideran consolidadas si la densidad volumétrica $p_b \geq 2.4$ grs/cm^3 en las lutitas limpias adyacentes.

Una formación No-consolidada es una arena pobremente cementada o compactada de tal manera que los granos pueden fluir al haber movimiento de fluidos a través de la formación.

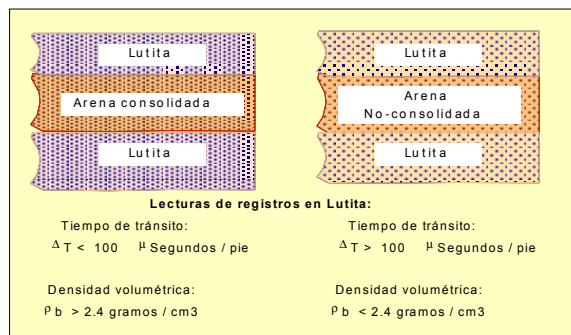


Fig. 9.- Respuesta de los registros sónico y densidad en arenas

Una arena se considera **No-consolidada** cuando las lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito mayor de 100 $\mu\text{Seg/pie}$ o una densidad menor a 2.4 grs./cm^3 .

La razón de usar el tiempo de tránsito de las barreras de lutitas adyacentes, abajo o arriba, en lugar de la arena misma, es que el tiempo de tránsito de la lutita está relacionado directamente con su compactación. El grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena. Si se usara el tiempo de tránsito de la arena para

determinar su compactación, sería necesario hacer correcciones por tipo de hidrocarburo, densidad de los granos de arena, porosidad de la zona, saturación de agua, etc., muchos de estos datos no están disponibles y deben ser supuestos, por lo que es posible tener un resultado erróneo.

Formación consolidada.-

Si la formación es consolidada, se deberá encontrar un punto medio entre una presión bajo-balanceada mínima y una máxima:

1. Determinación de la presión bajo-balanceada máxima (ΔP_{\max}). Hay dos maneras de encontrar la presión diferencial máxima:

a) Ya que la formación está consolidada, el flujo de arena no es problema por lo que es posible disparar con la mayor presión diferencial que pueda ser soportada por el elemento o accesorio del pozo que tenga el menor rango de presión: Límite de presión de colapso del casing o tubería, presión diferencial en el empacador u otro accesorio. Para el caso de casing o tubería nueva, el límite de presión será de un 80% de su presión de colapso para tener un factor de seguridad de un 20%.. Para sargas usadas, el factor de seguridad deberá ser mayor de acuerdo a sus condiciones. La mayoría de los empacadores recuperables y herramientas de fondo tienen un límite seguro de presión diferencial de 5,000 psi.

b) La resistencia compresiva de formación puede ser usada también para calcular la ΔP_{\max} . De acuerdo a pruebas hechas en laboratorio con núcleos de formación, *no hay movimiento en la matriz de formación hasta que el esfuerzo efectivo excede 1.7 veces la resistencia compresiva de la formación*. El esfuerzo efectivo es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. Por lo tanto, la presión de poro mínima es igual a la presión de

sobrecarga menos 1.7 veces la resistencia compresiva. Esto significa que la presión bajo-balanceada máxima es la presión de formación menos la presión de poro mínima.

$$\sigma_z = \sigma_{sob} - P_p \quad (2)$$

$$\sigma_z < 1.7 * R_c \quad (3)$$

$$P_{p \min} = \sigma_{sob} - 1.7 * R_c$$

$$\Delta P_{\max} = P_f - P_{p \min} \quad (4)$$

2. Determinación de la presión bajo-balanceada mínima (ΔP_{\min})

En base a estudios estadísticos se ha llegado a establecer un rango de valores mínimos para yacimientos de arenas, estos valores se encuentran en la tabla de la figura 10, como se observa en esta tabla, el valor de ΔP depende de 2 factores: La permeabilidad de la formación y el fluido contenido (Aceite o gas).

Arena con aceite:

$$\Delta P_{\min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad (5)$$

Arena con gas:

$$\Delta P_{\min} = \frac{2500}{K^{0.17}} \quad (6)$$

3. Determinación del punto medio de presión ΔP_{med} .

Una vez determinado ΔP_{\max} y ΔP_{\min} en los pasos anteriores, se determina el punto medio de presión y la presión diferencial bajo-balanceada ΔP de la manera siguiente:

$$\Delta P_{\text{med}} = \frac{\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min}}{2} \quad (7)$$

- a) Si los registros indican una invasión somera y/o se usó cemento con baja pérdida de agua, ΔP estará entre ΔP_{\min} y el punto medio.
- b) Si los registros indican una invasión de media a profunda y/o se usó cemento de media a alta pérdida de agua, ΔP estará entre el punto medio y ΔP_{\max} .

Si la presión diferencial calculada (ΔP) está fuera de los rangos mostrados en la tabla 10, ajustar el valor de la presión al mínimo o máximo.

Una vez que se obtiene la presión diferencial requerida para efectuar el disparo, se calcula la presión hidrostática a la profundidad del intervalo productor al momento del disparo.

$$P_h = P_f - \Delta P \quad (8)$$

La densidad requerida para generar la presión hidrostática de la ecuación (8) es calculada como sigue:

$$\rho_b = \frac{P_h}{1.4228 * D_v} \quad (9)$$

Ver ejemplos 1 y 2 en Apéndice 1

FLUIDO	ACEITE	GAS
	PRESION DIFERENCIAL A FAVOR DE LA FORMACION PSI	
ALTA K > 100 md	200 - 500	1000 - 2000
BAJA K < 100 md	1000 - 2000	2000 - 5000

Fig. 10.- Presion diferencial previa al disparo

La presión hidrostática de una columna de fluido es:

$$p_h = 1.4228 * D_v * \rho_f \quad (10)$$

En el caso de no contar con el dato de la presión de formación puede calcularse en

base al lodo de perforación usado para controlar la zona de interés suponiendo :

$$P_f \leq P_{hl} \quad (11)$$

$$P_{hl} = 1.4228 * D_v * \rho_l \quad (12)$$

En la tabla de la figura 10 se observa que para zonas de baja permeabilidad se requieren presiones diferenciales mas altas para forzar a los fluidos a través de los poros. De igual forma, en una zona de gas debido a que éste tiene una mayor compresibilidad no se expande tan fácilmente como el aceite después de ser comprimido durante la perforación.

Arenas no consolidada.-

Las graficas de las figuras 11 y 12 relacionan la máxima presión diferencial con el tiempo de tránsito Δt o la densidad ρ_b de las lutitas adyacentes para arenas no-consolidadas. Si se cuenta con una buena medida de la resistencia compresiva de la formación, es posible determinar la ΔP_{\max} para formaciones no-consolidadas esto es empleando el mismo procedimiento que se utiliza para arenas consolidadas, el cual consiste en restar la presión de poro mínima para generar movimiento de arena, de la presión de la formación.

Sin embargo, si no se tiene la resistencia compresiva de la formación, el siguiente procedimiento puede ser empleado.

1. **Escoja la ΔP_{\max} .** Presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con aceite:

$$\Delta P_{\max} = 3600 - 20\Delta t \quad (psi) \quad (13)$$

$$\Delta P_{\max} = 2340\rho_b - 4000 \quad (psi) \quad (14)$$

Presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con gas:

$$\Delta P_{\max} = 4750 - 25\Delta t \quad (psi) \quad (15)$$

$$\Delta P_{\max} = 2900 \rho b - 4700 \text{ (psi)} \quad (16)$$

2. *Escoja la ΔP_{\min} .* Usando la permeabilidad de la formación, determine la ΔP_{\min} mediante las ecuaciones 5 y 6 para zonas de aceite y gas respectivamente.
3. *Determine la presión del punto medio.* Siga el mismo procedimiento establecido para arenas consolidadas.

$$\Delta P_{\text{med}} = \frac{(\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min})}{2}$$

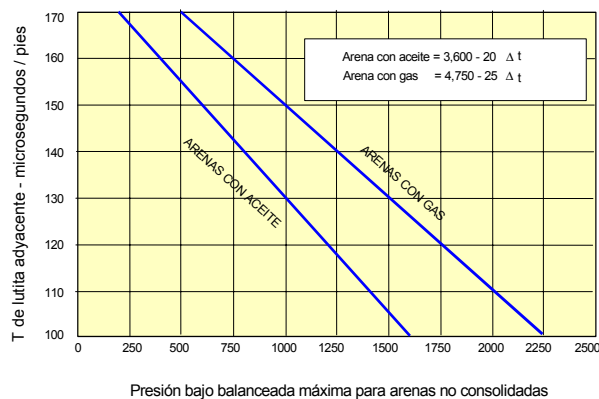


Fig. 11.- Gráfico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro sísmico

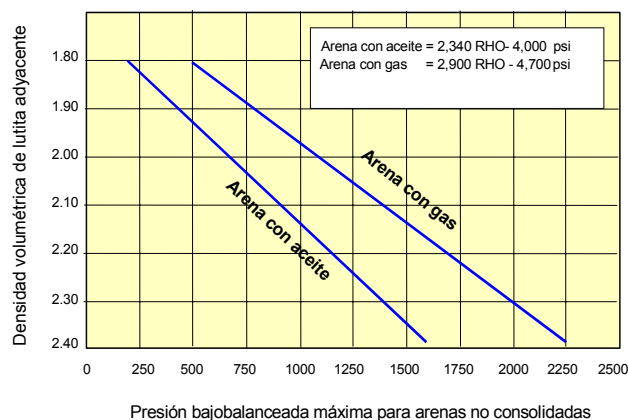


Fig. 12.- Gráfico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro de densidad

Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajobalanceada en carbonatos.

Para el caso de formaciones de carbonatos, no se dispone de un estudio estadístico riguroso ni de experimentos de laboratorio. En algunos países como Venezuela, se ha trabajado con rangos de presiones diferenciales entre 1,500 y 3,500 psi, sin que se presenten problemas de derrumbe.

En México se han efectuado trabajos con pistolas bajadas con tubería (DBT) con resultados diferentes. La presión diferencial aplicada al momento del disparo ha variado en general entre 1,000 y 5,000 psi. Sin embargo existen casos en los que se han tenido problemas de derrumbe aplicando presiones muy diferentes (7000 psi en un caso y 1000 psi en otro).

En ambos pozos la formación disparada era caliza tipo mudstone con muy baja porosidad. Debido a lo anterior es recomendable realizar un estudio mas profundo cuando se determine la ΔP_{\max} aplicable., en donde ΔP_{\max} es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática mínima para evitar el derrumbe.

Aplicación del registro Sónico

Mediante la aplicación de un registro sísmico digital ó dipolar es posible obtener un producto (WBS ó WS) para evaluar las características mecánicas de la formación. Este registro en combinación con el de densidad y rayos gamma permite determinar los esfuerzos reales y la resistencia o dureza de las formaciones perforadas. Un dato obtenido es la presión hidrostática mínima **Ph(mín)** para evitar el derrumbe de la formación. La diferencial máxima de presión será entonces:

$$\Delta P_{\max} = P_f - P_h(\min) \quad (17)$$

$$P_h(\min) = 1.422 * D_{\text{disp}} * \rho(\text{registro})$$

El valor efectivo de la presión hidrostática, P_h , al momento del disparo se establecerá en base a los valores mínimo y máximo de la diferencial de presión, aplicando un coeficiente de seguridad de la manera siguiente:

a) Si $\Delta P_{\text{máx}}$, obtenida del producto WBS (Well Bore Stability) o similar es mayor de 1,000 psi se tomará:

Para gas

$$P_h = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.8) \quad (18)$$

Para aceite

$$P_h = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.6) \quad (19)$$

b) Si $\Delta P_{\text{máx}}$, obtenida del producto WBS o similar es menor de 1,000 psi se tomará:

para gas

$$P_h = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.6) \quad (20)$$

para aceite

$$P_h = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.4) \quad (21)$$

$$\Delta P = P_f - P_h \quad (22)$$

Una vez que se obtiene la presión hidrostática al momento del disparo, se calcula la densidad del fluido de control requerido para obtener dicha presión por medio de la ecuación (9)

Ver ejemplo 3 en Apéndice 1

La cantidad o magnitud de la presión diferencial necesaria para obtener una mayor productividad y, al mismo tiempo, evitar la falla mecánica de la formación es crítica para el éxito del disparo. En algunos casos, la correcta aplicación de esta presión de desbalance elimina la necesidad de trabajos posteriores de estimulación.

En el caso de las pistolas bajadas con cable, si el intervalo no puede ser cubierto en una sola corrida, la ventaja del desbalance de presión solo se tiene en la primera corrida por lo que se recomienda introducir la mayor longitud posible de pistola.

Para complementar los métodos ya mencionados a continuación se incluye la gráfica de King (figura 13) que muestra el efecto de la permeabilidad para determinar el desbalance requerido en pozos de aceite y gas. Esta gráfica, según el autor puede

ser aplicable a formaciones de arenas y carbonatos.

La aplicación de esta gráfica es directa, por ejemplo si se desea determinar la presión diferencial mínima adecuada para efectuar un disparo de una formación de carbonato con 300 md de permeabilidad, de la gráfica de King. eje de las Y's trazamos una recta horizontal hasta interceptar la línea principal. Se baja una recta para encontrar el valor de presión diferencial en el eje de las X's. Para este caso el valor de diferencial es:

$$\Delta P_{\text{min}} = 300 \text{ psi}$$

Usar ΔP de 400 - 500 psi

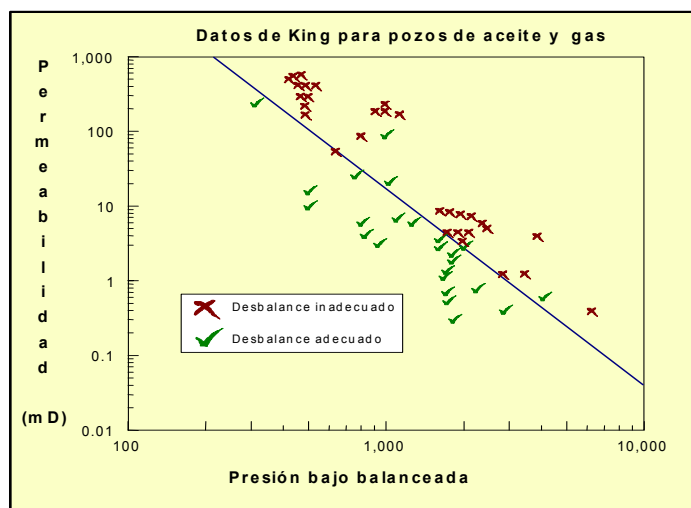


Fig 13 Efecto de la permeabilidad en la presión bajo - balanceada

Por otro lado si se desea determinar la presión diferencial mínima adecuada para efectuar un disparo de una formación de carbonato con 20 md de permeabilidad

De la gráfica de King:

$$\Delta P_{\text{min}} = 1000 \text{ psi}$$

Usar ΔP de 1200 - 1500 psi

Observe que la línea que divide los puntos de desbalance adecuado e inadecuado define la presión diferencial mínima para asegurar una buena limpieza de la perforación reduciendo el daño.

c. Tipo de pistolas y cargas

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable y/o con tubería.

c1.-Pistolas bajadas con cable.- El sistema de **Disparo Bajado con Cable (DBC)** puede usarse antes de introducir la tubería de producción, o después de introducir la TP.

La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear pistolas de diámetro mas grande, generando un disparo mas profundo.

Los componentes explosivos son montados en un portacargas el cuál puede ser un tubo, una lamina ó un alambre. Los portacargas se clasifican en :

- a. Recuperables (no expuestas)
- b. Semidesechables (expuestas)
- c. Desechables(expuestas)

Recuperables: En los sistemas recuperables (no expuestas), los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo cuál lo hace mas adecuado para ambientes hostiles.

Desechables: En las pistolas desecharables, los residuos de las cargas , cordón, estopín y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración. La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones.

Semidesechable: Este sistema es similar al desecharable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el portacargas.

La figura 15 ilustra los diferentes sistemas mencionados:



Fig. 15.Sistemas de disparos

c2.-Pistolas Bajadas con tubería .-En el sistema de **Disparo Bajado con Tubería (DBT)**, la pistola es bajada al intervalo de interés con tubería de trabajo. A diferencia de las pistolas bajadas con cable, en este sistema solo se utilizan portacargas entubados, además la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cuál favorece la técnica de disparos bajo balance.

El objetivo fundamental del sistema DBT es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo. También este sistema es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de

generar una penetración adecuada del disparo

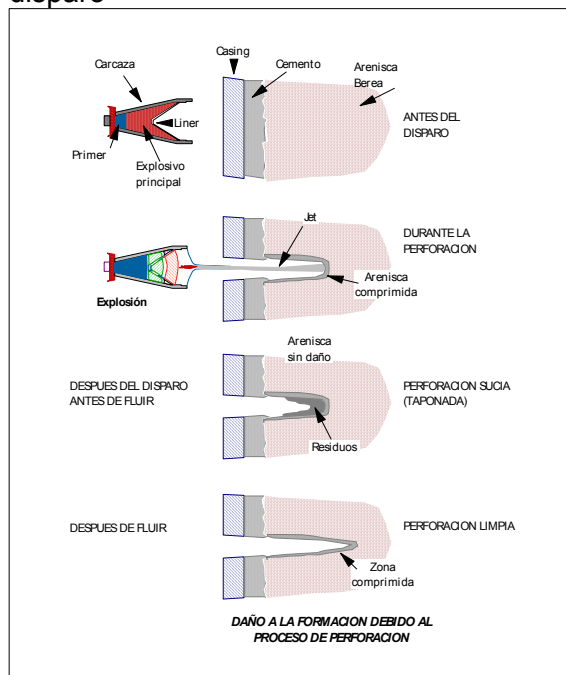


Fig. 16.- Daño a la formación por el disparo

d.- Daño generado por el disparo

El proceso de perforación de formaciones permeables y porosas con las cargas moldeadas crea una "película" que se opone al flujo en el agujero. El jet penetra la formación a alta velocidad, desplazando radialmente el material de formación, creándose una zona compactada alrededor del agujero y reduciendo la permeabilidad original.

Para disminuir el efecto pelicular deberá incrementarse la penetración para librar la zona de daño.

La figura 16 ilustra el proceso del daño causado a la formación por la perforación de un disparo.

e.- Daño generado por el fluido de la perforación

Durante el proceso de perforación del pozo se causa un daño a la formación debido al lodo de perforación. Este daño se asocia al taponamiento de los poros alrededor del pozo.

Existe la tendencia de usar lodos que cumplan con el propósito inmediato de perforar segura y económicamente un pozo, pero no siempre se piensa en los efectos del fluido sobre la productividad del pozo

El enjarre puede resolver el problema de la invasión del filtrado pero si no es removido completamente antes de depositar el cemento en el espacio anular, las partículas sólidas pueden ser arrastradas dentro del agujero abierto por el jet del disparo, aunque se use un fluido supuestamente limpio de terminación.

f.-Daño causado por el fluido de la terminación.

El fluido de terminación es de primordial importancia para obtener óptimos resultados.

Si existe algún material extraño en el fluido, puede ser empujado dentro de la perforación por el Jet ó un pequeño taponamiento sería el resultado.

El Jet de la carga genera gases de alta presión asociadas con la explosión, hay indicios reales de que el fluido alrededor de la carga es separado durante el disparo y cuando la burbuja de gas se contrae al enfriarse, el frente del fluido es lanzado dentro de la perforación. Momentáneamente se crea una condición de sobre-balance con fuerzas de impacto y si el fluido no es completamente limpio, las partículas serán adheridas a las paredes del agujero y podría haber invasión de extensión limitada

El daño del pozo, las perforaciones de las cargas, penetración parcial y la desviación provocan un cambio en la geometría radial del flujo que afecta la productividad del pozo.

El efecto combinado de estos factores se denomina "Efecto Pelicular" y genera una caída de presión que afecta la producción del yacimiento.

5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

a.- Planeación

Frecuentemente cuando se piensa en disparar un pozo solo se presta atención a la pistola. Sin embargo, para obtener el resultado mas eficiente del disparo, se requiere del diseño y aplicación de un programa completo de disparo.

Los resultados de las pruebas API pueden servir de base para una comparación general del desempeño de las cargas, pero ésta solo será válida bajo las mismas condiciones de prueba. Las condiciones reales en la formación no serán las mismas que existían durante la prueba; las tuberías, fluidos del pozo, tipos de formación y presiones pueden ser muy diferentes. Como resultado, el desempeño de una carga puede variar significativamente del obtenido durante la prueba.

En general:

- A mayor resistencia a la cedencia menor diámetro de agujero
- A mayor resistencia compresiva y densidad de los materiales menor penetración
- El esfuerzo efectivo (presión de sobrecarga menos la presión de poro) también afecta la penetración.

Al planear un trabajo de perforación de tuberías - formación se debe considerar:

- El método de terminación
- Las características de la formación
- Las tuberías y accesorios del pozo
- Las condiciones esperadas del pozo durante el disparo.

Una vez recabada esta información, se deberá escoger dentro de una gran variedad de sistemas de disparo y técnicas disponibles para seleccionar el mejor sistema para el caso en particular.

a.1.- Metodos básicos de terminación

Natural

Control de arena

Estimulación

El orden de importancia de los *factores geométricos del sistema de disparo* es diferente para cada caso.

Terminación Natural.-

En las terminaciones naturales no se necesita estimulación o control de arena. El objetivo es incrementar la *relación de productividad*.

El diseñador debe establecer un programa de disparo para remover o reducir cualquier impedancia al movimiento del fluido del yacimiento. Estas restricciones pueden existir en la zona comprimida por el disparo o en la zona dañada durante la perforación. La zona dañada es una región que rodea la pared del pozo en la cual la formación pudo haber sido alterada durante la perforación. Por ejemplo, cuando el fluido de perforación y el agua del cemento entran en la formación pueden depositar materia sólida, causar dilatación de la arcilla e inducir precipitación química. Esto reduce el tamaño efectivo de los poros disponibles para flujo del fluido.

El orden de importancia de los factores geométricos en este tipo de terminación es:

- 1.Densidad de cargas
- 2.Penetración
- 3.Fase
- 4.Diámetro del agujero

Control de arena.-

El objetivo en las operaciones para control de arena es prevenir que la formación alrededor de la perforación se deteriore. Si esto ocurre, los materiales resultantes bloquean el agujero y pueden tapar la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

En formaciones no-consolidadas, puede ocurrir el arenamiento si hay una caída sustancial entre la formación y el pozo. Ya que esta caída de presión es inversamente

proporcional a la sección transversal del agujero hecho por la carga, la probabilidad de arenamiento puede reducirse aumentando el área perforada total. Entre mas grande sean la densidad de cargas y el diámetro del hoyo, mayor será el área perforada.

Por lo anterior, el orden de importancia de los factores geométricos en este caso es:

1. Diámetro de la perforación
2. Densidad de cargas
3. Fase
4. Penetración

Estimulación.-

Las operaciones de estimulación incluyen acidificación y fracturamiento hidráulico. El objetivo es incrementar el tamaño y número de caminos por los que el fluido puede moverse de la formación al pozo. Ambas operaciones requieren de la inyección a la formación de grandes volúmenes de fluidos a altas presiones

En las formaciones que requieren estimulación, el diámetro y distribución de los agujeros son importantes. El diseñador debe seleccionar diámetros y densidades para controlar la caída de presión a través de las perforaciones para reducir la demanda del equipo de bombeo.

Una buena distribución vertical de los agujeros es necesaria para mejorar la extensión vertical del tratamiento. Generalmente una densidad de 13 cargas por metro es suficiente. La distribución radial de los agujeros puede también tener un rol importante en la efectividad del tratamiento. En operaciones de fracturamiento, por ejemplo, si se usa una fase 90° en lugar de 0°, es mas probable que los agujeros se alinen con la orientación de las fracturas naturales, proporcionando una trayectoria mas directa para que el fluido de fracturamiento entre en la formación.

El orden de importancia para este tipo de terminación es:

1. Fase
2. Densidad de cargas
3. Diámetro del agujero
4. Penetración

En caso de tener la formación fracturada naturalmente, se deberá considerar un sistema que aumente la probabilidad de interceptar fracturas, por lo que el orden de los factores cambia de la siguiente manera:

1. Penetración
2. Fase
3. Densidad de las cargas
4. Diámetro del agujero

Las características de la formación y los objetivos de la terminación determinan la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparo. Las condiciones del pozo, por otro lado, determinan usualmente el tamaño y tipo de pistola que puede usarse y pueden afectar también el éxito de la operación de disparo.

Las siguientes tablas muestran un resumen de la jerarquización de los factores geométricos.

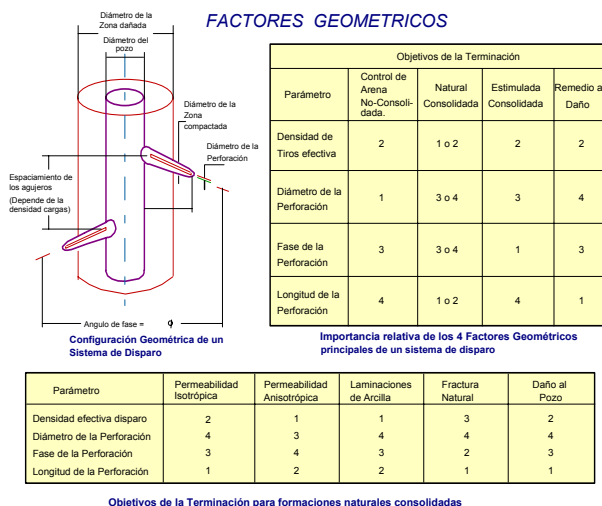


Fig. 16.-Jerarquía de los factores geométricos

Consideraciones en formaciones heterogéneas

El diseño efectivo de disparo considera las heterogeneidades comunes de la formación. La tabla de la fig. 16 muestra la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparo en función de las heterogeneidades de la formación.

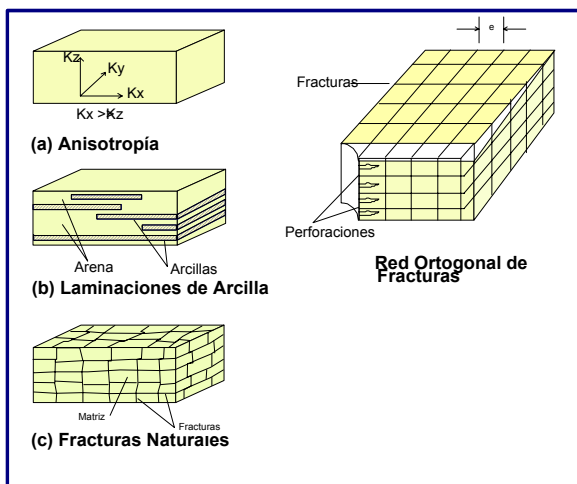


Fig. 17.- Tres tipos comunes de heterogeneidades

La mayoría de las formaciones son anisotrópicas, es decir su K_{vert} . Es menor que su K_{horiz} . Esto afecta la relación de productividad. Una manera efectiva de contrarrestar los efectos adversos de la anisotropía es incrementando la densidad de los disparos.

Laminaciones de arcilla. Si se tienen laminaciones de arcilla, es importante obtener la mayor densidad de cargas por metro para aumentar la probabilidad de perforar las formaciones productoras intercaladas.

Fracturas naturales. Muchos yacimientos tienen uno o mas conjuntos de fracturas naturales que proveen de una alta permeabilidad aunque la permeabilidad de la matriz sea baja. La productividad del intervalo disparado depende de la comunicación hidráulica entre las perforaciones y la red de fracturas.

b.-Información necesaria para el diseño del disparo.

Los siguientes datos deberán ser considerados para obtener un buen diseño de disparos:

Datos de la formación:

- Litología
- Permeabilidad
- Porosidad
- Densidad
- Intervalo a disparar

Fluidos esperados y presiones:

- Aceite, gas, H_2S , etc
- Presión de Formación, sobrecarga, de poro, resistencia compresiva

Condiciones del pozo:

- Desviaciones
- Lodo de perforación
- Diámetro de barrena
- Temperatura de fondo

Estado Mecánico:

- Tuberías de revestimiento
- Cementación
- Datos del aparejo

Método de terminación:

- Natural
- Control de arena
- Estimulación/Fracturamiento

c.-Selección del sistema óptimo

A continuación se propone un procedimiento para la selección del sistema de disparo en base a las características del pozo y sus accesorios tubulares. El procedimiento puede ser dividido en cuatro etapas:

- I. Selección del diámetro máximo de la pistola y el tipo de sistema (Recuperable entubado, desechable ó semidesechable).
- II. Jerarquización de los factores geométricos de la pistola

III. Determinación de los factores geométricos en función de la productividad

IV. Determinación de la presión diferencial previa al disparo.

I.- Selección del diametro máximo de la pistola y el tipo de sistema.-

En la primera etapa del diseño de Disparo se consideran las tuberías y accesorios tubulares del pozo, así como el estado de éstos. Otros datos necesarios son los relacionados con las condiciones del pozo como son presión temperatura,..etc..

El diámetro interno de la TR define el tamaño mayor de pistola bajada con tubería que se puede usar.

Para el caso de pistolas bajadas con cable, el diámetro mínimo de la pistola es definido por el diámetro interno mínimo de las partes que componen el aparejo de producción. Los sistemas no expuestos recuperable entubados a través de TP, tienen la característica de que el tubo portacargas sufre una expansión después del disparo; el D_{imin} del aparejo deberá ser tal que permita la recuperación de la pistola expansionada. Por esto, cada tipo de pistola tiene un dato que es el mínimo pasaje o restricción mínima para ese tipo de pistola.

$D_{imin} \geq$ Pasaje mínimo de la pistola

El fluido interpuesto entre el tubo y la TR actúa como un blanco débil disminuyendo apreciablemente la penetración si la distancia es grande, por ésta razón no es recomendable disparar una pistola entubada fase 60° de 2" en tuberías de revestimiento de mas de 5" de DE.

Otro dato es el grado o cedencia de la TR que influye en el diámetro real hecho por la carga en la pared de la tubería. Este dato es requerido por los programas de cómputo diseñados para calcular y predecir el

desempeño de un sistema de disparo como el SPAN o el WEM.

Presión y Temperatura del pozo.- Las condiciones de presión y temperatura influyen en el tipo de sistema y explosivos a seleccionar.

La Presión Hidrostática que debe soportar la pistola dependerá de la profundidad y la densidad del fluido de terminación (Ecuación 10). La presión nominal de trabajo del sistema de disparo deberá ser mayor que la presión hidrostática máxima previa al disparo.

La Temperatura del pozo y el lapso de tiempo de exposición determinan el tipo de explosivo que puede ser utilizado (ver figura 1). La temperatura del pozo puede obtenerse de un registro en pozo abierto para el intervalo de interés pero deberá tomarse en cuenta de que al estar el pozo entubado la temperatura es menor que la del fluido en la formación, por lo tanto se sugiere considerar al menos un 10% mas que la registrada.

El tiempo de exposición depende del sistema de transporte de la pistola.

En general, los sistemas entubados soportan mayor presión y temperatura que los sistemas expuestos.

Desviaciones en el pozo.- El ángulo de desviación del pozo influye también en el tipo de pistola a seleccionar. Cuando el pozo tiene cambios de rumbo bruscos es preferible utilizar un sistema flexible como las pistolas expuestas semidesechables con lámina. Cuando la desviación del pozo es mayor de 45°, las pistolas bajadas con cable presentan problemas debido al incremento en la fricción sobre el cable. Entre 45° y 65°, las pistolas bajadas con cable pueden usarse con la ayuda de contrapesos, Arriba de 65° de desviación es preferible usar una pistola bajada con tubería.

Profundidad interior .- La distancia entre el fondo del pozo y el intervalo a disparar se debe considerar cuando se pretende usar un sistema que deje residuos, esto con la finalidad de evitar que las pistolas se atrapen con los los residuos.

Cuando se decida usar un sistema DBT y se quiera soltar la pistola después del disparo, se deberá contar con fondo suficiente.

II.- Jerarquización de los factores geométricos.-

Como ya se mencionó, la jerarquía de los factores geométricos dependerá principalmente de dos factores:

- El tipo de terminación
- Las heterogeneidades de formación

Esto se resume en la figura 16. En esta etapa del diseño del disparo surgen las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es el objetivo de la terminación?
- ¿Que tipo de heterogeneidad tiene la formación?
- ¿Cual es la extensión de la zona de daño?
- ¿La formación es débil?

III.- Determinación de los factores geométricos en función de la productividad.-

En esta tercera etapa del diseño se determinarán los factores geométricos de mayor jerarquía en función de la Relación de productividad. El objetivo será lograr la máxima productividad del pozo.

Supongamos que se va a disparar una pistola transportada por tubería DBT de 3-3/8" en TR de 5" y los factores geométricos mas importantes son la penetración y fase.

Los graficos de las figuras 17 y 18 relacionan los factores geométricos con la Relación de Productividad RP.

Los datos de la figura 17 se basan en un caso sin daño de formación y en un pozo abierto de 6" de diámetro. Obsérvese que una penetración de 6" con 13 disparos por metro en fase 90° da una RP de 1. Este sería el flujo equivalente de un pozo abierto de 6" de diámetro. La densidad de disparos deberá ser efectiva, esto significa que deberá prevenirse el caso de que algunos agujeros hechos por las cargas no fluyan, por lo que se recomienda considerar la máxima densidad posible de cargas por metro.

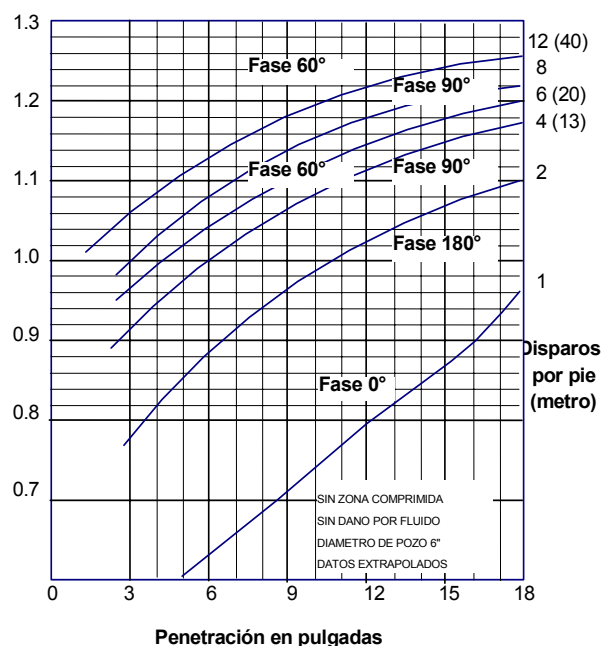


Fig. 17.- Relación de productividad en función de la penetración y densidad de disparo

También es posible observar que con una densidad de disparos de 13 cargas/metro y una penetración de 18" dentro de la formación, se obtiene una RP igual a la que se obtendría con 40 cargas por metro con 9" de penetración. Si se considera el uso de 20 cargas por metro fase 60° (6 cargas/pie), la RP para una penetración de 9" sería de 1.1. (la gráfica no considera la presencia de una zona dañada)

Los factores peliculares son críticos para la productividad del pozo. El gráfico de la fig. 18 se basa en el supuesto de que el deterioro por invasión de fluidos tiene una

profundidad de 8" dentro de la formación, reduciendo la permeabilidad de la zona en un 60%, es decir la permeabilidad de la zona dañada es de un 40% de la original. Otra suposición es que la zona comprimida por el jet de la carga, tiene una reducción de permeabilidad del 80%, es decir la permeabilidad de la zona comprimida es de solo un 20% de la original.

Estas suposiciones son bastante representativas de lo que ocurre en realidad, partiendo de factores de deterioro pelicular típicos, medidos en laboratorio sobre testigos de areniscas consolidadas. Si en un pozo se dan las condiciones de deterioro supuestas y se dispara con presiones en equilibrio o levemente sobrebalanceado hacia dentro de la formación, el gasto de producción se reduce drásticamente. Por ejemplo, la RP que se obtiene es únicamente de 0.54 con una densidad de 13 cargas/metro y 6" de penetración. Para obtener una RP de 1.0 con 13 cargas/metro se necesita una penetración de 17", mientras que con 40 cargas/metro se necesitarían 9.5".

De acuerdo con este ejemplo, se concluye que *es muy importante usar pistolas con alta densidad y gran penetración, si se quiere disparar una arenisca consolidada sin desbalance de presión y con un gran daño de formación. Eligiendo la presión de desbalance adecuada, se puede llegar a superar el daño y tener una RP mas alta, como se ve en la fig. 17.*

Anteriormente se había supuesto que del resultado de las dos primeras etapas del diseño se determinó usar una pistola DBT de 3-3/8" y alta penetración. En la gráfica de la fig. 17 vemos que para una pistola de fase 60° con 20 cargas/metro se necesita una penetración de al menos 4" para obtener una RP de 1.0 y si consideramos la posibilidad de que la densidad efectiva disminuya a la mitad (10 agujeros/metro) es necesaria una penetración de cuando menos 6" para mantener la RP. Para compensar una posible reducción de la RP es recomendable tratar de obtener, de ser

posible, una $RP > 1.0$, esto se logra considerando una penetración de 9" ($RP \approx 1.07$).

Hasta este punto sabemos que se necesita una pistola DBT de 3-3/8", fase 60°, densidad ≥ 20 cargas/metro con una penetración en la formación $\geq 9"$. Con estos requerimientos consultamos los sistemas

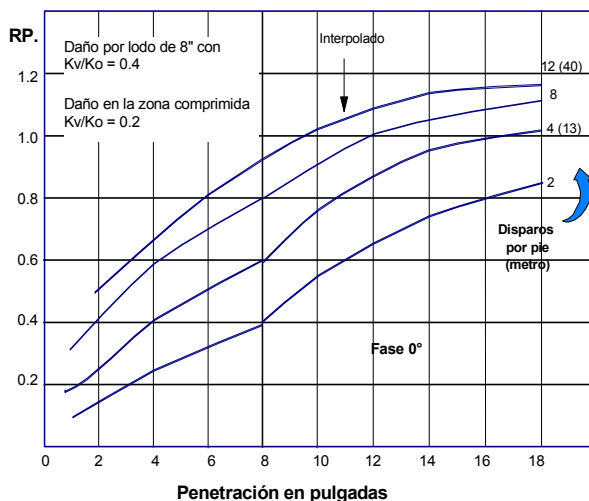


Fig. 18.- Influencia de los factores peliculares en la Relación de Productividad

disponibles DBT de 3-3/8", fase 60°, densidad 20 ó 40 c/m.

La penetración en formación deberá ser calculada a partir de los datos API en función de los siguientes parámetros:

1. Número de TR's y su espesor
2. Material entre las TR's (cemento, fluido)
3. Espesor de cemento
4. Tipo y características de la formación.

Existen programas de cómputo para realizar estos cálculos (WEM, SPAN, etc) que además nos proporcionan resultados de productividad para diferentes opciones.

IV.- Determinación de la presión diferencial previa al disparo.

Una vez determinado el sistema de disparo que va a ser utilizado, el último paso del diseño es la determinación de la presión

diferencial bajobalanceada (por medio de la metodología ya descrita) cuyo propósito principal es disminuir o en algunos casos eliminar el daño causado por el lodo de perforación y el disparo.

indica, es solo una guía y el diseñador deberá utilizar su criterio para un caso en especial.

d.- Software de diseño.

Para diseñar las terminaciones con disparos se pueden usar programas tales como el WEM (Well Evaluation Model) a través del cual es posible calcular el desempeño de las cargas en el fondo, cálculos del flujo (análisis nodal), análisis de sensibilidad, con el que se pueden determinar de manera rápida diferentes curvas de IPR (Inflow Performance Relationship) cambiando uno o varios parámetros, etc., todo esto tomando en cuenta todos los parámetros que intervienen en un diseño. (datos de formación, tipo de terminación, estado mecánico del pozo, presiones, tipos de cargas, etc.).

Dichos cálculos requieren la aplicación de un gran número de ecuaciones complejas que de resolverse de manera manual ocuparían un consumo de tiempo considerable.

Aquí no se describirá de manera detallada el contenido y el funcionamiento de dicho software, ya que el uso de estos programas requiere de una capacitación específica que se sale del alcance de esta guía.

IMPORTANTE.- En la actualidad la tecnología en el diseño de disparos esta cambiando de manera rápida debido a nuevos avances como resultado de investigaciones y pruebas de laboratorio. Solo para dar un ejemplo, las presiones de desbalance calculadas a partir de las investigaciones de Behrmann L. (1995) difieren significativamente con las calculadas por King, (son más altas) de tal manera que los conceptos aquí descritos deberán tomarse con la reserva necesaria. Por otra parte no es posible analizar de manera particular todos los casos posibles de variables en una terminación con disparos, por lo que como su nombre lo

Apéndice 1

- Ejemplos
- Nomenclatura
- Diagrama de flujo para calcular la presión diferencial en arenas

a.-Ejemplos de calculo de presión diferencial:

Ejemplo 1.- Se desea perforar un intervalo en arenas de 2500 a 2506 metros con una permeabilidad de 500 md. Los registros sónico y densidad en el intervalo dan una medida de Δt de 70 μ segs. y ρ_b de 2.5 gr/cc., el análisis de los registros indica una invasión somera. El fluido que se espera producir es gas y la presión del yacimiento de 4,000 psi. La profundidad interior del pozo es de 2520 metros ¿Cuál debe ser la presión diferencial previa al disparo y como se lograría si el fluido de terminación es agua?

a) De acuerdo a la tabla de la figura 10 considerando una formación de alta permeabilidad (>100 md) productora de gas, la presión diferencial deberá estar entre 1,000 y 2,000 psi

b) De acuerdo a la respuesta de los registros la formación es consolidada.

c) Para una arena con gas se usará la ec.(6)

$$\Delta P_{\min} = \frac{2,500}{K^{0.17}} = \frac{2,500}{500^{0.17}} = 869 \text{ psi}$$

d) La ΔP_{\max} se determinará de acuerdo al rango de presión del accesorio tubular de menor rango. Si suponemos este de 5,000 psi y en buenas condiciones entonces:

$$\Delta P_{\max} = 80\% PT_m = 0.8 * 5,000 = 4,000 \text{ psi}$$

e) Ya que la invasión es somera, la ΔP deberá estar entre el punto medio y la P_{\min}

$$\Delta P_{med} = \frac{\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min}}{2} = \frac{869 + 4,000}{2}$$

$$\Delta P_{med} = 2434 \text{ psi}$$

ΔP deberá estar entre ΔP_{\min} y ΔP_{med} . :

$$869 < \Delta P < 2,434 \text{ psi} , \Delta P = 1,000 \text{ psi}$$

La altura de la columna de fluido de control (agua) para obtener una diferencial de 1,000 psi, considerando que la presión de la formación es de 4,000 psi deberá ser tal que se obtenga una hidrostática de 3,000 psi ($P_f - P_h$). De la fórmula (10) , despejando Prof. se obtiene:

$$D_v = \frac{P_h}{1.4228 * \rho_f}$$

$$D_v = \frac{3000}{1.4228 * 1} = 2,109 \text{ metros}$$

La altura de la columna de fluido de control debe ser de 2,109 metros, esto significa que el nivel de fluido en el pozo deberá estar a : $2520 - 2,109 = 411$ metros.

Ejemplo 2.- Calcular la columna de fluido de terminación (agua salada $\rho_f = 1.1$ grs./cc) si se desea disparar un intervalo de arenas (2400 - 2420) que tiene una permeabilidad de 200 md, productora de aceite. En la perforación de ese intervalo se usó lodo de perforación con una densidad de 1.2 grs./cc. , la resistencia compresiva de la formación es de 2,000 psi.y la presión de sobrecarga de 6,000 psi. Considere la formación consolidada y con una invasión somera.

a) De acuerdo a la tabla de la figura 10 considerando una formación de alta permeabilidad (>100 md) productora de aceite, la presión diferencial deberá estar entre 200 y 500 psi

b) Para una arena con aceite se usará la ec.(5)

$$\Delta P_{\min} = \frac{3500}{K^{0.37}} = \frac{3500}{200^{0.37}} = 493 \text{ psi}$$

$$D_v = \frac{3500}{1.4228 * 1.1} = 2,236 \text{ metros}$$

c) La ΔP_{\max} se determinará de acuerdo a la resistencia compresiva de la formación:

$$\Delta P_{\max} = P_f - P_p(\min)$$

$$\text{En donde: } P_p(\min) = \sigma_{sob} - 1.7 R_c$$

La presión de formación se calcula en base al lodo de perforación utilizado para perforar ese intervalo:

$$P_{hl} = 1.4228 * D_v * \rho_b$$

$$= 1.4228 * 2420 * 1.2$$

$$= 4,130 \text{ psi}$$

$$P_f \leq P_{hl}; P_f \approx 4,000 \text{ psi}$$

La presión de poro es de:

$$P_{p \min} = \sigma_{sob} - 1.7 R_c$$

$$= 6,000 - 1.7 * 2,000 = 2,600 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{\max} = P_f - P_{p \min}$$

$$= 4,000 - 2,600 = 1,400 \text{ psi}$$

d) Ya que la invasión es somera, la ΔP deberá estar entre el punto medio y la ΔP_{\min}

$$\Delta P_{\text{med}} = \frac{\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min}}{2} = \frac{1,400 + 493}{2}$$

$$\Delta P_{\text{med}} = 946 \text{ psi}$$

ΔP deberá estar entre ΔP_{\min} y ΔP_{med} :

$$493 < \Delta P < 946 \text{ psi}, \Delta P = 500 \text{ psi}$$

La altura de la columna de fluido de control (agua salada) para obtener una diferencial de 500 psi, considerando que la presión de la formación es de 4,000 psi deberá ser tal que se obtenga una hidrostática de 3,500 psi ($P_f - P_h$). De la fórmula (10), despejando Prof. se obtiene:

La altura de la columna de fluido de control debe ser de 2,236 metros, esto significa que el nivel de fluido en el pozo deberá estar a : $2420 - 2,236 = 184$ metros.

Ejemplo 3.-Se pretende disparar un pozo productor de aceite en el intervalo de 6095 a 6115 metros con pistolas TCP 3-3/8". El lodo utilizado para perforar esa zona era de 1.7 gr./cc. El análisis del producto "WBS" revela un mínimo peso seguro de lodo para evitar el derrumbe en el intervalo de 1.13 gr./cc y un peso máximo para evitar fracturar la formación de 2.6 gr./cc. ¿Cuál es la magnitud de la presión diferencial recomendada previa al disparo?

La presión hidrostática mínima para evitar el derrumbe es de:

$$P_h(\min) = 1.422 * D_v * \rho(\text{registro})$$

$$P_h(\min) = 1.422 * 6,115 * 1.13 = 9,831 \text{ psi}$$

La presión hidrostática generada por el lodo de perforación fué de:

$$P_{hl} = 1.4228 * 6,115 * 1.7 = 14,791 \text{ psi}$$

Si suponemos que la presión de formación es igual o menor a la presión hidrostática generada por el lodo tenemos:

$$P_f \leq P_{hl} \leq 14,791 \text{ psi}$$

$$\text{Suponemos } P_f = 14,500 \text{ psi}$$

La diferencial máxima de presión es :

$$\Delta P_{\max} = P_f - P_h(\min)$$

$$= 14,500 - 9,831 = 4,670 \text{ psi}$$

Vemos que ΔP_{\max} obtenida del producto WBS es mayor de 1,000 psi por lo que usaremos la ec. (19) para pozos de aceite

$$Ph = Pf - (\Delta P_{m\acute{a}x} * 0.6)$$

$$Ph = 14,500 - (4,670 * 0.6)$$

$$Ph = 11,698 \text{ psi}$$

Para obtener esta presión hidrostática es necesario un fluido de control con una densidad:

$$\rho_c = \frac{Ph}{1.4228 * D_v}$$

$$\rho_c = \frac{11,698}{1.4228 * 6,115} = 1.34 \text{ gr / cc}$$

En este caso la presión diferencial previa al disparo sería de:

$$\Delta P = Pf - Ph = 14,500 - 11,698$$

$$\Delta P = 2,802 \text{ psi}$$

b.-Nomenclatura.-

DBC = Sistema de **D**isparo **B**ajado con **C**able

DBT = Sistema de **D**isparo **B**ajado con **T**ubería (TCP en ingles)

RDX = **R**oyal **D**emolition **E**xplosive

HMX = **H**is **M**ajestic **eX**plosive

HNS = **H**exa **N**itro**S**tilbene

PYX = PicrYLamino-Dinitro pyridina

J = Índice de productividad (BPD/psi)

q = Gasto (BPD)

P_{ws} = Presión del yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

RP = Relación de Productividad

k = Permeabilidad (md)

Ph = Presión hidrostática (psi)

Phl = Presión hidrostática del lodo de perforación

Dv = Profundidad o altura de la columna (mts)

ρ_f = Densidad del fluido (grs/cm³)

ρ_l = Densidad del lodo de perforación

σ_z = Esfuerzo efectivo (psi)

Rc = Resistencia compresiva

σ_{sob} = Presión de sobrecarga

Pp = Presión de poro

$Pp \min$ = Presión de poro mínima para el movimiento de arena

P_f = Presión de formación al momento del disparo

ΔT = Tiempo de tránsito (μ segs/pie)

ρ_b = Densidad (grs/cm³)

$\Delta P \max$ = Diferencial máxima de presión (psi)

$\Delta P \min$ = Diferencial mínima de presión (psi)

ΔP_{med} = Punto medio de presión (psi)

$Ph \min$ = Presión hidrostática mínima para evitar inestabilidad del agujero (psi)

$\sigma_{(registro)}$ = Densidad del lodo mínima para evitar problemas de inestabilidad

ΔP = Presión diferencial previa al disparo (psi)

WBS = Well Bore Stability (Producto Schlumberger)

WBS = Wave Sonic (producto Halliburton)

$\mu seg / pie$ = Microsegundos por pie

grs / cm^3 = Gramos por centímetro cúbico

$DI \min$ = Diámetro interno mínimo

c.- Diagrama de flujo para calcular la presión diferencial en arenas.

