



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESPECIALIDAD EN PERFORACIÓN Y  
TERMINACIÓN DE POZOS**

**METODOLOGÍA DE DISEÑO  
Y EVALUACIÓN DE  
DISPAROS  
BAJO Y SOBRE BALANCE**

**PRESENTA: ALEJANDRO DELGADO ALARCÓN**  
**PARA LA OBTENCIÓN DE LA ESPECIALIDAD EN PERFORACIÓN Y  
TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

**ASESOR: DR. MARTÍN CÁRDENAS SOTO**

## Resumen

La selección adecuada del método para disparar un pozo es fundamental para alcanzar los objetivos de productividad establecidos. Por lo tanto, cuando se diseñan disparos es importante considerar los efectos de daño a la formación y la productividad esperada. Para el cálculo del daño a la formación existen varios métodos publicados, entre los cuales se encuentra el de Locke y el de Brooks, ambos para condiciones particulares de las pistolas. Estos métodos nos proporcionan una idea de la productividad por alcanzar dependiendo de los factores de disparos seleccionados.

Las condiciones de presión en el pozo, durante los disparos, son importantes a fin de obtener perforaciones de disparos más limpias con la consecuente disminución del daño durante los mismos. De esta manera, el cálculo adecuado de la presión de bajo balance es importante para lograr los objetivos de perforaciones limpias y disminución de daño, incluso daño cero.

En los casos para los cuales las condiciones del yacimiento y del pozo no permitan los disparos bajo balance, los disparos sobre balance representan una opción, particularmente en el caso de yacimientos de baja permeabilidad y naturalmente fracturados. De la misma manera se pueden emplear para extensión de las fracturas y como un método previo a la estimulación por fracturamiento hidráulico.

Los métodos de evaluación de disparos no han cambiado y son las pruebas de incremento y decremento de presión.

## Introducción

El presente estudio abordó la metodología de diseño y evaluación de disparos con el objeto de mejorar los diseños de las terminaciones disparadas para el obtener una mayor productividad de pozos.

En el trabajo se hizo una revisión de las técnicas empleadas y los modelos obtenidos para el diseño de los disparos; dando un panorama general del daño a la formación, como antecedente previo a la presentación de las técnicas de disparos.

El programa de diseño óptimo para disparar en pozos de gas se integra también en el capítulo tercero. En relación con estos pozos se menciona la condición límite de presión para seleccionar el bajo balance como técnica de disparos.

El capítulo cuarto aborda el tema de los disparos sobre balance como una alternativa para cuando las condiciones de presión del yacimiento no permiten disparar bajo balance o cuando se requiere unir fracturas naturales del yacimiento para incrementar la productividad sin la necesidad de un fracturamiento hidráulico formalmente establecido. Se menciona el fundamento de disparar sobre balance, los factores que impactan la extensión de la fractura y la metodología de disparos bajo esta condición de presión. La metodología se ha dividido en tres secciones, donde la diferencia fundamental es la presión manejada en cada una de ellas y la preexistencia de disparos anteriores.

Las condiciones de seguridad de los disparos sobre balance se han considerado importantes y por ello se incluye una lista de verificación para realizar la operación.

El capítulo quinto trata sobre la metodología de evaluación de disparos. En este capítulo se revisan las pruebas de incremento y la técnica de análisis, de manera escueta debido a la extensión del tema, mismo que podría ser objeto de un trabajo adicional. Se menciona el método de Horner como una técnica de analizar los datos provenientes de la prueba de incremento de presión. También, se menciona la prueba de impulso como una metodología específica para la evaluación de los disparos bajo balance y se presenta un sumario de la técnica. Se hace referencia a la prueba de impulso y la de cámara cerrada como metodología para ser conducidas durante los disparos en pozos de desarrollo principalmente. Se da la referencia para mayor explicación.

Las consideraciones generales, recomendaciones y conclusiones, son materia del capítulo sexto, mencionando brevemente los parámetros de resistencia a la presión y el arreglo típico para el control de presión basado fundamentalmente en las condiciones de bajo balance.

Se mencionan brevemente el control de la profundidad y la técnica estándar para realizarlo. Y se incluyen las recomendaciones generales.

Las conclusiones son otro inciso del capítulo sexto.

Finalmente, en el apéndice se proporciona información sobre las pistolas, su principio operacional y aplicaciones. Se menciona la metodología con disparos TCP. Se integra un a sección sobre la selección de la pistola adecuada y las generalidades de disparar en terminaciones naturales, para el control de arena, para la prevención de arenamientos, y para la estimulación por fracturamiento. Se menciona la selección de implementos, de manera general. Las tablas de este apéndice están referidas a las pistolas que manejan las diferentes compañías, con portador y encapsuladas; mencionando la fase que manejan, su diámetro, la densidad de los disparos, nombre y cantidad de la carga; límite de temperatura, la prueba API que se les aplicó, la T.R., entrada del agujero, penetración de la carga y resistencia de la formación.

**INDICE**

	Pág
	.
CAPITULO I.- ANTECEDENTES.....	1
CAPÍTULO II.- EFECTOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	3
CAPÍTULO III.- METODOLOGÍA DE DISPAROS BAJO BALANCE.....	36
CAPÍTULO IV.- METODOLOGÍA DE DISPAROS SOBRE BALANCE.....	56
CAPÍTULO V.- METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE DISPAROS.....	73
CAPÍTULO VI.- CONSIDERACIONES GENERALES, RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.....	85
APÉNDICE.....	93
.....	

---

---

---

<b>CONTENIDO</b>	
I.- ANTECEDENTES	1
II.- EFECTOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	3
2.1 Eficiencia de flujo y factor de daño.	
2.2 Daño a la formación.	
2.3 Factores que influyen en el daño y la eficiencia de flujo en el pozo.	5
2.3.1. Daño por terminación parcial e inclinación.	
2.3.2. Daño por efecto de los disparos.	
2.3.3. Método de estimación de los componentes individuales del daño por disparos.	
2.4 Factores que influyen en el comportamiento de flujo de una terminación disparada.	10
2.5 Predicción del factor de daño y factor de flujo turbulento para pozos de gas	15
2.6 Productividad característica de un pozo de gas disparado.	
2.7 Factores que afectan la productividad de un pozo de gas.	18
2.7.1. Efecto de la longitud y la densidad de los disparos.	
2.7.2. Efecto del diámetro de los disparos.	
2.7.3. Efecto del fasamiento con otros factores.	
2.7.4. Efecto de la anisotropía.	
2.7.5. Efecto del daño por los disparos en la productividad.	
2.7.6. Efecto de la permeabilidad y la caída de presión.	
2.8 Daño en pozos horizontales.	20
2.8.1. Influencia de la densidad de los disparos.	
2.8.2. Efecto de la densidad de los disparos en el comportamiento de flujo de una sola fase.	
2.8.3. Cálculo de la densidad óptima de disparos en pozos horizontales.	
III.- DISPAROS BAJO BALANCE.	36
3.1. Principio de los disparos bajo balance	36
3.2. Tipos de daño a la formación por disparos	37
3.3. Bajo balance en arenas consolidadas.	
3.4. Métodos de cálculo de la presión de bajo balance.	39
3.4.1. Cálculo de la presión de bajo balance requerida para la limpieza de los disparos a partir de la teoría de transporte de la partícula.	
3.4.2. Cálculo de la presión de bajo balance considerando las fuerzas de arrastre.	
3.4.3. Cálculo de la presión para la remoción de la zona compactada.	40
3.4.4. Cálculo de la presión de bajo balance a partir de ecuaciones empíricas y correlaciones.	41
3.4.5. Programa de diseño óptimo para disparar en pozos de gas.	45
3.5. Remoción de la arena residual pulverizada	46
3.6. Condiciones para disparar bajo balance.	
3.7. Bajo balance en pozos horizontales.	48
3.9. Técnica de bajo balance	

---

---

IV.- DISPAROS SOBRE BALANCE	57
4.1 Principios de los disparos sobre balance	
4.2. Factores que impactan la extensión de la fractura.	59
4.3. Metodología de los disparos sobre balance.	61
4.3.1. Metodología de diseño de disparos con sobre balance	
4.3.2. Disparos con sobre balance extremo	
4.3.3. Sobre Presión Rápida para Extender los Disparos	66
4.4. Diseño de los disparos dependiendo del tipo de yacimiento	67
4.5. Razones para disparar sobre balance	
4.6. Lista de verificación para la seguridad durante los disparos bajo balance	
V.- EVALUACIÓN DE LOS DISPAROS	73
5.1. Pruebas de incremento de presión	
5.2. Análisis de la prueba de incremento de presión durante el período de comportamiento infinito.	75
5.3. Análisis de la prueba de incremento en yacimientos finitos y desarrollados.	80
5.4. Selección de la técnica de análisis.	
5.5. Recomendaciones	
5.6. Datos de prueba y requerimientos de operación.	
5.7. Prueba de Impulso	81
5.8. Resumen de la Técnica	83
5.9. Prueba mientras se dispara.	84
VI.- CONSIDERACIONES GENERALES, RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.	85
6.1. Cabezal para el control de presión.	
6.2. Control de la profundidad	
6.3. Recomendaciones generales	
6.4. Consideraciones generales	
6.5. Metodología	
6.6. Conclusiones	
APÉNDICE.	93
• Características del principio operacional de las pistolas y aplicaciones	
• Disparos con TCP	
• Disparos para terminaciones naturales	
• Disparos para el control de arena	
• Disparos para prevención de arena	
• Disparos para fracturamiento	
• Elección de los implementos para los disparos	
• Tablas de pistolas y propiedades	

---

## CAPÍTULO I.- ANTECEDENTES

Las pistolas de disparos han sido usadas ampliamente por más de 60 años para la generación de un canal de flujo controlado entre el yacimiento y el agujero. Las restricciones de flujo en las perforaciones creadas por la penetración a chorro pueden afectar adversamente la productividad en las terminaciones naturales de los pozos. De igual manera, puede provocarse reducción de flujo, debido a factores tales como taponamiento de las perforaciones con *detritus* de roca o de la carga, daño mecánico a la matriz de la roca debido a la alta presión de choque, daño químico a la formación debido a los fluidos y una caída de presión adicional debido a la convergencia de flujo y los procesos de turbulencia. Por estas razones, el diseño óptimo de los disparos es muy importante en el proceso de exploración y explotación del yacimiento<sup>(1)</sup>. El diseño adecuado y operación pueden llevar el daño a la formación al mínimo, y tener una idea de la productividad.

Las cargas para disparar la tubería dependen de los explosivos para generar la energía necesaria para tener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación. Por ello, el desempeño de la carga está relacionado directamente con el desempeño del explosivo.

El trabajo experimental utilizando cargas conformadas para la industria petrolera se inició en 1946. Estas cargas conformadas se diseñaron para bajar al pozo vía un acarreador de acero y detonar para crear disparos en múltiples medios. El primer trabajo comercial se realizó en 1949 con este sistema. La mayoría de los primeros trabajos de los disparos a chorro fueron realizados en condiciones prevalecientes de presión sobre balance. Poca o ninguna consideración se dio al fluido de terminación de manera que ello se consideraba secundario para el control de la presión.

En 1953 se inició la llamada terminación de pozos tipo permanente. En seguida las pistolas de disparos a través de la tubería de producción fueron desarrolladas y el concepto de disparar bajo balance tomó su lugar en la industria.

En 1970 se introdujo el sistema de disparos transmitidos con tubería de producción (*TCP, tubing conveyed perforating*) a la industria y los disparos bajo balance tomaron nuevos límites<sup>(2)</sup>.

Se consideró la presión sobre balance cuando se disparaba a menos que fuera absolutamente requerido debido a las condiciones ambientales o limitaciones de equipo. En esos casos la presión hidrostática del fluido excedía sólo ligeramente la presión del yacimiento para minimizar la invasión del fluido de lodo o salmuera<sup>(2)</sup>.

Aunque las restricciones del fondo del pozo no fueron un problema, limitaciones sobre el tamaño de las pistolas, densidad de los disparos y bajo balance disponible fueron frecuentemente impuestos. Cuando se introdujo el sistema *TCP* las capacidades de disparar mejoraron debido a que se tuvieron más opciones en el tamaño de las pistolas, alta densidad de disparos y máximo bajo balance. Sin embargo, existió cierto tipo de terminaciones en las cuales la operación estándar con *TCP* no pudo reunir todos los requerimientos operacionales. Además, se ha determinado que ciertas formaciones podrían responder mejor si fueran disparadas en una condición de sobre balance y que esta condición de presión podría también permitir disparar y estimular en una simple operación<sup>(3)</sup>.

La técnica de disparos llamada *Disparos con Sobre balance Extremo* ha sido definida como la aplicación de alta presión de sobre balance durante el proceso de disparar (*DSE*; en inglés *EOP, extreme overbalanced perforating*) o muy alta presión de onda de las perforaciones existentes.

El sobre balance, significativamente superior a la presión de fracturamiento, crea fracturas cortas en la formación mejorando con ello la productividad en algunos pozos. La técnica DSE ha sido usada exitosamente en una variedad de ambientes de pozo. Mientras que han habido notables éxitos, no constituye un reemplazo total de los disparos bajo balance. Es un proceso complementario para aplicaciones específicas<sup>(4)</sup>. La aplicación de suficiente cantidad de sobre balance a los disparos, después de que se han formado, aporta beneficios adicionales:

Primero, la prolongada aplicación de alta presión permitirá cierta estabilización de las paredes del túnel. Segundo, la acción del fluido usado para aplicar la presión puede extender las fracturas inducidas creadas a través de cada perforación<sup>(5)</sup>.

La necesidad de contar con mayores productividades en los pozos disparados ha generado en Petróleos Mexicanos la necesidad de realizar estudios propios para observar el comportamiento de los diferentes sistemas de disparo susceptibles de utilizarse mediante la realización de pruebas de penetración simultáneas bajo las normas API, a fin de aplicar los resultados a los sistemas computarizados de evaluación bajo condiciones de fondo de pozo<sup>(6)</sup>.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Yula Tang, et al. *Optimal Design of Perforating Completion for Gas Well*. Paper prepared for the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Kuala Lumpur, Malasya, 20-22 march 1995. SPE 29274
2. P.J. Handren, et. al. *Overbalance Perforating and Stimulation Method for Wells*. Oryx Energy Co. 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition on the Society of Petroleum Engineerings held at Houston, Texas, 3-6 october 1993.
3. Justin Mason, Flint George, and Eduardo Pacheco. *A new Tubing Conveyed Perforating Method*. SPE 29820
4. L.A. Berhmann and B. McDonald. *Underbalance or Extreme Overbalance*. SPE 57390 , 1999, revised version from SPE 31083 International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 14-15 feb 1995., SPE 31083
5. John M. Dees. *Highly Overbalanced Perforating*. Technology Today Series. JPT, may 1995.
6. Servio Tulio Subiar Artiachi. *Prueba de Pistolas TCP*. Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 14-22 de nov. de 1995.

## CAPÍTULO II.- EFECTOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

### 2.1.-EFICIENCIA DE FLUJO Y FACTOR DE DAÑO<sup>(1)</sup>

La eficiencia de flujo o productividad de una terminación revestida y disparada puede definirse por:

*Relación de productividad*- gasto de un sistema disparado entre el gasto ideal de un agujero descubierto

*Factor de daño*- medida de la caída de presión real a través del sistema disparado comparado con una caída de presión ideal predicha por la teoría de flujo radial para el mismo gasto.

Las dos definiciones se relacionan por la expresión<sup>(1,2)</sup>,

$$J = \frac{q_p}{q_{oh}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \dots\dots\dots(2.1)$$

aunque Amer<sup>(3)</sup>, suma al numerador  $(s_c)_{ideal}$  y al denominador,  $(s_c)_{medido}$ , en lugar de s:

Donde:

$J$  = Relación de Productividad (adimensional)

$q_{oh}$  = Flujo ideal para agujero descubierto

$q_p$  = Flujo del sistema disparado

$r_e$  = Radio de drene

$r_w$  = Radio de pozo

$s$  = Daño total (adimensional)

$s_c$  = Daño por la terminación (adimensional)

Las variables se encuentran en unidades consistentes

La ecuación 2.1 puede ser usada siempre para calcular la relación de productividad donde se requiera.

### 2.2.- DAÑO A LA FORMACIÓN



Fig. 2.1 Definición del factor de daño

El daño a la formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado del contacto de la roca con los fluidos o materiales extraños, o del taponamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción. La formación vecina a la pared del pozo se daña debido al barrenamiento del mismo, cementación y conjunto de operaciones necesarias para ponerlo a producir. Se representa por un número adimensional y tiene un impacto directo sobre la productividad del pozo y las reservas asociadas a él<sup>(4)</sup>, (fig. 2.1.).

Van Everdingen y Hurst (1949) introdujeron el

efecto de daño como una manera de caracterizar la condición de la región cercana al agujero con una diferencia de presión  $\Delta p_s$ , la cual es proporcional al efecto de daño<sup>(2)</sup>:

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \dots\dots\dots(2.2)$$

$\Delta p_s$  = es el incremento en la caída de presión en el agujero debida al cambio en la permeabilidad (Pa)

$q$  = gasto en  $m^3/s$

$h$  = altura del yacimiento (m)

$k$  = Permeabilidad del yacimiento (darcy)

$\mu$  = Viscosidad (Pa s)

La caída de presión adicional asociada con el efecto de daño está definida en términos del mismo grupo de constantes como las adimensionales  $\ln(r_e/r_w)$  para el estado estacionario,  $\ln(0.4772r_e/r_w)$  para el pseudo estado estacionario, o  $p_D$  para la solución transitoria. Además, la suma es proporcional al total (caída de presión del yacimiento más la del área cercana al pozo).

Condición del pozo	Valor del daño a la formación
Altamente dañado	$S \geq 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-3 \leq S \leq -1$
Fracturado	$-4 \leq S \leq -2$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Tabla 2.1. Condición del pozo y su significado relativo <sup>(6)</sup>

El efecto de daño es una variable compuesta. En general, cualquier fenómeno que causa una distorsión de las líneas de flujo podría generar un valor positivo del efecto del daño. Valores positivos del daño pueden ser creados por causas mecánicas tales como terminación parcial e inadecuado número de disparos (causando una distorsión de las líneas de flujo), por cambios de fase (reducción de la permeabilidad relativa al fluido

principal), turbulencia, y, por supuesto, por daño a la permeabilidad natural del yacimiento<sup>(2)</sup>.

Un daño negativo denota que la caída de presión en la zona cercana al pozo es menor que la que podría haber tenido como normal, sin disturbios, de los mecanismos de flujo del yacimiento. efecto de daño negativo, puede ser el resultado de una estimulación matricial, fracturamiento hidráulico, o un pozo altamente inclinado.

El impacto del efecto de daño se ha cuantificado a través radio efectivo de pozo,  $r_w$ . Un daño positivo tiene el efecto de reducir radio de pozo, mientras que un daño negativo tiene el efecto opuesto.

La fig 2-2 es una típica descripción de la condición cercana pozo, con  $r_s$  y  $k_s$  siendo la penetración y la permeabilidad de la zona dañada, respectivamente. Fuera de esta zona el yacimiento se mantiene sin perturbación, con permeabilidad  $k$ .

La fórmula de *Hawkins* nos permite calcular el daño de una manera fácil considerando los efectos relativos de la permeabilidad y la penetración del daño<sup>(1,2)</sup>:

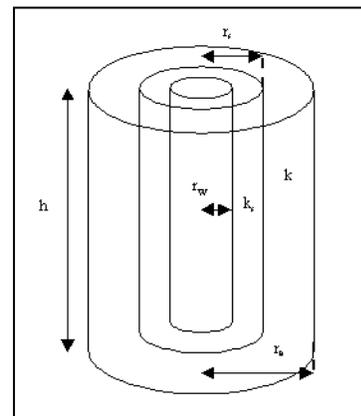


Fig. 2.2. Zona cercana al agujero con permeabilidad alterada

Tal  
del  
el  
al

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(2.3)$$

El efecto de daño total para un pozo, consiste de varios componentes. Generalmente pueden escribirse como<sup>(2)</sup>:

$$s = s_d + s_{c+\theta} + s_p + \Sigma s_{pseud} \dots\dots\dots(2.4)$$

donde:  $s_d$  es el daño durante el barrenamiento del pozo

$s_{c+\theta}$  es el daño debido a la terminación parcial e inclinación

$s_p$  es el efecto de daño por disparos

$\Sigma s_{pseud}$  incluye todos los efectos dependientes de la fase y la velocidad.

Los daños dependientes de la fase son asociados con cambios debidos al gradiente de presión cerca del pozo. En el caso de pozos de aceite, si la presión de fondo fluyente está por debajo de la presión del punto de burbuja, entonces se formará una saturación de gas, causando una reducción en la permeabilidad efectiva al aceite aún si la fase de gas no es móvil. Una versión de la fórmula de *Hawkins* con  $k/k_s$ , sustituida por la relación de permeabilidades efectivas (o relativas) puede usarse.

Un fenómeno similar se observa, en el caso de yacimientos de gas retrógrado condensado, donde el líquido se forma alrededor del pozo, causando una reducción en la permeabilidad del gas. Este efecto de daño puede combatirse mediante la inyección de gas natural neto, el cual puede redisolver al condensado y desplazarlo dentro del yacimiento. Esta operación puede repetirse periódicamente <sup>(2)</sup>.

## 2.3.-FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DAÑO Y LA EFICIENCIA DE FLUJO EN EL POZO

### 2.3.1.- Daño por terminación parcial e inclinación<sup>(2)</sup>

La terminación parcial es aquella en la que la altura que está abierta a la formación es más pequeña que la altura del yacimiento\*. Con la disminución del intervalo disparado, comparado con la altura del yacimiento, el efecto de daño podría ser mayor. Si el intervalo terminado es 75% de la altura del yacimiento o más, el efecto de daño se vuelve despreciable.

La terminación parcial genera un daño positivo por la reducción de la exposición del pozo al yacimiento y, un pozo desviado, genera lo opuesto. A mayor ángulo de inclinación, mayor será la contribución negativa del daño al efecto de daño total. El efecto de daño debido a la inclinación es denotado por  $s_\theta$ , y el daño compuesto de la terminación parcial e inclinación es denotado por  $s_{c+\theta}$ . (fig. 2.2, 2.3)

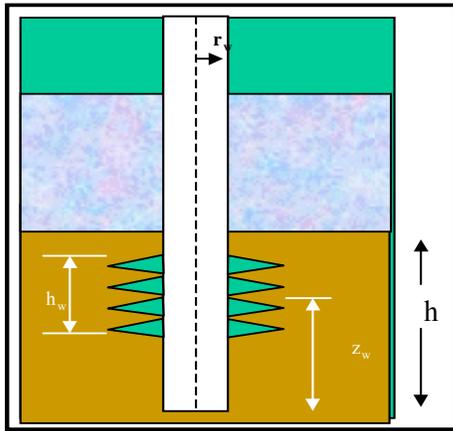


Fig 2.3 Pozo vertical

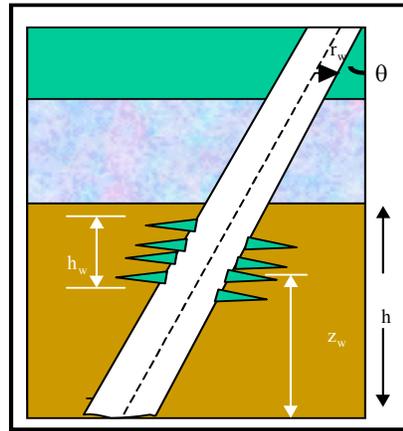


Fig 2.4 Pozo inclinado

$H_w$  = Espesor de la terminación

\*Nota: El factor daño puede ser determinado en el campo a partir de las pruebas de presión transitoria pero esto no permite el cálculo independiente de  $k_s$  y  $r_s$  de la ecuación 2.3. Presumiendo que  $r_s$  esté asociada con la profundidad de invasión del filtrado entonces un estimado de esta cantidad es posible vía el registro de resistividad y entonces  $k_s$  - la permeabilidad de la zona de daño- puede ser calculada de la ecuación anterior, si " $s$ " ha sido determinada de una prueba de presión de pozo.

La tabla 2.2 (a,b,c, y d) incluye el efecto de daño para varias combinaciones de terminación parcial, elevación de la terminación y desviación del pozo. Las tablas dan los resultados para yacimientos con espesores adimensionales,  $h_D (= h/r_w)$  igual a 100 y 1000 respectivamente.

El efecto del daño compuesto, y las partes individuales,  $s_c$  y  $s_\theta$  se listan:

Tabla 2.2.a. Daño para pozos inclinados disparados parcialmente ( $h_D = 100$ ) <sup>a</sup>						
$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{sc}$	$s_c$	$s_\theta$
0	100	0.95	0.1	20.81	20.81	0
15				20.395	20.81	-0.426
30				18.948	20.81	-1.861
45				16.51	20.81	-4.299
60				12.662	20.81	-8.147
75				6.735	20.81	-14.074
0	100	0.8	0.1	15.809	15.809	0
15				15.449	15.809	-0.36
30				14.195	15.809	-1.623
45				12.127	15.809	-3.692
60				8.944	15.809	-6.842
75				4.214	15.809	-11.594
0	100	0.6	0.1	15.275	15.257	0
15				14.898	15.257	-0.369
30				13.636	15.257	-1.62
45				11.583	15.257	-3.673
60				8.415	15.257	-6.841
75				3.739	15.257	-11.514
0	100	0.5	0.1	15.213	15.213	0
15				14.854	15.213	-0.359
30				13.592	15.213	-1.62
45				11.54	15.213	-3.673
60				8.372	15.213	-6.841
75				3.699	15.213	-11.514
0	100	0.875	0.25	8.641	8.641	0
15				8.359	8.641	-0.282
30				7.487	8.641	-1.154
45				5.969	8.641	-2.673
60				3.717	8.641	-4.924
75				0.464	8.641	-8.177
0	100	0.75	0.25	7.002	7.002	0
15				6.75	7.002	-0.251
30				5.969	7.002	-1.032
45				4.613	7.002	-2.398
60				2.629	7.002	-4.372
75				-0.203	7.002	-7.206
0	100	0.6	0.25	6.658	6.658	0
15				6.403	6.658	-0.249
30				5.633	6.658	-1.024
45				4.29	6.658	-2.447
60				2.337	6.658	-4.32
75				0.418	6.658	-7.076
0	100	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15				6.361	6.611	-0.249
30				5.587	6.611	-1.023
45				4.245	6.611	-2.365
60				2.295	6.611	-4.315
75				-0.451	6.611	-7.062

Tabla 2.2.b. Daño para pozos inclinados disparados parcialmente ( $h_D = 100$ ) <sup>a</sup>						
$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{sc}$	$s_c$	$s_\theta$
0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15				2.878	3.067	-0.189
30				2.308	3.067	-0.759
45				1.338	3.067	-1.729
60				-0.082	3.067	-3.15
75				-2.119	3.067	-5.187
0	100	0.6	0.5	2.43	2.43	0
15				2.254	2.43	-0.176
30				1.73	2.43	-0.7
45				0.838	2.43	-1.592
60				-0.466	2.43	-2.897
75				-2.341	2.43	-4.772
0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15				2.149	2.369	-0.175
30				1.672	2.369	-0.697
45				0.785	2.369	-1.584
60				-0.509	2.369	-2.879
75				-2.368	2.369	-4.738
0	100	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15				0.778	0.924	-0.145
30				0.337	0.924	-0.587
45				-0.411	0.924	-1.336
60				-1.507	0.924	-2.432
75				-3.099	0.924	-4.024
0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15				0.554	0.694	-0.139
30				0.134	0.694	-0.56
45				-0.581	0.694	-1.275
60				-1.632	0.694	-2.326
75				-3.17	0.694	-3.864
0	100	0.5	1	0	0	0
15				-0.128	0	-0.128
30				-0.517	0	-0.517
45				-1.178	0	-1.178
60				-2.149	0	-2.149
75				-3.577	0	-3.577

**Tabla 2.2.c. Daño para pozos inclinados disparados parcialmente ( $h_0 = 1000$ )<sup>3</sup>**

$\theta$	$h_0$	$z_w/h$	$hw/h$	$S_{e0}$	$s_c$	$S_e$
0	1000	0.95	0.1	41.521	41.521	0
15				40.343	41.521	-1.178
30				36.798	41.521	-4.722
45				30.644	41.521	-10.677
60				22.334	41.521	-19.187
75				10.755	41.521	-30.766
0	1000	0.8	0.1	35.84	35.84	0
15				34.744	35.84	-1.095
30				31.457	35.84	-4.382
45				25.973	35.84	-9.867
60				18.261	35.84	-17.599
75				8.003	35.84	-27.837
0	1000	0.6	0.1	35.29	35.29	0
15				34.195	35.29	-1.095
30				30.91	35.29	-4.38
45				25.43	35.29	-9.86
60				17.71	35.29	-17.58
75				7.522	35.29	-27.768
0	1000	0.5	0.1	35.246	35.246	0
15				34.151	35.246	-1.095
30				30.866	35.246	-4.38
45				25.386	35.246	-9.86
60				17.667	35.246	-17.579
75				7.481	35.246	-27.765
0	1000	0.875	0.25	15.733	15.733	0
15				15.136	15.733	-0.597
30				13.344	15.733	-2.389
45				10.366	15.733	-5.367
60				6.183	15.733	-9.55
75				0.632	15.733	-15.101
0	1000	0.75	0.25	14.04	14.04	0
15				13.471	14.04	-0.569
30				11.77	14.04	-2.27
45				8.959	14.04	-5.081
60				5.047	14.04	-8.993
75				-0.069	14.04	-14.109
0	1000	0.6	0.25	13.701	13.701	0
15				13.133	13.701	-0.568
30				11.437	13.701	-2.264
45				8.638	13.701	-5.063
60				4.753	13.701	-8.948
75				-0.288	13.701	-13.989
0	1000	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15				13.087	13.655	-0.568
30				11.391	13.655	-2.264
45				8.593	13.655	-5.062
60				4.711	13.655	-8.944
75				-0.321	13.655	-13.976

**Tabla 2.2.d. Daño para pozos inclinados disparados parcialmente ( $h_0 = 1000$ )<sup>3</sup>**

$\theta$	$h_0$	$z_w/h$	$hw/h$	$S_{e0}$	$s_c$	$S_e$
0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15				5.119	5.467	-0.348
30				4.08	5.467	-1.387
45				2.363	5.467	-3.104
60				-0.031	5.467	-5.498
75				-3.203	5.467	-8.67
0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15				4.502	4.837	-0.355
30				3.503	4.837	-1.334
45				1.868	4.837	-2.979
60				-0.424	4.837	-5.261
75				-4.431	4.837	-8.268
0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15				4.443	4.777	-0.334
30				3.446	4.777	-1.331
45				1.806	4.777	-2.971
60				-0.467	4.777	-5.244
75				-3.458	4.777	-8.235
0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15				1.483	1.735	-0.252
30				0.731	1.735	-1.004
45				-0.512	1.735	-2.247
60				-2.253	1.735	-3.988
75				-4.595	1.735	-6.33
0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15				1.262	1.508	-0.246
30				0.528	1.508	-0.98
45				-0.683	1.508	-2.191
60				-2.38	1.508	-3.888
75				-4.665	1.508	-6.173
0	1000	0.5	1	0	0	0
15				-0.206	0	-0.206
30				-0.624	0	-0.624
45				-1.85	0	-1.85
60				-3.296	0	-3.296
75				-5.282	0	-5.282

La terminación parcial puede ocurrir como resultado de un mal trabajo de disparos o por terminar deliberadamente incompleto el intervalo para retardar o evitar los efectos de conificación. En ciertas prácticas de pruebas de yacimiento modernas, la penetración parcial puede ser creada para formar un flujo esférico temprano para

permitir el cálculo de la permeabilidad vertical. El retraso del flujo radial podría tener la característica distintiva de terminación parcial. Si el pozo no es terminado en la mitad de la altura del yacimiento, el problema se agravará posteriormente. Amer presenta su ecuación de flujo radial para el estado estacionario y el cálculo del daño en función de la permeabilidad, el área de drene, el radio y la longitud de los disparos<sup>(3)</sup>.

### 2.3.2.- Daño por efecto de los disparos.

El daño puede ser causado al momento de los disparos por taponamiento de la formación, residuos de carga, por daño mecánico a la matriz de la roca debido al alto impacto, reducción de permeabilidad por la formación compactada alrededor del túnel<sup>(5)</sup>, destrucción de poros, migración de finos generados durante la operación, misma que se agrava más cuando se tiene

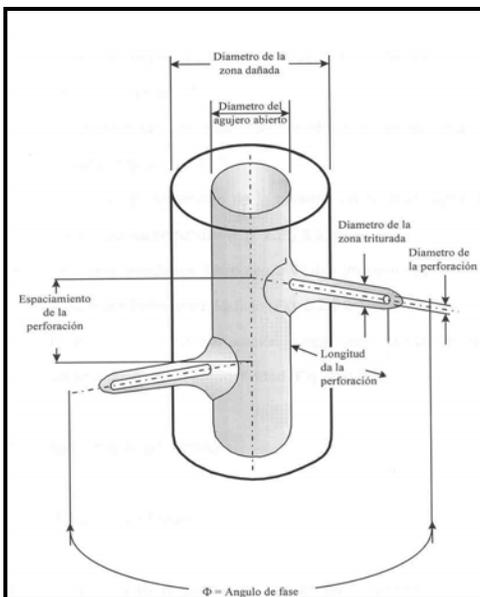


Fig. 2.5. Geometría típica del pozo

una presión hidrostática en el pozo mayor que la presión de formación con fluidos de terminación no adecuados. Este daño genera excesivas caídas de presión que disminuyen la productividad del pozo<sup>(5)</sup>. El daño por efecto de los disparos se ha dividido en sus componentes<sup>(2)</sup>: El efecto de flujo en el plano,  $s_H$ ; el efecto de convergencia vertical,  $s_V$ ; y el efecto del agujero,  $s_{wb}$ , el efecto de daño total por disparos es entonces:

$$S_p = s_H + s_V + s_{wb} \dots \dots \dots (2.5)$$

La fig. 2.4 muestra las variables relevantes para el cálculo de daño por disparos. Las cuales incluyen el radio del pozo,  $r_w$ ; el radio del disparo,  $r_p$ ; el ángulo del disparo,  $\theta$ , y muy importante, la distancia entre los disparos,  $h_p$ ; la cual es exactamente inversamente proporcional a la densidad de los disparos (esto es, una densidad de 2 disparos por pie, resulta una distancia de 0.5 pie).

2.3.3.- Método de estimación de los componentes individuales del daño por disparos.

2.3.3.1. Cálculo de  $s_H$ :

$$s_h = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)} \dots \dots \dots (2.8)$$

donde  $r'_w(\theta)$  es el radio del pozo efectivo y es una función del ángulo de fasamiento:

$$r'_w(\theta) = \frac{L_p}{4} \text{ para } \theta = 0 \dots \dots \dots (2.9)$$

$$r'_w(\theta) = \{ a_\theta (r_w + L_p) \text{ para } \theta \neq 0 \dots \dots \dots (2.10)$$

la constante  $a_\theta$  depende del fasamiento y puede ser obtenida de la tabla 2.3.

Este efecto de daño es negativo (excepto para  $\theta = 0$ ), pero su contribución total es usualmente muy pequeña.

2.3.3.2. Cálculo de  $s_V$ :

Para obtener  $s_V$  se deben calcular dos variables adimensionales:

$$h_D = \frac{h_p}{L_p} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots\dots\dots(2.11)$$

donde  $k_H$  y  $k_V$  son las permeabilidades horizontal y vertical, respectivamente, y

$$r_D = \frac{r_p}{2h_p} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right) \dots\dots\dots(2.12)$$

El pseudo daño vertical es entonces:

$$s_v = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots(2.13)$$

con

$$a = a_1 \log r_D + a_2, \dots\dots\dots(2.14)$$

$$b = b_1 \log r_D + b_2 \dots\dots\dots(2.15)$$

Las constantes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$ , y  $b_2$ , son también funciones del fasamiento y pueden ser obtenidas de la tabla (2.3). El efecto de daño vertical,  $s_v$ , es potencialmente el de mayor contribución al daño por disparos,  $s_p$ ; para pequeñas densidades, esto es, gran  $h_p$ , puede ser muy grande.

2.3.3.4. Cálculo del  $s_{wb}$ :

Primero se calcula una cantidad adimensional:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{L_p + r_w} \dots\dots\dots(2.16)$$

luego

$$s_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \dots\dots\dots(2.17)$$

Tabla 2.3. CONSTANTES PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO POR DISPAROS

FASAMIENTO DEL DISPARO ( $\phi$ )	$a_2$	$a_1$	$a_2$	$b_1$	$b_2$	$c_1$	$c_2$
0 (360)	0.25	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6E-01	2.675
180	0.5	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.6E-02	4.532
120	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.777	6.6E-03	5.32
90	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9E-03	6.155
60	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.649	3.0E-04	7.509
45	0.86	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6E-05	8.791

TOMADO DE ECONOMIDES (2)

Las constantes pueden ser obtenidas de la tabla 2.3.

Cuando un pozo es entubado y disparado, el factor daño representa el efecto combinado de los disparos y el daño a la formación.

La tabla 2.4.- presenta la contribución del pseudo daño vertical  $s_v$ , para densidades de disparos de

0.5 a 4 disparos por pie, usando las ecuaciones (2.11 a 2.15)

Tabla 2.4. Contribución vertical al efecto de daño por disparos			
SPF	$s_v$		
	$k_H/k_V = 10$	$k_H/k_V = 5$	$k_H/k_V = 1$
0.5	21.3	15.9	7.7
1	10.3	7.6	3.6
2	4.8	3.5	1.3
3	3.0	2.1	0.9
4	2.1	1.5	0.6

Se ha empleado la simulación numérica del elemento finito al modelo de comportamiento de flujo en tres dimensiones. *Amer*<sup>(3)</sup> integra el modelo analítico desarrollado para correlacionar tales estudios y proporcionar una idea física del mecanismo de flujo.

2.4.- FACTORES QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE UNA TERMINACIÓN DISPARADA

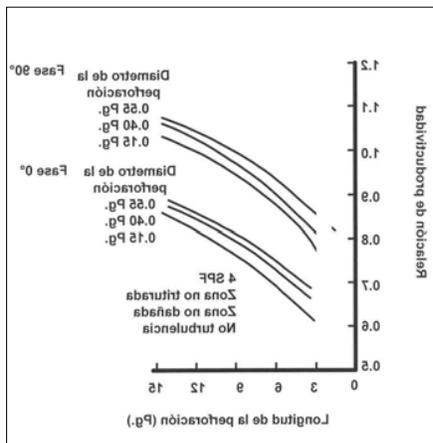


Fig. 2.6. Efecto de la longitud y diámetro del disparo con relación a la productividad.

En general, el comportamiento de flujo de una terminación disparada depende de los siguientes factores:

1. - La densidad de disparos, número de disparos por unidad de longitud, *spf*.
2. - Profundidad de penetración,  $L_p$
3. - Geometría del patrón de disparos, fasamiento,  $\theta$
4. - Anisotropía de la permeabilidad,  $\alpha = \left(\frac{k}{k_v}\right)$
5. - Heterogeneidad de la formación
6. - Extensión y magnitud del daño a la formación,  $k_s, r_s$
7. - Presencia de zona compactada alrededor del túnel de las perforaciones
8. - Radio del túnel de disparo,  $r_p$
9. - Radio del pozo,  $r_w$

Los factores de daño determinados de pruebas de pozo pueden ser comparados con el valor ideal y con la eficiencia de flujo de un pozo puede ser definida como la relación del índice de productividad real con el que podría ocurrir tomando  $s_c$  sobre el valor ideal (ec. 2.2.)<sup>(6)</sup>.

La Fig. 2.6. muestra el efecto de la longitud del disparo con relación a la productividad del pozo y considerando diferentes diámetros de disparo y densidad. Puede verse que a mayor fase, la productividad se incrementa.

La Fig. 2.7. muestra el efecto de la densidad y longitud del disparo en a la productividad. El incremento en la densidad de los disparos, aumenta la productividad.

La figura 2.8 presenta el comportamiento de la productividad de un pozo con respecto a la anisotropía. Como puede observarse, la productividad se incrementa a medida que la anisotropía tiende a 1, ello implica que la productividad se incrementa cuando las permeabilidades son iguales. Si la permeabilidad vertical disminuye en relación con la horizontal, la productividad disminuye.

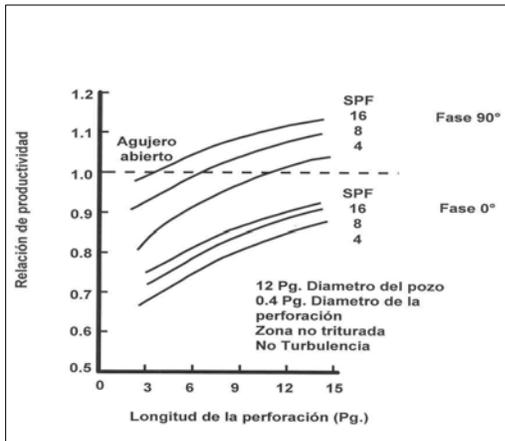


Fig. 2.7 Efecto de la densidad y longitud del disparo.

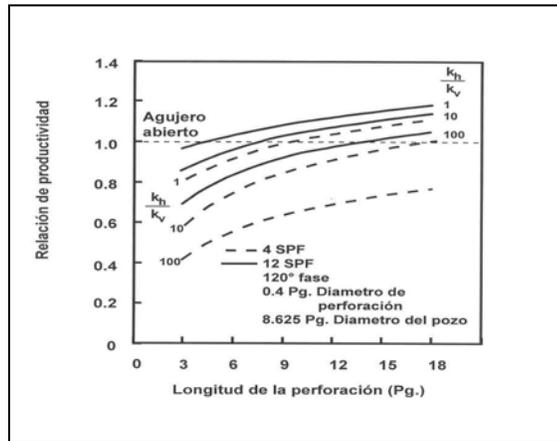


Fig. 2.8

**Cálculo de la productividad de un pozo disparado.**

Se han desarrollado diferentes procedimientos para el cálculo de la productividad de un pozo para formaciones disparadas<sup>(I-IV, 9)</sup>. A continuación se muestran dos de ellos, considerados por su facilidad de cálculo:

La fig. 2.9 muestra el conocido nomograma de Locke<sup>(7)</sup> para el cálculo de la productividad de un pozo de aceite. Cuyo uso se puede ejemplificar de la siguiente manera:

- Dados los siguientes parámetros del pozo, calcular la productividad esperada:
- Longitud de disparo 12.0 pg.
  - Diámetro de disparo 0.5 pg.
  - Espesor de la zona compactada, 6pg.
  - Pared del pozo ( $k_s/k$ ), 0.4 pg.
  - Reducción de la permeabilidad de la zona de daño por disparo ( $k_p/k$ ) (el nomograma está basado en una constante de 0.5 pg de espesor de la zona de daño por disparo), 0.2 pg.
  - Densidad de disparos, 4 por pie
  - Fase, 90°

**Procedimiento:**

- 1.- Entrar con la longitud del disparo de 12 pg. en la parte superior izquierda y dirigirse horizontalmente, hasta el diámetro de la perforación apropiado, 0.5 pg.
- 2.- Continuar verticalmente descendiendo hasta el espesor de la zona de daño de la pared del pozo, 6.0 pg. a lo largo de la línea de 6 pg. Intersecte la línea apropiada de ( $k_s/k$ ), 0.4. La distancia b-c, se transfiere a partir del punto a', @ b'-c'.
- 3.- Seguir verticalmente descendiendo hasta la línea de reducción de permeabilidad de la zona de daño por disparo ( $k_{pd}/k$ ), 0.2.
- 4.- Desplazarse horizontalmente hasta la línea de disparos por pie.
- 5.- Proceda verticalmente subiendo hasta la línea de fase angular de 90°.
- 6.- Continuar horizontalmente hasta la relación de productividad y factor de daño.

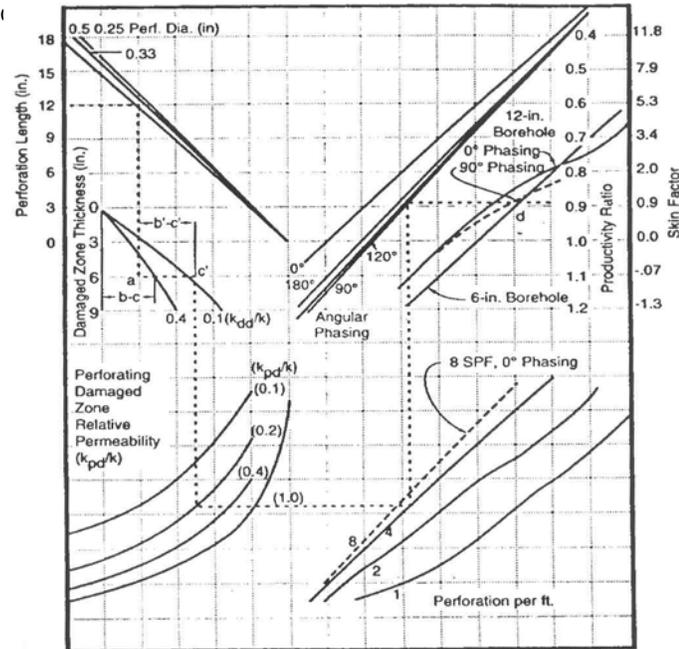


Fig. 2.9. Nomograma de Locke para el cálculo de productividad

La relación de productividad es de 0.8; el factor de daño causado por el disparo y daño por él en la pared del pozo es de 0.92.

*NOTA: El nomograma está basado en el diámetro de pozo de 6 pg, pero los efectos de la variación del tamaño del diámetro del agujero no son significativos y el nomograma puede ser usado sin modificación sobre un rango considerable de diámetros de agujero<sup>(6)</sup>. No contempla fase espiral.*

*Las modernas pistolas de alta densidad o multifasadas no están representadas. Además, el factor de daño resultante de penetración parcial, desviación del pozo, anisotropía de la formación y flujo no Darciano no son determinados.*

*Hong*, publicó nomogramas para determinar los patrones de daño debidos a los diferentes factores que influyen en el comportamiento de los disparos. Los patrones de disparos y sus correspondientes parámetros  $h$  y  $\theta$ <sup>(8)</sup>.

Otro método simple y más reciente para estimar la productividad del pozo, propuesto por *Brooks*<sup>(9)</sup>, se desarrolló considerando los números adimensionales que relacionan las variables dominantes que determinan la productividad; dichas variables son: longitud de los disparos ( $L_p$ ), densidad de los disparos ( $N$ ), diámetro del túnel de disparos ( $d$ ), anisotropía o relación de la permeabilidad horizontal a la permeabilidad vertical de la formación ( $\alpha$ ), diámetro del agujero ( $D$ ), longitud del daño local del agujero ( $L_s$ ), y el daño causado por los disparos ( $s_p$ ). El método considera que no existe una diferencia considerable en la productividad causada por el desfaseamiento de la pistola, asimismo que los disparos se distribuyen en un patrón espiral. Para la eficiencia de la productividad:

- a) Calculamos primero  $\varepsilon$ , con la fórmula

$$\varepsilon = \beta_p \sqrt{\beta_p} \beta_c^{-1} = (L_p - L_s) N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1} \dots\dots\dots(2.18)$$

donde

$$\beta_p = (L_p - L_s) N / \sqrt{\alpha} \dots\dots\dots(2.19)$$

y

$$\beta_c = b_c [1 + b_c / (\beta_p \sqrt{\beta_d})] \dots\dots\dots(2.20)$$

$$b_c = 1 + (k / k_c - 1) \ln(1 + 2 t_c / d) \dots\dots\dots(2.21)$$

- b) Calculamos la  $J_\infty$

$$J_\infty = Q_\infty / Q_D = \ln[D_r (D + 2 L_s)] / \ln[D_r (D + 2 L_p)] \dots\dots\dots(2.22)$$

- c) Finalmente, calculamos la  $J/J_\infty$ , o de la fig. 4.

$$J / J_\infty = 0.97 [1 - \exp - (\varepsilon / 4.4)^{0.38}] \dots\dots\dots(2.23)$$

$b_c$  = adimensional de daño por disparo simple

$d$  = diámetro del túnel de disparos

$D$  = diámetro del agujero

$D_r$  = Diámetro del yacimiento

$J$  = productividad

$J$  = productividad máxima basada en el flujo dentro del agujero con un pistola de penetración idealizada

$k$  = permeabilidad

$k_c$  = permeabilidad de la zona compactada

$k_s$  = permeabilidad de la zona de daño

$L_s$  = Longitud efectiva de la zona de daño

$N$  = densidad de disparos de la pistola

$L_p$  = longitud de la penetración

$Q$  = Tasa de producción de de una terminación disparada

$Q_D$  = Tasa de producción de un agujero descubierto de diámetro  $D$

$Q_\infty$  = Tasa de productividad de un agujero descubierto de de diámetro  $D + 2 L_p$

$\alpha$  = Anisotropía de la formación, relación de permeabilidad horizontal entre permeabilidad vertical

$\beta_c$  = parámetro adimensional para el daño por disparos

$\beta_d$  = parámetro adimensional para el tamaño del agujero

$\beta_p$  = parámetro adimensional para longitud del disparo

$\beta_0$  = parámetro adimensional

$\varepsilon$  = parámetro no adimensional

Limitaciones:

- El desfaseamiento de las pistolas debe ser espiral, de manera que los resultados no pueden aplicarse directamente a pistolas fase 0 ó  $\pm$  desfasadas
- Se espera que la forma exacta de la curva cambie ligeramente para otros desfaseamientos.
- Los resultados no aplican donde el daño del agujero se extiende más allá del final de los disparos.

Efectividad del comportamiento de las pistolas

El flujo más efectivo ocurre para altos valores de  $\varepsilon$ . Para  $\varepsilon \geq 100$ , la pistola debe operarse a más del 90% de eficiencia en el yacimiento. Tal sistema de pistolas podría ser considerado bastante eficiente en la aportabilidad de flujo. Como consecuencia se tiene una mínima ganancia al incrementarse la densidad de disparos o la penetración debido a que el trabajo de disparos se encuentra cerca de la eficiencia máxima.

Por otro lado, el trabajo de disparos será relativamente ineficiente si  $\varepsilon < 10$ . Si, por ejemplo,  $\beta^* \cong 1$ , entonces la pistola tiene solamente un 42% de eficiencia. En este caso, el incremento en la densidad de disparos y/o penetración podría mejorar el flujo sustancialmente. Por ejemplo, si duplicamos la densidad de disparos, la pistola podría ahora tener un 55% de eficiencia y un correspondiente 30% de incremento en la productividad.

Penetración contra densidad de disparos. Para un porcentaje de cambio igual en penetración y densidad de disparos:

- a) Si  $\varepsilon < 10$ , la densidad de disparos es más importante que la penetración
- b) Si  $\varepsilon > 10$ , la penetración es ligeramente más importante que la densidad de disparos.

Si existe un daño moderado presente, sin embargo, la penetración casi siempre será más importante que la densidad para igual porcentaje de incrementos. Y, en todas las situaciones, el sistema de disparos con la mayor  $J$  dará el mejor flujo. De forma práctica estamos limitados en que la ganancia puede ser alcanzada solo con la penetración, particularmente para pistolas pequeñas, aún con cargas conformadas *premium*. En esos casos, la densidad de disparos puede ofrecer una solución atractiva debido a que la mayor densidad de disparos está disponible frecuentemente, y disparar una zona más de una vez para incrementar la eficiencia de la producción puede ser económicamente factible.

*Penetración contra tamaño de agujero.* Brooks, menciona que lo que se gana en tamaño de agujero es a expensas de la penetración para una masa fija de explosivo. Por ejemplo, un 10 % de incremento en el

tamaño del agujero sacrifica un 20% de la penetración, lo cual, a partir de la ec..2.18 es un cambio pobre, debido a que la  $\varepsilon$  neta podría reducirse a 15%. Menciona también que los jets que hacen agujeros más grandes dañan a la formación, produciendo mayores daños por disparos. El flujo reducido proveniente de la alta anisotropía de la formación, daño por disparos o daño del agujero puede ser parcialmente resuelto seleccionando el sistema de pistolas con un valor más alto de  $\varepsilon$ , obtenido por la más alta penetración, la mayor densidad de disparos, o alguna combinación. Una densidad mayor de disparos es particularmente efectiva si el incremento de la penetración no es posible.

- Una pistola con una gran variación en la profundidad del disparo puede producir mayor flujo que una pistola con baja variación.

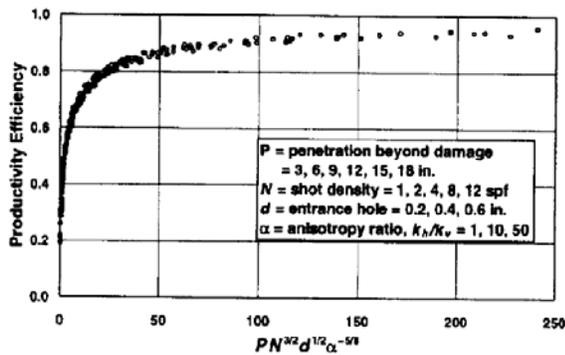


Fig. 2.10 Eficiencia de la productividad contra  $\beta c$  para agujero sin daño

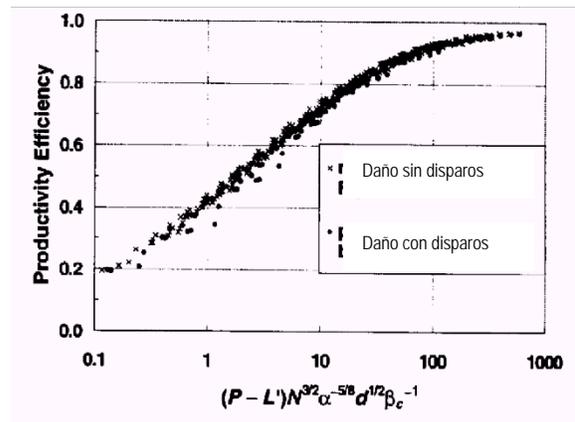


Fig. 2.11. Forma más general de la productividad versus el adimensional  $\beta$ , incluye los efectos de daño del agujero y daño por disparos (13)

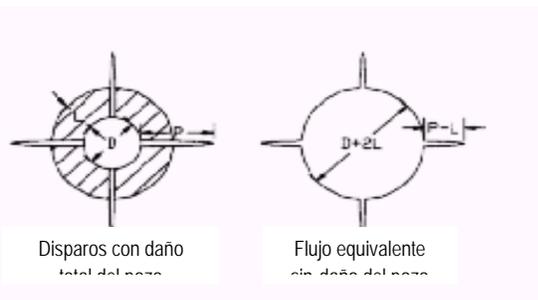


Fig. 2.12. Equivalencia entre el daño total del pozo y pozo no dañado con longitudes de disparos más pequeños. Para el daño más general del pozo,  $L$  (13)

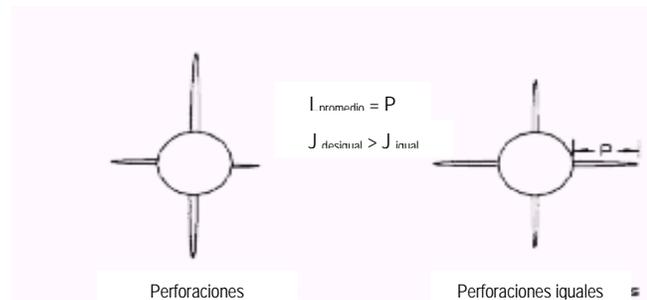


Fig. 2.13 La producción desde perforaciones desiguales es mayor que desde perforaciones iguales del mismo promedio de penetración (13)

Guía general para la selección de la mejor pistola:

- Cuando sea posible, seleccionar un sistema de disparos de manera que  $\varepsilon > 100$ . La eficiencia de la pistola será mayor que 90%
- Si  $\varepsilon < 100$ , seleccionar el sistema de disparos con el más alto valor de  $\varepsilon$
- Si  $\varepsilon > 100$ , seleccionar el sistema de disparos menos costoso, ya que existe sólo un beneficio marginal para el incremento de penetración o la densidad de disparos.

- d) Si  $10 < \varepsilon < 100$ , el sistema es deficiente y deberán de considerarse los sistemas *premium* y el de mayor densidad de disparos..
- e) Si  $\varepsilon < 100$ , el sistema es extremadamente ineficiente y se deberán de considerar sistema *premium* y la más alta densidad de disparos (doble disparo)

**2.5.- PREDICCIÓN DEL FACTOR DE DAÑO Y FACTOR DE FLUJO TURBULENTO PARA POZOS DE GAS<sup>(10)</sup>**

Para pozos de gas en agujero descubierto dañado, la velocidad de flujo ha sido frecuentemente expresada como:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = \frac{(1.291)(10^{-6})\mu zT_f q_p}{k_r h} \left[ \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + \Gamma q_i + s \right] \dots(2.24)$$

donde, *s* es el factor de daño el cual describe la caída de presión adicional debida al daño de la formación, y  $\Gamma q_i$  describe la caída de presión adicional debida al efecto de flujo turbulento. El factor de flujo turbulento de agujero abierto  $\Gamma$ , está expresado por la ecuación:

$$\Gamma = 2.191 \times 10^{-15} \left( \frac{\beta k \gamma_g}{h} \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \dots\dots\dots(2.25)$$

$$\beta = \left( \frac{1.729 \times 10^7}{k^{1.201}} \right) \dots\dots\dots(2.26)$$

El factor de flujo turbulento de un pozo de gas disparado está expresado como  $\Gamma'$ . No deberá confundirse con  $\Gamma$ .

**2.6.- PRODUCTIVIDAD CARACTERÍSTICA DE UN POZO DE GAS DISPARADO<sup>(10)</sup>.**

La eficiencia de flujo de un pozo de gas puede expresarse como la relación de productividad *J*, definida como sigue:

$$J = q_p/q_i \dots\dots\dots(2.27)$$

donde

- $q_p$  = gasto de un pozo de gas disparado, y
- $q_i$  = gasto de agujero descubierto con flujo no Darcy.
- $q_i$  puede ser expresada por la ecuación:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = \frac{(1.291)(10^{-6})\mu zT_f q_i}{k h} \left[ \ln\left(\frac{0.472 r_w}{r_w}\right) + \Gamma q_i \right] \dots\dots\dots(2.28)$$

$$\Gamma = 2.191 \times 10^{-15} \left( \beta k \gamma_g / h \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \dots \dots \dots (2.29)$$

$$\beta = \frac{1.729 \times 10^7}{k^{1.201}} \dots \dots \dots (2.30)$$

donde:

- $p_r$  = presión del yacimiento (Mpa)
- $p_{wf}$  = presión de fondo fluyente (Mpa)
- $\mu$  = viscosidad (mPa.)
- $z$  = factor de desviación del gas
- $t_f$  = temperatura de la formación (°K)
- $h$  = intervalo productor (m)
- $q_i$  = gasto agujero descubierto (std m<sup>3</sup>/d)
- $r_e$  = radio de drene del yacimiento (m)
- $r_w$  = radio del agujero (un medio del diámetro de la barrena, m)
- $\Gamma$  = factor de flujo inercial o flujo turbulento (d/m<sup>3</sup>)
- $\Gamma'$  = factor de flujo inercial o flujo turbulento en agujero disparado (d/m<sup>3</sup>)
- $\beta$  = coeficiente de velocidad (m<sup>-1</sup>)
- $\gamma_g$  = gravedad del gas
- $k$  = permeabilidad del yacimiento
- $s$  = Daño total del pozo de gas disparado

Los componentes del daño total son los siguientes:

$$s = s_p + s_{dp} + s_d \dots \dots \dots (2.31)$$

$s_p$  = daño por convergencia de flujo en las perforaciones

$s_{dp}$  = daño por disparos

$s_d$  = daño durante la perforación del pozo

La relación de productividad puede ser expresada como sigue:

$$J = \frac{q_p}{q_i} = \frac{\left( \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + \Gamma q_i \right)}{\left( \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + s + \Gamma' + q_p \right)} \dots \dots \dots (2.32)$$

2.6.1.- Método de predicción de S y  $\Gamma'$ .

- a) Seleccione dos diferentes caídas de presión,  $\Delta p_1$  y  $\Delta p_2$ .
- b) Calcule los gastos de flujo  $q_{i1}$  y  $q_{i2}$  de pozo en agujero descubierto en las dos caídas de presión.
- c) Prediga las relaciones de productividad  $J_1$  y  $J_2$ , con las figuras 2.13 y 2.14 (nomogramas)
- d) Calcule los gastos de flujo  $q_{p1}$  y  $q_{p2}$ , del pozo de gas disparado a  $\Delta p_1$  y  $\Delta p_2$ :  
 $q_{p1} = q_{i1} \cdot J_1$   
 $q_{p2} = q_{i2} \cdot J_2$
- e) Calcule los pseudo daños,  $s_1'$  y  $s_2'$ , a  $\Delta p_1$  y  $\Delta p_2$

$$s_1' = \left( \frac{\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + \Gamma q_i}{J_1} \right) / \left( \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) \right) \dots\dots\dots(2.33)$$

$$s_2' = \left( \frac{\ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + \Gamma q_2}{J_2} \right) / \left( \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) \right) \dots\dots\dots(2.34)$$

- e) Determine el daño total, s, y el factor de flujo turbulento,  $D'$  resolviendo las siguientes ecuaciones :

$$s_1' = s + \Gamma' q_{p1} \dots\dots\dots(2.35)$$

$$s_2' = s + \Gamma' q_{p2} \dots\dots\dots(2.36)$$

2.6.2.- Cálculo de los factores individuales de daño en pozos de gas,  $S_p$ ,  $S_{dp}$ ,  $S_d$

- a) Suponer  $h_{cz} = 0$ ,  $h_D = 0$ ,  $(k_c/k_r) = 1$  y  $(k_d/k_r) = 1$
- b) El daño por disparos, puede ser calculado de acuerdo con el método recomendado anteriormente (2.6.1.)
- c) Suponer  $h_D = 0$  y  $k_d/k_r = 1$  (no hay daño por perforación del pozo). El correspondiente daño  $S_{p+dp}$  ( $S_d = 0$ )

$$S_{p+dp} = S_d + S_{dp} \dots\dots\dots(2.37)$$

$S_{p+dp}$  puede ser calculado de la misma manera descrita anteriormente.

- d) Obtener el daño por disparos y el daño por perforación del pozo,  $S_d + S_{dp}$ , con la siguiente ecuación.

$$S_{dp} = S_p + S_{dp} - S_p \dots\dots\dots(2.38)$$

...

$$S_d = S - S_p - S_{dp} \dots\dots\dots(2.39)$$

### 7.- FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO DE GAS

Factores que afectan la productividad de un pozo de gas disparado.		Importancia relativa del orden de los factores	
		Dependiendo de si atraviesan o no, los disparos, a la zona de daño	
		SI	NO
1	Longitud de los disparos (Lp)	(kd/kr)	(Sof)
2	Densidad de disparos (Sof)	(Lp)	(Dp)
1	Diámetro de los disparos (Dp)	(Sof)	(kd/kr)
4	Ángulo de fasamiento (α)	(Dp)	(kv/kh)
5	Espesor de la zona achataada (h <sub>z</sub> )	(kv/kr)	(rvr)
6	Relación de la permeabilidad de la zona compactada sobre la permeabilidad del yacimiento (k <sub>c</sub> /k <sub>r</sub> ).	(r <sub>w</sub> )	(ΔP)
7	Espesor de la zona de daño debida a la perforación del pozo, no a los disparos. (h <sub>D</sub> ).	(kv/kh)	(Lp)
8	Relación de la permeabilidad de la zona dañada por la perforación del pozo sobre la permeabilidad del yacimiento (k <sub>d</sub> /k <sub>r</sub> ).	(α)	(kr)
9	Radio del pozo (r <sub>w</sub> )	(ΔP)	(k <sub>c</sub> /k <sub>r</sub> )
10	Anisotropía (kv/kh)	(h <sub>o</sub> )	(α)
11	Caída de presión (ΔP)	(h <sub>z</sub> )	(h <sub>z</sub> )
12	Permeabilidad del yacimiento (kr)...	(k)	(h <sub>o</sub> )

Tabla 2.5 - Orden de los factores que afectan la productividad de un

Los principales factores que afectan la productividad en un pozo de gas son los mencionados en la tabla 2.5. En la misma se ordenan por importancia relativa dependiendo del cruce del disparo a través de la zona de daño.

La fig. 2.14 es el nomograma usado en la condición en que  $L_p < h_D$ .

- La fig. 2.15 Usado en la condición de que  $L_p \geq h_D$ ;  $L_p$  es la longitud del disparo y  $h_D$  es la altura del intervalo disparado.

Los términos relacionados en la fig. 2.14 son el fasamiento con la caída de presión y el fasamiento con la anisotropía:

La fig. 2.14 relaciona el fasamiento con la anisotropía con la ecuación 2.41 .

La correlación del fasamiento con la caída

de presión y anisotropía hace que el efecto de fasamiento sea mucho mayor que lo expuesto en el orden anterior.

La fig. 2.14 relaciona el fasamiento con la caída de presión con la ecuación, ec. 2.40, 2.41:

$$\theta - \Delta P = -(0.0142)[(\theta - 90)/30][(\Delta P - 16)/5.74] \dots\dots\dots(2.40)$$

- La fig. 2.14 es el nomograma usado en la condición en que  $L_p < h_D$ .
- La fig. 2.15 Usado en la condición de que  $L_p \geq h_D$ .

$$\theta - (kv/kh) = -(0.0159)[(\theta - 90)/30][((kv/kh) - 0.505)/0.203].$$

.....(2.41)

$$\theta - (kv/kh) = -(0.0211)[(\theta-90)/30][((kv/kh)-0.505)/0.203] \dots\dots\dots(2.42)$$

La correlación del fasamiento con la caída de presión y anisotropía hace que el efecto de fasamiento sea mucho mayor que lo expuesto en el orden anterior (tabla 2.5).

**2.7.1. Efecto de la longitud y la densidad de los disparos**

La productividad puede ser significativamente incrementada por el aumento en la longitud de los disparos cuando la longitud de los disparos es menor que el radio de daño. Una vez que los disparos han penetrado a través de la zona de daño aumenta significativamente. Sin embargo, después de la zona de daño, la productividad casi no se incrementa con el aumento de la longitud del disparo, especialmente cuando la densidad es baja.

No obstante, en cualquier circunstancia la densidad de los disparos afecta la productividad significativamente, especialmente cuando la profundidad de la perforación es mayor que la zona de daño. La productividad puede incrementar obviamente con el aumento de la densidad de los disparos hasta que la densidad de los disparos alcanza 40 disparos por metro.

**2.7.2. Efecto del diámetro de los disparos sobre la productividad**

En cualquier condición, el diámetro de los disparos controla significativamente la productividad especialmente cuando la zona de daño es penetrada completamente. Este es un punto de diferencia con el pozo disparado de aceite. En el cual es bien sabido que el efecto del diámetro de los disparos es ligero.

**2.7.3 El efecto combinado del fasamiento con otros factores**

Se ha mostrados que el desfaseamiento óptimo para pozos de aceite es de 90° o 60°. Pero, para pozos de gas, el óptimo desfaseamiento depende de la anisotropía, la caída de presión y las condiciones de que si la zona de daño puede ser penetrada o no. En la tabla 2.6 se muestra el orden de fase para la mejor condición dada. De la tabla se puede observar que cualquier desfaseamiento puede ser el mejor o el peor, dependiendo de las condiciones, lo cual difiere de un pozo de aceite. Además del aumento en la densidad de disparos, "un aumento en la fase puede mejorar la productividad del pozo" \*.

ΔP (MPa)	5								10								20								
	Kz/Kr		1		0.525		0.1		0.01		1		0.525		0.1		0.01		1		0.525		0.1		0.01
CRUCE DEL DISPARO A TRAVÉS DE LA ZONA DE DAÑO																									
		SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO
ORDEN DE PREFERENCIA DEL ÁNGULO DE FASAMIENTO, (°)																									
1	180	180	180	120	120	90	90	60	180	180	180	120	60	90	0	60	180	180	120	120	0	90	0	60	
2	120	120	120	90	90	60	60	90	120	120	120	90	90	60	60	90	120	120	90	90	60	60	60	90	
3	90	90	90	60	180	120	120	120	90	90	90	60	0	120	90	120	90	90	60	60	90	120	90	120	
4	60	60	60	180	60	0	0	60	60	60	180	120	0	120	0	60	60	180	180	120	0	120	0		
5	0	0	0	0	0	180	180	180	0	0	0	0	180	180	180	180	0	0	0	0	180	180	180	180	

\* TOMADO DE TANG, ET.AL (8)

TABLA 2.6 .-Orden de preferencia del ángulo de desfaseamiento para pozos de gas\*

**2.7.4. Efecto de la anisotropía**

La relación de productividad decrece cuando  $k_v/k_h$  decrece. El efecto de la anisotropía es más severo en desfasamiento de  $180^\circ$ , y menos severo en fasamiento  $0^\circ$ , el espesor de formación controlado por un disparo,  $h_p$ , es más pequeño. De esta forma, el efecto de la anisotropía se reduce al mínimo.

### 2.7.5. Efecto del daño por los disparos en la productividad.

Se ha visto que el daño por los disparos afecta la relación de productividad obviamente. Sin embargo, el efecto del daño en la productividad en un pozo de gas es más severo que en un pozo de aceite.

*\*Daniel Markel et. al. Enhancing Well Productivity with a New Perforating Gun System International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 20-21 feb. 2002*

### 2.7.6. Efecto de la permeabilidad y caída de presión.

La permeabilidad de la formación y la caída de presión no influyen la productividad cuando el flujo obedece la ley de Darcy, para las velocidades de flujo de pozo disparado y agujero descubierto, siendo una función lineal de  $K_r$  y  $\Delta P$ . Sin embargo, las velocidades de flujo son funciones no lineales de  $K_r$  y  $\Delta P$  cuando el flujo obedece un comportamiento que se aleja de la ley de Darcy.

La relación de productividad decrece con el incremento de la permeabilidad y la caída de presión. Este resultado indica que el efecto de turbulencia es más severo en pozos de gas disparados que en agujero descubierto.

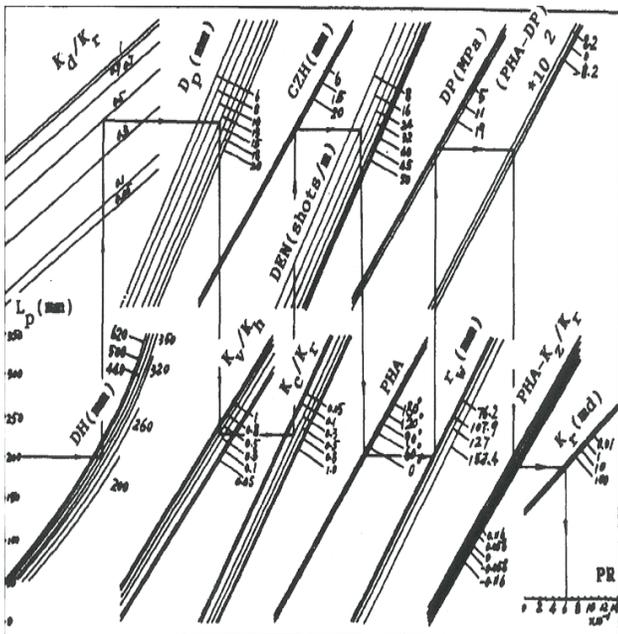


Fig 2.14 Nomograma de productividad en un pozo de gas disparado, Tang, et al

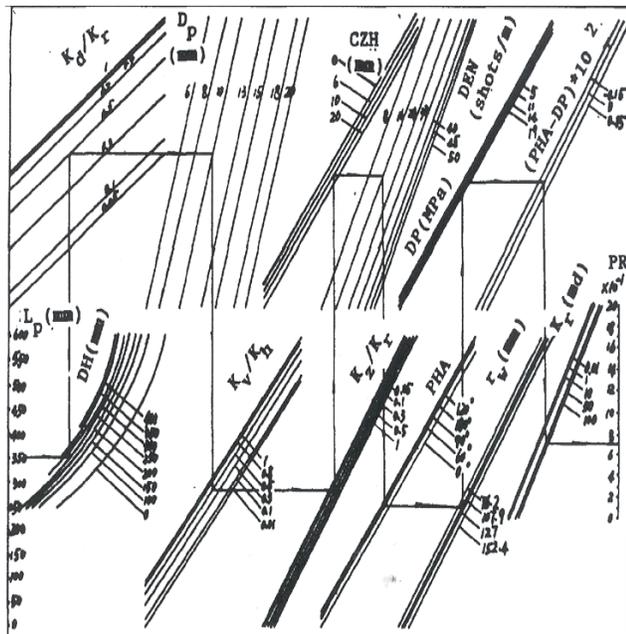


Fig. 2.15. Nomograma de productividad de un pozo de gas disparado, Tang et al. (Longitud de los disparos mayor que la profundidad del

## 2.8. DAÑO EN POZOS HORIZONTALES<sup>(11)</sup>

El uso de tecnología convencional para perforar y terminar pozos horizontales ha causado desacuerdos en muchas aplicaciones debido a lo que parece ser daño a la formación. Existen numerosas razones por las cuales los pozos horizontales parecen ser más susceptibles al daño a la formación que su contra parte vertical. Una, la mayor de ellas, está relacionada con las prácticas de terminación usadas para la mayoría de los pozos horizontales. El hecho es que la mayoría de los pozos horizontales están terminados en agujero descubierto o con algún tipo de tubo ranurado o preempacado.

Otras razones que contribuyen a incrementar la severidad del daño en pozos horizontales podrían incluir:

1. Mayor profundidad de invasión.- Los tiempos de perforación son mayores que los empleados para un pozo vertical.
2. Limpieza/daño selectivo. La gran longitud de penetración, generalmente ofrece zona de alta variabilidad del yacimiento.
3. Dificultad en la estimulación.- La mayoría de los tratamientos de estimulación tienden a ser relativamente de naturaleza no invasiva, tales como lavados ácidos, y pueden ser efectivos solamente penetrando el daño superficial del agujero.
4. Flujo anisotrópico.- Son mucho más afectados por las variaciones de la permeabilidad vertical.
5. Debido a su mayor longitud y exposición al yacimiento, sufre menos reducción de la productividad que el equivalente pozo vertical.

El daño a la formación en pozos horizontales puede ser un impedimento significativo para la producción económica de gas o aceite (*idem*).

Para un pozo horizontal sin daño en la vecindad del agujero, se encontró que la densidad de los disparos debe ser incrementada en la región cercana al mismo para maximizar la tasa de flujo pero disminuirla hacia el final de la punta, para tener mayor uniformidad en la caída de presión a lo largo del pozo. La perforación del pozo horizontal puede dañar la formación productora a cierto nivel de manera que la

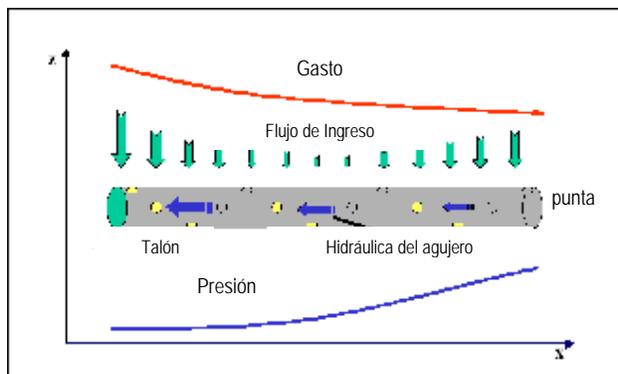


Fig. 2.15. Efecto de la terminación del pozo horizontal en el flujo del yacimiento e hidráulica del pozo

distribución alrededor y a lo largo del pozo podría no ser uniforme<sup>(7)</sup>. Economides<sup>(2)</sup> proporcionó una fórmula analítica para determinar tales factores de daño.

Se presenta el método propuesto para estimar el pseudo daño debido a que proporciona una forma rápida de calcular el pseudo daño y la productividad de pozos horizontales, es el propuesto

por T. Yang<sup>(12)</sup>. El *pseudo daño por los disparos* está definido como la diferencia entre las presiones adimensionales del agujero abierto y del disparado de los pozos horizontales terminados. La relación de productividad es la relación entre las productividades del agujero abierto y el disparado en los pozos horizontales terminados.

Se presenta un modelo semianalítico usado para desarrollar las correlaciones de J. Se ha encontrado que el error relativo de las correlaciones es menor que 6%. Las correlaciones de J pueden ser usadas como una herramienta rápida para optimizar la terminación disparada de pozos horizontales. Se usa también la relación entre el pseudo daño para disparos inclinados (ángulo de fase diferente de 0°) y J, las correlaciones de J proporcionan una forma rápida de obtener pseudo daño para disparos inclinados. Esos términos de pseudo daño pueden usarse para modelar pozos horizontales disparados en simuladores de yacimiento semianalíticos y numéricos.

En general, el comportamiento de la terminación disparada depende de la densidad de disparos, fasamiento (separación angular entre los disparos vecinos), penetración (longitud del disparo), y diámetro. La relación de productividad entre la terminación disparada y el agujero abierto proporciona una medida conveniente del comportamiento de las terminaciones -disparadas.

La principal diferencia entre el comportamiento de los disparos entre los pozos horizontales y verticales es debida a la heterogénea distribución del flujo a lo largo del pozo horizontal y el efecto de la hidráulica de este tipo de pozos (fig. 2.15)

**Pseudo daño por disparos.** El pseudo daño por disparos está definido como la diferencia entre la presión adimensional del agujero disparado y el abierto en las terminaciones de los pozos horizontales. El pseudo daño por disparos es una función de la distribución de flujo a lo largo del pozo horizontal y debe ser definido como una función de su localización a lo largo del mismo.

Consideremos dividir el pozo horizontal en 2M segmentos y  $p_D(j)$  denota la presión adimensional sobre la cara del  $i$ -ésimo segmento. Si usamos  $S_{ps}$  para denotar el pseudo daño en los disparos y los exponentes “*perf*” y “*open*” para denotar las presiones de la terminación disparada y agujero abierto del pozo horizontal, respectivamente, podemos definir el pseudo daño por disparos del  $j$ -ésimo segmento como sigue:

$$S_{ps}(i) = p_D^{perf}(i) - p_D^{open}(i) \dots\dots\dots(2.43)$$

**Relación de productividad para la terminación disparada.** Se define la relación de productividad; J, como el índice del pozo disparado entre el del agujero descubierto.

$$J = \frac{PI^{perf}}{PI^{open}} = \frac{P_{wD}^{open}}{P_{wD}^{perf}} \dots\dots\dots(2.44)$$

La J es ampliamente usada para evaluar los efectos de los parámetros de disparos sobre la productividad del pozo debido a que no involucra los efectos de la permeabilidad promedio del yacimiento, espesor del yacimiento y propiedades del fluido. La J para la terminación disparada depende principalmente de los parámetros de disparos y la anisotropía de la formación. Basados en esta definición, la  $J < 1$  significa que la terminación disparada es menos productiva que la terminación con agujero abierto, mientras que una  $J > 1$  implica que la terminación disparada ha mejorado la productividad del pozo (por ejemplo, mediante una mayor profundidad de penetración dentro del yacimiento y un mayor radio equivalente de agujero).

Relación entre  $S_{ps}$  y J. Si la conductividad del agujero es alta (efectos de la caída de presión por fricción despreciables), entonces,  $p_D(i)$  es uniforme a lo largo del agujero para ambas terminaciones disparada y agujero descubierto. Entonces, por la ec. 2.43,  $S_{ps}(i)$  es una constante, y el índice de caída del elemento i, puede ser escrito como sigue:

$$S_{ps} = P_{wD}^{perf} - P_{wD}^{open} \dots\dots\dots(2.45)$$

y la J puede expresarse como:

$$J = \frac{P_{wD}^{open}}{P_{wD}^{perf} - S_{ps}} \dots\dots\dots(2.46)$$

$$S_{ps} = P_{wD}^{open} * \frac{1-J}{J} \dots\dots\dots(2.47)$$

Para conductividad finita de agujero con flujo no uniforme, tenemos la misma relación excepto que la expresión es para cada segmento del pozo.

Las definiciones anteriores permiten un método apropiado para calcular el pseudo daño de la terminación. Este método está basado en el uso de las correlaciones de regresión para la PR y el pseudo daño para el desfaseamiento grado cero de los disparos.

Los resultados del análisis teórico y numérico indican que el pseudo daño de la terminación,  $S_{ps}$ , no sólo depende de los parámetros de disparos sino también que es afectado por el yacimiento y los parámetros de pozo. No obstante, la relación de pseudo daño para los casos de desfaseamiento cero y no cero  $S_{ps}(\theta)/S_{ps}(0^\circ)$ , puede ser correlacionado en términos de los parámetros de disparos y anisotropía ,  $k_v/k_h$ .

Aunque  $S_{ps}(\theta)/S_{ps}(0^\circ)$  depende solamente de los parámetros de disparos y anisotropía de la formación, no permite una correlación relativamente simple y exacta. En lugar de ello, usando la ec. 2.37, expresamos  $S_{ps}(\theta)/S_{ps}(0^\circ)$  como sigue:

$$\frac{S_{ps}(\theta)}{S_{ps}(0^\circ)} = \frac{\frac{1}{J(\theta)} - 1}{\frac{1}{J(0^\circ)} - 1} \dots\dots\dots(2.48)$$

Considerando diferentes parámetros de yacimiento y disparos, la ec. 2.38 da valores de pseudodaño aproximadamente constantes:

$$\frac{S_{ps}(\theta)}{S_{ps}(0^\circ)} = \frac{\frac{1}{J(\theta)} - 1}{\frac{1}{J(0^\circ)} - 1} = \frac{\frac{1}{0.425} - 1}{\frac{1}{0.51} - 1} = 1.40 \dots\dots\dots(2.49)$$

Para el caso 2:

$$\frac{S_{ps}(\theta)}{S_{ps}(0^\circ)} = \frac{\frac{1}{J(\theta)} - 1}{\frac{1}{J(0^\circ)} - 1} = \frac{\frac{1}{0.329} - 1}{\frac{1}{0.405} - 1} = 1.39 \dots\dots\dots(2.50)$$

y, para el caso 3,

$$\frac{S_{ps}(\theta)}{S_{ps}(0^\circ)} = \frac{\frac{1}{J(\theta)} - 1}{\frac{1}{J(0^\circ)} - 1} = \frac{\frac{1}{0.3} - 1}{\frac{1}{373} - 1} = 1.38 \dots\dots\dots(2.51)$$

Por lo tanto, la ec. 7 puede ser usada para evaluar  $S_{ps}(\theta)/S_{ps}(0^\circ)$  si pueden desarrollarse correlaciones satisfactorias para  $J(0^\circ)$  y para  $J(\theta)$ . Luego, de la ecuación 7, el pseudo daño de la terminación para desfaseamiento diferente de cero,  $S_{ps}(\theta)$ , puede ser expresada como sigue:

$$S_{ps}(\theta) = \frac{\frac{1}{J(\theta)} - 1}{\frac{1}{J(0^\circ)} - 1} * S_{ps}(0^\circ) \dots\dots\dots(2.52)$$

El procedimiento de cálculo sugerido en la ec. 2.52 está basado en la premisa de que el cálculo de  $S_{ps}(0^\circ)$  para disparos con fase de  $0^\circ$  (disparos en el plano vertical) es mucho más simple y rápido que el

cálculo de  $S_{ps}(\theta)$  para el fasamiento diferente de cero. El mérito de usar la ecuación 2.38, depende de la disponibilidad y de correlaciones rápidas y exactas para la J.

El efecto del fasamiento no es significativo en formaciones isotrópicas y puede ignorarse para efectos prácticos. Sin embargo, la longitud de disparos tiene mayor impacto significativo sobre la J cuando la densidad e disparos es baja. Este efecto es más pronunciado en yacimientos anisotrópicos.

La forma de las correlaciones de regresión de J para los ángulos de desfase 0°, 45°, 90°, y 180° son:

$$J = a_0 + a_1 * F + a_2 * F^2 \dots \dots \dots (2.53)$$

$$F = f_1(kzr) + f_2(Lp) + f_3(SPF) \dots \dots \dots (2.54)$$

$$f_1(kzr) = b_0 + b_1 * \ln(kz/kr) + b_2 * \ln^2(kz/kr) \dots \dots \dots (2.55)$$

$$f_2(Lp) = c_0 + c_1 * Lp + c_2 * Lp^2 \dots \dots \dots (2.56)$$

	0°	45°	90°	180°
<b>a<sub>0</sub></b>	1.058	1.103	1.101	1.128
<b>a<sub>1</sub></b>	0.108	0.153	0.141	0.162
<b>a<sub>2</sub></b>	-0.003572	-0.002018	-0.01979	-0.02154
<b>b<sub>0</sub></b>	-0.114	-0.201	-0.06551	-0.472
<b>b<sub>1</sub></b>	-0.01463	-0.06342	-0.03988	-0.188
<b>b<sub>2</sub></b>	0.01268	0.01188	-0.001526	-0.01708
<b>c<sub>0</sub></b>	-1.767	-1.484	-1.499	-1.512
<b>c<sub>1</sub></b>	0.1	0.08348	0.08319	0.09251
<b>c<sub>2</sub></b>	-0.0008377	-0.0006812	-0.0006572	-0.0008994
<b>d<sub>0</sub></b>	-0.719	-1.243	-1.373	-0.901
<b>d<sub>1</sub></b>	0.505	0.877	0.995	0.656
<b>d<sub>2</sub></b>	-0.06574	-0.115	-0.135	-0.08972

TABLA 2.7 .- Coeficientes de correlación para pozos horizontales

La tabla 2.7 da los coeficientes de correlación de las ecuaciones anteriores para los ángulos de fasamiento de 0°, 45°, 90°, y 180°. Si el ángulo cae entre dos valores usados para las correlaciones, se puede usar una interpolación para obtener los valores estimados de J. Los pozos horizontales pueden alcanzar su comportamiento óptimo a menores densidades de disparos que las usadas para pozos verticales. El rango normal es de 0.5-2.0 disparos por pie. Más allá de 2 disparos/pie, la ganancia en PI es despreciable para efectos prácticos.

Los ángulos de fase tienen un efecto significativo en el PI si la formación es anisotrópica.

Para formaciones anisotrópicas, el fasamiento de 180° es mejor el fasamiento de 90°. Para ángulo de desfase de 90° o 45°, como se usa en pozos verticales convencionales, se puede generar un 20%-40% menor productividad en pozos horizontales. Para formaciones isotrópicas el efecto de desfase es frecuentemente pequeño.

- En yacimiento anisotrópicos, el fasamiento, la densidad, y longitud de los disparos tiene mayores efectos significativos sobre la productividad
- La longitud de disparos es uno de los factores más significativos que afectan la productividad del pozo horizontal. Su efecto es más pronunciado a baja densidad de disparos.

**Ejemplos de aplicación:**

Se presentan aquí algunos ejemplo para mostrar el uso de las correlaciones J y el cálculo de pseudodaño por disparos.

Optimización de los parámetros de disparos utilizando las correlaciones J. Las correlaciones de regresión para J pueden ser usadas para una selección rápida de los parámetros óptimos de disparos. Para mostrar esta aplicación, consideremos tener cuatro posibles combinaciones de la longitud de disparos y la densidad:

1.  $L_p = 10$  in, densidad = 0.5 disparos/pie
2.  $L_p = 25$  in, densidad = 1.0 disparos/pie
3.  $L_p = 10$  in, densidad = 2.5 disparos/pie
4.  $L_p = 10$  in, densidad = 4.5 disparos/pie

DISTANCIA AL TALÓN	$\Delta P$ (abierto) (psi)	$P_D$ (abierto)	$P_D$ (0°)	$S_{ps}$ (0°)
col1	col2	col3	col4	col5
25	21.111	4.128	4.279	0.151
75	20.99	4.104	4.256	0.152
125	20.884	4.083	4.235	0.151
175	20.791	4.065	4.216	0.151
225	20.71	4.049	4.2	0.151
275	20.638	4.035	4.186	0.151
325	20.574	4.023	4.173	0.151
375	20.519	4.012	4.162	0.15
425	20.47	4.002	4.153	0.151
475	20.429	3.994	4.145	0.15
525	20.393	3.987	4.138	0.15
575	20.363	3.982	4.132	0.151
625	20.339	3.977	4.127	0.151
675	20.319	3.973	4.124	0.151
725	20.304	3.97	4.121	0.151
775	20.294	3.968	4.119	0.151
825	20.288	3.967	4.118	0.151
875	20.286	3.966	4.118	0.151
925	20.287	3.967	4.118	0.151
975	20.291	3.967	4.119	0.152

Tabla 2.8A Cálculo del pseudo daño para disparos con fase de 90°  
Usando la correlación PR

Se investigarán dos ángulos de fase: 90° y 180°. La relación de anisotropía  $k_z/k_r = 0.1$ . Los resultados de los cálculos con las correlaciones de regresión se listan en la tabla 6. de donde podemos concluir que el esquema 2 proporcionará la más alta productividad; mientras que el esquema 1, con fasamiento de 90° rendirá la menor productividad (más de 20 % menos que el esquema óptimo. Usando la mayor densidad ( 4 disparos por pie)b pero menor longitud de penetración ( $L_p = 10$  in; esquema 4) puede no asegurar el mejor comportamiento ya que el incremento en el costo de disparos especialmente en pozos horizontales es grande.

**Cálculo del pseudo daño y comportamiento del pozo.** Consideremos disparado con un fasamiento de 90°,  $L_p = 12$  in, y densidad de 0.5 disparos /pie. Los parámetros de yacimiento y agujero son los mismos que

los datos en la tabla 2. El flujo total es  $q = 10000 \text{ bpd}$ . Para calcular el pseudo daño, consideramos el pseudo-flujo radial con  $6t = 30 \text{ hr}$ .

J (0°) por ec. 2.46	J (0°) Regresión	J (90°) Regresión	COE_J	J (90°) Corregida
col6	col7	col8	col9	col10
0.965	0.919	0.829	1.05	0.87
0.964	0.919	0.829	1.049	0.87
0.964	0.919	0.829	1.049	0.87
0.964	0.919	0.829	1.049	0.87
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.049	0.869
0.964	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869
0.963	0.919	0.829	1.048	0.869

Tabla 2.8B Cálculo del pseudo daño para disparos con fase de 90° Usando la correlación PR

S <sub>ps</sub> (90°)	P <sub>D</sub> (90°)	ΔP (90°)	P <sub>D</sub> (90°) (exacto)	ΔP (90°) (exacto)
col11	col12	col13	col14	col15
0.617	4.745	24.267	4.507	23052
0.614	4.719	24.132	4.483	22.929
0.612	4.696	24.015	4.462	22.82
0.61	4.675	23.91	4.443	22.724
0.608	4.657	23.819	4.426	22.638
0.606	4.641	23.738	4.412	22.563
0.605	4.627	23.666	4.399	22.497
0.603	4.615	23.604	4.388	22.44
0.602	4.605	23.551	4.378	22.39
0.601	4.596	23.504	4.369	22.347
0.601	4.588	23.465	4.362	22.311
0.6	4.582	23.432	4.357	22.281
0.6	4.576	23.406	4.352	22.257
0.6	4.572	23.385	4.348	22.238
0.599	4.569	23.369	4.345	22.224
0.599	4.567	23.359	4.343	22.214
0.599	4.566	23.352	4.342	22.209
0.599	4.566	23.351	4.342	22.208
0.599	4.566	23.352	4.342	22.209
0.6	4.567	23.358	4.343	22.214

Tabla 2.8C Cálculo del pseudo daño para disparos con fase de 90° Usando la correlación PR

La tabla 8 ilustra los pasos del cálculo. El agujero es discretizado en 20 segmentos, como se muestra en la columna 1. Usando un modelo de pozo horizontal en agujero descubierto (ver por ejemplo 6,7, 10 ) calculamos la caída de presión ,  $\Delta P$ , y su contraparte adimensional,  $p_D$ , como se muestra en las columnas 2 y 3. Esos cálculos son normalmente rápidos y exactos. El segundo paso es generar los mismos datos para el pozo horizontal disparado para el caso con 0° de fasamiento. Como se discutió antes (esos cálculos son también razonablemente rápidos (ver ref. 6 y 7) Sustrayendo la columna 3 de la 4 da el valor del pseudo daño de aproximadamente 0.15 para el caso del fasamiento de 0°, como se muestra en la columna.

Para asegurar la exactitud de la correlación J, comparamos los valores obtenidos de J de la ecuación 5 (columna 6) con los resultados de la correlación (columna 7) y obtenemos un coeficiente de corrección el cual es cerca de 1.05. Luego calculamos J a 90° (columna 8) por la correlación y multiplicamos la columna 8 por el coeficiente de corrección (columna 9) y obtenemos el valor corregido de J(90°) (columna 10).

La columna 11 muestra que el pseudo daño para el caso calculado usando la ec. 11. Adicionando el valor de pseudo daño para el caso de fasamiento (columna 11) para la caída de presión adimensional para la terminación en agujero descubierto (columna 3), obtenemos  $P_D(90)$  en la columna 12. La caída de presión correspondiente se muestra en la columna 13. Las columnas 14 y 15 muestran los resultados de las terminaciones con el software (HORCOM 6,7). Comparando los valores en las columnas 12 y 13 , podemos ver que el uso de la correlación J , en los cálculos, deja un pequeño pero aceptable error.

### 2.8.1. Influencia de la densidad de los disparos en pozos horizontales<sup>(13)</sup>.

Considerando una relación gas-aceite constante y la hipótesis de conductividad infinita se encontró que: con una distribución alta de disparos en los extremos, el gasto de aceite, debido a la influencia de la aglomeración de los disparos, los gastos a través de las perforaciones tienden a disminuir en los extremos y aumentar en la parte central. Con alta densidad de disparos en la parte central, el comportamiento es inverso, es decir, disminuyen en la parte central y aumenta en los extremos. La cantidad total de los disparos considerada para el estudio fue de 120 y 220.

Con la distribución uniforme de disparos se obtiene un mayor gasto total, aunque es posible mejorarla disparando un diez por ciento más en los extremos.

#### 2.8.1.1. Efecto de la densidad de los disparos en el comportamiento de flujo de una sola fase en pozos horizontales<sup>(14)</sup>.

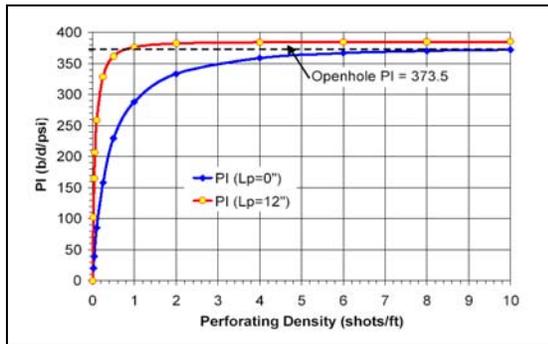


Fig. 2.16 Efecto de la densidad de disparos en el IP (índice de productividad)

Para cada número de Reynolds y densidad de disparos, el factor de fricción aparente decrece a medida que el flujo principal para mantener la velocidad de flujo decrece.

Existe una relación única entre el factor de fricción promedio aparente y el número de Reynolds para cada flujo a la principal velocidad de flujo y densidad de los disparos. Para 5 disparos por pie, los factores de fricción aparentes son mayores que los factores de fricción de la fórmula de *Blasius* para un número de Reynolds dado. Lo mismo se cumple para una densidad de 10 disparos por pie, con la excepción de flujos de 1/2000 a la principal tasa de

velocidad, a la cual los factores de fricción aparente están cercanos a factores de fricción de tubería lisa.

Para 20 disparos por pie, los factores de fricción aparente para el flujo a las principales tasas de flujo de 1/100, 1/200 y 1/500, son mayores que los factores de fricción obtenidos de la fórmula de *Blasius* a números de Reynolds constantes. Los factores de fricción en flujos para relaciones de velocidad de flujo principales de 1/1000, los factores de fricción aparente son casi los mismos que los de tuberías lisas. En cambio, los factores de fricción para una relación principal de flujo igual a 1/2000, los factores de fricción aparente son menores que los de tuberías lisas.

Los factores de fricción aparente decrecen a medida que se incrementa la densidad de los disparos para un número de Reynolds dado, principalmente debido a la reducción local del flujo para mantener la tasa de velocidad del flujo principal.

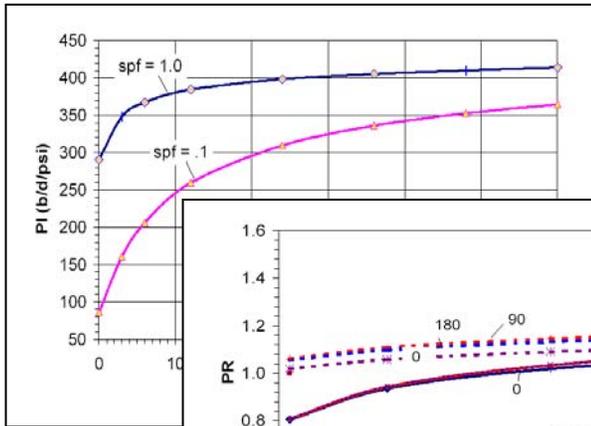


Fig. 2.17. Efecto de la longitud de disparo en la J ( $k_z/k_r = 1$ )

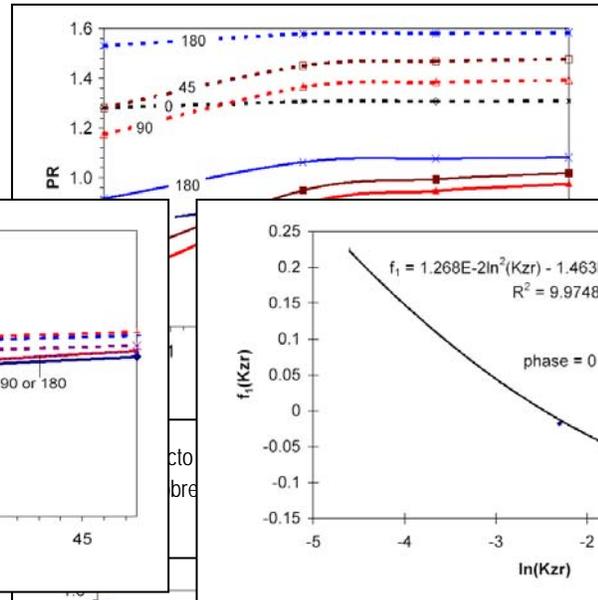


Fig. 2.21 b- Efecto de la densidad de disparos en la J ( $k_z/k_r = 1$ )

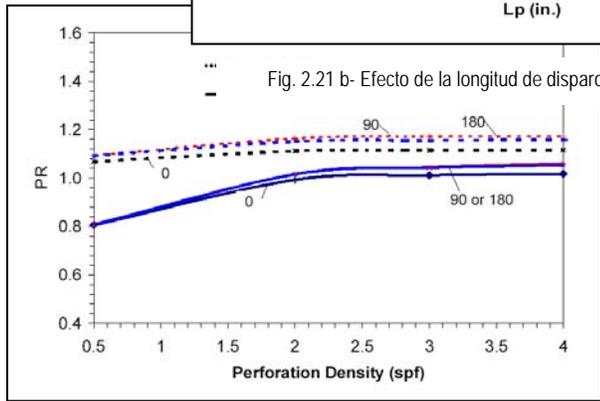


Fig. 2.19a- Efecto del fasamiento de disparos en la J

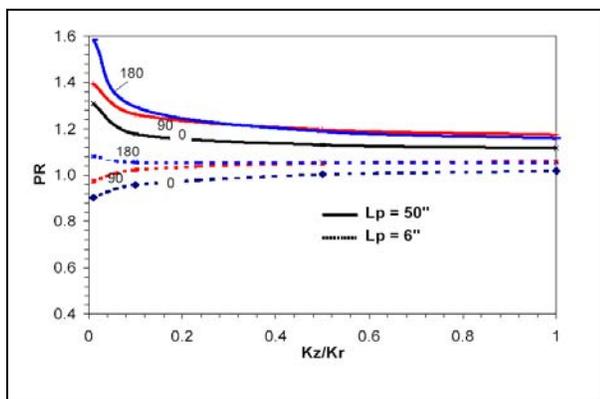


Fig. 2.19 b- Efecto de fase del disparo en la J (densidad = 4 spf)

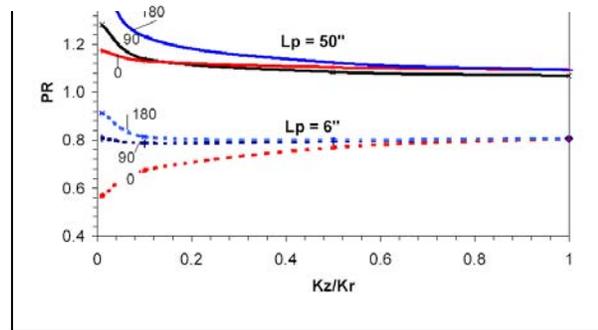


Fig. 2.22. - Correlación para el efecto de la anisotropía (disparos a 90 y 180)

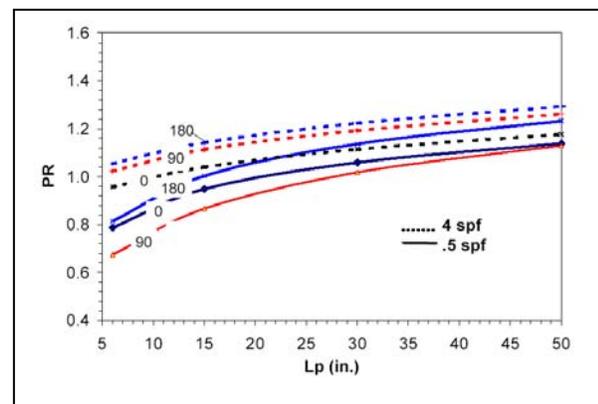


Fig. 2.20a. - Efecto de la longitud de disparo en la J ( $k_z/k_r = 0.1$ )

2.8.1  
2. Cálculo de la densidad óptima de disparos en pozos horizontales (15)

La elección de entre las diferentes líneas de solución de las presiones de daño depende de la geometría del yacimiento y de las condiciones anticipadas de flujo. Considerando al pozo horizontal con líneas de caída de presión desde el yacimiento a un equivalente radio de agujero,  $r_{ew}$ , tenemos:

$$\Delta P_r = \frac{\mu q_L}{2k\pi} \left( \left( \frac{L_c}{h} \right) \cosh^{-1} \left( \frac{2r_c}{L_c} \right) + \gamma \ln \left( \left( \frac{h\gamma}{2r_{ew}\pi} \right) \right) \right)$$

.....(2.57)

Cerca del agujero, el flujo converge o diverge más allá de los canales de los disparos. Cada túnel disparado puede ser considerado como un micropozo con radio  $r_p$  y longitud  $L_p$ . Aunque el flujo local es frecuentemente alto, se deben considerar:

$$\Delta P_s = \frac{\mu q_L}{2k\pi m L_p} \ln \frac{r_{ep}}{r_p} + \frac{\delta \rho |q_L|}{2\pi m L_p} \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_{ep}} \right) \dots\dots\dots(2.58)$$

Para aproximar el modelo de flujo descrito, el radio del pozo efectivo,  $r_{ew}$ , se considera proporcional a la longitud de los canales disparados:

$$r_{ew} = r_w + C_L L_p \dots\dots\dots(2.59)$$

Y el radio de drene de cada túnel perforado,  $r_{ep}$ , se considera inversamente proporcional a la densidad de los disparos:

$$r_{ep} = \frac{1}{2n} \dots\dots\dots(2.60)$$

El factor empírico  $C_L = 0.4$

El esquema de disparos buscado proporciona inyección uniforme a lo largo del pozo. Esto implica que la velocidad de flujo del agujero debe ser incrementada linealmente a lo largo del agujero terminado:

$$q = (x - x_0) q_L \dots\dots\dots(2.61)$$

La correspondiente caída de presión puede ser estimada por:

$$p_{wf}(x) - p_{wf}(x_0) = -\frac{8}{3-\omega} C_f \left( \frac{\mu \pi d}{4\rho} \right)^\omega \frac{\rho}{\pi^2 d^5} |q_L^{1-\alpha}| q_L (x-x_0)^{3-\omega} \dots\dots(2.52)$$

La densidad de disparos en la localización x es expresado como:

$$n(x) = \frac{b + \sqrt{b^2 + 4ac}}{2a} \dots\dots\dots(2.63)$$

Donde:

$$a = \frac{8}{3-\omega} C_f \left( \frac{\mu \pi d}{4\rho} \right)^\alpha \frac{\rho}{\pi^2 D^5 |q_L^{1-\omega}|} q_L (x-x_0)^{3-\omega} + \frac{\mu}{2\pi k n_0 L_p |q_L|} \ln \frac{1}{n_0 r_p} + \frac{\delta\rho}{(2\pi n_0 L_p)^2} \left( \frac{1}{r_p} - 2n_0 \right)$$

(Ec. 2.64)

$$c = \frac{2\delta\rho}{(2\pi k L_p)^2} \frac{1}{r_p} \dots\dots\dots(2.65)$$

$$b = \frac{\mu}{2\pi k L_p |q_L|} \ln \frac{1}{2n(x)r_p} - \frac{2\delta\rho}{(2\pi L_p)^2} \dots\dots\dots(2.66)$$

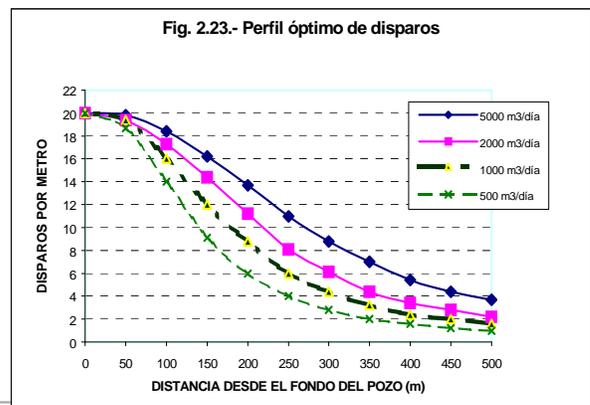
La ecuación 2.50 no es explícita, ya que la densidad de disparos  $n(x)$ , está incluida también en el grupo del parámetro  $b$ . Sin embargo, excepto para densidad de disparos extremadamente pequeña, el parámetro  $b$  no es muy sensible, de manera que la ecuación mencionada puede ser resuelta por aproximaciones sucesivas. Tal iteración converge rápidamente a perfiles de disparos que, de acuerdo con la teoría proporcionan producción o inyección uniforme.

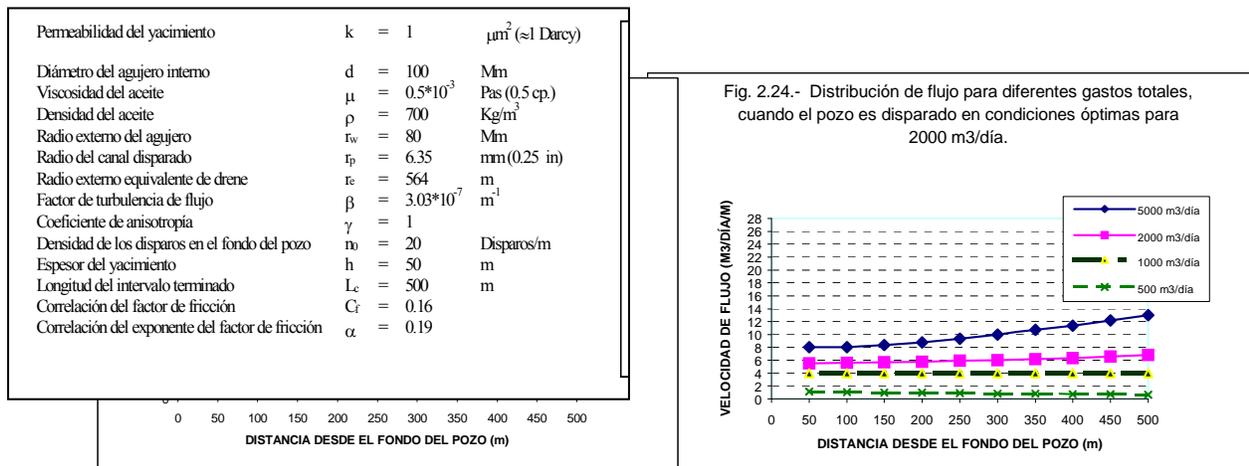
La técnica para control de flujo requerirá una presión algo mayor entre el yacimiento y el agujero para mantener la misma velocidad que un pozo no controlado. La pequeña caída de presión adicional impuesta por el control de flujo puede ser solamente un efecto marginal en el comportamiento total de flujo y puede ser despreciable debido al beneficio potencial del mejoramiento de la eficiencia de barrido o del retraso de la penetración de agua<sup>(1)</sup>.

Ejemplo: Determinación de la densidad de disparos en un pozo horizontal.

Calcular las densidades de disparos óptimas para caudales de inyección de 500, 1000, 2000 y 5000 m<sup>3</sup>/día con los siguientes:

Datos





Las gráficas 2.23 a 2.25 muestran los resultados gráficamente del problema ejemplo.

Generalmente, los requerimientos básicos para disparar en pozos horizontales son los mismos que para disparar en pozos verticales con consideraciones adicionales<sup>(10)</sup>.

En pozos horizontales, es importante conocer los límites del yacimiento con respecto a la trayectoria del pozo para optimizar los intervalos disparados. En pozos horizontales además y cementados la longitud completa del *liner* es disparada para obtener el equivalente de producción de la terminación en agujero descubierto.

La mayor diferencia entre un pozo vertical y uno horizontal es cómo son bajadas las pistolas y cómo se controla la profundidad. La teoría de las cargas conformadas y el sistema de pistolas diseñadas de acuerdo con un pozo vertical, también aplican para un horizontal.

Los parámetros que se deben considerar incluyen el ángulo de fase, densidad de disparos, diámetro de la entrada del disparo, cantidad de bajo balance y claro de las pistolas.

### Claro de las pistolas

El claro es la distancia de la parte exterior de las pistolas a la parte interna de la T.R. Este claro afecta el diámetro del agujero de entrada de la perforación y la profundidad de penetración. El incremento del claro afecta el comportamiento de la carga generando diámetros más pequeños y agujeros someros. Se recomienda el uso de las pistolas más largas que puedan ser pescadas.

**NOMENCLATURA**

$a_{\theta}$  = constante depende del fasamiento y puede ser obtenida de la tabla

$A$  = Anisotropía de la permeabilidad,

$B$  = Factor de volumen de formación, bbl/stb

$b_c$  = daño adimensional por disparo simple

$C_f$  = parámetro de correlación del factor de fricción

$C_L$  = coeficiente empírico (= 0.4)

$c_t$  = compresibilidad total,  $\text{psi}^{-1}$

$d$  = diámetro del túnel de disparos,

$D$  = diámetro del agujero

$D_f$  = Diámetro del yacimiento

$f$  = factor de fricción de Moody

$h$  = altura del intervalo productor.

$h_D$  = altura de la zona de disparos (intervalo disparado)

$h_{cz}$  = Espesor de la zona compactada

$h_p$  = altura entre cada disparo

$L_c$  = longitud del intervalo terminado

$L_p$  = longitud de los canales de disparo

$i$  =  $J$ -ésima sección de pozo

$PI$  = Índice de productividad, b/d/psi

$J$  = Relación de productividad

$J_{\infty}$  = relación de productividad basada en el diámetro de agujero descubierto ( $D+2P$ ), también en la productividad ideal de los disparos.

$k$  = permeabilidad del yacimiento

$k_r$  = permeabilidad en la dirección radial, md

$k_z$  = permeabilidad en la dirección  $z$ , md

$k_r$  = Permeabilidad del yacimiento

$k_{Hf}$  = permeabilidad horizontal.

$k_{Vf}$  = Permeabilidad vertical

$k_{pd}$  = permeabilidad de la zona de daño por disparo

$L_h$  = Longitud horizontal del pozo, pies

$L$  = Longitud de la sección horizontal, m

$L_d$  = Profundidad de penetración, Geometría del patrón de disparos, esto es fasamiento,  $\theta$

$L_p$  = Longitud de la penetración

$L'$  = Longitud efectiva de la zona de daño.

$N$  = densidad de disparos,  $L^{-1}$ ,  $\text{ft}^{-1}$

$P$  = Presión, psi

$P_w$  = Presión del yacimiento en la localización considerada

$\Delta p_s$  = Caída de presión por daño a la formación

$\Delta p(x)$  = Caída de presión entre el yacimiento y la localización  $x$

$\Delta p_r$  = caída de presión para un agujero ideal, albeit fictitious

$\Delta p_s$  = caída de presión de flujo causada por la convergencia de flujo en dirección a los disparos como en la ec. 2.58

$p_w$  = presión de fondo al final de la tubería, psi

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (Mpa)

$P_r$  = Presión del yacimiento (Mpa)

$q_t$  = gasto de producción total del pozo, stb/d

$q_{oh}$  = Flujo ideal para agujero descubierto

$q_p$  = Flujo del sistema disparado

$Q$  = gasto de producción de la terminación disparada.

$Q_D$  = Gasto de producción de un agujero abierto de diámetro  $D$

$Q_\infty$  = Gasto de producción de un agujero abierto de diámetro  $D+2P$

$Q_i$  = gasto del agujero descubierto con flujo no Darcy

$Q_p$  = gasto del pozo de gas disparado

$q$  = gasto

$q_L$  = gasto/unidades de longitud ( $m^3/s/m$ )

$r_w$  = radio de pozo

$r_e$  = radio efectivo o radio de drene

$r_{ep}$  = radio de drene de cada disparo

$r_{ew}$  = radio equivalente de drene de cada canal de disparo

$r_p$  = Radio del túnel del disparo.

$s_d$  = el daño

$s_{c+\theta}$  = el daño debido a la terminación parcial e inclinación

$s_p$  = el efecto de daño por disparos

$spf$  = densidad de disparos

$\Sigma S_{pseudo}$  = todos los efectos dependientes de la fase y la velocidad

$S_t$  = Daño total

$S_c$  = Daño por la terminación

$S_{ps}$  = Pseudodaño por disparos

$spf$  = La densidad de disparos, número de disparos por unidad de longitud..

$S$  = factor de daño

$t$  = tiempo

$T_f$  = Temperatura de la formación ( $^{\circ}K$ )

$x$  = localización a lo largo del agujero

$x_{wb}$  = localización del fondo de pozo

$Z$  = Factor de desviación del gas.

$z_w$  = distancia del fondo del pozo a la parte media del intervalo disparado

### **Símbolos griegos**

$\alpha$  = relación de anisotropía, relación de las permeabilidades horizontal a vertical.

$\delta$  = coeficiente de flujo turbulento

$\beta^*$  = Parámetro adimensional general basado en  $P, N, \alpha, d, L', b_c$

$\beta$  = coeficiente de velocidad ( $m^{-1}$ ).

$\beta_c$  = parámetro adimensional para el daño por disparos

$\beta_d$  = parámetro adimensional para diámetro de agujero del disparo

$\beta_p$  = parámetro adimensional para longitud del disparo

$\beta_0$  = parámetro adimensional basado en  $P$ ,  $N$ ,  $\alpha$ ,  $d$  (sin daño)

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas

$\theta$  = ángulo de desfaseamiento del disparo, grados

$\mu$  = viscosidad

$\phi$  = porosidad

$\mu$  = viscosidad

$\rho$  = densidad

$\rho$  = densidad del fluido

$\rho_p$  = densidad de disparos en el fondo de pozo

$\Gamma$  = factor de flujo inercial o flujo turbulento

$\Gamma'$  = factor de flujo inercial o flujo turbulento de un pozo de gas disparado.

$\omega$  = exponente del factor de fricción en la correlación

### **índices y subíndices**

$D$  = adimensional

$w$  = pozo

$p$  = disparo

$t$  = total

### **Bibliografía**

- (1) **Victor G. Vallejo Arrieta.** *Técnica de Disparos Bajo Balance y Sobre Balance.* Tesis de Maestría, UNAM, México, 1997.
- (2) **Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides.** *Petroleum Production Systems.* 1º ed. , editorial Prentice Hall, New Jersey, U.S.A. 1994, págs.83-117
- (3) **Amer M Saleh and George Stewart.** New Approach Towards of Near Well Bore Behaviour of Perforated Completions. Paper prepared for presentation at the 1996 SPE European Petroleum Conference held in Milan, Italy, 22-24 october 1996.
- (4) **Igor Potapieff, et. Al.** Case Study: Maximizing Productivity with Extreme Under balance Perforation. SPE 7213, Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malasya, 8-9 October 2001.
- (5) **J.R.A. Pearson, and A. F. Zazovsky,** *A Model for Transport of Sand Grains Form a Perforation During Underbalance Surge.* SPE, Schlumberger, Cambridge Research. Oct , U.S.A. , 1997, SPE 38634.
- (6) **Pudji Permadi.** *Effects of Completion Scenarios and Formation Damage on Two-Phase Inflow Performance of A Horizontal Well.*, Paper prepared for Presentation at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, U.S.A., 14-15 February 1996. SPE 31143
- (7) **Locke Stanley.** An Advanced Method for Predicting the Productivity Ratio of a Perforated Well. Journal of Petroleum Technology, December 1981, pags. 2481-2488.

- 
- (8) **K.C. Hong.** *Productivity of Perforated in Formation With or Without Damage.* JPT, August, 1975, págs. 1027-1038.
- (9) **James E. Brooks.** A Simple Method for Estimating Well Productivity. SPE 38148, 1997 SPE European Formation Damage Conference held y la Hague, The Netherlands, 2-3 June 1997.
- (10) **Yula Tang, et al.** *Optimal Design of Perforating Completion for Gas Well.* Paper prepared for the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 20-22 march 1995. SPE 29274
- (11) **D. Brant Bennion, et al.** *Formation Damage and Horizontal Wells- A Productivity Killer ?* International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, nov. 18-20, 1996.
- (12) **Yula Tang, et. al.** Fast and Accurate Correlations to Compute the Perforation Pseudo skin and Productivity of Horizontal Wells. SPE 71638, Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 sept. – 3 oct. 2001..
- (13) **Rodolfo Camacho González, José Antonio González Guevara.** *Modelo para Pozos Horizontales Considerando Un tratamiento Mecánico para Flujo Multifásico y la Influencia de los Disparos* Ed. AIPM. Vol 38, No. 2, Febrero de 1998. Pág. 39-45)
- (14) **H. Yuan, et al.** *Effect of Perforation Density on Single Phase Liquid Flow Behaviour in Horizontal Wells.* Paper prepared for presentation at the 1996 International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, 16-20 nov. 1996.
- (15) **Harald Hasheim.** *Determination of Perforation Schemes to control Production and Injection Profiles Along Horizontal Wells.* Paper prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in kuala Lumpur, Malasya, 20-22 March 1995. SPE 29275
-

### CAPÍTULO III.- METODOLOGÍA DE DISPAROS BAJO BALANCE

#### 3.1. Principio de los disparos bajo balance

El principal propósito al disparar bajo balance es el de minimizar el daño por los disparos a la formación, aumentar la remoción inicial de los detritos y finos desde el túnel de las perforaciones, removiendo así cualquier obstrucción al flujo durante el empacamiento con grava y el proceso de producción (en pozos donde pudiera presentarse el problema de arenamiento); obstrucciones potenciales, incluyendo bloqueos (causados por la roca o residuos de pistola o ambos) en el túnel

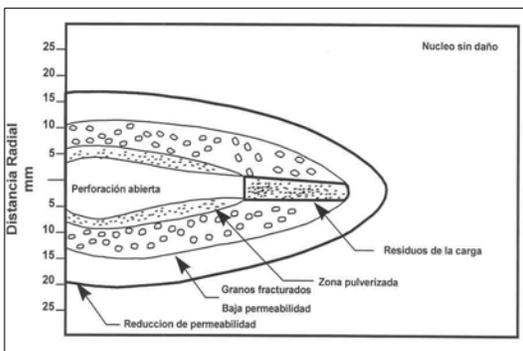


Fig. 3.1. Zona dañada alrededor del disparo

mismo del disparo y también la reducción de la permeabilidad, causada por finos, en la roca alrededor del túnel. Los disparos bajo balance han sido usados para remover la zona de daño en yacimientos con suficiente permeabilidad y presión<sup>(1)</sup>.

Pruebas de laboratorio realizadas con núcleos artificiales (bajo el método API RP 43) demostraron que los efectos de la zona dañada por los disparos, pueden ser mitigados por el flujo a través de los mismos. La fig. 3.1 presenta la zona dañada alrededor del disparo. La fig. 3.2 presenta una serie de eventos del disparo y la limpieza de los residuos de las cargas después de un cierto volumen de flujo<sup>(2)</sup>.

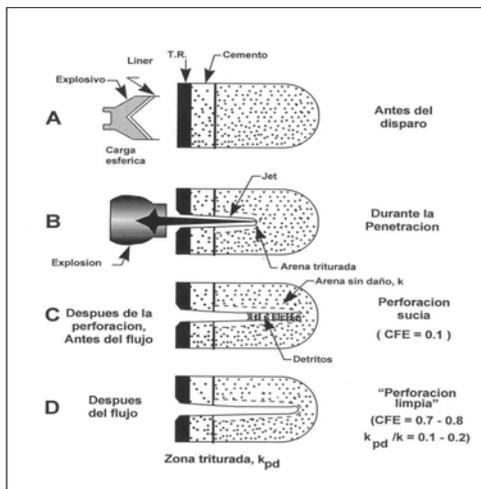


Fig - 3.2 Eventos de la limpieza en una

Al disparar bajo balance se establece una presión hidrostática en la pared del intervalo productor menor que la presión de formación, favoreciendo con ello el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y, de esta forma, mejorar la eliminación de material residual de los túneles del disparo, obteniendo una perforación más limpia<sup>(3)</sup>.

Disparar bajo balance involucra una serie secuencial de procesos: disparo de pistolas y detonación de cargas, formación a chorro; avance de ondas de choque en el fluido del agujero y formación de burbujas; penetración a chorro a través de la T.R., cemento y roca del yacimiento; relajación de la presión dentro del túnel de los

disparos a la presión local del pozo; flujo de transitorio de succión desde el yacimiento dentro de las perforaciones; y finalmente estabilización de la velocidad de flujo seguida por la producción de fluido en estado estacionario<sup>(4)</sup>.

Una vista general de la cavidad de los disparos justo después de que ellos se han realizado se muestra en la fig. (3.3)<sup>(4)</sup>. Al inicio de la onda de choque se llena con una lechada (una suspensión de polvo de roca del yacimiento). Durante la producción, los túneles disparados contienen fluido del yacimiento puro con remanente de partículas de roca suspendida/sedimentada.

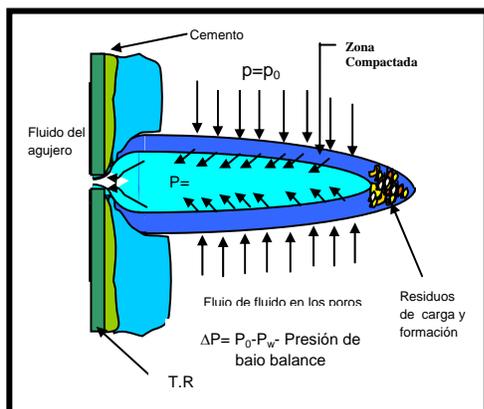


Fig. 3.3. Túnel del disparo al inicio de la succión.

Considerando sólo los residuos derivados de la roca, su distribución de tamaño de partícula depende de las propiedades de la misma, la pistola y el tipo de carga, el esfuerzo *in-situ* y presión de bajo balance. Esas partículas, si no son removidas, pueden afectar grandemente el comportamiento final de flujo después de la terminación. Grandes piezas de *detritus*, si se generan debido al colapso de la zona compactada alrededor de los disparos, pueden bloquear la sección de cruce de la perforación, reduciendo su conductividad hidráulica; esas partículas son difíciles de remover

El nivel de presión diferencial óptimo para efectuar operaciones de disparos es determinado, inicialmente, por las propiedades del yacimiento y ajustado por las características mecánicas del pozo, como los valores de resistencia de la tubería de revestimiento, empacador y pistolas perforadoras.

Un nivel de bajo balance deficiente, puede provocar una limpieza pobre del túnel del disparo. Un nivel demasiado alto puede generar:

1. Falla mecánica de la formación.
2. Movimiento de finos
3. Atrapamiento de las pistolas
4. Colapso de la tubería de revestimiento
5. Atrapamiento del empacador por la tubería de revestimiento,
6. Envolvamiento del empacador
7. Otros (2)

Un adecuado diseño de las pistolas mejorará el resultado de la aplicación del método

### 3.2 Tipos de daño a la formación por disparos:

El daño mecánico de la roca durante los disparos inicia con penetración a chorro y propagación de onda de choque dentro de ella. Esto produce que la cavidad de la perforación se encuentre rodeada por una zona compactada con daño a la estructura del espacio de poro, porosidad y permeabilidad reducidas, y resistencia (fig. 3.1.). Esta región de daño ha sido llamada históricamente la zona compactada. Este daño es el resultado de la reducción del tamaño del poro debido a los granos de arena fracturados (aunque algunos autores han puesto en duda tal afirmación porque el comportamiento ideal predicho en la prueba API se considera un error<sup>(5)</sup>).

Después de la relajación de la presión dentro de la cavidad llenada con detritos y el fluido del agujero, la falla de la roca alrededor de la perforación puede continuar.

El hecho de que la presión bajo balance puede influir en la geometría final del túnel del disparo, en particular su radio final,  $r_0$ , ha sido confirmado experimentalmente para rocas llenas de gas, pero no ha sido explicado aún<sup>(4)</sup>.

Otro daño por disparos, normalmente ignorado, es el causado por arena pulverizada residual no removida de los túneles. Este material, excepto en el final del túnel, tiene alta permeabilidad y porosidad y no impide la producción. Sin embargo, puede restringir la inyectividad y requerir mayor

presión de inyección. La remoción de esta arena pulverizada es una función del bajo balance, tipo de carga y dureza de la roca. Con el bajo balance, los agujeros de cargas grandes, roca débil y disparos orientados mejoran el daño por arena pulverizada residual <sup>(2)</sup>.

En yacimientos de gas y condensado un mayor bajo balance produce mejores disparos. Pruebas a 2000 psi han generado buenos resultados. Las longitudes libres de detritos se incrementan con el grado de bajo balance. La longitud de los disparos varía poco con el bajo balance <sup>(6)</sup>. Cuando se dispara a 2000 psi de bajo balance, se induce un cuello de aproximadamente 1 pulgada desde la entrada del disparo. A menor bajo balance no se observa reducción<sup>(6)</sup>.

### 3.3 Bajo balance en arenas consolidadas <sup>(7)</sup>

Para maximizar el comportamiento de flujo se requieren altas condiciones de bajo balance cuando se dispara en arenas consolidadas. Los resultados tienen implicaciones para operaciones de fracturamiento hidráulico donde frecuentemente la efectividad de los disparos se considera de importancia secundaria. Insuficiente bajo balance y pobre limpieza de las perforaciones puede dejar altas presiones de rompimiento de la formación y las dificultades operacionales relacionadas.

La limpieza total en este tipo de roca es difícil de alcanzar en núcleos de gas saturado y líquido saturado aún con altos niveles de bajo balance. En núcleos de gas saturado se recomienda el máximo nivel de bajo balance durante los disparos.

La penetración total es mayor en núcleos de líquido saturados que en los saturados por gas. Sin embargo, la limpieza de los de gas saturado es mejor, lo cual conduce a obtener túneles más profundos, libres de residuos. En núcleos de líquido saturados no se observa una relación clara entre el nivel de bajo balance y el comportamiento de flujo.

En núcleos con gas saturado se ha logrado una considerable limpieza de las perforaciones a 2000 psi de bajo balance. Logrando con ello un mejoramiento en el comportamiento de flujo. Sin embargo, 2000 psi de bajo balance no son suficientes para producir perforaciones libres de residuos tanto en núcleos saturados de gas como de líquido. El uso de mayores bajo balances para alcanzar mejor limpieza puede no ser factible.

En rocas carboníferas de grano fino se requieren altas condiciones de bajo balance para maximizar el comportamiento de flujo cuando se dispara en arenas consolidadas, particularmente en formaciones de líquido saturado. No son suficientes 2000 psi de bajo balance para producir disparos libres de detritos frecuentemente se requiere fracturamiento para optimizar su producción <sup>(7)</sup>.

. Los granos, incluyendo los compactados, se producen con el fluido de producción y son responsables de problemas posteriores de arenamiento.

Los finos que penetran dentro de la roca del yacimiento pueden afectar significativamente la permeabilidad y reducir posteriormente la velocidad de producción. El resultado global de ese proceso puede ser la reducción del índice de productividad de la terminación. Los objetivos de la producción podrían forzar el uso de un mayor gradiente de presión que el adecuado, lo cual provoca la producción de arena. Una alta caída de presión podría inducir falla de la roca alrededor del túnel. Si las velocidades de flujo a lo largo del túnel son suficientemente altas, la falla de la roca barrerá hacia fuera del túnel y dejará un problema de producción de arena. Una perfecta limpieza o la estabilidad de las perforaciones garantiza el período de producción y es una parte importante de las terminaciones.

El principal proceso y mecanismo que deja problemas de producción de arena es el daño mecánico y la falla de la roca del yacimiento durante los disparos, la limpieza de las perforaciones durante el flujo de ondas y la estabilidad de la perforación durante la producción para el caso particular de declinación del yacimiento <sup>(8)</sup>. El mecanismo de limpieza de la perforación durante el flujo de ondas

de choque está relacionado con la expansión del fluido de poro en la roca alrededor del disparo y el transporte de finos desde una zona compactada, la cual restablece la permeabilidad inicial de la roca, así como el transporte de partículas desde el túnel del disparo. Este transporte es controlado por la evolución de la presión de poro del fluido en la roca alrededor de la perforación y dentro del túnel. Experimentos han mostrado que la limpieza realmente ocurre, durante la fase temprana de la onda de choque, *Pearson*<sup>(4)</sup>.

### 3.4. MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE BAJO BALANCE

Existen diferentes métodos para el cálculo de la presión de bajo balance; sin embargo, ésta es aún objeto de estudio. Entre los métodos propuestos están los que se basan en ecuaciones empíricas, los basados en modelamiento analítico y los calculados a través del elemento finito. Entre ellos se encuentran:

- Cálculo a partir de la teoría del transporte de partícula.
- Cálculo considerando las fuerzas de arrastre.
- Cálculo a partir de ecuaciones empíricas y correlaciones(2,13,14)

#### 3.4.1 Cálculo de la presión de bajo balance requerida para la limpieza de los disparos a partir de la teoría del transporte de la partícula.

*Pearson, and A. F. Zazovsky*<sup>(4)</sup> Desarrollaron un modelo para el cálculo de disparos a partir de la teoría de transporte de partícula. Para aplicar la teoría del transporte de la partícula en los disparos a la limpieza de las perforaciones, la distribución inicial del tamaño de partículas dentro de las perforaciones al inicio de la succión debe ser especificado. Esta información usualmente no se encuentra disponible bajo condiciones de campo, de manera que el modelo de limpieza de disparos requiere suposiciones adicionales.

#### 3.4.2 Cálculo de la presión de bajo balance considerando las fuerzas de arrastre.

Para minimizar el daño por compactación de la zona disparada en yacimientos productores naturalmente terminados e inyectores, los disparos deberán ser bajo balance cuando exista suficiente presión del yacimiento y no mayores restricciones operacionales. Cuando menos el óptimo bajo balance es usado, las ecuaciones de *Berhmann*<sup>(1)</sup> pueden ser usadas para estimar el daño residual de los disparos y decidir si se requiere o justifica una operación de estimulación.

Se sugiere para todos los pozos inyectores y productores estimulados con fractura estática o dinámica, que sean mejorados primero los disparos bajo balance, a una operación de fractura, si las excesiva presión de rompimiento/inyección se considera un problema potencial. Esta recomendación considera que existe suficiente presión en el yacimiento y permeabilidad para evadir la mayoría de la arena triturada del túnel de los disparos. El bajo balance recomendado en las ecuaciones 3.9 y 3.11 es generalmente suficiente para remover la mayoría de los restos de la arena triturada excepto para rocas débiles<sup>(1)</sup>.

$$\Delta P = D^{0.3} [90.4 - 7.86 \cdot \ln(k)]^2 \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde D = diámetro del túnel en la roca, pulgadas.  
 k = permeabilidad del yacimiento, milidarcys.  
 $\Delta P$  = Presión óptima de bajo balance, psi

$$D = EH_{N80} * (3.27 - 0.61 \ln(UCS)), \dots\dots\dots(3.2)$$

para penetración profunda de cargas.

Donde CD es el diámetro de la carga

$EH_{N80}$  es el orificio de entrada en la T.R. N-80; UCS es el esfuerzo compresivo de confinamiento en Kpsi.

$$\Delta P = D^{0.3} [50.6 + 3.44 * \ln(k)]^2. \dots\dots\dots(3.3)$$

Para areniscas de cuarzo:

Las ecuaciones 3.9 y 3.11 deben usarse con precaución ya que son extrapolaciones de datos de laboratorio a rocas del yacimiento usando relaciones de porosidad-permeabilidad con gran cantidad de datos dispersos. Sin embargo, datos de laboratorio de yacimientos de areniscas de baja permeabilidad y rocas de baja permeabilidad a 3000 psi de bajo balance dieron daño cero o negativo.

**3.4.3.- Cálculo de la presión para remoción del daño de la zona compactada.**

La determinación del suficiente bajo balance para remover el daño a la permeabilidad de la zona compactada por los disparos es aún sujeta de discusión. *Behrmann* publicó ecuaciones para el cálculo de la presión crítica de bajo balance utilizando datos de porosidad y de permeabilidad, para obtener disparos con daño cercanos a cero<sup>(9)</sup>, considerando las fuerzas de arrastre:

$$\Delta P = 1,480 \phi D^{0.3} / k^{1/2}, \quad k > 100 \text{md} \dots\dots\dots(3.4)$$

donde :

$\Delta P$  está en psi,  $\phi$  en porcentaje , k en md , D en pulgadas

$$\Delta P = 687 \phi D^{0.3} / k^{1/3}, \quad k < 100 \text{md} \dots\dots\dots(3.5)$$

Para el cálculo del daño a la formación para bajo balance menor que los dados en las ecuaciones anteriores y para perforaciones simples:

$$s = (CD/20)^2 * (2.64 - 0.00395 * \Delta P / 687 \phi D^{0.3} / k^{1/3}), \quad k < 100 \text{md} \dots\dots\dots(3.6)$$

$$s = (CD/20)^2 * (2.64 - 0.00183 * \Delta P / 687 \phi D^{0.3} / k^{1/3}), \quad k > 100 \text{md} \dots\dots\dots(3.7)$$

*Walton* <sup>(10)</sup>, se encuentra desarrollando un método de cálculo de la presión de bajo balance en función del esfuerzo compresivo de la roca, cuyos pasos críticos pueden resumirse como sigue:

1. Medir el HCS de la roca, el cual está definido como el valor de esfuerzo de confinamiento al cual la muestra falla, para agujeros de diferentes diámetros.

$$HCS = UCS f(r) \dots \dots \dots (3.8)$$

Se encuentra en desarrollo una base de datos a mediano plazo.

Medición de la distribución de la resistencia de la zona de daño. Con la ecuación:

$$USC = USC_0 (r) \dots \dots \dots (3.9)$$

donde  $USC_0$  denota la USC de la roca inmaculada

Un resultado típico se muestra en la fig. 3. Datos comprensivos de esta manera son difíciles de obtener. Sin embargo, se puede hacer una aproximación razonable midiendo la USC de la roca virgen, el diámetro del túnel inicial de disparos (el cual puede ser aproximado por el diámetro del agujero en la T.R.) y la extensión de la zona de daño. Una forma plausible del perfil puede considerarse (por ejemplo, un perfil hiperbólico se usó en la fig 3). La base de datos para la información está en desarrollo.

2. El bajo balance requerido para dejar los túneles de disparos al radio  $r$  en la falla del corte está dada por la ecuación :

$$\Delta P = UCS_0 f(r)g(r) - \tau_{eff}^0 \dots \dots \dots (3.10)$$

Donde  $\tau_{eff}^0$  es el valor inicial des esfuerzo de confinamiento efectivo. Para la falla por tensión, el óptimo bajo balance está dado por :

$$\Delta P = 2UCS_0 f(r) \left(1 - \frac{r_0}{r}\right) \sqrt{r/r_0} \dots \dots \dots (3.11)$$

3. El óptimo bajo balance que cae fuera del esfuerzo de falla en la extensión completa de la zona de daño puede ser calculado eligiendo  $g(r) = 1$ . En otras palabras:

$$\Delta P + \tau_{eff}^0 = BUC S_0$$

4. Donde  $B$  depende del diámetro de la zona de daño. Las figs. 6-8 sugieren que para una zona de daño típica los diámetros caen en el rango de 2.5 a 4.5. Sin embargo, no queda claro aún cuánta zona de daño debe ser removida para proporcionar un "razonablemente eficiente" túnel de disparo.

El método aún se encuentra en desarrollo.

**3.4.4. Cálculo de la presión de bajo balance a partir de ecuaciones empíricas y correlaciones<sup>(2,11,12)</sup>**

**3.4.4.1. Procedimiento**

- 1.- Determinar los valores estimados de:
  - a) Permeabilidad de la formación
  - b) Presión de formación
  - c) Tiempo de tránsito de lutitas adyacentes (en caso de existir)
  - d) Densidad de lutitas adyacentes (en caso de existir)
  - e) Fluido predominante en el yacimiento (gas o aceite)
  - f) Formación con antecedentes de producción de arena.
  
- 2.- Estimar el nivel óptimo de presión diferencial para la ejecución del disparo.
  - a) Obtener el mínimo bajo balance requerido usando las ecuaciones correspondientes (3.16 a 3.24)
  - b) Estimar el máximo bajo balance permisible con las ecuaciones correspondientes (3.24 a 3.32)
  - c) Seleccionar la presión bajo balance recomendada en la ec. 3.33, en caso de no haber antecedentes de producción de arena.
  - d) Seleccionar la presión de bajo balance recomendada en la ecuación con la ec. 3.34 en caso de haber antecedentes de producción de arena y/o si se tiene alta saturación de agua.
  
- 3.- Seleccionar las pistolas (para la selección de pistolas se pueden seguir los lineamientos establecidos por *Brooks, v. Cap. II*)
- 4.- Ajustar el valor de presión diferencial óptimo, considerando las presiones de trabajo de la tubería de revestimiento, empacador, pistolas, etc.
- 5.- Seleccionar un fluido de terminación adecuado (limpio, compatible con la formación, etc)
- 6.- Considerar los contactos para evitar la conificación.
- 7.- Estimar el daño y/o caídas de presión en los disparos utilizando algún método de predicción de eficiencia de flujo (cap 2)
- 8.- Determinar el bajo balance crítico para tener un daño de la perforación cercano a cero:
- 9.- En caso de requerirse un diferencial de presión demasiado elevada que pudiera poner en riesgo la integridad del pozo, además de dificultar la operación y, en consecuencia, aumentando el costo de la terminación, es conveniente considerar la técnica de disparo sobre balance.

**3.4.4.2. Presión mínima de bajo balance requerida a partir de la permeabilidad de la zona productora:**

a) Para yacimientos de gas :

$$P_{min} \text{ (psi)} = \frac{2500}{k}; \quad k < 1md \dots\dots\dots(3.12)$$

$$P_{min} \text{ (kg / cm)}^2 = \frac{175.5}{k}; \quad k < 1md \dots\dots\dots(3.13)$$

$$P_{min} (psi) = \frac{2500}{k^{0.18}}; \quad k > 1md \dots\dots\dots(3.14)$$

$$P_{min} (kg/cm^2) = \frac{175.75}{k^{0.18}}; \quad k > 1md \dots\dots\dots(3.15)$$

A partir de la ecuación de Tariq<sup>(12)</sup>, Tang<sup>(13)</sup> consideró que para la presión de mínimo bajo balance se debe emplear, en unidades internacionales, (ec. 3.20):

$$20.685 = \left[ (P_r K_r^{0.4}) - (P_r K_r^{0.8} - (271 * 1.25 + 2.49 R_{ec}) - (271 * 1.25 + 2.49 R_{ec}^2))^{0.5} \right] \quad (3.16)$$

$$R_{ec} = \left[ 0.061 (P_r K_r^{0.4}) - (0.571)^{0.5} \right] - 0.251 \quad \dots\dots\dots(3.17)$$

Si  $P_r K_r^{0.4} \leq 15$ , significa que la presión del yacimiento no es suficiente para la limpieza de las perforaciones. De manera que el mínimo bajo balance no puede ser alcanzado.

$P_r$  y  $K_r$  son la presión del yacimiento y la permeabilidad del mismo, respectivamente

$R_{ec}$  = número de Reynold's

**b) Para yacimientos de aceite:**

$$P_{min} (psi) = \frac{2500}{k^{0.3}}; \dots\dots\dots(3.18)$$

$$P_{min} (kg/cm^2) = \frac{175.75}{k^{0.3}}; \dots\dots\dots(3.19)$$

**3.4.4.3. Máximo bajo balance en función del tiempo de tránsito de lutitas adyacentes.**

Para tiempo de tránsito > 90 micro seg/pie (300 microseg/m)

**a) Yacimientos de Gas:**

$$P_{max} (psi) = 4800 - 25\Delta t \dots\dots\dots(3.20)$$

$$P_{max} (kg/cm^2) = 337.44 - 1.7575\Delta t \dots\dots\dots(3.21)$$

**b) Yacimientos de aceite**

$$P_{max} (psi) = 3500 - 19\Delta t \dots\dots\dots(3.22)$$

$$P_{max} (kg/cm^2) = 246.05 - 1.3357\Delta t \dots\dots\dots(3.23)$$

**3.4.4.4. Máximo bajo balance en función de la densidad de las lutitas adyacentes.**

Para densidades menores de 2.4 g/cm<sup>3</sup>:

a) Yacimientos de gas :

b)

$$P_{max} (psi) = 2900(\rho_l) - 4700 \dots\dots\dots(3.24)$$

$$P_{max}(kg/cm^3) = 203.87(\rho_l) - 330.41 \dots\dots\dots(3.25)$$

c) Yacimiento de aceite

$$P_{max}(psi) = 2340(\rho_l) - 4000 \dots\dots\dots(3.26)$$

$$P_{max}(kg/cm^3) = 164.502(\rho_l) - 281.2 \dots\dots\dots(3.27)$$

Para tiempo de tránsito < 90 micro seg/pie (300 microseg/m) o para densidades mayores de 2.4 g/cm<sup>3</sup>

$P_{m\acute{a}x}$  = Máxima presión permisible de la T.R. y cemento en la zona de disparos.(3.32)

En caso de no haber antecedentes de producción de arena :

$$P_{recomendada} = (0.2 * presión mínima) + (0.8 *presión máxima)\dots\dots\dots(3.28)$$

Si se tienen antecedentes de producción de arena:

$$P_{recomendada} = (0.2 * presión mínima) + (0.2 *presión máxima)\dots\dots\dots(3.29)$$

las ecuaciones 3.24 a 3.32 no son recomendadas cuando se tengan problemas de producción de arena o cuando se dispare cerca de contactos aceite/agua o gas/agua. En ninguna circunstancia se debe alcanzar el máximo bajo balance en el caso en que la formación sea productora de arena. La figura 3.3 muestra la máxima presión de bajo balance para disparar arenas poco consolidadas con base en la velocidad sónica de lutitas adyacentes<sup>(11)</sup>.

La Fig. 3.4. muestra la máxima presión de bajo balance para disparar en arenas poco consolidadas basada en la densidad de las lutitas adyacentes<sup>(11)</sup>.

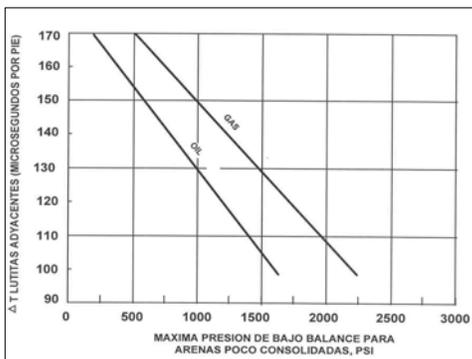


FIG. 3.3 Máxima presión de bajo balance para disparar arenas poco consolidadas basado en la velocidad sónica en lutitas advacentes<sup>(1, 11)</sup>.

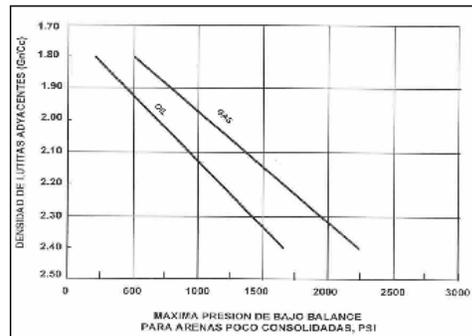


FIG. 3.4 Máxima presión de bajo balance para disparar arenas poco consolidadas basado en la densidad de lutitas adyacentes<sup>(1, 11)</sup>.

**3.5. PROGRAMA DE DISEÑO ÓPTIMO PARA DISPAROS EN POZOS DE GAS<sup>(13)</sup>.**

El objetivo de disparar en pozos de gas es obtener agujeros abiertos, limpios y de alta productividad.

La disminución de la resistencia mecánica de la tubería de revestimiento y la producción de arena son las condiciones límite.

**3.5.1. Guía general para optimizar los parámetros en un pozo de gas :**

- a) Elegir las cargas conformadas que puedan penetrar a través de la zona dañada por la perforación. La zona de radio de daño puede ser predicha o estimada por medio de las pruebas *DST* o por registros.
- b) Entre las cargas conformadas capaces de penetrar más allá de la zona de daño, seleccionar aquéllas que puedan crear agujeros de gran diámetro. En este caso, la profundidad del disparo no es un factor importante.
- c) Si el radio de daño es muy grande para penetrarlo, elegir cargas que penetren tanto como sea posible. Ciertamente, el diámetro del disparo no debe ser tan pequeño.
- d) Usar las pistolas de mayor densidad sin tener en cuenta la profundidad de la zona de daño. Por supuesto la economía y la resistencia de la tubería de revestimiento deben ser consideradas.
- e) 90°, 60° o 180° de desfasamiento no necesariamente son lo mejor. El ángulo de desfasamiento debe ser determinado por los nomogramas (figs. 2.5 y 2.6).

De acuerdo con investigaciones realizadas, el coeficiente de resistencia de la tubería de revestimiento, *K*, para la T.R. disparada debe ser mayor que 0.95. Este coeficiente puede ser calculado con la fórmula :

$$\frac{1}{K} = 1 + \left( \frac{2d_p}{\frac{36 \times 10^4}{(\theta)(spf)} - 2d_p} \right) \left( \frac{90}{\pi\theta} \left( \left( \frac{4d_p}{d_0 - 2\delta} \right) + \text{sen} \left( \frac{4d_p}{d_0 - 2\delta} \right) \right) \right) \dots\dots\dots(3.30)$$

Donde:

- θ* = Ángulo de fasamiento, si *θ* = 0, entonces usar 360°
- Spf* = Densidad de disparos (disparos/m)
- Dp* = Diámetro de disparo (mm)
- D0* = Diámetro externo de la tubería de revestimiento (mm)
- δ* = Espesor de la tubería de revestimiento (in)
- π* = 3.14159

La condición límite de diseño óptimo es *K* > 0.95

**3.5.2. Programa de Diseño Óptimo de los disparos en un pozo de gas<sup>(13)</sup> :**

- a) Recopilar los datos relativos de la roca, fluido y daño a la formación.
- b) Investigar la historia de producción de pozos vecinos.
- c) Recopilar los datos de cargas y pistolas en el mercado, incluyendo eficiencia de flujo en el núcleo, CFE, de cargas y los datos de la prueba de daño por disparos.

- d) De acuerdo con los datos de profundidad de penetración y diámetro de cargas en areniscas, calibrarlos a las condiciones de formación de fondo de pozo.
- Los principales factores que afectan el comportamiento de la penetración incluyen :
    - 1) porosidad de la formación
    - 2) claro del disparo
    - 3) tiempo de residencia y temperatura en el fondo del pozo
    - 4) bajo balance
    - 5) grado de la tubería de revestimiento
    - 6) tiempo y condiciones de almacenamiento
  - e) Calcular las relaciones de productividad de varios esquemas.
  - f) Calcular el coeficiente de resistencia de la tubería de revestimiento.
  - g) Usar un análisis nodal para obtener la velocidad de flujo del gas, el factor de daño. Elegir el mejor plan.
  - h) Diseñar y evaluar el fluido en el cual se va a disparar.
  - i) Diseñar el procedimiento de ingeniería y evaluar la efectividad mediante pruebas de pozo después de disparar.

### 3.6. Remoción de la arena residual pulverizada.

Durante las operaciones de bajo balance, varían las cantidades removidas de arena pulverizada en el túnel del disparo. Experimentos limitados de laboratorio han mostrado que es difícil remover la arena bajo las siguientes condiciones:

1. Bajo balance, bajo.
2. Uso de grandes cargas de agujero contra cargas de penetración profunda.
3. Debilidad de la roca
4. Disminución del tamaño del disparo
5. Ladear los disparos
6. El flujo de aceite monofásico *versus* bifásico aceite/salmuera.

Excepto para formaciones muy duras, el diámetro del túnel en la roca es mayor que la entrada del agujero en la T.R. Como resultado el agujero a través de la T.R./cemento proporciona una restricción de flujo durante la onda de choque del bajo balance y puede prevenir toda la arena pulverizada siendo barrida desde el túnel del disparo

### 3.7. Condiciones para disparar bajo balance<sup>(1)</sup>

1. Para minimizar el daño debido a la zona compactada por los disparos en pozos productores e inyectoros naturalmente terminados, los disparos deben ser bajo balance cuando exista suficiente presión de yacimiento y sin mayores restricciones operacionales.

2. Cuando sea usado un bajo balance menor que el óptimo, las ecuaciones 3.9-3.11 pueden ser usadas para estimar el daño residual por disparos y decidir si se requiere una operación de estimulación o se justifica.
3. Se sugiere también que para todos los pozos productores e inyectores que serán hidráulica o dinámicamente fracturados, los disparos bajo balance deben realizarse primero para una operación de fractura si se ha considerado que las excesivas presiones de rompimiento/inyección son un problema potencial.

Esta recomendación asume que existe suficiente presión de yacimiento y permeabilidad para evitar la mayoría de la arena pulverizada desde el túnel del disparo. El bajo balance dado en las ecuaciones 3.36 y 3.37 es generalmente suficiente para remover la mayoría de la arena pulverizada excepto en el caso de rocas débiles<sup>(1)</sup>.

Aplicando las ecuaciones anteriores a datos de porosidad – permeabilidad de yacimiento de Alaska y Mar del Norte, nos proporcionan una relación simple del óptimo bajo balance:

$$\Delta P = D^{0.3} (90.4 - 7.86 * \ln(k))^2 \dots\dots\dots(3.31)$$

Donde:

- D = diámetro del túnel del disparo en la roca, en pulgadas
- K = permeabilidad del yacimiento, en milidarcys, md

El diámetro del agujero en la roca es función del tamaño de la carga y la resistencia de la roca. Para el cálculo del diámetro promedio del túnel como función del tamaño del agujero de la T.R. y del esfuerzo compresivo de confinamiento de la roca puede usarse la ecuación anterior.

Aplicando el mismo análisis a areniscas de cuarzo, se obtiene la siguiente ecuación para el cálculo del óptimo bajo balance:

$$\Delta P = D^{0.3} (50.6 - 3.44 * \ln(k))^2 \dots\dots\dots(3.32)$$

Las ecuaciones 3.36 y 3.37 deben ser usadas con precaución ya que son extrapolaciones de datos de laboratorio de rocas superficiales a rocas de yacimiento usando relaciones de porosidad y permeabilidad de datos muy dispersos. Sin embargo, datos de laboratorio limitados a yacimientos de baja permeabilidad de areniscas de cuarzo y rocas superficiales de baja permeabilidad limpias a 3000 psi de bajo balance dieron de daño por disparos de cero a negativo, lo cual sugiere que arenas limpias (libres de arcilla) pueden usar menores bajo balances<sup>(9)</sup>.

Se ha presentado un procedimiento adicional para determinar el óptimo bajo balance para la remoción del daño por disparos<sup>(10)</sup> en términos del esfuerzo compresivo de la roca. El cual propone que el bajo balance óptimo para la remoción del daño depende críticamente del esfuerzo efectivo, la resistencia de la roca y la resistencia y extensión de la zona de daño del disparo. Aunque aún se encuentra en desarrollo la base de datos para su aplicación.

Las relaciones más frecuentemente usadas para determinar el óptimo bajo balance están basadas en el disparo simple y pruebas de flujo con muestras de aceite saturado. Uno de los problemas durante los disparos bajo balance es el potencial de producción de arena (o colapso de los túneles de disparo) <sup>(3)</sup>. Cuando se presenta este problema se puede considerar seguir la metodología de *Venkitaraman*<sup>(14)</sup>

### 3.8. Bajo balance en pozos horizontales.

La ecuación del cálculo de la presión de bajo balance para pozos horizontales se describe a continuación, de acuerdo con J.J. Azar<sup>(15)</sup>:

$$\Delta P = \frac{3000}{\sqrt[3]{k}} \dots\dots\dots(3.33)$$

k = md

### 3.9. Técnica de bajo balance.

La técnica usada para alcanzar el bajo balance al principio de los disparos depende de las condiciones de cada pozo individual, tales como presión del yacimiento, cantidad de bajo balance requerida, resistencia mecánica de la formación, longitud de los intervalos disparados.

Los objetivos perseguidos son:

1. Crear el bajo balance adecuado para rebasar totalmente la zona de daño, sin causar flujo de arena.
2. Crear las condiciones para proporcionar el flujo adecuado para limpiar las perforaciones.

El valor óptimo de limpieza no es exactamente conocido, sin embargo, en trabajos no publicados por compañías dedicadas a disparar indican que el mínimo flujo por disparo es aproximadamente  $\frac{1}{8}$  de barril para limpiar la zona de daño<sup>(16)</sup>. Un método común para alcanzar el bajo balance es utilizar el aligeramiento con gas para descargar el fluido de terminación desde la tubería de producción a las válvulas de fondo del gas. Dependiendo de la presión del yacimiento y el bajo balance deseado, la presión puede ser mantenida en la tubería de producción para proporcionar la cabeza hidrostática adecuada. Alternativamente o en combinación con el mantenimiento de la presión en la tubería de producción, diesel puede ser adicionado a la tubería de producción para alcanzar el bajo balance adecuado. La técnica incluye el uso de un elemento de presión para medir la presión hidrostática del fluido después de la descarga con gas. La presión de diesel o descarga con gas se usa para crear la presión de bajo balance deseada. Cuando la descarga con gas no está disponible y la columna llena de diesel es muy pesada, se ha usado nitrógeno para desplazar al fluido de terminación desde la tubería de producción a través de la camisa deslizante. Entonces con la camisa cerrada, se obtiene el bajo balance deseado manteniendo la presión en la tubería de producción (*idem*).

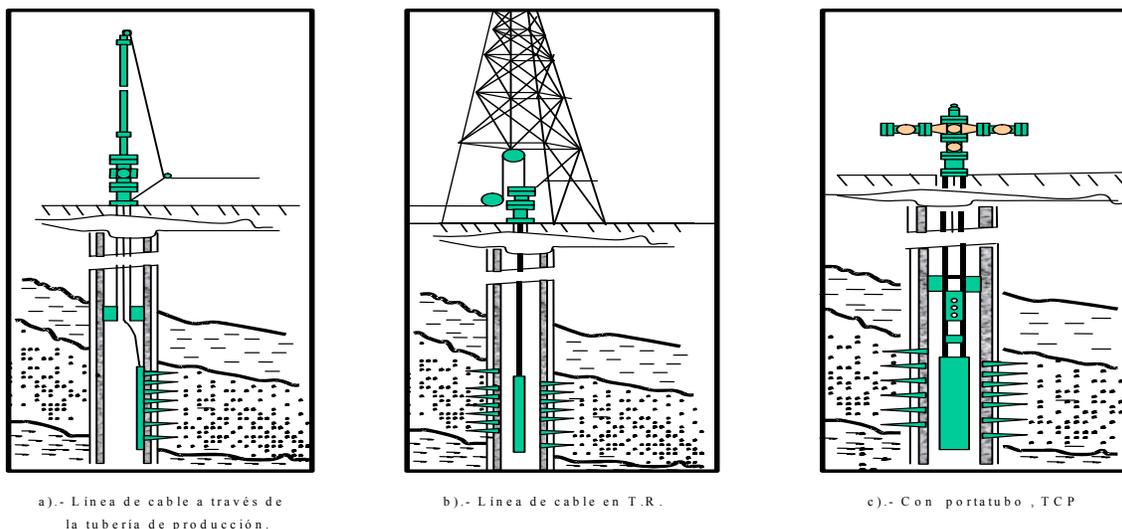


Fig. 3.5 Métodos de disparos bajo balance

a.- En la técnica básica se establece el bajo balance ajustando la presión de fondo de la columna de fluido en la tubería de producción y la T.R.

La pistola es corrida y disparada. Los fluidos del yacimiento fluyen a través de la tubería de producción hacia la superficie.

Los desechos de la pistola son retirados.

La técnica se ajusta mejor a longitudes cortas (entre 15 y 20 pies (4.5 a 6.1 m donde se requiera un ajuste simple del bajo balance y correr una simple pistola.

En las zonas a disparar grandes, donde se requiere más de una corrida de pistola, el establecimiento del adecuado bajo balance después de la primer corrida, por la caída de presión del pozo no es factible en ocasiones debido a la baja presión de los líquidos producidos.

El éxito con el uso de pistolas a través de la tubería de producción es mejor

b.- En este caso, el pozo puede ser pistoneado para establecer el bajo balance deseado.

Cuando la pistola es se dispara, el fluido del yacimiento fluye dentro de la T.R. , no alcanzando la superficie usualmente.

Cuando la pistola es recuperada la tubería de producción y el empacador pueden ser corridos sin tener represión en la cabeza del pozo.

La técnica tiene la gran ventaja de proporcionar el mejor comportamiento de las pistolas posible donde la presión del yacimiento y la caída de presión son limitados.

La técnica se aplica solamente a corrida de pistolas simple debido a que el bajo balance no puede establecerse para corridas de pistolas adicionales.

Una variación involucra disparar ligeramente sobre balance en un fluido de terminación compatible seleccionado para controlar el pozo y prevenir el daño a la formación y las

c.- La técnica básica involucra correr las pistolas con la tubería de producción por debajo del empacador.

La tubería de producción se corre seca o parcialmente llena para establecer el bajo balance deseado. El aparato es posicionado auxiliándose del localizador de juntas de rayos gamma o registro de neutrones. Después de mover la distancia requerida para el posicionamiento, el empacador es colocado.

Justo antes de los disparos, la válvula de venteo por debajo del empacador es abierta para comunicar la T.R. con la tubería de producción. Se iguala la presión alrededor de las pistolas con la tubería de producción, estableciendo el bajo balance.

Durante el disparo, el fluido se succiona dentro de la T.R., pasa por la pistola y a la tubería de producción a través de la válvula de venteo. El disparo es monitoreado mediante transductores de ruido o de impacto, sujetos a la tubería de producción, en la superficie.

### 3.10 Sobre balance extremo

Se ha alcanzado la presión de bajo balance hasta de 4800 psi sin producción de arena con la técnica de *sobre balance extremo*" (EUB, *Extreme Underbalance*)<sup>(17)</sup>. El uso de este sistema está limitado solamente por la presión del yacimiento (arenas depresionadas), el riesgo potencial para producir arena y la presión de colapso de la terminación. La operación inicia creando la presión diferencial requerida:

- Para pozos nuevos de un sólo diámetro, el bajo balance es creado vaciando el fondo de pozo a cierta profundidad con tubería flexible.
- Para disparos adicionales en pozos de un solo diámetro, el bajo balance se obtiene fluyendo el yacimiento por los disparos existentes, a través de determinado tamaño de estrangulador para alcanzar el bajo balance deseado.

El corazón del sistema es un soltador mecánico anclado (MRA) que asegura firmemente a las pistolas en la T.R. durante los disparos (fig. 3.6 )

- El MRA se corre con una herramienta de colocación de línea eléctrica usando procedimientos de correlación estándar y colocándola por debajo del intervalo a ser disparado. La profundidad de los intervalos a ser disparados determina la profundidad de anclaje.
- Con el MRA colocado , la primera pistola se baja al pozo con línea deslizable, y sujeta mecánicamente al perfil de la parte superior del ancla.
- La segunda y subsecuente pistola/espaciador se corren de manera similar, con los conectores del sistema de pistolas sujetos a la parte superior de las pistolas colocadas. Cada conector contiene componentes de transferencia balística sellados que transfieren la detonación desde la parte superior de la pistola.
- Para iniciar la detonación, la cabeza de encendido se corre con un medidor de tiempo. Este medidor es un elemento crítico en el éxito del trabajo. Se debe asegurar que se tiene tiempo suficiente para jalar la línea de deslizamiento usada para correr la cabeza de ignición y reinstalar la válvula de seguridad de fondo de pozo, antes de prender las pistolas.

Inmediatamente después de que la pistola es disparada, los fluidos de la formación son producidos dentro del pozo para levantar la columna de líquido. El gasto inicial del fondo de pozo es una función de la presión diferencial aplicada y de las características del yacimiento. Durante este período inicial que el estrangulador no controla la producción del pozo, por algunos minutos, existe el riesgo de levantar las pistolas/espaciadores si las pistolas no se sujetaron antes. Una vez que los fluidos llegan a la superficie, el control convencional del pozo puede alcanzarse usando estranguladores.

En general, las relaciones más frecuentemente usadas para determinar el óptimo bajo balance son las de *Behrman* <sup>(1,9,18)</sup> basadas en disparo simple y pruebas de flujo con muestras de aceite saturado.

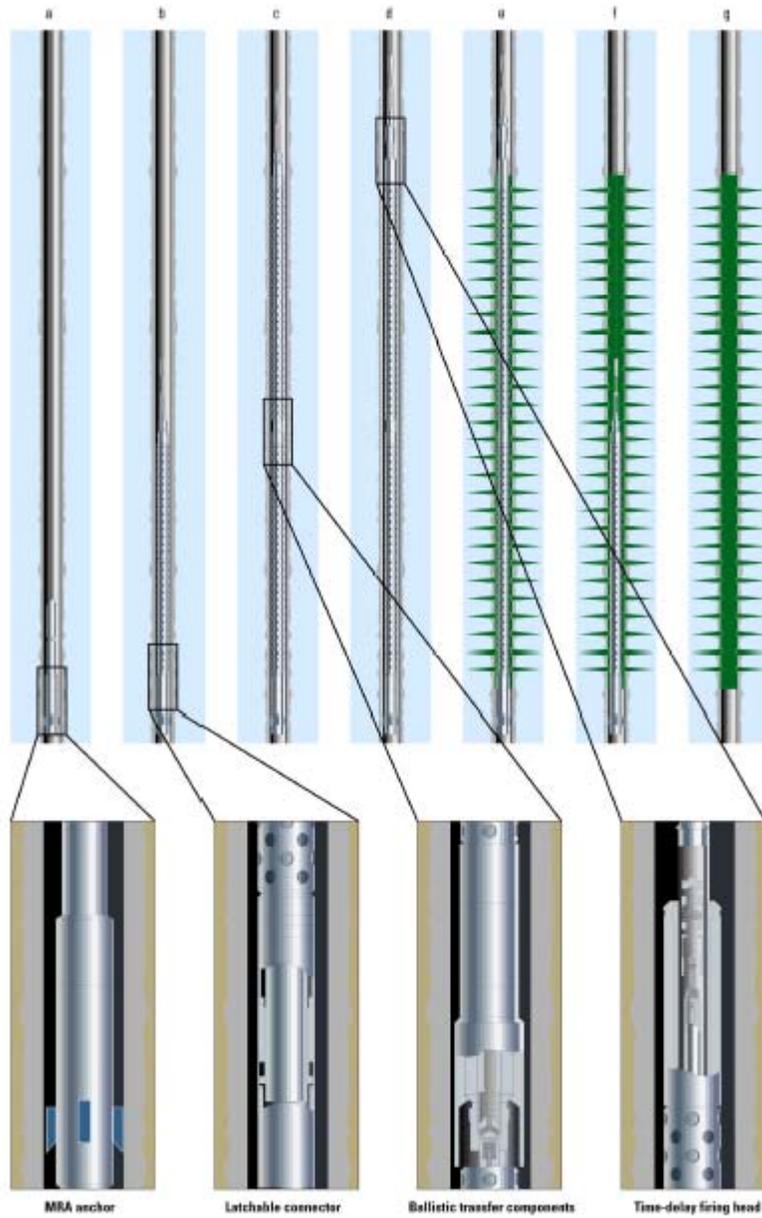


Fig. 3.6 Sistema de Pistolas<sup>21</sup>

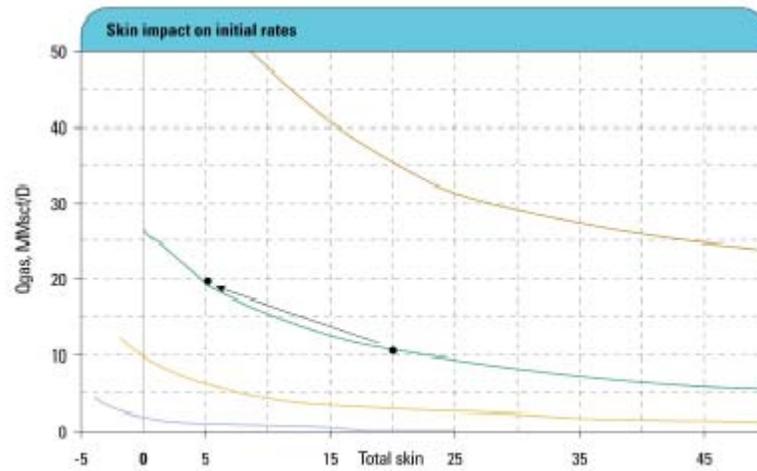


Figure 3: Skin impact on initial rates

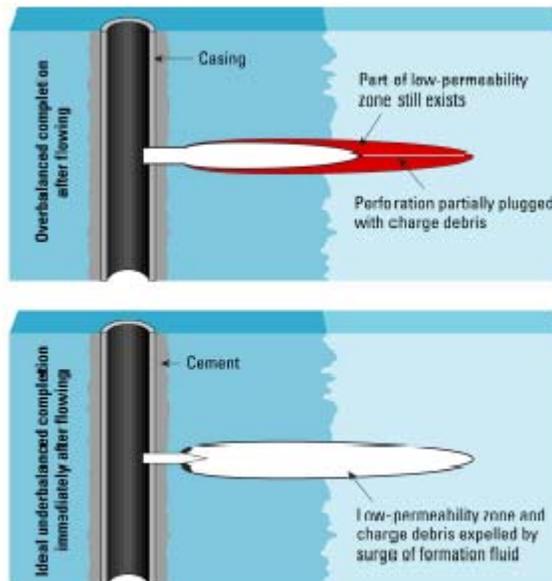


Figure 4: Overbalance vs. Underbalance

### Nomenclatura

$BUCS_0$

$C_D$  = coeficiente de arrastre

CFE

CTC = tubería flexible

CD = es el diámetro de la carga

D = diámetro del túnel del disparo en la roca

d = diámetro de la partícula

$D_p$  = Diámetro de disparo (mm)

$D_0$  = Diámetro externo de la tubería de revestimiento (mm)

DST = Drill Steam Test

$EH_{N80}$  = el orificio de entrada en la T.R. N80;

$F_D$  = Fuerza de arrastre

g = gravedad

HSC = Esfuerzo de confinamiento al cual la muestra falla

k = permeabilidad del yacimiento

K = Condición límite de diseño óptimo de disparos en función de la resistencia de la T.R.

l = longitud

l = longitud del disparo (penetración)

$P_{máx}$  = Máxima presión permisible de la T.R. y cemento en la zona de disparos

$P_{recomendada}$  = (0.2 \* presión mínima) + (0.8 \* presión máxima)

$p_o$  = presión inicial de poro

$p_w$  = presión de agujero

$\Delta p$  = presión de bajo balance

$q_o$  = gasto de flujo total a través de los disparos

r = distancia desde el eje de la perforación

$r_o$  = radio de la cavidad perforada

Re = Número de Reynolds

Rec = Número de reynolds crítico

$Re_p$  = Número de Reynolds en el canal de flujo

$Sp_f$  = Densidad de disparos (disparos/m)

TCP = tubería de producción

T.R. = Tubería de revestimiento

UCS = el esfuerzo compresivo de confinamiento de la roca.

$\mu$  = viscosidad del fluido del poro

$\theta$  = Ángulo de fasamiento

$\rho_\phi$  = la densidad del fluido del poro

$\rho$  = Densidad

$\rho_{\phi o}$  = la densidad del fluido del poro a la presión inicial del yacimiento.

$\delta$  = Espesor de la tubería de revestimiento (in)

$\phi$  = porosidad

$\phi_{\phi o}$  = porosidad de la roca a la presión inicial del yacimiento

$$\pi = 3.14159$$

$\tau_{\text{eff}}^0$  = Valor inicial efectivo del esfuerzo de confinamiento

### Bibliografía:

- (1) L.A. Behrmann and Mc Donald. *Underbalance or Extreme Overbalance*. Paper prepared for presentation at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 14-15 February 1995. SPE 31083
- (2) Víctor G. Vallejo Arrieta. *Técnica de Disparos Bajo-balanceados y Sobre-balanceados*. Tesis de Maestría, UNAM, México, 1997.
- (3) W.T. Bell. *Perforating Underbalanced –Evolving Techniques*. JPT, october 1984. págs. 1653-1662
- (4) J.R.A. Pearson, and A. F. Zazovsky, *A Model for Transport of Sand Grains Form a Perforation During Underbalance Surge*. SPE, Schlumberger, Cambridge Research. Oct , U.S.A. , 1997, SPE 38634.
- (5) Amer M Saleh and George Stewart. *New Approach Towards of Near Well Bore Behaviour of Perforated Completions*. Paper prepared for presentation at the 1996 SPE European Petroleum Conference held in Milan, Italy, 22-24 october 1996.
- (6) King, G.E., et al. *Afield Study of Underbalance Necessary to Obtain Clean Perforations Using TCP*. JPT, June 1986. págs. 662.
- (8) K. Bird and S. Dunmore. *Optimising Perforation Performance for the Armada Gas Condensate Development*. Paper prepared for presentation at the European Formation Conference held in The Hague, The Netherlands, 15-16 may 1995. SPE 30083)
- (7) K. Bird and R.H.J. Blok. *Perforating in Tight Sandstones: Effect of Pore Fluid and Underbalance*. Prepared for presentation at the 1996 SPE European Petroleum Conference held in Milan, Italy 22-24 October 1996. SPE 36860.
- (9) L.A. Berhmann. *Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage*. Paper presented at the 1995 SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, May 15-16.
- (10) Ian Walton. *Optimum Underbalance for removal of Perforation Damage*. Paper prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas Texas, 1-4 October 2000. SPE 63108
- (11) H.R. Crawford. *Underbalanced Perforating Design*. Paper prepared for presentation at 64<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of SPE held in San Antonio, TX, October 8-11, 1989. SPE 19749.
- (12) S.M. Tariq. *New Generalized Criteria for Determining the Level of Underbalance for Obtaining Clean Perforations*. . Paper prepared for presentation at 65<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of SPE held in New Orleans, L.A., Sept. 23-26, 1990. SPE 20636.
-

- (13) **Yula Tang, et al.** *Optimal Design of Perforating Completion for Gas Well*. Paper prepared for the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Kuala Lumpur, Malasya, 20-22 march 1995. SPE 29274
- (14) **A. Venkitaraman et.al.** *Perforating Requirements for Sand Control*. Paper prepared for presentation at the SPE European Petroleum Conference held in Paris, France, 24-25 october 2000. SPE 65187
- (15) **J.J. Azar.-** *Apuntes de Perforación y Terminación de Pozos Horizontales*. 1999, UNAM, México.
- (16) **Mostafa Abd El-Azim, Hussain Ali Mohamed.** *New Technique Improves Perforations Dynamic Surging and Optimizes Wells Completion*. The Mediterranean Petroleum Conference And Exhibition International Energy Foundation, Trípoli, Libia, 1998.
- (17) **Igor Potapieff et.al.** *Case Study: Maximizing Productivity with Extreme Underbalance Perforation*. Paper prepared for presentation at the SPE Asia Pacific, Improved Oil Recovery Conference held y Kuala Lumpur, Malasya, 8-9 October 2001. SPE 72134
- (18) **D.R. Underdown, et.al.** *Optimiing Perforating Strategy in Well Completions to Maximize Productivity*. Paper prepared for presentation at the 2000 SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 23-24 February 2000. SPE 58772
-

## CAPÍTULO IV.-

### METODOLOGÍA DE DISPAROS SOBRE BALANCE

#### 4.1. PRINCIPIOS DE LOS DISPAROS SOBRE BALANCE

La técnica de disparos sobre balance consiste en disparar las pistolas con una presión hidrostática frente al intervalo productor mayor que la presión de fractura <sup>(1)</sup>.

La Técnica de Sobre Balance Extremo ha sido definida como la aplicación de muy alta presión de sobre balance durante el proceso de disparar o muy alta presión de onda de choque de los disparos existentes. Otros nombres han sido usados tales como Extensión Rápida de los Disparos Sobre Presurizada y Estimulación de Alta Energía<sup>(7)</sup>. El objetivo principal es crear fracturas como un tratamiento de fracturamiento prehidráulico<sup>(8)</sup>.

El sobre balance, significativamente superior a la presión de rompimiento de la formación, crea fracturas cortas en la formación mejorando con ello la productividad en algunos pozos. La técnica DSE ha sido usada exitosamente en una variedad de ambientes de pozo, pero no constituye un reemplazo global de los disparos bajo balance. Es un proceso complementario para aplicaciones específicas<sup>(9)</sup>.

La técnica básica involucra presurizar una gran parte de la tubería de producción con gas sobre una modesta cantidad de fluido. La columna de gas presurizada y el líquido por debajo crea una alta presión opuesta a la zona disparada. Experiencias de campo soportadas por pruebas de laboratorio, indican que la presión de sobre balance en la zona de disparos deberá estar en el rango de 1.4 a 2.0 psi por pie de profundidad del pozo. Si la presión fuera aplicada con algún líquido, tal como salmuera o aceite, se dispararía tan rápidamente que la propagación de la fractura no se llevaría a cabo en la punta del disparo debido a que la salmuera y el aceite son esencialmente incompresibles.

En aplicaciones normales se bombea nitrógeno a altas velocidades instantáneamente después de los disparos. Con esta operación el pozo es normalmente estimulado, incrementando los gastos de producción y mejorando la evaluación del yacimiento. Además de la disminución de la presión asociada con el subsecuente fracturamiento hidráulico, y una evaluación rápida de las capacidades de producción del pozo.

Un disparo ejerce un esfuerzo de 4 a 5 millones de Psi, lo que es suficiente para exceder todos los esfuerzos principales en la roca así como la resistencia de la misma, generando una serie de micro fracturas

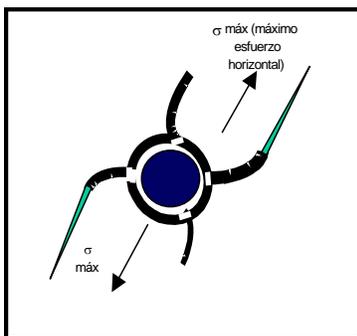


Fig. 4.1. Comportamiento de las fracturas en los disparos sobre balance

alrededor del túnel. Esta energía disipada en la formación, más la inyección simultánea de fluidos a presiones mayores que la de la fractura, son los causantes de generar múltiples fracturas que llegarán más allá de la zona de daño<sup>(10)</sup>.

Este proceso es considerado como una técnica de fracturamiento dinámico debido a las altas velocidades de flujo durante la generación de la fractura. El desarrollo de las fracturas en este tipo de operaciones es considerado como una situación intermedia entre roca dinamitada y fracturamiento hidráulico. En los disparos sobre balance, las fracturas se extienden por los túneles de los disparos y se alinean al esfuerzo máximo de la formación (fig. 4.1)

Las ventajas que se presentan sobre el fracturamiento hidráulico son la generación de múltiples fracturas alineadas al eje del túnel a diferencia de las dos alas en dirección del esfuerzo máximo de la formación (fig 4.1), el flujo turbulento del fluido fracturante como consecuencia de la alta velocidad de propagación propicia una erosión en la cara de la

fractura, y, por lo tanto, un grabado que favorecerá la conductividad de la misma, la rápida ejecución de la operación y una notable diferencia en costo.

Para incrementar considerablemente la extensión de las fracturas es fundamental una columna de gas presurizado dentro de la tubería de producción antes del disparo. Esta columna de gas presurizada y el líquido debajo de ésta, generan una alta presión en el fondo del pozo. Cuando la pistola es accionada, el gas presurizado empujará al líquido dentro del túnel para que éste extienda la fractura en la formación. El gas comprimido mantiene la presión lo suficientemente alta para que la elevada propagación de fractura y el rápido flujo del fluido se mantengan dentro de ésta. El peso de la columna hidrostática (gas presurizado y líquido) constituye una fuerza adicional. Con miles de pies de columna, esta fuerza puede ser expresada como  $\rho gh \cos(\alpha)$ , donde  $g$  es la aceleración de la gravedad,  $\alpha$  es la desviación del pozo de la vertical,  $\rho$  y  $h$  son la densidad efectiva y la altura de la columna. Son importantes también los componentes de la energía cinética de la columna de fluidos en movimiento en el agujero. Ello puede ser expresado como  $\rho v^2/2$ , donde  $v$  es la velocidad de los fluidos en la tubería de producción.

Finalmente, con miles de pies de fluidos en movimiento en un agujero rugoso relativamente pequeño, las pérdidas por fricción entre la T.R. o la herramienta y los fluidos tienden a disminuir el flujo. La forma explícita para el factor de fricción turbulento en una tubería rugosa está dada por<sup>(6)</sup>:

$$f_T = \frac{1}{4} \left[ \log_{10} \left( \frac{e/D}{3.7} + \frac{5.74}{0.9 R_e} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde  $e$  y  $D$  son la rugosidad y el diámetro efectivo de la tubería de producción, respectivamente,  $R_e = \rho v D/\mu$  es el número de Reynolds, donde  $\mu$  es la viscosidad del gas presurizado o del líquido fracturante. La ley de conservación de energía del flujo de fluidos dentro de la tubería de producción entre dos puntos arbitrarios, 1 y 2, puede ser escrita como:

$$\int_2^1 \frac{dP}{\rho} = g(z_2 - z_1) \cos(\alpha) + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + \int_1^2 \frac{f_T v^2}{2D} dz \dots\dots\dots (4.2)$$

Donde  $z$  es la posición a lo largo de la tubería de producción.

La diferencia de presión entre dos puntos es afectada significativamente no solamente por la energía potencial sino también por la diferencia de la energía cinética y las pérdidas por fricción cuando la velocidad del fluido es suficientemente alta.

El modelo para la propagación de la fractura durante la terminación sujeta a altas condiciones de sobre balance propuesto por *Petitjean*<sup>(5)</sup> se presenta a continuación:

$$w(\theta) = \frac{4(1-\nu)}{\pi G} \int_0^{\theta_2} \int_0^{\theta_1} \frac{(P(\theta_1) - \sigma) f d \theta_2 f d \theta_1}{\sqrt{\theta_2^2 - \theta^2} \sqrt{\theta_1^2 - \theta^2}} \dots\dots\dots (4.3)$$

## 4.2. FACTORES QUE IMPACTAN LA EXTENSIÓN DE LA FRACTURA

1. Esfuerzo de la formación
2. Presión de la cabeza del pozo
3. Volumen de gas
4. Permeabilidad de la formación
5. Número de fracturas

### 4.2.1.- Esfuerzo de la formación

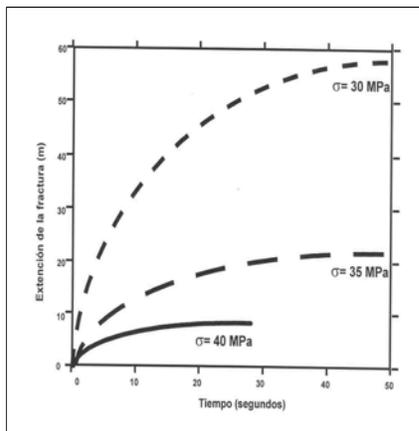


Fig. 4.2. Extensión de la fractura contra el tiempo para varios esfuerzos de la formación

Una reducción del esfuerzo de la formación facilitará el proceso de fracturamiento, así como las fuerzas necesarias para mantener las fracturas abiertas. La velocidad del filtrado es proporcional a la diferencia entre la presión dentro de la fractura y la presión de la formación, por lo tanto, una reducción del esfuerzo efectivo disminuirá la pérdida del fluido fracturante. fig 4.2. y 4.3. ilustran el comportamiento de la extensión de la fractura y la velocidad de propagación contra el tiempo respectivamente, para diferentes esfuerzos en la formación, la velocidad de propagación es significativamente alta para bajos esfuerzos, mismos que favorecen a valores bajos de filtrado<sup>(1)</sup>.

### 4.2.2.- Presión en la cabeza del pozo.

Los efectos de la presión en la cabeza del pozo son mostrados en la fig. 4.4 y 4.6. Alta presión en la cabeza del pozo permite un incremento en la velocidad de propagación; sin embargo, el impacto en la pérdida del filtrado es ligeramente reducido. Esto se verá reflejado en un incremento en la extensión final de la fractura

### 4.2.3.- Volumen de gas sobre la extensión de la fractura.

Los efectos del volumen de gas sobre la extensión de la fractura son mostrados en la fig. 4.8. El volumen de gas es variado por la modificación de la longitud en la columna de gas y/o diámetro de la tubería de producción, aunque esto último puede alterar las caídas de presión por fricción.

Al incrementar el volumen de gas, se incrementa la velocidad de propagación y se mantiene la presión por más tiempo, teniendo un impacto en la disminución de las pérdidas de filtrado, lo cual, a su vez, se reflejará en un incremento en la extensión de la fractura.

### 4.2.4.- Permeabilidad de la formación

La permeabilidad de la formación puede impactar la propagación de la fractura. La fig 4.4, muestra el comportamiento de la extensión de la fractura contra el tiempo para diferentes permeabilidades. La presión en el fondo del pozo y las pérdidas de filtrado son afectadas significativamente por esta propiedad de la formación, como se muestra en la fig 4.10. Si se reduce la permeabilidad, disminuirá la pérdida del filtrado, produciéndose una larga extensión de la fractura, alta velocidad de propagación y un firme decaimiento de la presión.

4.2.5.- Número de fracturas.

El número de fracturas puede ser modificado en el campo variando la densidad de los disparos en las pistolas perforadoras. En el pozo, el número de fracturas que pueden ser propagadas depende no sólo de la densidad de disparos, sino también de la posición de las perforaciones con respecto al esfuerzo del campo, así como a la presión de fondo aplicada. Las fig. 4.5, muestra, el comportamiento de la extensión de la fractura, contra el tiempo, para diferente número de fracturas. Un incremento en el número de fracturas, también cuida al cierre de la fractura como se muestra en la fig. 4.6. Todas estas se consideran isotrópicas y de igual magnitud<sup>(1)</sup>.

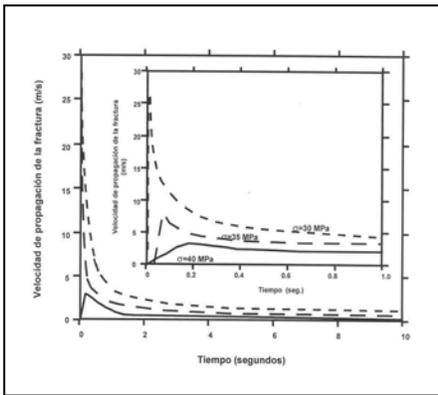
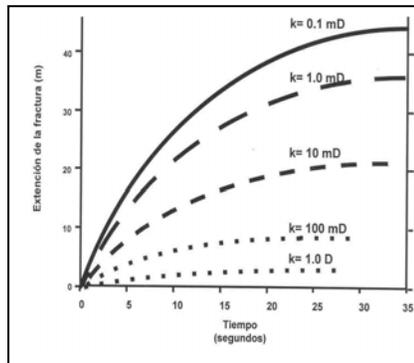


Fig. 4.3. Velocidad de propagación con respecto al tiempo para diferentes valores de esfuerzo de la formación



4.4 Extensión de la fractura contra tiempo para formaciones con diferentes permeabilidades

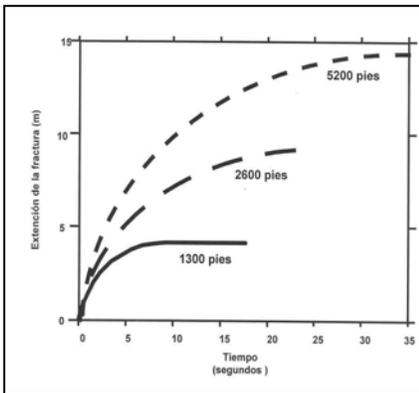


Fig. 4.5. Extensión de la fractura vs el tiempo para varias alturas de columna de gas

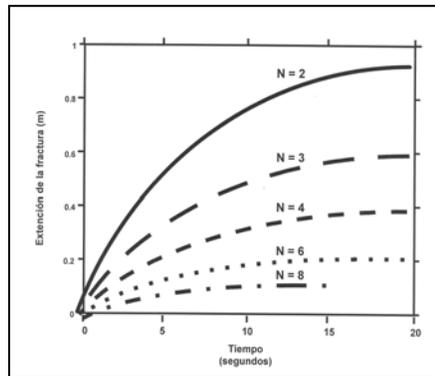


Fig. 4.6. Extensión de la fractura vs. tiempo para múltiples fracturas

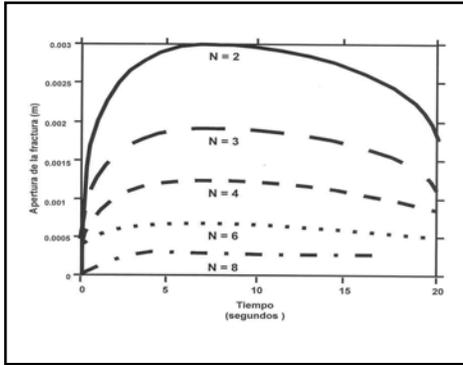


Fig. 4.6. Apertura de la fractura vs tiempo para fracturas múltiples

4.3.-

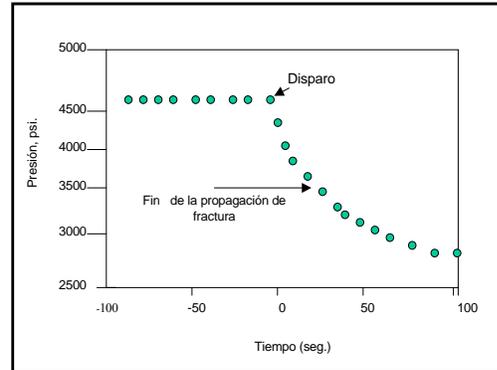


Fig. 4.7. Presión en la cabeza del pozo vs tiempo

## DISPAROS SOBRE BALANCE

### 4.3.1. METODOLOGÍA DE DISPAROS CON SOBRE BALANCE

La condición de presión considerada para disparar sobre balance es:

**Mínima presión de fondo aplicada = (Gradiente de fractura en psi/ft + 0.4) \* Profundidad en pies**

La secuencia de un trabajo podría ser:

#### 1. Selección de las pistolas

Los disparos con alto sobre balance pueden ser hechos con cualquiera de las pistolas usadas comúnmente. Aunque el tipo de pistolas preferida es la que tiene portador de acero debido a que el cuerpo de la pistola retiene la mayoría de los residuos de la detonación.

Las pistolas de transportador se utilizan para aplicación de alta presión de fondo.

Recientemente se considera el uso de una pistola con un explosivo adicional que genera bióxido de carbono de alta presión para ayudar a presionar durante los disparos.

#### 2. Establecer una columna de:

- Puro gas
- Puro líquido
- Mezcla de ambos

(El método preferido incorpora una columna de líquido directamente a través del intervalo a disparar hasta un determinado nivel desde la superficie. Una columna de gases usada sobre este líquido para proporcionar el requerimiento de presión requerida para alcanzar el gradiente deseado). Algunas compañías corren las pistolas TCP. Colocadas en la profundidad deseada.

2. Usando tubería flexible o sustituto de circulación (circulating sub) para colocar entre 300 pies y 1000 pies de fluido fracturante a través del intervalo y sobre las pistolas.
3. Presurizar sobre el fluido fracturante con nitrógeno a 7000 psi en la superficie.

$$P_{\text{fondo}} \geq P_{\text{fractura}}$$

- El gradiente de presión comúnmente usado se encuentra entre 1.1 y 1.3 psi/pie.
  - Puede aplicarse como regla empírica que la presión debe ser la equivalente al gradiente de presión más 0.4 psi/ft.
  - Idealmente el gradiente de presión excederá los principales esfuerzos *in situ*.
4. Detonar las pistolas
  5. Dejar caer la presión a aproximadamente 4400 psi
  6. Meter las bombas de nitrógeno a un gasto de 8000 a 10000 scf/min. y bombear 140 000scf.
  7. Regresar el pozo a producción.

#### BENEFICIOS:

- Primero, la prolongada aplicación de alta presión permitirá alguna estabilización de las paredes del túnel.
- Segundo, la acción del fluido usado para aplicar la presión puede extender las fracturas inducidas creadas a través de cada perforación.
- La erosión de las caras de la fractura puede ocurrir si la velocidad es suficientemente alta. La velocidad del fluido sólo puede ser insuficiente para erosionar la fractura inducida adecuadamente en algunos casos.
- La adición de un reactivo, tal como ácido en un yacimiento carbonatado, o un material, tal como un apuntalante de fractura, puede mejorar el patrón de erosión en las caras de la fractura.
- La adición de un material socavante puede también beneficiar la erosión y alargamiento del disparo y el diámetro de entrada del agujero a través de la t.r. y cemento del agujero.

#### 4.3.2. DISPAROS CON EXTREMO SOBRE BALANCE <sup>(8)</sup>.

##### DEFINICIÓN

La técnica de disparos llamada Disparos con Sobre balance Extremo ha sido definida como la aplicación de una alta presión de sobre balance durante el proceso de disparar (DSE; en inglés EOP, extreme overbalanced perforating) o muy alta presión de succión de las perforaciones existentes. La técnica de disparar con extremo sobre balance puede ser vista como una forma de obtener fracturas cortas sin la necesidad de grandes cantidades de equipo de superficie. Con pistolas multifasadas, puede también ser vista como una técnica de diversión dinámica de colocación del fluido.

##### APLICACIONES

1. - Pasar la fractura más allá del daño del agujero desde un pozo nuevo o uno en producción.
2. - Pasar la fractura el daño por disparos cuando existe insuficiente sobre balance.
3. - Proporcionar una matriz ácida diversión/colocación en lugar de las balas u otra técnica de diversión.
4. - Tratamiento de fractura prehidráulica para romper la formación
5. - Establecer comunicación con fracturas naturales.

Las primeras dos aplicaciones requieren suficiente conductividad de la fractura para ser exitosas aunque el primer paso de flujo sea a través de las fracturas. Bi-alias o múltiples fracturas trabajarán a tan lejos como la conductividad de la fractura no comprometida por competir múltiples fracturas.

#### 4.3.2.1. METODOLOGÍA DE DISPAROS CON EXTREMO SOBREALANCE

Para pozos sin disparos, la alta presión se aplica instantáneamente a la formación con la ignición de la pistola, y el fluido del agujero dirigido a los disparos. La expansión del gas mantiene al agujero presurizado en la zona disparada para asegurar suficiente tiempo de carga para crear fracturas cortas (en el orden de diez por pie) dentro de la formación. La alta velocidad de flujo en el fondo durante la operación no es típicamente alcanzable en operaciones de fracturamiento hidráulico convencional. El extremo sobre balance dura décimas de segundo.

##### 1. Elección de las pistolas

- De tubería de producción.
- De línea de cable

##### 2. Preparación de la columna

- a) Pequeña cantidad de líquido
- b) Gas (nitrógeno, en la mayor parte de la columna)

##### 3.- Elección del líquido del pozo:

- Desde salmuera clarificada hasta ácidos.
- Geles fracturantes
- Geles con apuntalante suspendido
- Resinas para el control de arena

##### 4.- Gas – nitrógeno

Alternativamente el agujero puede ser llenado con gas.

##### 5.- Presurizar la columna

- presión de sobre balance recomendada, en la zona de los disparos, en el rango de 1.4 a 2.0 psi/ft.

##### 6.- Disparar

La presión del nitrógeno es incrementada hasta que los pins de corte fallan, el asiento de bola es soltado y el pozo es succionado.

#### 4.3.2.2. POZOS PARCIALMENTE DISPARADOS

##### 1.- Colocar un disco rompible o un asiento de bola rompible al final de tubería de producción.

- El disco de ruptura puede ser corrido con línea de cable.
- Cuando se usa un asiento de bola cortable: una vez que se asienta el empacador, se baja la bola desde la superficie para completar el sello.

##### 2.- Incrementar la presión de la columna hasta que el disco se rompa.

(la presión del gas se dirige al fluido dentro de los disparos y la formación)

La técnica básica involucra presurizar una gran parte de la tubería de producción con gas sobre una modesta cantidad de fluido.

- La presión de sobre balance en la zona de disparos deberá estar en el rango de 1.4 a 2.0 psi/pie de profundidad del pozo

##### 3.- Fracturar el pozo

La viabilidad de la fractura de las perforaciones existentes está demostrada por la preferencia, en ocasiones, de separar las operaciones de disparar y operaciones de aligeramiento de la columna para provocar la succión del pozo, aún en el caso de terminación inicial.

Para pozos sin disparos, la alta presión se aplica instantáneamente a la formación con la ignición de la pistola, y el fluido del agujero dirigido a los disparos. La expansión del gas mantiene al agujero presurizado en la zona disparada para asegurar suficiente tiempo de carga para crear fracturas cortas (en el orden de diez por pie) dentro de la formación. La alta velocidad de flujo en el fondo durante la operación no es típicamente alcanzable en operaciones de fracturamiento hidráulico convencional. El extremo sobre balance dura décimas de segundo.

La técnica básica proporciona por sí misma un número de interesantes variaciones.

Las pistolas de disparos pueden ser a través de tubería de producción o línea de cable. Los líquidos en el pozo pueden ser salmueras clarificadas hasta ácidos, geles fracturantes, a geles con apuntalante suspendido, a resinas para el control de arena.

La técnica de disparar con extremo sobre balance puede ser vista como una forma de obtener fracturas cortas sin la necesidad de grandes cantidades de equipo de superficie. Con pistolas multifasadas. Puede también ser vista como una técnica de diversión dinámica de colocación del fluido. Si se sigue la técnica para fracturamiento hidráulico convencional se debe evitar la iniciación y propagación de fracturas múltiples. Son necesarias largas fracturas bi-ala. Por lo tanto, se sugieren pistolas fasadas orientadas a 180° en el PFP, o a 120° con orientación aleatoria.

En general, la técnica de fracturamiento implica el uso de apuntalante. La elección de los parámetros de disparos pueden tener un significativo efecto en la calidad del subsecuente fracturamiento o tratamiento de estimulación matricial, los parámetros son:

1. tamaño y tipo de pistolas
2. tipo de carga
3. densidad de los disparos
4. fasamiento
5. longitud del intervalo
6. orientación de las pistolas.

Parámetros adicionales

Parámetro	Promotor de microánulos
Pistolas encapsuladas	Sí
Pistolas con portador	Modesto
Pistolas más pequeñas para el claro de la T.R.	Sí
Líquido en el pozo	Sí
Baja densidad de disparos	No
Gas en el pozo	No

Tabla 4.1. Parámetros de disparos que afectan la formación de microánulos<sup>(10)</sup>.

7. Integridad del enlace cemento arena después de disparar (microannulos).
8. Granos residuales de arena fracturada en la cavidad de la perforación, particularmente por algún tratamiento matricial.

La magnitud de los microánulos es dependiente del fluido del pozo y tamaño y tipo de pistolas (tabla 4.1)

La tabla 4.2. nos muestra las experiencias de fracturamiento con pistolas, no orientadas, en pozo vertical, sin microánulo<sup>(10)</sup>.

La densidad de los disparos y el diámetro de agujero de T.R.

dictará los atributos de la carga, generalmente cargas de agujero

grande trabajarán bien excepto donde existen claros entre la T.R. y la pistola. Es deseable la centralización o la parcial centralización en la T.R. La densidad de los disparos será una función de la potencia del fracturamiento hidráulico y será generalmente de modesta a baja. La comunicación directa entre los disparos y la fractura primaria con mínima pérdida de presión cerca del agujero es deseable. Ácido puede ser usado para alargar el patrón de flujo alrededor del espacio anular T.R./cemento cuando las perforaciones no puedan estar alineadas con la PFP. Arco usa una técnica de alta energía ROPE donde la cantidad del líquido es minimizada y la cantidad de gas presurizado se maximiza. La suposición

es que la extensión de la fractura es conducción de gas y erosión de gas cerca del agujero de los caminos tortuosos eliminan las pérdidas de presión cerca del agujero.

Aunque se pensó que las fracturas producidas son relativamente cortas, el tratamiento de extremo sobre balance puede ser benéfico en yacimientos donde la profundidad del daño al agujero es mayor que dos tercios de la profundidad promedio de los disparos. Pistolas de alta densidad de disparos a un alto fasamiento de disparo (45° o 60°)

Pistola	Presión de Iniciación de la Fractura	Fracturas múltiples	Tortuosidad	Destrucción de enlaces de cemento
0°, 1spf	3	1	3	1
180°, 1spf	3	1	3	1
120°, 1.5 spf	2	2	2	2
60°, 3spf	1	3	1	3

Tabla 4.2. Fracturamientos con pistolas no orientadas, en pozo vertical, sin micro ánulo. 1= La mejor 4.- La peor

proporcionará buenos resultados tomando ventaja de las múltiples líneas de drenado dentro del agujero. La clave de esta aplicación es para las fracturas que tienen alguna conductividad de fluido. Algunos operadores usan botes de llenado de apuntalante el cual abren durante el proceso de sobre balance. La teoría es que el apuntalante entra a alta velocidad y erosiona la cara de la fractura.

Pistola	Presión de Iniciación de la Fractura	Puntos de sujeción del micro ánulo	Fracturas múltiples
0°, 1spf	3	4	1
180°, 1spf	3	3	2
90°	2	3	3
120°, 1.5 spf	1	2	3
60° 3enf	1	1	4

Tabla 4.3. Fracturamientos con pistolas no orientadas, en pozo vertical, sin micro ánulo.

El método de disparar sobre balance extremo ha sido exitoso en yacimientos carbonatados cuando el fluido del pozo es ácido. El sobre balance extremo actúa como una diversión dinámica para el ácido. Las pistolas de alta densidad de disparos con mucho fasamiento son recomendadas.

Disparos con Extremo Sobre Balance en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

La creación de múltiples fracturas que intersectan las fracturas naturales proporcionan otra aplicación del método.

La tabla 4.3 muestra el uso relativo de la densidad de disparos para el fracturamiento

### 4.3.3. SOBRE PRESIÓN RÁPIDA PARA EXTENDER LOS DISPAROS

El tratamiento puede llevarse a cabo de dos maneras:

1).- **Pozos con disparos existentes**, se coloca un disco de ruptura en la cola de la tubería de producción.

- El disco se elige para romperse a una determinada presión diferencial de ruptura.
- Antes de colocar el disco, los fluidos del agujero son levantados o desplazados dentro de la formación con nitrógeno.
- La presión de la tubería de producción es incrementada bombeando nitrógeno hasta que el disco se rompe.

2).- **Pozos con problemas de operación.**

- Se seca el pozo con nitrógeno
- Se corre la pistola de disparos
- La pistola es colocada a través de la zona de interés
- Cuando la presión deseada es alcanzada, se dispara la pistola.

La técnica ha sufrido algunas modificaciones en caso de los disparos y del choque de onda.

La técnica ha sido mejorada por Arco como un pretratamiento para el fracturamiento hidráulico<sup>(8)</sup>. Existen factores de pozo y yacimiento que se tratan de evitar al aplicar sobre balance extremo. Los cuales incluyen desviación, tubulares largos, baja permeabilidad, pequeños intervalos y, debido al contacto agua aceite, la necesidad permanecer en la zona aceitosa.

Esta técnica usa grandes tubulares para almacenar gran volumen de nitrógeno y muy poco fluido. Debido a la gran volumen de nitrógeno y al poco fluido en el pozo se ha creído que el gas fluye a través de los túneles perforaciones y dentro de la formación erosiona cualquier tortuoso patrón de flujo, reduciendo la pérdida de presión cerca del agujero. Esa reducción de la presión se considera en un rango de 1,350 psi.

Al inicio se colocaba un 50% de colchón en la intersección, ya en 1994 alcanzaba hasta el 95%. La técnica original llenaba 2/3 (dos tercios) del agujero con agua de fricción reducida y cubierta con 1/3 (un tercio) de nitrógeno a 6,500 psi de presión en superficie, lo cual, en el fondo, alcanzaba 10,000 psi. En este punto, la pistola se disparaba o el disco de corte se rompía. Esta alta presión de fondo generaba una alta velocidad inicial del fluido con la correspondiente larga fractura hidráulica en torno al radio<sup>(12)</sup>.

Se ha mostrado que las fracturas iniciadas con disparos fasados 0°/180° enlazan al agujero cuando la fractura es iniciada a alta presión.

La primera modificación del proceso fue el uso de nitrógeno al 100% Esto incrementa la velocidad del fluido y la energía de onda de choque.

La presión superficial fue también incrementada a 8500 psi generando presiones de fondo excedidas de 10,000 psi. Esta nueva energía junto con el incremento en la cantidad de nitrógeno, mejoró significativamente la disminución de la presión cerca del pozo. La expansión del nitrógeno de alta presión a través de las perforaciones genera una significativa velocidad erosional a lo largo de la superficie de la fractura la cual contribuye a la disminución de la pérdida de presión. Esa alta energía de Rápida Sobre Presión para Extender los Disparos (en inglés *ROPE, Rapid Overpressure Perforation Extension*) se considera a *grosso modo* de 6,500 psi. Los cálculos predijeron que la velocidad inicial podría incrementarse por un orden de magnitud y la energía inicial por cuatro órdenes de magnitud si el 100% de nitrógeno fuera usado en el agujero en lugar del 33% de nitrógeno en el más convencional sistema rompedor gas/agua limpia<sup>(12)</sup>.

#### 4.4. DISEÑO DE LOS DISPAROS EN FUNCIÓN DEL TIPO DE YACIMIENTO.

Parámetro	Geometría de los disparos		
	Condición natural	Nocondición	
		Estimado	Control de arena
Densidad	1 ó 3	2	2
Diámetro	3 ó 4	3	1
Fasamiento	3 ó 4	1	3
Longitud	1 ó 2	4	4

Tabla 4.4. Disparos en función del tipo de yacimiento

Influencia de los factores: 1, el mejor; 4, el peor

Geometría de los disparos	Permeabilidad Isotrópica	Anisotropía		Fracturas Naturales	Daño al pozo
		De cualquier causa	Litas Laminares		
Densidad	2	1	1	3	2
Diámetro	4	3	4	4	4
Fasamiento	3	4	3	2	3
Longitud	1	2	2	1	1

Tabla 4.5. Consideraciones usuales para disparar en terminaciones naturales Influencia de los factores: 1 el

Las tablas 4.4 y 4.5 muestran la importancia relativa de los principales factores geométricos en los tres tipos de terminaciones, donde 1 es el de mayor importancia y 4 el de menor importancia. El óptimo diseño de disparos establece el adecuado balance de esos factores.

Cuando se presentan fracturas naturales el fasamiento es más importante que la densidad de los disparos para mejorar la comunicación entre las fracturas y los disparos.

La tabla (4.6.) muestra los resultados de las pruebas de presión de pozos en los cuales se han realizado disparos sobre balance, y el daño obtenido.

#### 4.5. Razones para disparar sobre balance<sup>(6)</sup>.

1. La permeabilidad de la formación es tan baja que los túneles disparados no se podrán limpiar con el bajo balance
2. Areniscas con permeabilidades menores o iguales que 25 mD.
3. Carbonatos naturalmente fracturados
4. Yacimientos con baja presión, sin la energía necesaria para la surgencia de las perforaciones.
5. Grandes intervalos a ser disparados con línea de cable (varias corridas), donde las corridas de los disparos siguientes pueden ser alcanzadas solamente con el pozo fluyendo, contra el deseado balance de agua.
6. Una razón es la impredecibilidad de la eficiencia de los disparos con la técnica del bajo balance; la eficiencia de los disparos puede ser alterada por el daño por disparos y/o el bajo balance requerido para limpiar las perforaciones puede no ser alcanzable.
7. Otra razón para usar un tratamiento de sobre balance proviene de los problemas de la iniciación de la fractura y el enlace de la misma. En general, la superficie abierta de la fractura no es una superficie lisa y existe una gran cantidad de roca atrapada por la conexión de las grietas, evitando un buen enlace de las fracturas.
8. En pozos desviados y durante el fracturamiento hidráulico o producción del pozo, esto puede causar una caída de presión debido a las altas pérdidas por fricción. Se ha demostrado que esta situación podría ser ampliamente mejorada con los disparos sobre balance favoreciendo el enlace de la fractura desde cada perforación.

9. Se ha dicho también que una fractura generada sobre balance puede alinearse inicialmente con el eje del disparo.

### **Caso histórico del uso de del sobre balance extremo como método de rompimiento durante una estimulación de fracturamiento en un campo maduro <sup>(13)</sup>.**

Para el incremento de la presión de rompimiento de la formación se usó un explosivo especial que recubre la pistola, parecido a un tubo de PVC, como si fuera una camisa. La terminación inicial incluyó disparos estimulados con 1150 galones de HCl al 15% a 2-3 BPM con sellos esféricos como diversión. La velocidad de producción en 1983 fue de 85 BOPD y 1472 BWPD. En abril de 1996, para iniciar el proyecto piloto, la producción declinó a 28 BOPD y 2443 BWPD.

El procedimiento incluyó sacar el equipo de bombeo sumergible y tratar con 860 bbls. de gel. La concentración del polímero fue de 5000 ppm a una concentración final de 10000 ppm. Hojuelas de celofán y arena malla 100 fue incorporada dentro del polímero para proporcionar resistencia adicional a la formulación del gel. El siguiente paso incluyó redisparar la parte superior y correr 13 pies de barra explosiva de 2 pulgadas de diámetro. Se corrió registro con trazador después de los disparos indicando que el fluido penetró ampliamente el intervalo con alta saturación de aceite y mínima pérdida en el intervalo de saturación de agua. Una prueba mostró un bajo gasto de 6 bbl/hr en un mucho menor corte de agua que las pruebas anteriores (89% actual vs 99% inicial).

Basados en estos datos los disparos fueron desarenados y el tratamiento de fracturamiento ácido fue bombeado. El tratamiento ácido consistió de 4000 galones de ácido clorhídrico al 28% espumado al 65 de calidad de nitrógeno. El bombeo fue incrementado de 44 a 10 BPM (de gasto de espuma). Después del desarenamiento y el regreso a producción, se obtuvieron 194 BOPD y 2548 BWPD. Basados en la curva de declinación, el incremento de las reservas fue de aproximadamente de 132000 STBO.

Algunos cambios se hicieron en la cantidad y configuración del explosivo así como la densidad de disparos y el desfasamiento en el transcurso de 1966. Un registrador de alta velocidad fue usado para obtener las presiones de fondo durante el trabajo con el explosivo. El diseño del explosivo se hizo de manera que generara fracturas múltiples.

El trabajo de disparos original usó pistolas con portador de 4 pulgadas de diámetro, cargadas con cuatro disparos por pie, desfasamiento de 90° con un diámetro de entrada de agujero de 0.4 pulgadas. Algunos de los trabajos de disparos usaron pistolas cargadas con seis disparos por pie, 60° de desfasamiento y 0.47 pulgadas de diámetro de entrada de agujero. El cambio final en el diseño de los disparos fue usar diámetro de pistolas de 3 3/8" cargadas con 9 disparos por pie, con desfasamiento de 60°/140° y 0.64" de diámetro de agujero. La densidad de los disparos se incrementó en un intento por disminuir el pico de presión obtenido con el explosivo.

Durante los trabajos iniciales se usó explosivo de 2 pulgadas de diámetro, pero variando la longitud dependiendo de la cantidad de intervalo disparado. La respuesta a esos picos de presión observados durante esos trabajos varió ampliamente y provocó ocasionalmente daño a la herramienta de fondo y T.R. Como resultado de esos problemas, se disminuyó el volumen de explosivo a 1.5 pulgadas de diámetro con una longitud de 6 pies. Esta reducción disminuyó la frecuencia de los problemas en el campo. Este explosivo es de uso común en el campo.

El cambio final en el diseño del explosivo fue probado en el campo y la implementación de una combinación pistola de disparos y camisa de explosivo. Los picos de presión generados con este sistema son más consistentes que el explosivo tipo barra.

Las reservas desarrolladas del proyecto fueron de 675,000 STBO como resultado de la producción de

**Tabla 4.6. Resultados de tratamiento de fracturamiento ácido con polímero y explosivo.**

Pozo	Pretratamiento			Incremento			Reservas estimadas	
	BOPD	BWPD	WOR	pico	Después de seis meses		WOR	MBO
				BOPD	BOPD	BWPD		
1	28	2443	87	166	50	225	34	132.6
2	27	645	24	46	12	10	17	22.7
3	17	1323	78	40	16	300	49	30.7
4	45	3570	79	41	7	150	72	10
5	29	3845	133	16	10	150	102	14.2
6	30	1095	37	48	18	250	28	14.4
7	48	1488	31	68	13	70	26	14.4
8	47	2620	56	54	6	150	52	14.4
9	19	1680	88	45	11	560	75	22.7
10	64	3019	47	38	13	-230	36	24.5
11	18	1174	65	20	10	40	43	25.8
12	21	1251	60	51	20	630	46	25.8
13	19	621	33	64	28	1200	39	37.2
14	18	1827	102	174	52	1000	40	71.9
15	0	0		37	13	1440	111	14
16	61	757	12	18	0	1050	30	0.7
17	13	1110	85	42	18	735	60	18.6
18	10	377	38	21	20	860	41	51.5
19	14	550	39	1	0	90	46	0
20	21	3011	143	3	0	525	168	0
21	42	2681	64	12	0	10	64	0.6
22	0	0		10	0	0		2.2
23	26	1626	63	24	6	140	55	10.7
24	26	2319	89	18	15	1150	85	18.1
25	49	1686	34	31	10	-20	28	25.7
26	10	1010	101	57	12	190	55	34.5
27	26	1846	71	48	24	900	55	37.9
28	28	3207	115	1	0	80	117	0
27	1671	68	43	14	416	58	24.1	

**Tabla 4.7. Resultados de tratamiento de fracturamiento ácido con polímero y explosivo.**

Pozo	Pretratamiento			Incremento			Reservas estimadas	
	BOPD	BWPD	WOR	pico	Después de seis meses		WOR	MBO
				BOPD	BOPD	BWPD		
1	28	2443	87	166	50	225	34	132.6
2	27	645	24	46	12	10	17	22.7
3	17	1323	78	40	16	300	49	30.7
4	45	3570	79	41	7	150	72	10
5	29	3845	133	16	10	150	102	14.2
6	30	1095	37	48	18	250	28	14.4
7	48	1488	31	68	13	70	26	14.4
8	47	2620	56	54	6	150	52	14.4
9	19	1680	88	45	11	560	75	22.7
10	64	3019	47	38	13	-230	36	24.5
11	18	1174	65	20	10	40	43	25.8
12	21	1251	60	51	20	630	46	25.8
13	19	621	33	64	28	1200	39	37.2
14	18	1827	102	174	52	1000	40	71.9
15	0	0		37	13	1440	111	14
16	61	757	12	18	0	1050	30	0.7
17	13	1110	85	42	18	735	60	18.6
18	10	377	38	21	20	860	41	51.5
19	14	550	39	1	0	90	46	0
20	21	3011	143	3	0	525	168	0
21	42	2681	64	12	0	10	64	0.6
22	0	0		10	0	0		2.2
23	26	1626	63	24	6	140	55	10.7
24	26	2319	89	18	15	1150	85	18.1
25	49	1686	34	31	10	-20	28	25.7
26	10	1010	101	57	12	190	55	34.5
27	26	1846	71	48	24	900	55	37.9
28	28	3207	115	1	0	80	117	0
27	1671	68	43	14	416	58	24.1	

28 pozos. Los resultados se muestran en la tabla 4.6. El incremento promedio de las reservas fue de 24,100 STBO por pozo con un costo promedio

de aproximadamente \$2.5/bbl (USD). El rango de reservas desarrolladas va desde el menor 0 STBO hasta el mayor de 130,000 STBO. El promedio de producción de agua se incrementó a 400 BPD por pozo, resultando un decremento sustantivo de la relación agua/aceite.

#### 4.6. LISTA DE VERIFICACIÓN PARA LA SEGURIDAD DURANTE LOS DISPAROS SOBRE BALANCE

El siguiente cuestionario considera muchos de los aspectos que deberán ser considerados para disparar sobre balance y procesos de estimulación <sup>(11)</sup> :

##### 4.6.1. Tubería de Revestimiento

- ¿El cemento se encuentra detrás de la tubería que será expuesta a la presión, está bien cementada ?
- ¿Excedió la presión aplicada planeada el valor de la presión de estallamiento de la t.r. por debajo del empacador ?
- ¿La t.r. tiene más de 10 años ?
- ¿La t.r. ha sido expuesta al sulfuro de hidrógeno o bióxido de carbono por un largo tiempo de producción?

Usar válvulas de relevo de presión si planeó aplicar exceso de presión. El área de sección transversal de la válvula de relevo debe ser mayor que el área de flujo de la válvula de t.r.

##### 4.6.2. Tubería de Producción

- ¿Satisface el requerimiento de presión de estallamiento, planeado, necesario con o sin presión anular ?
- ¿Han sido probadas el cuerpo de la tubería y las conexiones mientras se viaja en el agujero ?
- Probar las conexiones con el mismo fluido usado para presión a los disparos (e.g. nitrógeno, agua, o aceite)
- ¿Dónde fueron usadas las conexiones cortas de espaciamiento?
- ¿Se probó el ensamble de la parte baja del árbol con presión ?
- ¿Ha sido expuesta de tubería de producción (especialmente la de trabajo) a sulfuro de hidrógeno o bióxido de carbono?

Si las respuestas fueron afirmativas, los cuerpos de la tubería deberán ser probados a la máxima presión diferencial esperada, para el trabajo, con agua.

- ¿Son evaluados los tubulares bajo el empacador diferencial con los requerimientos para la aplicación de la presión planeada?

Si no, la presión planeada aplicada debe ser ajustada, o el empacador debe ser asentado con presión aplicada a la t.r. primero para el asentamiento.

- El tamaño de la tubería de producción es adecuado
- ¿Cuál es el mínimo diámetro interno en todo el equipo ? ¿Será esto restrictivo para cualquier operación ?
- ¿Si se usara una herramienta adicional, cuál es la presión diferencial que soporta ?

##### 4.6.3. Empacadores

- ¿Cuáles son las características de la producción (e.g. dulce o amargo, etc) ?
- ¿Son adecuados para el medio ambiente de la producción los elastómeros y aleaciones ?
- ¿Cuál será la presión diferencial a través del empacador ?

##### 4.6.4. Sistema de Pistolas

- ¿Cuál es la presión diferencial soportada por el cuerpo de la pistola ? (Suponer que la presión dentro de la pistola es atmosférica).
- ¿Cuál es la presión diferencial soportada por las partes del equipo relacionadas, es suficiente para las condiciones de la operación ?
- ¿Existirá alguna ventaja para una cabeza redundante de ignición ?

d) ¿Podrán jalarse completamente armadas las pistolas si fallan ?

#### 4.6.5. Árbol

a) La presión de trabajo del árbol satisface las necesidades de la presión aplicada planeada ?

b) ¿El árbol se encuentra sujeto a la T.R.?

Si no, la conexión debe ser adaptada a una conexión roscada , a menos que la presión aplicada no exceda la resistencia de corte de las cuerdas de la conexión.

c) Colgadores tipo cuña con válvulas roscadas al colgador no son aceptables ?

#### 4.6.6. Herramientas de separación/lubricantes

a) ¿Cuál es la presión de trabajo que resisten ? ¿es suficiente para la máxima presión anticipada ?

b) ¿Cuál es la máxima velocidad de bombeo del apuntalante a través de las herramientas de separación ?

c) ¿Se pueden usar válvulas de activación remota en lugar de válvulas manuales ?

d) Para aplicaciones de línea de cable, ¿puede suficiente presión de sello de grasa ser aplicado para el máximo de presión esperada ?

e) ¿El fluido del agujero es compatible con la grasa usada por el lubricador ?

#### 4.6.7. Fluidos

a) ¿Es inflamable el líquido en la tubería de producción o en el espacio anular ?

b) Si se usa bióxido de carbono, ¿está colocada la purga apropiada?

c) ¿El líquido en el pozo es corrosivo?

d) ¿Es inflamable el gas en la tubería de producción o en el espacio anular? ¿Cuál es el rango crítico de mezcla?

Si se bombea para fracturar después de los disparos, ¿es inflamable el fluido fracturante? Esté consiente de los humos volátiles.

---

Pozo	Localización	O.B. Formación nombre/tipo	Tipo de sistema de fluido	Modo de perf (perf/ surg)	BHP profundidad pies	O.B. Perf: ft	Presión de yacimiento psi	Gradiente psi/ft	Permeabilidad K	Daño
1	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub>	Perf.	5769	17	1980	1.39	0.424	-0.6
2	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub> arena	Perf.	5763	45	1450	1.39	0.756	-2.2
3	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub> arena	Perf.	5763	5	1650	1.39	0.12	-2.3
4	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub> arena	Perf.	5768	28	1891	1.39	0.003	-2.3
5	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub> arena	Perf.	5697	32	2058	1.4	0.003	-2
6	New Mexico	Atoka SS	N <sub>2</sub> HCl	Perf.	14305	68	11014	0.87	0.018	-2.3
7	Oklahoma	1st Spiro	N <sub>2</sub> HCl	Perf.	10823	70	8000	1.25	0.006	-1.4
8	New Mexico	Morrow SS	N <sub>2</sub> arena	Perf.	9490	13	2816	1.21	10.8	85
9	New Mexico	Atoka SS	N <sub>2</sub> ISP	Perf.	13021	10	4771	1.1	0.24	-3.3
10	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub> arena	Perf.	5899	135	2200	1.27	0.109	-3.6
11	New Mexico	Morrow SS	N <sub>2</sub> ISP	Perf.	10784	44	4336	1.11	7.955	-5
12	New Mexico	Svn Rvrs SS	HCl	Surge	3022	20	640	1.69	0.5	10
13	Michigan	PDC SS	N <sub>2</sub> HCl	Perf.	10231	38	4650	1.33	0.039	-0.4
14	Oklahoma	Red Fork SS	N <sub>2</sub> wtr	Surge	12630	40	5827	1.18	0.006	-1.5
15	Texas	Strawn SS	N <sub>2</sub> arena	Surge	5921	128	1770	1.06	0.081	-1.1
16	Oklahoma	Skinner SS	N <sub>2</sub> wtr	Surge	11321	30	4653	1.24	0.051	-1.5

La tabla 4.8 muestra algunos resultados de tratamientos sobre balance en diferentes pozos.

**Bibliografía:**

- (1) **Victor G. Vallejo Arrieta.** *Técnica de Disparos Bajo-balanceados y Sobre-balanceados.* Tesis de Maestría, UNAM, México, 1997.
- (2) **K. Bird and R.H.J. Blok.** *Perforating in Tight Sandstones: Effect of Pore Fluid and Underbalance.* Prepared for presentation at the 1996 SPE European Petroleum Conference held in Milan, Italy 22-24 October 1996. SPE 36860.
- (3) **K. Bird and S. Dunmore.** *Optimising Perforation Performance for the Armada Gas Condensate Development.* Paper prepared for presentation at the European Formation Conference held in The Hague, The Netherlands, 15-16 may 1995. SPE 30083)
- (4) **J.R.A. Pearson, and A. F. Zazovsky,** *A Model for Transport of Sand Grains Form a Perforation During Underbalance Surge.* SPE, Schlumberger, Cambridge Research. Oct , U.S.A. , 1997, SPE 38634.
- (5) **L. Petitjean and B. Coét.** *Modeling of Fracture Propagation During Overbalanced Perforating.* SPE 28560, 1995
- (6) **L.A. Behrmann and K.G. Nolte.** *Perforation Requirements for Fracture Stimulations.* Paper prepared for presentation at the 1998 International Symposium on formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 18-19 February 1998.
- (7) **Handren, P.J., et al.** *Overbalance Perforating and Stimulation Method for Wells.* Paper SPE 26515, 1993.
- (8) **L.A. Behrmann and Mc Donald.** *Underbalance or Extreme Overbalance.* Paper prepared for presentation at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 14-15 February 1995. SPE 31083
- (9) **John M. Dees.** *Highly Overbalanced Perforating.* Technology Today Series, JPT, may 1995, págs 395-397.
- (10) **L.A. Behrmann.** *Requeriments for Fracture Stimulations.* Paper prepared for presentation at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 18-19 February 1998. SPE 39453
- (11) **P.J. Handren, T.B. Jupp and J.M.Dees..** *OVERBALANCE PERFORATING AND STIMULATION METHOD FOR WELLS.* SPE 26516, 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of The Society of Petroleum Engineers held in Houston, Texas, 3-6 October 1993.
- (12) **L.M. Petitjean, et al.** *Well Productivity Improvement by Use Rapid Overpressured Perforation Extension : Case History.* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept.22-25, 1995. De. JPT, february 1996.SPE 30527-P
- (13) **R.J. Whisonant.** *Combining Continuous Improvements in Acid Fracturing, Propellant Stimulations, and Polymer Technologies to Increase Production and Develop Additional Reserves in a Mature Oil Field.* SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5-8 October, 1997. SPE 38789
-

## CAPÍTULO V.-

## METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE DISPAROS

La metodología más eficiente para la evaluación de disparos reportada en la literatura<sup>(2,3,4,5)</sup> se basa en la aplicación de las pruebas transitorias de presión.

Se mencionan como métodos de evaluación las pruebas de incremento y decremento de presión y las pruebas de impulso. Se menciona la técnica de *Horner* para el análisis de los datos de la prueba, se referencia otros métodos de análisis de datos como son el MDH (método de *Dyes-Hutchinson*),. Al revisar la prueba de impulso se menciona también la prueba DST. Se integran además ejemplos de aplicación tomados de las referencias correspondientes, las cuales se recomiendan para una mayor información.

Las pruebas de pozo son reconocidas como una magnífica herramienta para evaluar las características de yacimientos de gas y aceite bajo condiciones dinámicas.

Las pruebas transitorias de presión, tal como incremento de presión, decremento de presión, caída de presión, inyectividad, e interferencia, incluyen la generación y medición de las variaciones de presión con el tiempo en los pozos y, consecuentemente, la estimación de las propiedades de la roca, fluidos y la determinación de las propiedades de flujo. La información obtenida incluye el daño, presión del yacimiento, permeabilidad, porosidad, reservas, discontinuidades de flujo y otros datos relacionados.

Las limitaciones que tiene la aplicación práctica de las pruebas de presión transitoria son:

1. Aplicación inapropiada de las técnicas de análisis.
2. Fallas en la integración de otra información disponible o potencialmente disponible.

Generalmente se considera buena práctica correr una prueba de presión transitoria durante un breve intervalo de producción de un pozo productor después de la terminación, o en un pozo inyector después de un tiempo razonable de inyección.

Las pruebas de presión aplicables en la evaluación de los disparos son las de incremento, decremento y de impulso.

## 5.1. PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN

Las pruebas de incremento de presión requieren el cierre del pozo productor. La técnica de análisis más común y simple requiere que el pozo produzca a un gasto constante, desde el inicio o lo suficiente para establecer una distribución estabilizada de la presión ( $t_{pss}$ ), antes del cierre.. La figura 5.1 muestra esquemáticamente el comportamiento del gasto y la presión para una prueba de pozo ideal. En la figura  $t_p$  es el tiempo de producción y  $\Delta t$  es el tiempo de cierre. La presión se mide inmediatamente antes del cierre y se registra como una función del tiempo durante el período de cierre.

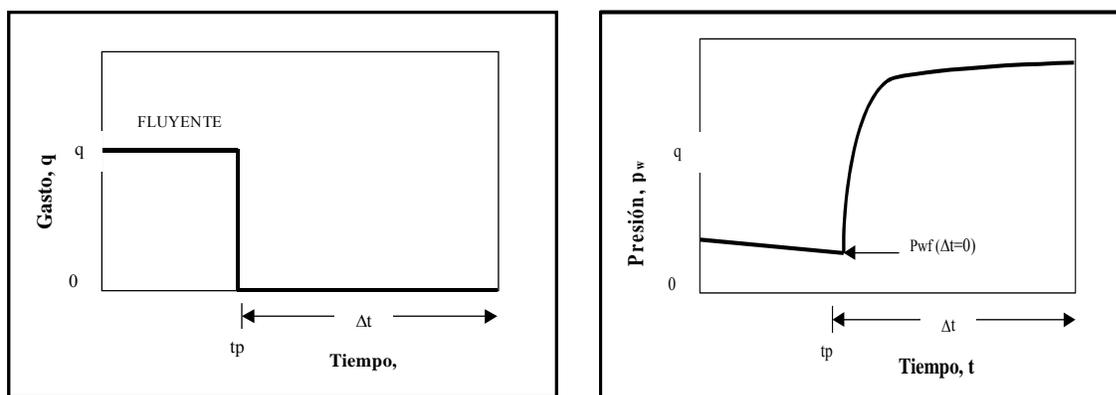


Fig. 5.1. Historia de presión y gasto idealizado para una prueba de incremento de presión

En esencia, son dos gastos de prueba en la cual el segundo gasto es cero durante el período de cierre cuando los tiempos son registrados como  $\Delta t$ . Idealmente, el pozo se pone a producir a un gasto constante,  $q$ , en un tiempo de flujo,  $t$ , después del cual es cerrado para la prueba de incremento de presión. Durante el período de flujo, la presión registrada en el pozo es denotada como  $p_{wf}$  (presión de fondo fluyente) y durante la subsecuente prueba de incremento,  $p_{ws}$  (presión estática), la cual es medida como una función del tiempo de cierre  $\Delta t$  (en horas).

La curva de incremento de presión resultante se analiza para estimar las propiedades del yacimiento y las condiciones de operación del pozo.

El conocimiento de las condiciones mecánicas de superficie y subsuperficiales es importante en la interpretación de los datos de la prueba de incremento. Además, se recomienda que la tubería de producción y tamaños de T.R., profundidad del pozo, localización de los empacadores, etc., se determine antes de iniciar la interpretación de los datos. Se consideran necesarias las observaciones de presión a tiempos cortos para determinar los efectos de almacenamiento del pozo. Los datos pueden requerir intervalos de tiempo tan cortos como 15 segundos para los primeros minutos de la prueba de incremento. A medida que progresa la prueba, la recopilación de los datos puede medirse a intervalos más grandes.

La estabilización del pozo a gasto constante antes de la prueba es una parte importante de una prueba de incremento de presión. Si la estabilización no es posible, los datos recopilados pueden generar una interpretación errónea. De manera que es importante determinar el grado y adecuación de la estabilización. Una manera es verificar la longitud del periodo de gasto constante del período del precierre contra el tiempo requerido para la estabilización.

Al inicio de una prueba de pozo exploratorio, es costumbre, en la mayoría de los casos, fluir al pozo durante unos minutos y entonces realizar una prueba de incremento corta, solamente para estabilizar la presión inicial del yacimiento. El flujo y los períodos de incremento son típicamente cinco y sesenta minutos, lo cual genera un valor máximo en la abscisa de la gráfica de *Horner*<sup>(2)</sup> de:

$$\log \frac{t + \Delta t_{max}}{\Delta t_{max}} = \log \frac{5 + 60}{60} = 0.035$$

significando que la extrapolación al tiempo infinito de cierre es muy corta, lo cual proporciona una determinación segura de la presión inicial.

Para verificar que los efectos tales como declinación de la presión, a través del análisis del flujo principal y el incremento que le sigue, es esencial tener un valor exacto de la presión inicial con calibrador seleccionado para la interpretación de la parte principal de la prueba. Esto es, aunque la presión pudo haber sido medida por adelantado con un registro RTF, no es un punto intentar compararla con la presión DST ya que son registros con diferentes calibradores. Y, mientras que los calibradores modernos se distinguen por su alta resolución, es posible que pudieran diferir por decir 10 psi en la medición de la presión absoluta. Si esta disparidad fuera interpretada en términos de declinación, podría dejar una conclusión pesimista del tamaño de la acumulación de hidrocarburos.

Para pozos con variaciones significativas de gasto, el análisis de la prueba de incremento es aún posible usando los métodos de gasto variable o las modificaciones de ellos<sup>(1)</sup>.

En la evaluación de pozos exploratorios las pruebas de pozo son invariablemente pruebas de incremento de presión siguiendo un largo período de flujo en el cual se emplea el equipo DST; los datos recuperados en orden de importancia son:

- a) Medición del gasto de producción ( $q$ , stb/d)
- b) Cálculo del daño ( $S$ , adimensional)
- c) Colección de muestras de fluido
- d) Evaluación de las características de la formación (permeabilidad, fracturas, estratificación).
- e) La influencia de las condiciones límite (patrones de falla, depresiones)
- f) Determinación de la presión inicial del yacimiento ( $p_i$ , psi)

## Desarrollo de la prueba

La forma de rutina de la prueba (usualmente prueba de incremento) conducida en cada pozo de desarrollo durante la vida del proyecto debe obtener los siguientes datos en orden de prioridad:

- a) Medición de la presión promedio dentro del área de drene del pozo ( $\bar{p}$ , psia).
- b) Cálculo del Daño (S, adimensional)
- c) Determinación de las propiedades de la formación (permeabilidad, fracturas)

## a) Presión promedio

La presión de pozo se mide a partir de una prueba de incremento o pruebas de dos gastos.

b) La evaluación del factor Daño ocupa el segundo lugar en orden de prioridad y además, es el parámetro simple más importante obtenido en la prueba de un pozo exploratorio o de desarrollo. Los pozos pueden estar dañados por una variedad de razones. La producción misma puede causar daño debido a la depósito de finos móviles, reacciones químicas, etc.

## c) Propiedades de la formación.

La permeabilidad efectiva de pozos desarrollados puede disminuir durante el tiempo de producción del yacimiento y, como con el factor daño, su valor puede ser determinado usando gráficas de incremento semilogarítmicas o análisis de curvas tipo.

## 5.2. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN DURANTE EL PERÍODO DE COMPORTAMIENTO INFINITO.

Para cualquier situación de prueba de presión, la presión de cierre en el fondo del pozo puede ser expresada utilizando el principio de superposición para un pozo productor a un gasto  $q$  hasta el tiempo  $t_p$ , y a un gasto cero. A cualquier tiempo después del cierre:

$$P_{ws} = P_i - \{p_D[(t_p + \Delta t)_D] - p_D(\Delta t_D)\} \dots \dots \dots (5.1.)$$

Donde  $p_D$  es la función adimensional de la presión y  $t_D$  está definida por la ecuación:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\mu\phi c r^2} \dots \dots \dots (5.2.)$$

Durante el período de tiempo de comportamiento infinito considerando flujo radial, después de que los efectos de almacenamiento han disminuido y no suministrando mayores fracturas inducidas,  $p_D$  en la ecuación 5.1. puede ser reemplazada por:

$$p_D = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907) \dots \dots \dots (5.3.)$$

La ecuación anterior aplica cuando  $t_D > 100$ , lo cual ocurre después de unos minutos para la mayoría de los sistemas no fracturados. Usando las ecuaciones 5.2. y 5.3., la ecuación 5.1. puede ser reescrita como:

$$p_{ws} = p_i - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots(5.4.)$$

La cual describe la línea recta con la intersección en  $p_i$  y pendiente  $m$ . donde:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(5.5.)$$

La ecuación 5.4. indica que una gráfica de presión de fondo de cierre,  $p_{ws}$ , vs  $\log((t_p+\Delta t)/ \Delta t)$  tendrá una porción recta con pendiente  $-m$  que puede ser usada para estimar la permeabilidad del yacimiento:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \dots\dots\dots(5.6)$$

La gráfica es llamada de Horner (método gráfico de Horner).

La fig. 5.2. es la gráfica esquemática de los datos de incremento de presión de Horner. La sección recta mostrada, como lo indica la ec. 5.4. puede ser extrapolada a  $((t_p+\Delta t)/ \Delta t)= 1$ ,  $\log((t_p-\Delta t)/ \Delta t)=0$ , el equivalente al tiempo de cierre infinito, para obtener el estimado de  $p_i$ . El cual es un estimado exacto solamente para periodos de tiempo cortos de producción. Sin embargo, el valor de la presión extrapolada es útil para estimar la presión promedio del yacimiento<sup>(1)</sup>.

Un resultado de usar el principio de superposición es que el factor de daño,  $S$ , no aparece en la ecuación general de incremento de presión, ec. 5.1. Como resultado, el factor de daño no aparece en la forma simplificada de la ecuación para la gráfica de *Horner*, ec. 5.4. Lo cual significa que la pendiente de la gráfica de *Horner* no es afectada por el factor de daño; sin embargo, el factor de daño afecta aún la forma de los datos de incremento de presión. De hecho, una desviación temprana de desde la línea recta puede ser causada por el almacenamiento del pozo, como se indica en la fig. 2. La desviación puede ser significativa para grandes valores de daño negativo que ocurren en los pozos fracturados hidráulicamente. En cualquier caso, el factor de daño afecta la presión de flujo antes del cierre, de manera que el daño puede ser estimado a partir de los datos de la prueba de incremento más la presión fluyente inmediatamente antes de la prueba de incremento.

$$s = 1.1513 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c t r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \dots\dots\dots(5.7.)$$

En la ecuación 5.7.  $p_{wf}(\Delta t=0)$  es la presión de fondo fluyente observada inmediatamente antes del cierre y  $m$  es la pendiente de la gráfica de *Horner*. Como un resultado de las suposiciones hechas en la ec 5.7, el valor de  $p_{1hr}$  debe ser tomado desde la línea recta de *Horner*. Frecuentemente el dato de presión no cae en la línea recta a 1hr debido a los efectos de almacenamiento del pozo que permiten el flujo posterior dentro del pozo, o los grandes valores de daño negativo provenientes del fracturamiento inducido. En ese caso, la línea semilogarítmica debe ser extrapolada a 1hr y leer la lectura de presión. La fig. 5.2. muestra la manera correcta para determinar  $p_{1hr}$ .

Para evitar confusiones en el análisis transitorio de pruebas de pozos:

1. La permeabilidad debe ser siempre positiva. De manera que el signo de  $m$  puede ser determinado de la ec. 5.5. (o su equivalente para otros tipos de pruebas)
2. El primer término entre paréntesis de la ecuación de daño, es usualmente positivo (la excepción ocurre en yacimientos hidráulicamente fracturados con  $s \ll 0$ )

3. Los gastos de producción son positivos mientras que los de inyección son negativos.

La ec. 5.7 proporciona un buen estimado del factor de daño a medida de que  $t_p \gg 1$  hora. Pero cuando  $t_p$  es del orden de 1 hr. (por ejemplo en la DST), la ecuación debe ser reemplazada por:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - \log \left( \frac{t_p + 1}{t_p} \right) + 3.2275 \right] \dots (5.8.)$$

El adecuado uso de  $t_p$  para un pozo dado en una yacimiento con pozos múltiples ha sido materia de frecuente interés para los ingenieros de campo. Las ecuaciones 5.1 y 5.4 consideran una velocidad de producción constante desde el tiempo 0 al tiempo  $t_p$ . Horner indicó que  $t_p$  puede ser aproximado frecuentemente como la producción acumulativa desde la terminación dividida por el gasto inmediatamente antes del cierre (cuando el gasto varía

$$t = \frac{24V_p}{\dots} \dots (5.9)$$

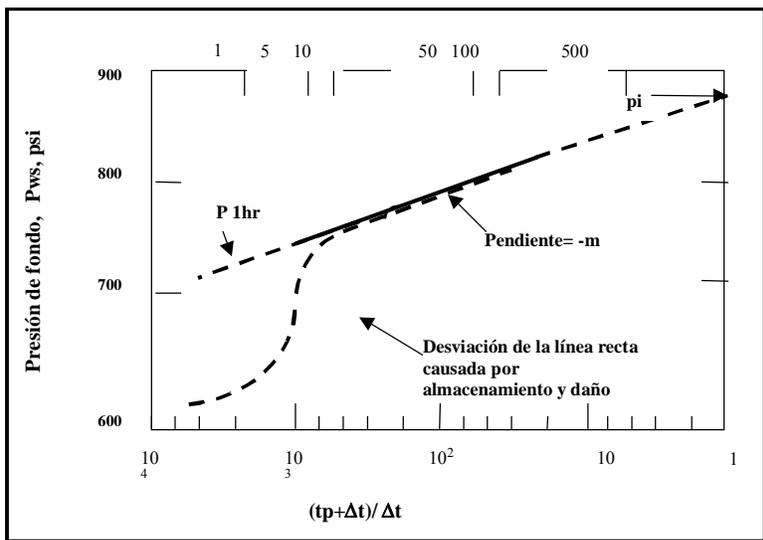


Fig. 5.2. Gráfica de Horner de Incremento de presión mostrando los efectos de almacenamiento y daño

Aunque se piense que el pozo es cerrado durante la prueba de incremento, el flujo posterior causado por el almacenamiento del pozo tiene una influencia significativa sobre los datos de incremento de presión. La fig 5.2 muestra esquemáticamente los puntos de presión que caen por debajo de la recta semilogarítmica mientras el almacenamiento del pozo es importante. La duración de esos efectos puede ser estimada haciendo una gráfica log-log de los datos. Para pruebas de incremento de presión, la gráfica  $(p_{ws} - p_{wf}(\Delta t=0))$  vs  $\log(\Delta t)$ . Cuando el almacenamiento del pozo domina, tendrá una línea recta de pendiente unitaria; a medida que la recta semilogarítmica es aproximada, la gráfica log-log se flexiona sobre una línea curva

suavemente con una pendiente baja.

En toda la prueba de incremento, la gráfica log-log de los datos debe ser hecha antes de que la línea recta sea elegida sobre la gráfica semilog de los datos, desde ahí es frecuentemente posible dibujar una línea recta semilog a través de la línea de almacenamiento dominante. Este fenómeno ocurre debido a que el cierre de la cabeza del pozo no corresponde al cierre de la cara de la arena. Cuando la válvula de superficie es cerrada, el fluido continua fluyendo dentro del pozo desde la formación. De manera que la presión no crece tan rápido como pudiera esperarse., A medida que el flujo se reduce a cero, la presión se incrementa rápidamente hasta alcanzar el nivel predicho teóricamente. La gráfica semilog de los datos es empinada y cercanamente lineal durante este tiempo, y puede ser analizada incorrectamente. Los datos analizables se presentan después de que la pendiente de la curva presenta menor inclinación, como se indica en 5.2.

Cuando los efectos de almacenamiento tardan tanto que la línea recta semilog no se inflexiona, puede ser posible analizar los datos usando curvas tipo, con  $\Delta p = p_{ws} - p_{wf}(\Delta t=0)$ .

Ejemplo 5.1

La tabla 5.1 muestra los datos de incremento de presión de un pozo de aceite con un radio de drene estimado de 2, 640 ft. Antes del cierre el pozo ha producido a un gasto estable de 4,900 bbl/día durante 310 horas. Los datos conocidos del yacimiento son:

- Profundidad = 10,476 ft
- $r_w = (4.25/12)$  ft.
- $c_i = 22.6 \times 10^{-6}$  psi<sup>-1</sup>
- $q_o = 4,900$  bbl/día
- $h = 482$  ft
- $p_{wf} (\Delta t=0) = 2,761$  psig

Los efectos de almacenamiento, además del daño deben ser considerados en todos los análisis de pruebas transitorias.

La figura 5.3., presenta la gráfica log-log de los datos de la prueba de incremento de presión de la tabla 5.1. es usada para verificar la significancia de los datos de almacenamiento del pozo. Debido a que no existe una pendiente unitaria de la línea, concluimos que el almacenamiento dominante del pozo ha terminado por 0.1 hora. Sin embargo, el rápido incremento de presión mostrado en la fig. 5.4. indica que el almacenamiento del pozo o los efectos de daño son significativos hasta cerca de 0.75 hrs. Los datos obtenidos después de 0.75 horas pueden ser analizados.

La gráfica de Horner es mostrada en la fig. 5.4. Los efectos del almacenamiento o de daño en los tiempos de cierre menores de .75 horas son aparentes. La línea recta, dibujada después de  $\Delta t = 0.75$  horas, tiene una pendiente de -40 psig/ciclo, de manera que  $m = 40$  psig/ciclo.

$$k = \frac{162.6(4,900)(1.55)(0.20)}{(40)(482)} = 12.8md$$

El factor de daño es estimado por la ecuación 5.7 usando  $p_{1hr} = 3,266$  psig (de la fig. 5.4.)

$$s = 1.1513 \left[ \frac{3,266 - 2,761}{40} - \log \left( \frac{12.8(12)^2}{(0.09)(0.20)(22.6 \times 10^{-6})(4.25)^2} \right) + 3.2275 \right] = 8.6$$

Podemos estimar  $\Delta p_s$  con la ecuación:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \dots\dots\dots(5.10)$$

$$\Delta p_s = \frac{(141.2)(4900)(1.55)(0.20)(8.6)}{(12.8)(482)} = 300 psi$$

De manera que la caída de presión a través de la zona de daño es cerca de la mitad de la caída de presión total. La eficiencia de flujo la podemos estimar con la ecuación:

$$\frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}} \dots\dots\dots(5.11)$$

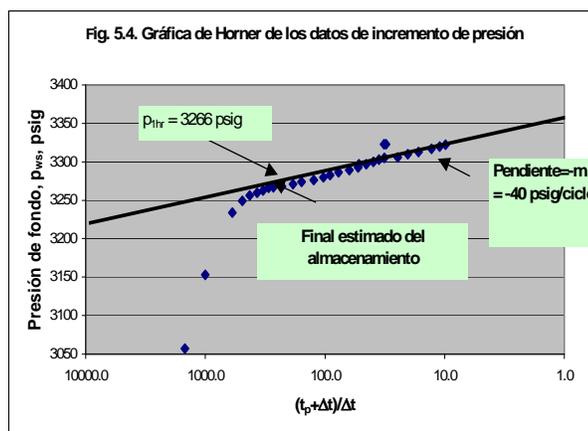
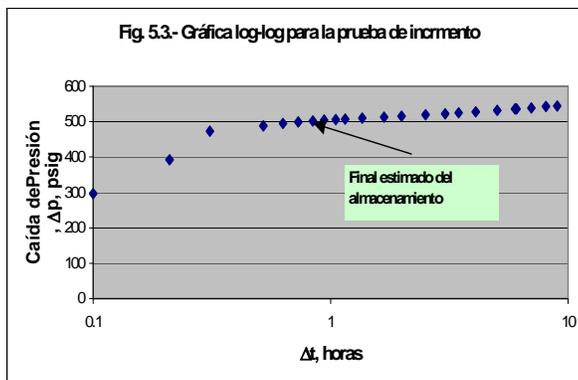
Usando  $\bar{p} = 3342$  psig (estimada de acuerdo con el método Matthews-Brons-Hazebroek()), el cálculo de la eficiencia de flujo nos da:

$$\frac{3342 - 2761 - 300}{3342 - 2761} = 0.48$$

Esto sugiere que la producción podría ser más que duplicada con la simple remoción del daño, o posiblemente podría ser triplicada con un tratamiento ácido o fracturamiento, dependiendo de las condiciones del pozo y del tipo de roca.

TABLA 5.1.- DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN PARA EL EJEMPLO 5.1.,  $t_p = 310$  horas

$\Delta t$ (horas)	$\Delta t + t_p$ (horas)	$\frac{\Delta t + t_p}{\Delta t}$	$p_{ws}$ psig	$p_{ws}-p_{wf}$ psig
0			2761	
0.1	310.1	3101.0	3057	296
0.21	310.21	1477.2	3153	392
0.31	310.31	1001.0	3234	473
0.52	310.52	597.2	3249	488
0.63	310.63	493.1	3256	495
0.73	310.73	425.7	3260	499
0.84	310.84	370.0	3263	502
0.94	310.94	330.8	3266	505
1.05	311.05	296.2	3267	506
1.15	311.15	270.6	3268	507
1.36	311.36	228.9	3271	510
1.68	311.68	185.5	3274	513
1.99	311.99	156.8	3276	515
2.51	312.51	124.5	3280	519
3.04	313.04	103.0	3283	522
3.46	313.46	90.6	3286	525
4.08	314.08	77.0	3289	528
5.03	315.03	62.6	3293	532
5.97	315.97	52.9	3297	536
6.07	316.07	52.1	3297	536
7.01	317.01	45.2	3300	539
8.06	318.06	39.5	3303	542
9	319	35.4	3305	544
10.05	320.05	31.8	3306	545
13.09	323.09	24.7	3310	549
16.02	326.02	20.4	3313	552
20	330	16.5	3317	556
26.07	336.07	12.9	3320	559
31.03	341.03	11.0	3322	561
34.98	344.98	9.9	3323	562
37.54	347.54	9.3	3323	562



### 5.3. Análisis de la prueba de incremento en yacimientos finitos y desarrollados.

Cuando los pozos probados no actúan como un pozo simple en un sistema infinito, las ecuaciones de la sección anterior requieren modificación.

El análisis de Horner puede ser usado para estimar la permeabilidad y el daño en un yacimiento finito sólo como un yacimiento actuando infinito, de manera que la influencia de los efectos de frontera influyen solamente los últimos valores de tiempo. La gráfica de los datos está descrita en la sección 5.2. y fig. 5.2., las ecs. 5.6, 5.7, y 5.9 aplican.

La sección 5.2. establece que una estimación de  $p_i$  es obtenida extrapolando la sección de la línea recta de la gráfica de Horner a un tiempo de cierre infinito.

Para yacimientos finitos y desarrollados, la presión extrapolada no es una buena estimación de  $p_i$  y generalmente ha sido llamada "presión aparente",  $p^*$ . La presión aparente extrapolada,  $p^*$ , es mayor que la presión promedio en el instante de cierre a menos que la región de drenaje sea altamente sesgada.

Usando el concepto de la presión aparente, podemos reescribir la ec. 5.4 como

$$p_{ws} = p_i - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots (5.12)$$

Se ha mostrado que la  $p^*$  está relacionada con  $p_i$  por:

$$p^* = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[ p_D(t_{pD}) - \frac{1}{2} (\ln t_{pD} + 0.80907) \right] \dots\dots\dots (5.11)$$

Cuando la aproximación logarítmica, ec. 5.3., puede usarse para  $p_D(t_{pD})$ , en la ec. 5.11,  $p^*$  es idéntica a  $p_i$ .

#### 5.4 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS

Desde un punto de vista práctico, la técnica de análisis de Miller-Dyes-Hutchinson se prefiere para el análisis de los datos debido a que es fácil de usar.

Cuando  $t_p > t_{pss}$ , MDH da respuestas para la permeabilidad y daño que se ajustan bien a las dadas por el método de Horner. Sin embargo, para tiempos de producción cortos, el método de Horner debe ser usado desde la recta semilogarítmica con la pendiente correcta mayor que la de la gráfica MDH.

#### 5.5 Recomendaciones

1. Usar el método MDH como un primer paso a menos que  $t_p < t_{pss}$  o a menos que el sistema pueda ser aproximado por un pozo en el centro de un cuadro con fronteras de presión constante.
2. Usar el método de Horner como una segunda opción si las circunstancias lo dictan, o como un primer paso si  $t_p$  es pequeña.

Cuando un pozo de prueba en un yacimiento desarrollado tiene una presión de flujo fluyente declinante, la aplicación del método de Horner o MDH en tal caso provocará errores. Existe la metodología para la evaluación cuando se presentan variaciones significativas de flujo antes de la prueba de incremento.

El análisis de *Muskat* usa datos de incremento de presión ocurriendo en la transición entre el *Horner* normal o línea recta del MDH y el inicio de la presión promedio del yacimiento.

El método de *Muskat* extendido parece ser más aplicable a pozos con flujo de agua y en yacimientos conductores de agua que más cercanamente se aproximan a la presión constante que una condición límite sin flujo.

#### 5.6. DATOS DE PRUEBA Y REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN

Una parte importante de al planeación de la prueba es la completa adquisición de datos y la seguridad y correcta aplicación de la prueba.

Las partes importantes de la operación de la prueba incluyen la buena y completa estabilización (o control del gasto durante la prueba requiriendo el pozo activo), colocación de los instrumentos de presión antes del inicio de la prueba, y cuidado en la documentación de los acontecimientos durante la prueba.

A continuación se listan los elementos necesarios de considerar para alcanzar una completa adquisición de datos. Dependiendo de la situación de la prueba y la información deseada, se considera la modificación correspondiente y de si se corrieron registros anteriores alguna de la información no será necesaria, dependiendo de la experiencia pasada:

1. Datos de la terminación.

*Tubería en el agujero y empacadores.*

El tamaño y la localización de la T.R. y tubería de producción, localización de cualquier empacador, y una indicación de qué tipo de aparejo de tubería. Los datos se deben acompañar con un diagrama de la terminación. Tales datos son importantes para correr el calibrador y determinar los efectos de almacenamiento del pozo. Se debe asegurar también que el calibrador pueda ser corrido a la profundidad necesaria, donde la presión será medida.

*Tipo de terminación en el intervalo productor.*

Los datos deben incluir información acerca de si el agujero está descubierto, con T.R., disparado, si usa tubería de producción o empacamiento con gravilla, tipo de fluido de terminación, etc. Si existe una terminación dual, dar detalles. Los datos deben incluir localización y número de disparos, la indicación de penetración parcial (si es aplicable).

*Estimulación.*

Revisar la información de si el pozo ha sido estimulado por disparos, ácido, fracturamiento, etc.

2. Patrón de datos

*Patrón de pozo.* Los datos deben incluir un patrón de tamaño y forma, y la información cerca de la localización de otros pozos. Usualmente un mapa es suficiente.

*Velocidad de información en otros pozos.* Cuando se desarrollan los patrones de prueba, puede ser importante conocer qué tan rápido se obtiene la información en otros pozos antes y durante la prueba. Debemos conocer cualquier cambio mayor en la velocidad durante la prueba ya que ello puede influenciar la respuesta de la prueba considerablemente.

## 5.7. PRUEBA DE IMPULSO

La prueba de impulso se considera una prueba efectiva de evaluación durante los disparos bajo balance (*Economides-Hill*, pág. 276). En la fig. 5.5. se muestran dos tipos comunes de pruebas de impulso. El flujo se inicia con suficiente bajo balance a través de las perforaciones una vez que el intervalo ha sido disparado, para lograr una limpieza adecuada de los túneles de los disparos. Después de algunos minutos o segundos, dependiendo del diseño de la prueba, la válvula de fondo se cierra. La subsecuente presión transitoria dura una o dos horas, pero algunas veces el flujo radial es visible en la gráfica de diagnóstico de impulso después de cerca de 15 minutos y, frecuentemente, la última parte de la variación de presión es menor que la resolución del calibrador, particularmente en formaciones con alta permeabilidad. La técnica de permitir el flujo del pozo por un breve corto de tiempo ha sido útil en pozos que son propensos a producir arena.

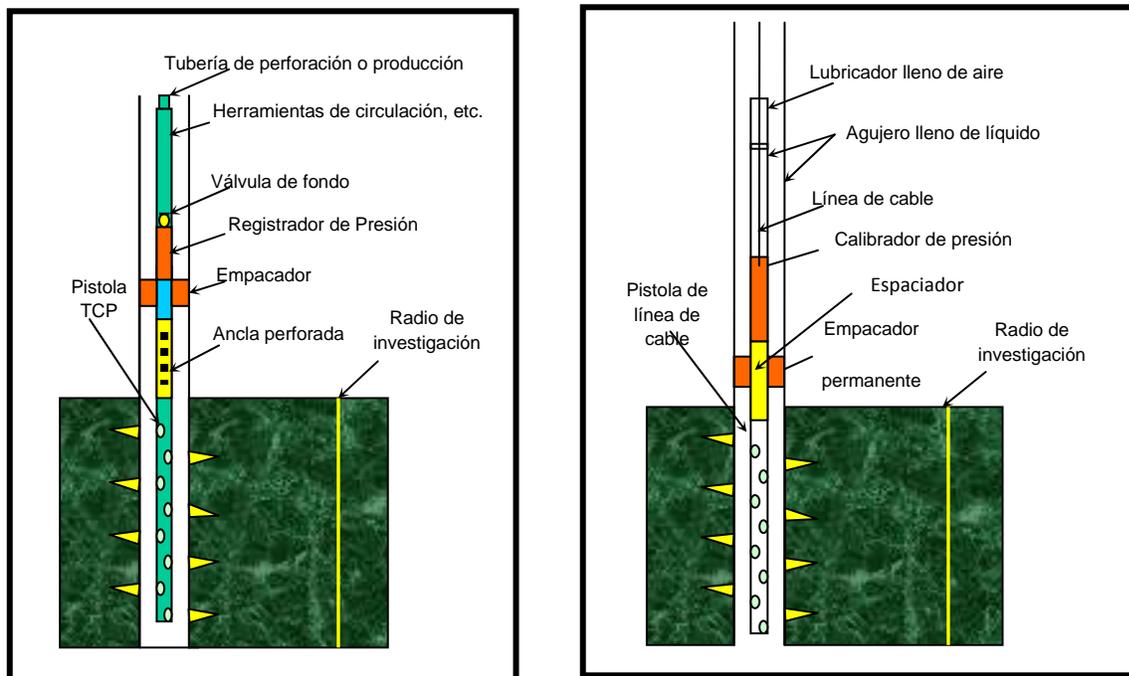
La configuración de prueba (fig. 5.5.b) no es una prueba de impulso real debido a que el flujo nunca se cierra. La prueba se realiza al momento de disparar bajo balance. Esta técnica ha sido particularmente efectiva en pozos de gas sobre presionados para los cuales el bajo balance se alcanza por desplazamiento de lodo de perforación con aceite diesel. Un pequeño paquete de aire en el lubricador se usa para bajar la herramienta de línea de cable y es comprimido cuando el flujo del fluido entra al pozo inmediatamente después de los disparos. Una vez que el volumen de aire ha sido comprimido al máximo, el pozo detiene su flujo sin cerrar la válvula de fondo. Para pozos de gas, el líquido que llena el pozo minimiza los efectos de almacenamiento, de manera que el flujo radial que podría requerir 12 horas o más para presentarse en una prueba de incremento convencional se presenta en algunos minutos.

La prueba combina un registro de producción mientras el pozo está fluyendo y/o cerrado con una prueba de decremento y/o incremento transitorio para la cual, la presión y la velocidad de flujo es medida continuamente en la cara de la arena. El registro de producción proporciona la velocidad y fase de los fluidos entrando al pozo contra la profundidad. Las secciones de un intervalo disparado que no producen pueden ser indicadas arenas no productivas o disparos tapados. Esta medición ayuda a determinar el espesor de la formación y/o el radio de penetración que deberá ser usado en la interpretación transitoria.

El acceso a los primeros instantes de la respuesta transitoria permite la determinación de componentes del daño cerca del agujero tales como radio y permeabilidad de una zona radial dañada alrededor del pozo, o permeabilidad vertical para una formación parcialmente penetrada. Cuando la velocidad de fondo fluyente esta continuamente

determinada durante el decremento, efectos de frontera que aparecen en el último momento de respuesta son menos susceptibles a los efectos de superposición que pueden introducir errores en la interpretación de los datos.

Fig. 5.5. Configuraciones de la prueba de impulso



a) Configuración de la prueba de Impulso con TCP

b) disparos con línea de cable en condiciones de

5.8. Resumen de la Técnica (7):

bajo balance

La prueba de análisis de flujo instantáneo consiste de un corto período de producción o de inyección, seguido por un período de incremento o decremento. Esto requiere mediciones exactas de las variaciones de presión y la cantidad total de fluido inyectado o producido.

Cuando una formación es sujeta a una fuente instantánea de unidad de resistencia o impulso Dirac, las variaciones de presión resultante están dadas por la función de Green<sup>(6)</sup> Matemáticamente la función de Green es derivada con respecto al tiempo de las soluciones adimensionales de presión agrupadas como curvas tipo (*idem*).

La formación sujeta a una fuente instantánea de unidad de resistencia tendrá variaciones de presión las cuales se traslaparán directamente sobre la curva tipo apropiada.

En la práctica la velocidad de la prueba de impulso no es instantánea. Es necesaria una duración finita para producir o inyectar una cantidad suficiente de fluido para crear una medición de disturbio de presión.

Consecuentemente, los datos no siguen la respuesta de la derivada hasta que la duración de la prueba de impulso es pequeña comparada con la duración de la prueba. Cuando esta condición es satisfecha, o cuando la duración del impulso es instantánea, la respuesta de la presión puede ser escrita como sigue:

$$(p_i - p)\Delta t = \frac{3388.8 Q_i \mu}{kh} p' D \dots \dots \dots (5.13)$$

para c mucho mayor que tp.

Durante el período de producción la variación de presión está dada por la ecuación:

$$(p_i - p)\Delta t = \frac{141.2qB\mu}{kh} pD \dots\dots\dots(5.14)$$

Si se multiplican las variaciones de presión durante el período de impulso por la duración del impulso, se sigue que:

$$(p_i - p)t_p = \frac{3388.8Q_i\mu}{kh} pD \dots\dots\dots(5.15)$$

para  $\Delta t$  menor o igual que  $t_p$ .

Las ecuaciones 5.13 y 5.15 indican que el uso de los grupos de presión del lado izquierdo resultan iguales que el grupo de datos de producción/inyección para la siguiente prueba de incremento/decremento. Se sigue que multiplicando las variaciones de presión durante el período de impulso por la duración del período,

$$(p_i - p)t_p \dots\dots\dots(5.16)$$

para  $\Delta t$  menor o igual que  $t_p$ .

Y los cambios de presión para el cierre subsecuente por el intervalo de tiempo hasta el inicio de la prueba,

$$(p_i - p)\Delta t \dots\dots\dots(5.17)$$

para  $\Delta t$  mayor o igual que  $t_p$ .

El resultado en una gráfica log-log que puede ser igualada directamente a las curvas tipo de la presión y la derivada de la presión. El modelo del comportamiento del yacimiento será aparente en la respuesta de impulso<sup>(4,5)</sup>.

### 5.9. PRUEBA MIENTRAS SE DISPARA.

Cuando las pistolas perforadoras son corridas con el drillsteam, porta tubo, o equipo de línea de cable, el pozo puede ser probado solo después de los disparos. La presencia de la presión de las pistolas puede también proporcionar información que puede ayudar a monitorear las operaciones de terminación. Los calibradores de presión deben ser capaces de resistir el impacto de los disparos. Las pruebas de impulso<sup>(6)</sup> y cámara cerrada<sup>(6)</sup> pueden ser conducidas durante los disparos. Este tipo de prueba es corrida principalmente en pozos de desarrollo, y es usualmente de corta duración para minimizar el costo. La prueba proporciona presión del yacimiento, permeabilidad, y daño de la terminación.

## Bibliografía:

- (1) **Robert C. Earlougher**. Henry Doherty Memorial Found of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, 1977. 2ª imp.
  - (2) **L.P. Dake**. *The Practice of Reservoir Engineering, Development in Petroleum Science* 36. 1ª ed., 2ª reimp., Elsevier, Edimburgo , Scotland, 1997
  - (4) **C.W. Morris and J. Ayoub**. *Engineered Perforation Design and Evaluation..* Paper prepared for presentation at the SPE Production Operation Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 13-14, 1989, SPE 18840.
  - (5) **J.A. Ayoub et al**. *Impulse Testing*.SPE Formation Evaluation, September 1988. SPE 15911.
  - (6) **Gringarten, A.C. and Ramey, H.J. Jr.:** *The use of the point source solution and Green's Functions for Solving Unsteady Flow Problems in Reservoirs*. SPE, october 1973, págs. 285-296)
  - (6) **C.W. Morris and Ayoub**. *Engineered Perforation Design and Evaluation*. Paper prepared for Presentation at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 13-14-, 1989.
  - (7) **M.M. Manohar and C.W. Morris**. *Evaluation of Underbalanced Through-Tubing Perforating and Closed Chamber Test Interpretation Techniques*. Paper prepared for Presentation at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, April 7-9, 1991.
-

---

## CAPÍTULO VI.-

### CONSIDERACIONES GENERALES, RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

#### 6.1. CABEZAL PARA EL CONTROL DE PRESIÓN

Para disparos bajo balance, o cualquier otra operación con línea de cable que requiera que las herramientas sean introducidas y sacadas desde el pozo bajo presión, se debe ejercer la técnica de presión de control en el cabezal.

Básicamente existen tres tipos de cabezales para el control de presión, diseñados para 5,000 psi, 10,000 psi y 15,000 psi. Se debe elegir, naturalmente, el equipo apropiado para las operaciones.

##### 6.1.1 ARREGLO TÍPICO PARA EL CONTROL DE PRESIÓN

Un arreglo esquemático típico del cabezal consiste de preventor de arrancones (BOP), un tubo conductor para contener las herramientas durante la introducción y el regreso, un control de la cabeza y caja de llenado. El BOP es capaz de sellar sobre el cable eléctrico, como el sello superior. El flujo de los tubos es el corazón del ensamble durante el movimiento del cable durante dentro y fuera del pozo. Se bombea grasa continuamente dentro del pequeño espacio anular entre el tubo y el cable para efectuar un sello dinámico. Una pequeña cantidad de grasa es bombeada a través de la línea de flujo y algo dentro del pozo. De esta manera se previene la pérdida de fluidos del agujero durante la operación.

En la práctica, el equipo es montado en el pozo y la presión se prueba a 1.2 veces la presión anticipada del pozo (después de los disparos). El BOP es cerrado y la pistola introducida en el conductor. Se establece un sello de grasa, se abre el BOP y el ensamble de pistola se corre dentro del agujero. Al sacar el equipo, se procede de manera inversa.

La cantidad de peso necesaria para hacer que la pistola descienda está gobernada por la cantidad de presión en el cabezal y el área de sección transversal del cable. La figura 75 muestra la cantidad de peso requerida para varios tamaños comunes de cable usados contra la presión en el cabezal. Para minimizar el peso requerido, se usa el cable más pequeño 0.18 (3/16") frecuentemente.

##### 6.1.2. PREVISIONES DE SEGURIDAD Y CONSIDERACIONES

Se debe dar considerable atención al equipo de ingeniería para proporcionar operaciones seguras. Los BOP's y caja de llenado tienen incorporado el efecto de sello inmediato en caso de pérdida de cable. Herramientas de captura son incluidas en caso de que inadvertidamente se salga del cable una herramienta durante la recuperación. Doble arreglo de preventores se emplea cuando se manejan presiones arriba de 5000 psi.

#### 6.2. CONTROL DE LA PROFUNDIDAD

La importancia de un buen control de la profundidad en las operaciones de disparos no debe pasar por alto. Corregir el problema de disparos fuera de profundidad puede ser muy costoso. Desafortunadamente, tal error es frecuentemente difícil de analizar después del hecho. Se puede manifestar como una relación de productividad reducida, o simplemente como una producción de fluidos indeseables.

El problema básico en el control de la profundidad es precisamente la posición de la pistola en referencia al registro de agujero descubierto.

##### 6.2.1. TÉCNICA ESTÁNDAR

---

Para colocar apropiadamente la pistola, se requiere un registro a través de la t.r. para correlacionar con las mediciones de agujero descubierto. Rayos gamma o neutrones es típicamente el registro usado junto con el localizador de coples de la T.R. para relacionar la localización del intervalo productivo al cople de la T.R..

Fuentes de error. Si la corrección se realiza en la dirección equivocada, el error resultante estará entre la cantidad del desplazamiento que está siendo corregido.

Dependiendo de la compañía de servicio, se usan diferentes herramientas y procedimientos para hacer las correcciones. Por ejemplo, se utiliza un segundo odómetro en la corrida de la pistola la cual es frecuentemente llevada a la profundidad del fondo del disparo.

Es obvio que un sustituto corto en la sarta de T.R. será deseable para eliminar ambigüedades como el localizador de coples, particularmente donde todas las juntas de la T.R. están sobre la misma longitud.

A veces es deseable tener un registro preciso de los disparos. Para este propósito, puede ser adicionado material radiactivo a la carga conformada (usualmente la parte alta y baja de los disparo) de manera que se deposite el material en las perforaciones. La zona es posteriormente registrada para mostrar la profundidad. La técnica está limitada a sobre balance.

La misma técnica ha sido usada en operaciones de fracturamiento para mostrar cuales perforaciones han tomado fluido. El ingreso del material radiactivo dentro de la fractura es detectado por las corridas de registros subsecuentes.

La herramienta sónica ha sido útil en la localización de disparos. Proporciona una imagen de los disparos sola con cualquier daño de la t.r. presente.

Aunque el localizador del collar está implementado con localización de disparos, es altamente deficiente. La versión más sensible no puede detectar disparos debido a que la anomalía magnética de los agujeros más pequeños es insuficiente. Detecta deformaciones de la t.r. Además, su uso está limitado a la detección de disparos de pistola expandible la mayor deformación de la t.r., la indicación más positiva.

### 6.3. RECOMENDACIONES GENERALES

El intervalo a disparar debe estar basado en consideraciones de producción del yacimiento. Las condiciones de la terminación deben estar planeadas para asegurar la mejor respuesta de los disparos. La pistola con mejor comportamiento debe ser elegida para satisfacer las condiciones medio ambientales del tipo de fluido, presión, temperatura y requerimiento mecánico (ver tablas en apéndice). Deben considerarse aspectos de control de presión

Debe tenerse en mente que la operación de disparos más barata es la que se conduce adecuadamente de acuerdo con el diseño de la terminación al primer intento.

1. Para minimizar el costo de equipo, remover el equipo del pozo y disparar a bajando con la tubería de producción.
  2. En disparos con la tubería de producción, utilizar la herramienta de posición para asegurar el óptimo comportamiento de los disparos.
  3. Si se dispara sobre balance, evitar disparar en lodo y sustituirlo por salmuera, aceite o fluido de terminación. Minimizar el tiempo de infiltración en las perforaciones. Si la respuesta del pozo no es como se esperaba, redisparar a mediante la tubería de producción.
  4. Use solamente cargas o diseños más modernos para la mejor limpieza de las perforaciones.
  5. En la elección del tamaño de la pistola, use la más larga pistola disponible para la t.r. particular o tubería de producción para alcanzar el máximo comportamiento.
  6. Elegir el tipo de pistola que mejor satisfaga las condiciones del pozo. Dar las condiciones iniciales para correr los tipos de acero recuperable, las cuales no dejan *detritus*, no producen de formación o daño a la t.r., son las mejores en términos de características mecánicas (rugosidad) y más frecuentemente que no generan ahorro de tiempo.
-

7. Asegurar que se emplea la técnica y equipo adecuado para el control de presión en el cabezal.
  8. Asegurar que los disparos son adecuadamente colocados, insistir en buen control de la profundidad y adecuada documentación.
  9. Utilizar los parámetros para pozos de gas y no emplearlos indistintamente para pozos de aceite..
  10. Para el diseño de los pozos de gas, se presenta la tabla 2.6 para la elección de la fase de las pistolas en función de la anisotropía, la penetración de la zona de daño y la permeabilidad. Tal elección es diferente que para pozos de aceite.
  11. Con el fin de minimizar los efectos negativos sobre la producción por la caída de presión en los pozos horizontales, se recomienda utilizar la metodología para el cálculo de la densidad óptima de los disparos.
  12. Antes de disparar bajo balance, verificar que el pozo reúne las condiciones de presión y mecánicas necesarias para ello.
  13. Considerar el máximo y mínimo bajo balance con el fin de tener un margen de referencia para la operación.
  14. Nunca rebasar la condición límite máxima de bajo balance porque podrían presentarse problemas de arenamiento.
  15. Considerar el cálculo del daño por disparos obtenido con las fórmulas correspondientes dadas en el capítulo tercero. De la misma manera que la presión de óptima limpieza de las perforaciones.
  16. Además de tener en cuenta las consideraciones anteriores, es importante tener en mente los requisitos para disparar en arenas consolidadas tanto en yacimientos de líquido saturado como de gas saturado.
  17. Se recomienda alta densidad de disparos considerando que la formación es heterogénea, particularmente en yacimientos estratificados.
  18. La alta densidad de disparos no debe exceder el índice de resistencia de la T.R.:  $k > 0.95$  Es conveniente seguir la guía general para optimizar los parámetros en un pozo de gas y el programa de diseño óptimo de disparos.
  19. No se debe descartar que cuando se dispara un pozo de gas es más importante el diámetro mayor que la profundidad de la penetración a fin de evitar el arenamiento generado por las fuerzas de arrastre sobre la formación debidas a las restricciones de flujo.
  20. Se consideran convenientes, cuando exista la probabilidad de conificación, las terminaciones realizadas con penetración parcial.
  21. Para disparar bajo balance se debe considerar que:
    - Se realiza para minimizar el daño por disparos debido a la zona compactada en pozos productores e inyectores naturalmente fracturados
    - Cuando exista suficiente presión de yacimiento y no haya restricciones operativas se debe disparar bajo balance.
    - Cuando sea usado un bajo balance menor que el óptimo, se deben utilizar las ecuaciones 3.14 y 3.15 para estimar el daño residual por disparos y decidir si se requiere una operación de estimulación por fracturamiento o si se justifica.
    - Para pozos productores e inyectores que serán hidráulica o dinámicamente fracturados, se deben mejorar primero los disparos bajo balance en el caso de que la excesiva presión de rompimiento sea considerada un problema potencial.
  22. Para disparar sobre balance se debe considerar:
    - Que la permeabilidad de la formación es tan baja que los túneles disparados no se podrán limpiar con el bajo balance.
    - Areniscas con permeabilidad menor igual que 25 mD.
    - Yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.
    - Yacimientos con baja presión, sin la energía necesaria para las ondas de choque de las perforaciones.
    - Grandes intervalos por disparar con línea de cable (varias corridas), donde las corridas de los disparos siguientes pueden ser alcanzadas solamente con el pozo fluyendo contra el balance de agua deseado.
-

- Impredecibilidad de la eficiencia de los disparos con la técnica del bajo balance; la eficiencia de los disparos puede ser alterada por el daño por disparos y/o el bajo balance requerido para limpiar las perforaciones puede no ser alcanzado.
  - Cuando se presenten problemas de iniciación de la fractura y el enlace de la misma. En general, la superficie abierta de la fractura no es una superficie lisa y existe una gran cantidad de roca atrapada por la conexión de las grietas, evitando un buen enlace de las fracturas.
  - Se ha dicho también que una fractura generada sobre balance puede alinearse inicialmente con el eje del disparo.
23. Si se va a disparar sobre balance se debe tener precaución para el manejo y selección de los equipos para el control de presión y las herramientas que intervienen en la operación.
  24. Se presenta la metodología de disparos sobre balance y los criterios para su aplicación. Ello incluye sobre balance extremo.
  25. Para la evaluación de los disparos se emplean las pruebas de impulso, las de incremento y decremento de presión.
  26. No se recomienda disparar en seno de lodo debido al incremento en el daño a la formación.

### CONSIDERACIONES GENERALES

1. Para elegir la metodología con la cual disparar un pozo, las condiciones de permeabilidad de la formación y la presión del yacimiento son fundamentales.
  2. La selección adecuada de la técnica de disparos contribuirá a obtener la mejor productividad del pozo
  3. Se debe establecer el programa de diseño óptimo para disparar bajo balance en los pozos teniendo presente las diferencias entre disparar un pozo de aceite y un pozo de gas. Cuando se dispara bajo balance es importante seguir las condiciones establecidas en la metodología a fin de alcanzar el objetivo de la adecuada limpieza de los disparos y calcular las presiones mínima, máxima y óptima de bajo balance para evitar daños por la mala selección de presión. El programa de disparos para un pozo de gas presenta variantes en cuanto al diámetro del disparo, fasamiento, etc., de manera que se deben considerar las diferencias durante el diseño de la terminación para evitar problemas de restricciones de flujo que pudieran provocar, inclusive, arenamientos del pozo. En terminaciones naturales, la penetración de la carga es necesaria y, por regla, debe rebasar, al menos, el 30% de cualquier zona de daño. A mayor densidad de los disparos se reduce el daño por ellos y la producción se alcanza con menor caída de presión. Pero una vez que el daño se aproxima a cero, el incremento de la densidad de los disparos tiene poco efecto, excepto cuando la formación es altamente laminada o la anisotropía de la permeabilidad es alta. En esos casos, la densidad de los disparos debe ser tan alta como sea posible. El fasamiento reduce las caídas de presión cerca del agujero, pero puede ser sacrificado a favor de una mayor profundidad, particularmente en formaciones naturalmente fracturadas
  - Se debe seguir la metodología para disparar sobre balance considerando las condiciones particulares de cada yacimiento y los objetivos de la terminación como una opción más económica que el fracturamiento hidráulico para yacimientos naturalmente fracturados. Con esta técnica se pueden alcanzar daños negativos y puede ser una buena alternativa para efectuar operaciones menos costosas que el fracturamiento hidráulico e incrementar la productividad e un pozo, incluso el previamente disparado. Para el control de arena se deben diseñar agujeros grandes, de 8 a 10 veces el tamaño de la grava para facilitar el empacamiento. Para ayudar a la remoción de arena, los agujeros necesitan ser disparados en múltiples direcciones, por lo que un buen fasamiento es importante tal como 135°/45°, teniendo como fasamiento efectivo 45°.
  4. Cuando se dispara un pozo horizontal es conveniente determinar la densidad óptima de los disparos a fin de minimizar el efecto de las caídas de presión sobre la producción.
-

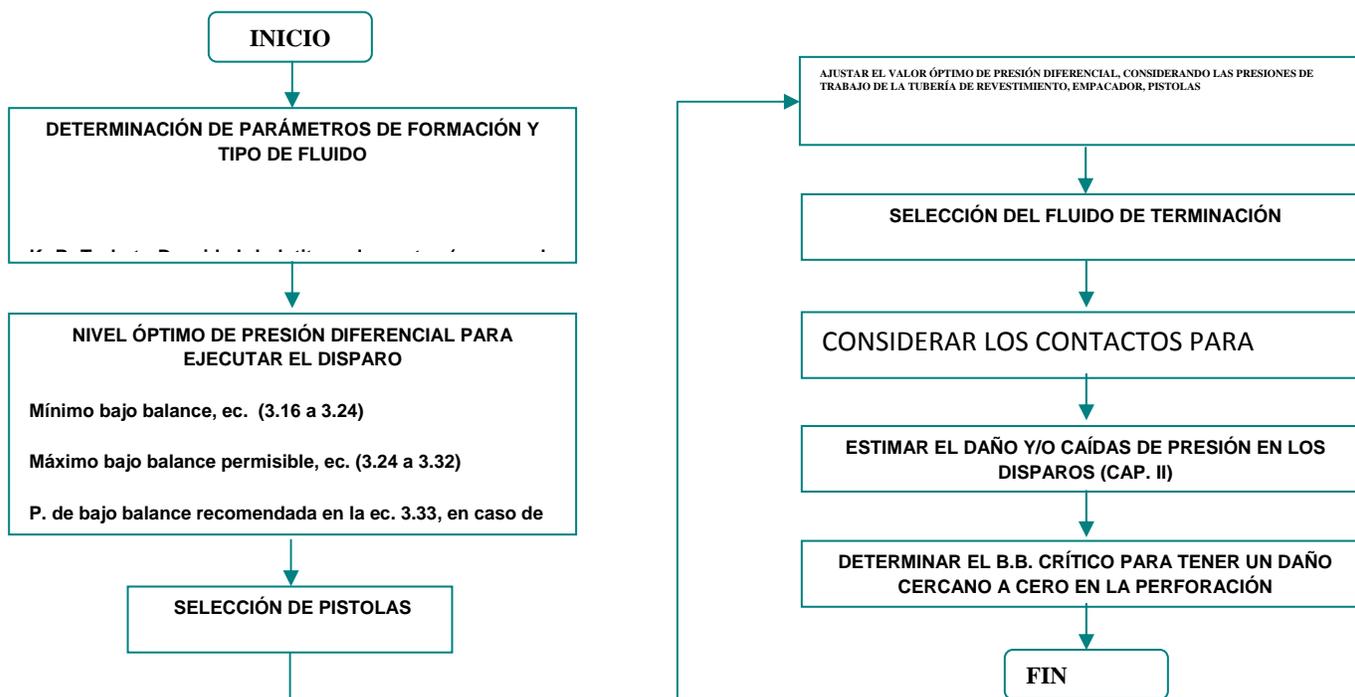
5. Con la técnica de sobre balance se pueden alcanzar daños negativos y puede ser una buena alternativa para efectuar operaciones menos costosas que el fracturamiento hidráulico para incrementar la productividad de un pozo.
6. Las pruebas de presión son la mejor manera de evaluación de los disparos.

## METODOLOGÍA

La metodología para disparar bajo balance o sobre balance, es la siguiente:

1. Determinar la técnica a emplear: disparar bajo balance o sobre balance
  - 1.1. Disparos sobre balance
    - 1.1.1. Permeabilidad muy baja
    - 1.1.2. Areniscas con permeabilidad menor que 25 mD
    - 1.1.3. Yacimientos naturalmente fracturados
    - 1.1.4. Presión de formación muy baja (de manera que no se alcance la presión de bajo balance necesaria)
    - 1.1.5. Intervalo muy grande por disparar
    - 1.1.6. Problemas de iniciación y enlace de fractura
    - 1.1.7. Pozos desviados y durante el fracturamiento hidráulico
    - 1.1.8. Eficiencia incierta en los disparos bajo balance
    - 1.1.9. Alineación de la fractura con el eje del disparo
  - 1.2. Disparos bajo balance
    - 1.2.1. Disminuir el daño por disparos de la zona compactada
    - 1.2.2. Pozos productores e inyectores que serán hidráulica o dinámicamente fracturados
    - 1.2.3. Existe suficiente presión y permeabilidad de yacimiento
2. *Determinar la eficiencia de la productividad del pozo considerando los parámetros de disparos.*
  - a. En este punto se puede utilizar el método de *Brooks, para pistolas multifasadas*, o de *Locke, para fase 0° ó 90°* con las restricciones correspondiente. (v. Cap. II. Pág. 8-11.)
  - b. para el caso de pozos de gas es posible utilizar los nomogramas de *Tang, et. al, págs. 15-16;*
  - c. para pozos horizontales, con ángulos de fasamiento de 0°, 45°, 90°, y 180°, se pueden utilizar las correlaciones de *Tang*, pág. 18-19;
  - d. la densidad óptima de disparos en pozos horizontales puede calcularse mediante las ec. 2.43-2.46, pág. 21).
3. *Determinar los parámetros de formación y tipo de fluido*  
*K, P, T. de t., Densidad de lutitas adyacentes (en caso de existir), Fluido (gas o aceite)*  
 Formación con antecedentes de producción de arena.
4. *Nivel óptimo de presión diferencial para ejecutar el disparo*  
 Mínimo bajo balance, ec. 3.16 a 3.24  
 Máximo bajo balance permisible, ec. 3.24 a 3.32
5. P. de bajo balance recomendada en la ec. 3.33, en caso de no haber antecedentes de producción de arena.
6. *Presión de bajo balance recomendada en ec. 3.34 en caso de haber antecedentes de producción de arena y/o si se tiene alta saturación de agua*
7. *Selección de pistolas*  
 (v. recomendaciones de *Brooks, cap II* y CAP. VI, para seleccionar el tipo y las cargas)

8. *Ajustar el valor óptimo de presión diferencial considerando las presiones de trabajo de la tubería de revestimiento, empacador, pistolas*
9. *Selección del fluido de terminación (limpio y compatible con la formación)*
10. *Considerar los contactos para evitar conificaciones (y el daño en caso de terminaciones parciales)*
11. *Estimar el daño y/o caídas de presión durante los disparos (CAP. II)*
12. *Determinar el bajo balance crítico para tener un daño cercano a cero en los disparos*
13. *En caso de requerirse una presión diferencial muy alta como para poner en riesgo el pozo y dificultar la operación, con el consecuente incremento en el costo de la terminación, es conveniente disparar sobre balance.*



EN CASO DE REQUERIRSE UNA P. DIFERENCIAL MUY ALTA COMO PARA PODER EN RIESGO EL POZO, Y DIFICULTAR LA OPERACIÓN, CON EL CONSECUENTE INCREMENTO EN EL COSTO DE LA TERMINACIÓN, ES CONVENIENTE CONSIDERAR DISPARAR SOBRE BALANCE, CAP IV

## CONCLUSIONES

1. Se presentó la metodología de disparos a partir de la revisión documental considerando la información disponible e integrando en un solo documento los diferentes factores que influyen en la selección del método tales como las características particulares del tipo de fluido de pozo y las condiciones de yacimiento prevalecientes al momento de disparar.
  2. De la revisión documental se establece que aún no existe un acuerdo sobre las ecuaciones de bajo balance a emplear y se considera, para efectos del presente trabajo, aplicar las ecuaciones en función de los datos existentes al momento de aplicarlas.
  3. Queda establecido en qué casos emplear las diferentes ecuaciones y condiciones de bajo balance o sobre balance.
-

## APÉNDICE.-

### PISTOLAS

#### CON PORTADOR RECUPERABLE:

#### CARACTERÍSTICAS DEL PRINCIPIO OPERACIONAL Y APLICACIONES

Actualmente las pistolas con portador recuperable de cargas conformadas contribuyen con más del 70% de todos los disparos hechos en el mundo. Las razones para ello son:

- ◆ Alta seguridad; mínima falla debido a la ráfaga de explosión, codón de detonación y carga protegida dentro de la pistola.
- ◆ Mecánicamente resistente y arrugada; adaptable al tratamiento rudo, particularmente escoplado; esto, combinado con un mayor peso de la pistola, hace más fácil alcanzar la profundidad de las perforaciones.
- ◆ Rápida corrida para minimizar el tiempo de equipo.
- ◆ Resistente a la temperatura y alta presión; las pistolas estándar y cargas son corridas a 340°F a 15,000 a 20,000 psi; alta temperatura de pistolas son corridas a 25,000 psi a 470°F
- ◆ Las pistolas esencialmente no dejan residuos en el pozo.
- ◆ Fácilmente adaptables a la densidad de disparos deseada.
- ◆ No producen deformación de la T.R.
- ◆ Ofrece alto comportamiento de las cargas
- ◆ Generalmente herméticamente cerrada al gas y resistente a los.

Básicamente las mismas características se aplican para las pistolas recuperables a través de la tubería de producción, excepto que en ocasiones fallarán debido al encorvamiento de la tubería de producción. En tal caso, debe usarse una pistola expansible, la cual generalmente es más flexible. Como regla general, la versión expansible tiene componentes de carga más grandes (linear, etc.); y ofrecerán mayor penetración que la de acero recuperable. Sin embargo, es raro para pequeños diámetros que la pistola recuperable falle en proporcionar los resultados deseados de producción. Consecuentemente esas pistolas han venido incrementando su popularidad en los últimos años. Han sustituido casi completamente las pistolas expansibles para mayor profundidad y pozos más calientes o para presiones de cabezal altas.

Una principal desventaja de las pistolas de acero recuperable es su rigidez y/o peso, el cual limita la longitud del ensamble que puede ser corrido.

Las pistolas expansibles, usualmente hechas de aluminio, su principal atractivo es que son más económicas y pueden fácilmente cargarse o ensamblarse. Otra ventaja es que pueden cargarse y engancharse juntas para obtener longitudes más largas que las de acero. Son ligeras y flexibles (tienen usualmente un radio de pandeo de unos 5 pies), lo cual facilita tener una pistola larga en el agujero. Pistolas de 200 pies han sido disparadas en un simple viaje de manera frecuente. Los factores importantes que deben ser considerados en su uso son:

1. Flexibilidad, permite el manejo de largas longitudes y facilita su alimentación al cabezal.
2. Puede deformar o dañar la T.R. cuando se dispara, dependiendo de la carga del explosivo y las condiciones del pozo. Consecuentemente, no son recomendables para usarse en pozos donde la T.R. es vieja o expuesta a excesiva corrosión.
3. Deja residuos en el pozo que pueden producir puentes con la T.R. (particularmente cuando se dispara en el lodo o pequeños diámetros de T.R.), o pueden arrancar el pozo en ciertas operaciones en bajo balance y producir pegaduras de herramienta o pescados.
4. Los componentes del explosivo están expuestos al ambiente del agujero de manera que su activación es reducida comparada con las pistolas de portador recuperable.
5. El componente de aluminio no se considera a prueba de gas. 4000 psi de presión de gas dentro de la cápsula podría disminuir la penetración a la mitad.
6. No tienen adecuada resistencia para ser usadas con Cl. Algunas pueden trabajar en ácido por algunos minutos a bajas temperaturas, sin fallar. Sin embargo, no es recomendable. El ácido clorhídrico es usado frecuentemente para disolver residuos dejados dentro del pozo.
7. Debido a la naturaleza del diseño, las pistolas no son mecánicamente competentes como las recuperables de acero.
8. La presión y temperatura que soportan son menores que las de acero: a 300 °F, 15000 psi; mientras que otras, 5000 psi a 200° F.

**DISPAROS CON TUBERÍA FLEXIBLE-TCP<sup>(1)</sup>**

Los disparos y las operaciones de recuperación con tubería flexible proporcionan ventajas lógicas y técnicas. Los adaptadores de las cabezas de ignición han sido modificados para ser transportados por este método las cuales son activadas por la presión de la tubería flexible. Los pozos horizontales y altamente desviados pueden beneficiarse de esta opción cuando los métodos de línea eléctrica pueden ser limitados debido al ángulo del agujero o la severidad de la pata de perro. El control de la profundidad es dirigido mediante una corrida de correlación o uso del mecanismo de localización del perfil el cual puede ser incorporado en el ensamble de los disparos. Un monitoreo de la presión del sistema de colocación es proporcionada por disparos bajo balance a través de la tubería de producción de grandes secciones. Este sistema ha agregado valor a las operaciones minimizando el reducido espacio de las plataformas costa afuera y limitando el equipo adicional necesario para localizaciones remotas.

EL mecanismo de detonación tipo hidráulico es activado por la combinación de la presión de la tubería flexible y la presión hidrostática. A medida que la presión de la tubería se incrementa al valor de corte de carga, el pistón es dirigido dentro del iniciador el cual detona la carga.

Dependiendo de las condiciones, la cabeza de ignición puede ser equipada con un puerto de circulación después de la detonación, o puede mantener un sistema cerrado el cual previene la pérdida de fluido a la formación y al agujero.

Para el sistema cerrado, un desconector hidráulico activado por presión es usado el cual opera con una presión diferencial entre la tubería flexible y la tubería de producción.

El siguiente método de cálculo deberá ser seguido para verificar que 20% o más del valor de corte existe entre presión de ignición hidráulica y la presión de desconexión. El mecanismo de ignición proporciona la facilidad para colocar pistolas con portador de acero, cargas de viaje o cortadores jet. Considerar lo siguiente :

Profundidad del yacimiento.....	8000pies TVD
Presión del yacimiento.....	1660 psi
Bajo balance de los disparos deseado.....	500 psi
Presión de la flexible para la detonación de la TCP.....	500 psi
Fluido del agujero, salmuera de.....	8.5 ppg

Cálculo de la presión para detonar la pistola TCP

$$\begin{aligned}
 P_{DET} &= P_{CT} + P_{CTHYD} \\
 &= 500 + (8000' * 0.052 * 8.5) \\
 &= 4035 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Con 500 psi aplicados a la tubería flexible la cabeza de ignición hidráulica detonará a una presión absoluta de 4035 psi.

Cálculo de la presión para el valor de corte del desconector de la tubería de producción activado por presión hidráulica.

Usar 20% de factor de seguridad para la desconexión hidráulica.

$$P_{DISC} = 1.2 * P_{DET} = 4840 \text{ psi}$$

$$P_{CT} = P_{DISCCT} - P_{CTHYD} - P_{THYD}$$

$$\begin{aligned}
 &= 4840 \text{ PSI} - 8000' * 0.052 * 8.5 \text{ ppg} - 2595' * 0.052 * 8.5 \text{ ppg} \\
 &= 2450 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Aproximadamente 2450 psi serán aplicados a la tubería flexible para soltar el desconector hidráulico.

$$P_{DET} = \text{Presión requerida para detonar la cabeza de ignición, psi.}$$

$$P_{CT} = \text{Presión de la tubería flexible, psi.}$$

$P_{CTHYD}$  = Presión hidrostática de la columna de la tubería flexible, psi.

$P_{THYD}$  = Presión hidrostática de la columna de la tubería de producción, psi.

$P_{DESC}$  = Presión diferencial para el corte del desconector, psi.

#### Detalles de operación

Control de la profundidad. La correlación de la profundidad se requiere para disparar y recuperar la tubería. Algunos métodos son usados los cuales incluyen localizador de perfil que puede ser corrido junto con el ensamble de disparos. También una memoria GR/CCL o nuez de trabajo que puede ser corrida para localizar un perfil de tubería de producción a una profundidad conocida la cual requiere una entrada adicional de tubería flexible antes de disparar. Típicamente se pinta una marca en la tubería flexible cuando se realiza un viaje adicional y puede ser usada para corroborar la profundidad. Debe notarse que puede ocurrir elongación de la tubería flexible durante viajes sucesivos que podría ser de hasta 2 pulgadas por cada 1000 pies.

#### Problemas de Trayectoria.

- Desviación.- La experiencia de campo indica que el límite superior para la línea eléctrica del transporte pistolas es de 70° con una profundidad del punto de desviación de 3000 pies y un objetivo a 9000 pies. Sin embargo, ángulos menores con mayores orientaciones podrían disminuir la frontera de uso del cable hasta 60° debido a la pérdida de peso fricción. Desviaciones sobre 70° requerirán tubería flexible para alcanzar el objetivo en la mayoría de las situaciones.
- Tubería de producción serpenteaba o irregularidades del agujero. Terminaciones que generan helicoidales en la tubería de producción pueden también limitar la facilidad de la línea eléctrica de alcanzar el objetivo. La tubería flexible en este ambiente requiere precaución extrema para prevenir pegadura debido a la fricción entre la tubería flexible y la tubería de producción, la cual puede no ser aparente desde la corrida del cable de trabajo. Sin embargo, la ventaja mecánica de un mayor jalón disminuye la capacidad de peso que puede disponer el ensamble de la tubería flexible con TCP para trabajar seguramente al pasar la zona de restricciones. Aditivos poliméricos pueden ser usados en el fluido para reducir el coeficiente de fricción en casos marginales.

#### Orientación.

- Orientación espacial. Orientación espacial puede ser usada con el ensamble de disparos que no necesariamente requiere que el puerto de disparos esté contra la pared de la tubería como en el caso de una tubería de producción fuerte. En este método, la orientación de la pistola es fijada en la superficie basado en el azimuth de la trayectoria en la profundidad objetivo. Una inspección de la línea representando el intervalo objetivo deberá ser físicamente realizada desde el cabezal para facilitar la alineación de la pistola. Esto ha sido efectivo con 180° de fasamiento de pistolas con portador de acero para estabilizar las perforaciones en el eje horizontal de un agujero. La ventaja de este tipo de orientación podría ser para situaciones cuando la longitud y peso del ensamble de los disparos no pueda ser girado con magneto.

*Descentralización magnética.*- Esto puede ser realizado con un eslabón giratorio diseñado para rotar con la fuerza de un magneto para girar la pistola. Aunque la cabeza de ignición es un implemento dependiente de la presión, requiere que el sello sea preservado en el sustituto del eslabón giratorio el cual puede inhibir la libre rotación en equipo convencional. Un ensamble de anillos sellado es usado para proporcionar libre rotación para orientar la pistola con un descentrado magnético.

Un ensayo superficial del ensamble del fondo del agujero debe realizarse para asegurar que la resistencia de la magneto es suficiente para compensar la fricción inducida por un sustituto del eslabón giratorio.

- Amortiguadores de impacto. Moderada longitud del ensamble de hasta 30' con un peso de carga total de 1320 g. ha sido exitosamente colocada en tubería flexible de 1.5" de diámetro externo sin amortiguador de impacto. Conectores sujetos a la flexible deberán ser adicionados fijados con tornillos para refuerzo.
- *Despliegue de la presión.* Los ensambles de disparos mayores que 30' son usualmente considerados muy largos para el manejo seguro en una operación sencilla. Sin embargo, el efecto de bajo balance es perdido en una situación de una corrida repetitiva de pistolas para disparar el intervalo total. Un sistema de ras y conexiones de actuación remota pueden ser utilizadas para colocar el ensamble de disparos a cualquier longitud. Por *colocar* las pistolas en un viaje sencillo, los beneficios de los disparos bajo balance serán conservados para largos intervalos. Se requiere que el ensamble armado sea fijado con ras especializados

para centrar y soportar el peso del ensamblaje en cada conexión. Válvulas adicionales son incorporadas al conductor para separar y purgar la presión después de efectuar cada conexión. Cada conexión de cierre instantáneo es una combinación de conexión mecánica y una barrera sellada de presión con una carga interna para propagar la detonación desde una pistola a la otra.

Los componentes de la del adaptador de la cabeza de ignición son probados a presión cuando se ensamblan. Consideraciones de seguridad del componente de detonación requiere que el ensamblaje de fondo de pozo sea probado a una presión del 10% de la de corte de cargas después del corte de la cabeza inyectora de la tubería flexible.

### SELECCIÓN DE LA PISTOLA ADECUADA<sup>(2)</sup>.

Veinte años atrás, la selección de la pistola para disparar estuvo limitada a básicamente pistolas para T.R. o pistolas a través de tubería de producción - todas corridas con línea de cable (algunas veces llamadas de línea eléctrica).

Las cargas conformadas fueron diseñadas para dar el máximo de penetración para el tamaño y tipo de pistola. Poca consideración fue hecha al daño por disparos, yacimiento o características de la formación. Las investigaciones han mostrado que la densidad de los disparos, fasamiento, y tamaño de la entrada del agujero tienen un impacto significativo en la producción de un pozo. Además, el daño por disparos puede ser removido disparando bajo balance.

Existen técnicas actualmente para recuperar pistolas sin matar el pozo, para mantener el mejoramiento de la producción.

Las terminaciones naturales, empacadas con grava y fracturamientos tienen diferentes requerimientos de disparos, no solamente en el tipo de carga conformada necesaria (agujero grande o profundidad en la penetración), sino también la densidad de los disparos y el fasamiento. Aunado a ello, los diferentes pesos y tamaños de t.r. requieren un vasto arreglo de pistolas, cargas conformadas, densidad de los disparos y fasamiento. Además de los requerimientos de temperatura y las múltiples opciones de elección.

A continuación se explican los diferentes requerimientos de disparos para diferentes tipos de terminación : terminación natural, control de arena, prevención de arenamientos, y fracturamiento.

### DISPAROS PARA TERMINACIONES NATURALES.

La presión a chorro de los disparos producidos por la detonación de una carga conformada dirige una carga conformada a través del agujero de la t.r. Frecuentemente el objetivo de los disparos para terminaciones naturales es pasar el disparo a través del daño causado por la perforación del pozo. La profundidad de penetración de las cargas es necesaria, y como regla, debe rebasar al menos el 30% de cualquier zona de daño. Existe software para calcular la penetración convirtiendo datos API a condiciones de fondo de pozo. Conociendo la penetración en el fondo de pozo y la estimación del daño a la formación permite la elección correcta de la pistola y la carga.

Las cargas de penetración profunda producen relativamente pequeños agujeros de entrada. Sin embargo, el agujero en la t.r. es usualmente mucho menor que el agujero en el cemento y la formación. Tamaños de agujero en la t.r. (entrada del agujero) arriba de 0.2 pulgadas de diámetro externo, es en la mayoría de los casos, adecuado para la producción.

Los disparos también pueden causar daño a la formación, achatando la roca y reduciendo la permeabilidad. La remoción de estos detritos es la clave en el proceso de disparos para obtener un yacimiento más prolífico.

El método más común de disparar es bajo balance. Los detritos son removidos de las perforaciones a medida que fluye el fluido rápidamente dentro del pozo.

La densidad de los disparos y el fasamiento también juegan un papel importante. A mayor densidad de disparos, se reduce el daño por ellos y, por tanto, la producción es alcanzada con menor caída de presión. Pero una vez que el daño se aproxima a cero, el incremento de la densidad de los disparos tiene poco efecto, excepto cuando la formación es altamente laminada o la anisotropía de la permeabilidad es alta. En esos casos, la densidad de disparos necesaria debe ser tan alta como sea posible.

El fasamiento reduce las caídas de presión cerca del agujero proporcionando caminos de flujo por todos los lados disparados de la t.r., de manera que el fasamiento de las pistolas es deseable. El fasamiento puede ser sacrificado en favor de una mayor profundidad de penetración de manera que los disparos rebasen el daño de la formación.

Si la formación está naturalmente fracturada, se requieren cargas de penetración profunda con pistolas de múltiple fase para intersectar tantas fracturas como sea posible.

### DISPAROS PARA EL CONTROL DE ARENA.

Disparar para el control de arena supone que el yacimiento no es consolidado, que la arena podría ser producida con aceite o gas, y que se ha planeado un empacamiento con grava.

La arena será producida si las fuerzas de arrastre son suficientes para vencer la tensión superficial y cualquier soporte estructural. El área abierta al flujo (AAF) es el parámetro de control de los disparos -a una mayor área abierta al flujo, se presenta una disminución en las fuerzas de arrastre. De la misma manera, pistolas con una mayor densidad de disparos son mejores para que la caída de presión sea menor y el daño por disparos tienda a ser despreciable.

Agujeros grandes en la t.r. son recomendados ya el empacamiento es más fácil. Se recomienda un diámetro de entrada de agujero mínimo de 8 a 10 veces el tamaño de la grava. Esto evita que el puenteo del empacamiento y también permite cualquier variación en la entrada del agujero causada por la variación en el comportamiento de la carga y la descentralización de la pistola. Los efectos del tamaño de la entrada de sobre las cargas de agujero grande causados por fallas de las pistolas en un lado de la t.r. pueden ser dramáticos, con agujeros grandes en la parte bajo y los opuestos significativamente más pequeños o casi inexistentes. De manera que es siempre mejor correr las pistolas con centralizadores.

Sobre la parte baja, las cargas de disparos de agujero grande dañan más que las cargas de penetración profunda., de manera que es importante que este daño sea removido permitiendo que el pozo produzca arena antes de empacarlo. El resultado de mezclar arena de formación con grava puede tapar potencialmente la grava en el túnel cemento-T.R.

Para ayudar a la remoción de arena, los agujeros necesitan ser disparados en muchas direcciones y un buen fasamiento es importante tal como 135°/45°. Teniendo como fasamiento efectivo 45° (0°, 135°, 270°, 180°, 45°, etc.).

### DISPAROS PARA LA PREVENCIÓN DE ARENA.

La producción de arena en formaciones consolidadas ocurre desde una falla de la arena alrededor del túnel de disparos y falla del enlace (bridge) entre las perforaciones. Las cargas muy largas sin óptimo fasamiento y excesivo ajo balance pueden generar grandes áreas de daño de disparos y falla del yacimiento entre las perforaciones. De manera que para prevenir la producción de arena, el programa de disparos debe minimizar la falla de la roca pequeños diámetros de túnel en la roca y mínima caída de presión y limitar las velocidades de flujo por disparo.

Las cargas de penetración profunda son preferidas con óptimo bajo balance y óptimo fasamiento para la falla disparo-disparo. Las pistolas de muy alta densidad de disparos, con cargas de penetración profunda han sido usadas exitosamente para prevenir la producción de arena en arenas muy livianas, pero consolidadas. El fasamiento depende del radio del pozo y la densidad de los disparos. Por ejemplo, una pistola de 3 3/8 de pulgada HSD ha sido diseñada con 99° de fasamiento con una densidad de disparos de 6 por pie para un radio de agujero de 4.25 pulgadas. Esta pistola maximiza la distancia entre los disparos reduciendo el riesgo de falla disparo-disparo.

### DISPAROS PARA ESTIMULACIÓN CON FRACTURAMIENTO

Los túneles de los disparos proporcionan el conducto para el flujo del fluido entre la fractura y el agujero. De manera que es importante elegir los parámetros que minimizan la caída de presión cerca del agujero durante la operación de fracturamiento así como la subsecuente producción. Algunos de esos efectos cercanos a la pared del pozo son fricción de la perforación, puntos de sujeción de microánulos desde la desalinización del fasamiento de la pistola, competencia de fracturas múltiple, y tortuosidad de la fractura causada por un camino de fractura curvado. Los disparos con baja densidad, pistolas con portador fasadas a 180° orientadas a dentro 10° del plano de fractura preferido (PFP), reduce dramáticamente esos efectos cercanos al agujero en pozos poco desviados (<30°). Sin embargo, si el PFP es desconocido o si la orientación no es posible, entonces se prefiere un fasamiento de pistolas de 120° o 60°.

Cuando un micro ánulo está presente, o el conocimiento local indica que puede inducirse uno durante los disparos, las pistolas con fasamiento de 120° o 60° son mejores. De la misma manera, las pistolas con el fasamiento de 60° deben ser usadas cuando el principal problema son los puntos de sujeción. Sin embargo, esas pistolas requieren la densidad de los disparos y pueden

---

generar múltiples fracturas. Si se incrementó en el costo por el uso de una mayor densidad de disparos o la generación de múltiples fracturas es una preocupación más, entonces las pistolas fasadas a 120° se deben usar.

Cuando la desviación de un pozo va más allá de los 30°, y el pozo se encuentra en o cerca del PFP, entonces se recomiendan las pistolas fasadas a 180° orientadas para disparar la parte superior e inferior. La orientación puede ser alcanzada usando pesos y eslabones giratorios permitiendo a las pistolas orientarse por gravedad. A medida que el agujero es rotado desde el PFP, el intervalo disparado debe ser continuamente disminuido hasta que la combinación de la desviación del pozo y la orientación del PFP sea menos favorable. En algunos casos es más benéfico usar 60° de fasamiento en lugar de 180°. Para inclinaciones mayores que 65° de aproximación horizontal, los disparos deben ser agrupados en cortos intervalos de menos de 3 pies con máxima densidad de disparos y pistolas de múltiple fasamiento para maximizar la comunicación de los disparos con la fractura.

La profundidad de penetración no se requiere para fracturar, pero el tamaño del agujero es importante para prevenir puenteo de apuntalante. El diámetro de los disparos debe ser de 8 a 10 veces mayor que el tamaño del apuntalante para permitir la variación en el diámetro del apuntalante y el posicionamiento de las pistolas.

El intervalo disparado debe estar limitado, aún en pozos cercanos a la verticalidad, para prevenir más de una fractura dominante.

La densidad de los disparos está determinada por la entrada del diámetro del agujero disparado, la velocidad de inyección para el disparo, la presión de fricción de disparo deseada y las propiedades del fluido. La densidad de los disparos es calculada durante el diseño del fracturamiento.

## ELECCIÓN DE LOS IMPLEMENTOS PARA LOS DISPAROS

Habiendo decidido sobre la densidad de disparos, el fasamiento y el tipo de carga necesaria, se inicia la búsqueda de la pistola adecuada. Algunos compromisos son necesarios, por ejemplo, disparar en pozos viejos puede limitar la elección de pistolas a través de la tubería de producción. Las altas temperaturas pueden significar no alcanzar la penetración requerida como los explosivos de alta temperatura tales como HNS no dan el mismo comportamiento que HMX o RDX - aunque el nuevo explosivo para alta temperatura HTX mejora la situación.

Pozos horizontales, bombas de fondo (ESP's), o la técnica de terminación pueden significar detritos es clave elegir la pistola y el comportamiento puede ser sacrificado.

Las pistolas pueden clasificarse de diferentes maneras tales como pistolas de viaje, pistolas de línea de cable, o pistolas de tubería transportadora. Pero actualmente las técnicas de desplazamiento frecuentemente significan que las pistolas pueden ser corridas por cualquier método, incluyendo tubería flexible y línea deslizable o aún son corridos colgadores en el pozo antes de la terminación.

Una clasificación más útil es pistolas encapsuladas y pistolas con portador

Las pistolas encapsuladas tienen cargas conformadas de ajustadas a presión que son expuestas a los fluidos del pozo. Son usualmente pequeñas pistolas a través de la tubería de perforación, diseñadas para dar el máximo de penetración. Algunos diseños tales como el de la pistola pivote rotan la carga 90° hacia afuera desde el cuerpo principal de la pistola a la profundidad del disparo.

Este método permite alargar las cargas para ser usadas en una pistola de pequeño diámetro y dan una penetración comparable a las pistolas más grandes de portador.

Las limitaciones de las pistolas encapsuladas son la longitud de la pistola, que puede ser corrida y la cantidad de detritos producida. Asimismo, no se recomienda la exposición a fluidos hostiles ni la alta temperatura. Para grandes intervalos a disparar, se pueden requerir diferentes corridas, incrementando con ello el tiempo de equipo, pero, de mayor importancia es que solamente la primera pistola puede ser disparada bajo balance.

Las pistolas encapsuladas están frecuentemente limitadas a situaciones de reparación donde su buen comportamiento puede ser un método económico para incrementar la producción.

Las pistolas con portador producen menos detritos que las pistolas encapsuladas y son menos frágiles. Sin embargo, las pistolas de diámetro equivalente tienen menor penetración que las pistolas encapsuladas. De manera que pueden no ser tan atractivas para trabajos a través de la tubería de producción.

Idealmente el tamaño más grande de pistola con portador debe ser usado para una terminación particular permitiendo soltarlas después de disparar y la facilidad de pescar la pistola si fuera necesario.

Las pistolas con portador también proporcionan la elección mayor en densidad de disparos, fasamiento y rango de temperatura y son casi siempre usadas para disparar agujeros grandes, tales como para terminaciones empacadas con grava.

Versiones de pocos residuos están disponibles también para pozos horizontales o para cualquier situación donde los detritos son un factor crítico.

Las pistolas con portador tienen también la ventaja de ser casi de longitud ilimitada.

---

La única restricción es el método de desplazamiento. Grandes intervalos pueden también dispararse bajo balance mejorando la limpieza y la producción.

PISTOLAS CON PORTADOR A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN										
OD	Nombre	Densidad de disparos w/	Número de la carga	Carga de explosión g	Límite de temperatura de la carga °F	Límite de temperatura de la sección I. T.R. °F	Límite de API RP50 I. T.R. °F	Entrada de agua pulg.	Penetración de la formación pulg.	Resistencia psi
1 9/16 TTHC	Alpha Jet	4	300	300	4 1/2	12	0.24	8.8	6810	
1 9/16 TTHC	Alpha Jet	3	330	235	4 1/2	12	0.23	8.4	7025	
1 9/16 TTHC	Predator	4	300	300	4 1/2	12	0.20	11	7544	
2 TTHC	Alpha Jet	4	6.5	400	300	4 1/2	12	0.28	12.8	7200
2 TTHC	Alpha Jet	4	6.5	330	235	4 1/2	12	0.28	12.2	8000
2 TTHC	Jumbo Jet	4	6.5	400	300	4 1/2	12	0.30	6.3	6786
2 TTHC	Predator	4	6.5	400	300	4 1/2	12	0.24	21.4	8287
2 TTHC	Predator	6	6.5	400	300	4 1/2	12	0.22	20.6	6784
2 1/2 TTHC	Alpha Jet	4	10.5	400	300	4 1/2	12	0.33	16.4	6840
2 1/2 TTHC	Alpha Jet	4	10.5	330	235	4 1/2	12	0.31	16.7	6930
2 1/2 TTHC	Jumbo Jet	4	10.5	330	235	4 1/2	12	0.52	6.8	7350
3 1/8 PHC	Alpha Jet	4	11	400	300	4 1/2	12	0.28	20.4	7080
3 1/8 PHC	Alpha Jet	4	11	330	235	4 1/2	12	0.31	18.9	6900
4 PHC	Alpha Jet	4	22	330	235	5 1/2	17	0.48	29.4	6360
2 3/4 EHC	Alpha Jet	6	10.5	400	300	4 1/2	12	0.3	18.1	7040
2 3/4 EHC	Alpha Jet	6	10.5	330	235	4 1/2	12	0.27	16.5	6420
2 3/4 EHC	Jumbo Jet	6	10.5	400	300	4 1/2	12	0.52	6	6650
2 3/4 EHC	Jumbo Jet	6	10.5	330	235	4 1/2	12	0.51	6.6	6200
2 3/4 EHC	Predator	6	10.5	400	300	4 1/2	12	0.28	23.2	6698
2 7/8 EHC	Predator	6	15	400	300	4 1/2	12	0.28	22.7	6094
3 3/8 EHC	Alpha Jet	4	21	400	300	4 1/2	12	0.46	23.7	7930
3 3/8 EHC	Alpha Jet	4	21	330	235	4 1/2	12	0.48	22.8	8400
3 3/8 EHC	Alpha Jet	6	21	400	300	4 1/2	12	0.46	23.9	8130
3 3/8 EHC	Alpha Jet	6	21	330	235	4 1/2	12	0.47	22.8	8640
3 3/8 EHC	Alpha Jet	4	28	400	300	4 1/2	12	0.48	25.8	8200
3 3/8 EHC	Alpha Jet	4	28	330	235	4 1/2	12	0.46	25.2	7400
3 3/8 EHC	Jumbo Jet	6	22	400	300	4 1/2	12	0.77	8.5	6822
3 3/8 EHC	Jumbo Jet	6	22	330	235	4 1/2	12	0.78	6.4	7450
3 3/8 EHC	Predator	6	22	400	300	4 1/2	12	0.47	33.9	7288
3 3/8 EHC	Predator	32	400	300	4 1/2	12	0.47	36.5	7037	
3 1/2 EHC	Predator	4	32	400	300	5	15	0.4	38.4	6365
3 1/2 EHC	Predator	5	32	400	300	5	15	0.37	37.7	6606
4 EHC	Alpha Jet	4	32	400	300	5 1/2	17	0.49	36.9	7620
4 EHC	Alpha Jet	4	32	330	235	5 1/2	17	0.5	32	7780
4 EHC	Predator	4	38.5	4100	300	5 1/2	17	0.49	42.5	7776
4 1/2 EHC	Alpha Jet	5	32	400	300	7	32	0.45	38.1	7010
4 1/2 EHC	Alpha Jet	5	32	330	235	7	32	0.44	32.1	7060
4 1/2 EHC	Alpha Jet	12	18	330	235	7	32	0.37	20.2	7280
4 1/2 EHC	Alpha Jet	12	18	330	235	7	32	0.37	18.1	6920
4 1/2 EHC	Predator	5	38.5	400	300	7	32	0.47	48.3	6228
4 1/2 EHC	Predator	12	20	400	300	7	32	0.32	27.7	10125
4 5/8 EHC	Jumbo Jet	15	28	400	300	7	32	0.83	6	6145
4 5/8 EHC	Jumbo Jet	15	28	330	235	7	32	0.96	5.42	7377
4 5/8 EHC	Jumbo Jet	15	28	330	235	7 5/8	34	0.85	5.3	6833
4 EHC-XPS	Alpha Jet	4	22	330	235	5 1/2	17	0.48	26.1	6830
5 1/8 EHC**	Jumbo Jet	12	330	235	5	15	0.71	4.4	5602	

PISTOLAS ECAPULADAS										
OD	Nombre	Densidad de disparos w/	Número de la carga	Carga de explosión g	Límite de temperatura de la carga °F	Límite de temperatura de la sección I. T.R. °F	Límite de API RP50 I. T.R. °F	Entrada de agua pulg.	Penetración de la formación pulg.	Resistencia psi
11116 EDC	4 y 6 Silver Jet	12	400	300	4 1/2	12	0.37	15.6	7700	
11116 EDC	4 y 6 Silver Jet	12	330	235	4 1/2	12	0.36	13.2	7530	
11116 EDC	4 y 6 Predator	11	400	300	4 1/2	12	0.30	22.6	6889	
11116 EDC	4 y 6 Predator	11	330	235	4 1/2	12	0.31	18.1	5910	
2 1/8 EDC	4 y 6 Silver Jet	16	330	235	5 1/2	17	0.42	18.3	7760	
2 1/8 EDC	4 y 6 Predator	15	400	300	5 1/2	17	0.29	28.4	6705	
2 1/8 EDC	4 y 6 Predator	15	330	235	5 1/2	17	0.32	25.2	7558	
2 1/8 EDC	4 y 6 Predator	14	500		4 1/2	12	0.27	21.9	7700	
2 1/8 EDC	8 Predator	14	400	300	5 1/2	17	0.28	28.8	5877	

PISTOLAS ECAPULADAS										
OD	Nombre	Densidad de disparos w/	Número de la carga	Carga de explosión g	Límite de temperatura de la carga °F	Límite de temperatura de la sección I. T.R. °F	Límite de API RP50 I. T.R. °F	Entrada de agua pulg.	Penetración de la formación pulg.	Resistencia psi
11116 INNOVATOR STRIP	4 11116 INNOVATOR	11.5	325		4 1/2	12	0.32	12.14	5450	
11116 INNOVATOR LINK	4 11116 INNOVATOR	11.5	325		4 1/2	12	0.29	11.15	7050	
2 1/8 INNOVATOR STRIP	4 2 1/8 INNOVATOR	15	325		4 1/2	12	0.36	15.05	5450	
2 1/8 INNOVATOR LINK	4 2 1/8 INNOVATOR	15	325		4 1/2	12	0.33	14.21	7050	

PISTOLAS CON PORTADOR										
OD	Nombre	Densidad de disparos w/	Número de la carga	Carga de explosión g	Límite de temperatura de la carga °F	Límite de temperatura de la sección I. T.R. °F	Límite de API RP50 I. T.R. °F	Entrada de agua pulg.	Penetración de la formación pulg.	Resistencia psi
2 7/8 X-Jet PERFORM Deep Penetrator	6 06-78931-11 16HMX	-	300		4 1/2	12	0.28	27.15	7478	
2 7/8 X-Jet Deep Penetrator	6 06-78931-01 16HMX	-	300		4 1/2	12	0.28	26.52	7478	
2 7/8 Deep Penetrator	6 06-77507-00 16RDX	-	240		4 1/2	12	0.34	13.57	6330	
2 7/8 PERFORM Deep Penetrator	6 06-77507-11 16HMX	-	300		4 1/2	12	0.33	12.89	5360	
2 7/8 PERFORM Gravel Pack	6 06-78054-10 16RDX	-	240		4 1/2	12	0.59	6.87	6330	
2 7/8 PERFORM PSI Parallel System	6 06-78054-10 16RDX	-	240		7	32	0.42	5.14	8620	
3 1/8 Extreme High Density Gravel Pack	12 06-78149-06 11 RDX	-	240		5	15	0.58	5.18	5423	
3 3/8 Extreme High Density Gravel Pack	12 06-78149-06 11 RDX	-	240		5 1/2	17	0.63	4.89	6230	
3 3/8 Deep Penetrator	6 06-78126-00 23 RDX	-	240		4 1/2	12	0.42	21.21	6790	
3 3/8 PERFORM Deep Penetrator	6 06-78126-10 23 RDX	-	240		4 1/2	12	0.37	18.86	6360	
3 3/8 Deep Penetrator	6 06-78126-00 23 RDX	-	240		5 1/2	17	0.39	22.13	7030	
3 3/8 Deep Penetrator	6 06-78126-02 23HNS	-	450		5 1/2	17	0.31	20.13	7695	
4 1/2 PERFORM Extreme High Density Gravel F	18 06-78426-10 19 RDX	-	240		7	32	0.71	6.39	6383	
4 1/2 Extreme High Density Gravel Pack	18 06-78426-01 19 HMX	-	300		7	32	0.79	6.46	6383	
4 1/2 PERFORM Extreme High Density Auger C	18 06-79125-10 19 RDX	-	240		7	32	0.69	4.66	7130	
4 1/2 Extreme High Density Auger Gun	18 06-78426-01 19 HMX	-	300		7	32	0.74	4.56	7130	
4 1/2 High Density Deep Penetrator	12 06-78984-01 17 HMX	-	300		7	32	0.33	20.15	7510	
4 1/2 PERFORM High Density Deep Penetrator	12 06-78984-11 17 HMX	-	300		7	32	0.32	19.11	7510	
4 1/2 Gravel Pack	12 06-77351-00 22 RDX	-	240		7	32	0.72	6.58	6937	
4 1/2 PERFORM Gravel Pack	12 06-77351-10 22 RDX	-	240		7	32	0.71	6.36	6362	
4 1/2 PERFORM Auger Gun	12 06-77351-10 22 RDX	-	240		7	32	0.71	6.86	6258	
4 1/2 Deep Penetrator	5 06-77080-00 32 RDX	-	240		7	32	0.37	28.41	7000	
4 1/2 Deep Penetrator	5 06-78078-00 36 RDX	-	240		7	32	0.45	30.18	5007	
4 1/2 Low Side Gravel Pack	10 06-77351-00 22 RDX	-	240		7	32	0.74	7.56	6140	
5 Extreme High Density Gravel Pack	18 06-78426-01 19 HMX	-	300		7 5/8	34	0.72	6.61	7568	
5 PERFORM Extreme High Density Gravel P	18 06-78426-10 19 RDX	-	240		7 5/8	34	0.7	6.4	7568	
5 High Density Deep Penetrator	12 06-78126-00 23 RDX	-	240		7	32	0.41	21.1	7140	
5 Deep Penetrator	5 06-77080-00 32 RDX	-	240		7	32	0.47	23.69	8640	
6 Gravel Pack	12 06-77211-00 32 RDX	-	240		9 5/8	47	0.76	7.45	7730	
6 PERFORM Gravel Pack	12 06-77211-10 32 RDX	-	240		9 5/8	47	0.72	6.78	8183	
6 High Density Deep Penetrator	12 06-77080-00 32 RDX	-	240		9 5/8	47	0.46	24.08	5776	
6 PERFORM High Density Deep Penetrator	12 06-77080-10 32 RDX	-	240		9 5/8	47	0.38	22.65	5776	
7 Extreme High Density Gravel Pack	18 06-78970-00 48 RDX	-	240		9 5/8	47	1.07	7.16	8677	
7 PERFORM Gravel Pack	12 06-77833-10 61 RDX	-	240		9 5/8	47	0.99	7.13	8650	
7 High Density Deep Penetrator	12 06-77080-00 32 RDX	-	240		9 5/8	47	0.37	28.52	8047	

PISTOLAS CON PORTADOR										
OD	Nombre	Densidad de disparos w/	Número de la carga	Carga de explosión g	Límite de temperatura de la carga °F	Límite de temperatura de la sección I. T.R. °F	Límite de API RP50 I. T.R. °F	Entrada de agua pulg.	Penetración de la formación pulg.	Resistencia psi
1 9/16 RTG Plus DP	4 RTG Plus PML DP	4	3.2	325	-	4 1/2	12	0.22	6.67	6200
1 9/16 RTG Plus BH	4 RTG Plus PML BH	4	3.4	325	-	4 1/2	12	0.31	2.85	6200
2 RTG Plus DP	4 RTG Plus PML DP	7	3.2	325	-	4 1/2	12	0.29	11.46	6260
2 RTG Plus BH	4 RTG Plus PML BH	6.5	3.2	325	-	4 1/2	12	0.36	5.75	6260
2 1/2 RTG Plus DP	4 RTG Plus PML DP	11	3.2	32						



OWEN OIL TOOLS											
PISTOLAS ENCAPSULADAS											
OO	Nombre	Densidad de diques	Nombre de la carga	Límite de carga de ruptura	Límite de temperatura	Límite de AP 10/2	Entrada	Resistencia			
		sf		psi	°F	°F	psi	psi	psi	psi	
136034	DWING JET III SYSTEMS	4.9	STK-3104-401SU	11	375	-	4.5	12	0.34	19.01	7190
136037B	DWING JET III SYSTEMS	4.4	STK-4250-402NTX	18	375	-	4.5	12	0.3	30.73	5777
136037B	DWING JET III SYSTEMS	4.4	STK-4250-402SU	18	375	-	4.5	12	0.34	23.44	5670
136041C	DWING JET III SYSTEMS	4	STK-4250-401SU	21.7	375	-	6.6	17	0.28	26.2	6260
218528	DWING JET III SYSTEMS	3.5	STK-5500-401SU	32	375	-	7	32	0.43	35.15	8900
138	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-1626-301	9.5	310	-	4.5	12	0.36	9.13	7960
11105	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-1987-401NTX	8.4	375	-	5	15	0.22	18.39	5620
11110	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-1987-401NT	8.1	375	-	5	15	0.24	16.4	6510
11115	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-1987-301BH	10.9	310	-	5.5	17	0.49	9.03	6990
218	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-2125-401NTX	13.9	375	-	5.5	17	0.25	26.93	5620
218	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-2125-401NT	14	375	-	5.5	17	0.27	23.94	5620
218	SHOQUIN SYSTEMS	6	STP-2125-301BH	19	310	-	5.5	17	0.62	12.05	5800
2102	SHOQUIN SYSTEMS	4	STP-2500-401NTX	26.4	375	-	5.5	17	0.34	36.44	5710
3102	SHOQUIN SYSTEMS	4	STP-2500-401NT	24.5	375	-	5.5	17	0.35	33.33	5965

SCHLUMBERGER											
PISTOLAS ENCAPSULADAS - CARGAS PARA AGUERO GRANDE											
OO	Nombre	Densidad de diques	Nombre de la carga	Límite de carga de ruptura	Límite de temperatura	Límite de AP 10/2	Entrada	Resistencia			
		sf		psi	°F	°F	psi	psi	psi	psi	
218	ENERJET	4	BH-ENERJET	17	330	-	5.12	17	0.57	10	6190
218	ENERJET	4	BH-ENERJET	14	365	-	5.12	17	0.55	10.5	6071

SCHLUMBERGER											
PISTOLAS ENCAPSULADAS - CARGAS PARA PENETRACION PROFUNDA											
OO	Nombre	Densidad de diques	Nombre de la carga	Límite de carga de ruptura	Límite de temperatura	Límite de AP 10/2	Entrada	Resistencia			
		sf		psi	°F	°F	psi	psi	psi	psi	
11116	ENERJET GUN	4	ULTRACAP	22	330	-	4.12	12	0.26	27.9	5554
11116	ENERJET GUN	4	ULTRACAP	20	365	-	4.12	12	0.34	30.1	6264
11116	HYPERCAP	4	HYPERCAP	9	300	-	4.12	12	0.31	9.9	6249
218	HYPERCAP	4	HYPERCAP	12.5	300	-	5.12	17	0.38	15.8	9771
11727	ENERJET	4	ENERJET III	8	330	-	4.12	12	0.28	18	5507
11727	ENERJET	4	ENERJET III	9	365	-	4.12	12	0.29	17.8	6029
11116	ENERJET	4	ENERJET III	9	330	-	4.12	12	0.28	16.9	6796
11116	ENERJET	4	ENERJET III	9	365	-	4.12	12	0.26	16.2	5187
11116	ENERJET R2	4	PH ENERJET III	9	365	-	4.12	12	0.26	15.6	7979
11116	ENERJET R3	4	PH ENERJET III	9	365	-	4.12	12	0.26	14.6	7450
11116	ENERJET E3	6	PH ENERJET III	9	365	-	4.12	12	0.23	13.9	7121
11116	ENERJET E3	6	PH ENERJET III	9	365	-	4.12	12	0.23	13.5	5099
218	ENERJET	4	ENERJET III	14	330	-	5.12	17	0.31	21.8	6520
218	ENERJET	4	ENERJET III	14	365	-	5.12	17	0.3	21.5	5531
218	ENERJET	4	ENERJET III	14	365	-	5.12	17	0.29	20.9	6115
218	ENERJET	6	ENERJET III	14	365	-	5.12	17	0.32	24.9	6664
218	ENERJET	4	ENERJET III	14	450	-	5.12	17	0.3	21.6	5069
218	ENERJET R2	4	PH ENERJET III	14	330	-	5.12	17	0.31	23	6499
218	ENERJET R2	4	PH ENERJET III	14	330	-	5.12	17	0.29	22.9	5664
218	ENERJET R2	4	PH ENERJET III	14	365	-	5.12	17	0.29	22.4	6727
218	ENERJET R5	6	PH ENERJET III	14	365	-	5	17	0.26	17.6	8918
218	ENERJET E3	6	PH ENERJET III	14	365	-	5.12	17	0.32	26.9	5532
218	ENERJET E3	6	PH ENERJET III	14	365	-	5.12	17	0.26	17.1	5294
2102	ENERJET R5	4	PH ENERJET III	21	365	-	5.12	17	0.32	32.4	8995
2102	ENERJET E3	4	PH ENERJET III	21	365	-	7	32	0.27	31.1	6629
2102	ENERJET E3	4	PH ENERJET III	21	365	-	7	32	0.33	26.9	7045

**Bibliografía:**

- (1) **C. Cabral ad W.Crow.** *Coiled Tubing Conveyed Perforating.* Prepared for presentation at Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Conference held in Port-of Spain Trinidad & Tobago, 23-26 april 1996. SPE 36137.
- (2) **Andy Martin.** *Choosing the Right Gun.* Hart's Petroleum Engineer International, October 1998, pags., 59-72.