

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Análisis Técnico y de Costos del uso del StimGun como Método
de Punzonamiento en algunos Pozos de Petroproducción”**

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Jacqueline Viviana Boas Matamoros.

GUAYAQUIL – ECUADOR

2009

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por cada proyecto que tiene designado para cada uno de sus hijos y por su amor infinito que nos ayuda a cumplir nuestras metas.

A mis Padres y Hermanos por el apoyo constante y el amor incondicional en cada instante de mi vida

A los Ingenieros Ángel Martínez, Julio Lozada y Bill Vega de HALLIBURTON, y en especial al Ingeniero Héctor Román que hizo que este proyecto de tesis se haga realidad.

A mis maestros, por su enseñanza y su empeño en sacar día a día mejores profesionales, y mis amigos por compartir excelentes experiencias.

DEDICATORIA

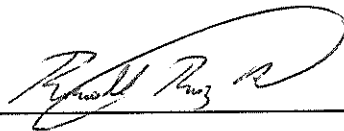
A mis queridos padres Jorge y Fanny
por su ejemplo de amor y trabajo que
me ha impulsado a seguir adelante
siempre

A mis Hermanos Jeanette y Richard
por su apoyo incondicional

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO FICT
PRESIDENTE

Ing. Héctor Román F.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Ronald Ruíz
VOCAL ALTERNO

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Jacqueline Boas Matamoros

RESUMEN

El punzonamiento es un elemento clave para el éxito de la exploración, producción y la recuperación eficiente de hidrocarburos, por lo cual en los últimos años se ha realizado una serie de estudios en los que se destaca la importancia de un buen cañoneo, considerando que no solo depende de la penetración que alcancen los disparos sino también de la limpieza del túnel de las perforaciones, debido a que tanto la productividad como la inyectividad de un pozo están influenciadas particularmente por la caída de presión en las cercanías del orificio

Es así que esta investigación tiene como objetivo dar a conocer una nueva técnica de punzonamiento STIMGUN que no es otra cosa que un cañón convencional con cargas de alta penetración, al cual se le adiciona una camisa de propelente con el fin de realizar un cañoneo más eficiente.

Este trabajo muestra el análisis técnico y de costos del STIMGUN como método de punzonamiento aplicado en algunos de pozos de Petroecuador, cuyo desarrollo se presenta detalladamente en cinco capítulos, de los cuales:

El Capítulo 1, presenta una introducción a los métodos convencionales de cañoneo, destacando factores físicos y químicos que afectan los punzados

y que directamente pueden influir en la productividad, considerando de mayor importancia a los parámetros que originan el daño de formación.

En el Capítulo 2 se enfatiza en la tecnología con propelentes para lo cual se realiza una descripción de la técnica STIMGUN, detallando sus componentes, condiciones de uso, principios de funcionamiento, características, aplicaciones y el procedimiento de su ensamblaje. Además se considera importante el previo uso de simuladores para conseguir un cañoneo más efectivo

El Capítulo 3 se refiere a la selección de pozos para aplicar este nuevo proceso, en donde se describe las características petrofísicas y fluidos, historiales de producción y de reacondicionamiento; y el análisis de restauración de presión de los campos Sacha, Auca, Cuyabeno y VHR, debido a que se tomo en cuenta a ciertos pozos de estos sectores como parte del análisis técnico del presente trabajo de investigación. Además señala el uso del simulador PerPro y PulsFrac para la estimación de profundidades de penetración variando el tipo de carga y de esta manera demostrar que el Stimgun puede reducir el daño de formación afectando directamente a la productividad siendo comparado con un proceso TCP (Tubing Coveyed Perforating) convencional y SurgePro.

Por otro lado también se destaca la aplicación de FastGauge (usado en lugar de la barra de detonación), un dispositivo que monitorea al pozo desde el momento del disparo hasta hacer las respectivas pruebas de restauración de presión.

El Capítulo 4, es un análisis comparativo de costos a partir del análisis técnico descrito previamente en el Capítulo 3, para poder estimar productividad de los pozos objeto de estudio, asimismo se muestran los costos operativos referidos a cada método y se pone a consideración el incremento porcentual del costo-beneficio.

Finalmente, el Capítulo 5 presenta las conclusiones y recomendaciones con un aporte técnico que conlleven a establecer la rentabilidad del nuevo método de cañoneo

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGIA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGIA DE PUNZONAMIENTO.....	3
1.1. Proceso de punzonamiento.....	4
1.2. Técnicas de punzonamiento empleados en la industria petrolera.....	8
1.2.1. Wire Line.....	8
1.2.2. TCP	10
1.3. Parámetros que intervienen en la realización de un punzonamiento.....	13

1.3.1. Factores que afectan los de un	
punzonamiento.....	13
1.3.1.1. Taponamiento de disparos.....	14
1.3.1.2. Presión diferencial.....	16
1.3.1.3. Resistencia de la compresión de la formación.....	18
1.3.1.4. Densidad de disparo.....	18
1.3.1.5. Factores que afectan la productividad del pozo luego	
del punzonamiento	28
1.3.1.6. Factores geométricos.....	29
1.3.1.7. Origen del Daño de formación.....	30
1.3.1.7.1. Daño por Invasión de sólidos.....	33
1.3.1.7.2. Daño generado por el cemento.....	34
1.3.1.7.3. Daño generado por el disparo.....	35
1.3.1.7.4. Daño generado por el fluido de	
terminación.....	36
1.3.1.7.5. Penetración del disparo.....	37

CAPITULO 2

2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE PUNZONAMIENTO CON	
PROPELENTES (STIMGUN).....	39

2.1. Introducción a la técnica con Stimgun.....	39
2.2. Tecnología con propelentes	41
2.2.1. STIMGUN™	58
2.2.1.1. Componentes	60
2.2.1.2. Condiciones para el uso de stimgun.....	63
2.2.1.3. Características y aplicaciones.....	66
2.2.1.4. Principios de funcionamiento del Stimgun.....	68
2.2.1.5. Procedimiento de ensamblaje del Stimgun.....	71
2.2.2. SurgePro.....	84
2.2.3. PerfPro (Simulador para el Diseño de Punzonamiento).....	87

CAPITULO 3

3. CONDICIONES DE SELECCIÓN DE POZOS Y APLICACIÓN DEL STIMGUN	90
3.1. Selección de pozos y diseño de punzonamiento.....	97
3.2. Análisis Técnico y comparación entre el Stimgun y las técnicas TCP convencional, SurgePro.....	101
3.2.1. Cálculo de radio de invasión y estimación de la profundidad del disparo.....	103
3.2.2. Análisis de la efectividad del Stimgun en los pozos Seleccionados.....	104
3.2.2.1. Interpretación del modelo de Presiones.....	110

3.2.2.2. Resultados de las Interpretaciones.....	113
3.2.2.3. Perfil del historial de los pozos luego de la ejecución de la técnica.....	131

CAPITULO 4

4. ANÁLISIS DE COSTOS DEL SISTEMA DE PUNZONAMIENTO CON STIMGUN.....	133
4.1. Comparación de costos del Stimgun con TCP convencional y SurgePro.....	134
4.2. Análisis Costo-Beneficio.....	139
4.3. Ventajas y Desventajas del sistema de punzonamiento con Stimgun.....	144

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	146
5.1. Conclusiones.....	146
5.2. Recomendaciones.....	148

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BT	Arena Basal Tena
CCL	Registro localizador de collares
cp	Centipoise
DPP	Disparos por pie
Df	Diámetro del reservorio
D	Diámetro del pozo
d	Diámetro del túnel de perforación
IP	Índice de Productividad
Ft	Pies
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
IES	International Experimental Simulator
IPA	Índice de Productividad Real
IPi	Índice de Productividad estimado
Md	Milidarcies
Ppm	Partes por millón
psi	libras por pulgada cuadrada
psia	libras por pulgada cuadrada absolutas
pulg	Pulgadas
Pwf	Presión Fluyente del pozo
Pr	Presion Estatica de Reservorio
q	Tasa de Flujo
TCP	Tubing Coveyed Perforating
Ts	Arena T Superior
Ti	Arena T Inferior
U	Arena U
Ui	Arena U Inferior

SIMBOLOGIA

BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
k	Permeabilidad
ks	Permeabilidad en la zona dañada
ko	Permeabilidad al petróleo
N	Densidad de disparos
P	Profundidad de penetración de los disparos
PR	Relación de productividad
PR [∞]	Razón de Productividad máxima
PR/ PR [∞]	Eficiencia de Productividad
Pws	Presión de fondo
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pb	Presión de burbuja
Q	Tasa de producción de una completación disparada
r_s	radio de invasion, ft, m
r_e	Radio de Reservoirio
r_w	<i>Radio del pozo</i>
s	factor de daño skin
st	Factor total de daño
β	Coefficiente de expansión volumétrica
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad dinámica, lb/pie-hr

Figura 2.9. Modelos de boosters o detonadores.....	55
Figura 2.10. Cordón detonante y sus partes.....	55
Figura 2.11. Cañones Y Regletas Porta Cargas.....	56
Figura 2.13. Tipos de cañones.....	57
Figura 2.14. a) Situación que siempre se presenta en un punzado.....	59
Figura 2.14. b) Situación ideal en un punzado (túnel limpio).....	59
Figura 2.15. Ensamblaje del StimGun.....	61
Figura 2.16. Camisa que recubre el cañón convencional.....	62
Figura 2.17. a) Iniciación del proceso de detonación, se genera la chispa y pasa a través del primacord.....	69
b) La energía llega a la carga y se activa la pólvora, provocando el disparo.....	69
c) Empieza el jet a perforar pasando por el propelente hasta la formación.....	70
d) El propelente empieza a reaccionar y se efectúan las mini-fracturas.....	71
Figura 2.18. Ensamblaje de un sistema de cañoneo aplicado con TCP....	72
Figura 2.19. Partes De La Cabeza De Disparo.....	75
Figura 2.20. Partes de la TDF.....	79
Figura 2.21. Tipos De Ensamblajes De Cañones.....	81
Figura 2.22. Lanzamiento Del Fast Gauge Desde Superficie.....	82
Figura 2.23. Descripción del funcionamiento del SurgePro.....	85
Figura 2.24. Secuencia de un punzado con SurgePro.....	87
Figura 3.1. Columna Cono Estratigráfica De La Cuenca Oriente.....	92
Figura 3.5. Principio físico en el que se basa el PulFrac.....	100
Figura 3.6. “rs” vs. “P” para una carga de 4 5/8” Stimgun, MILLENIUM...	108
Figura 3.7. Modelo de Hageman.....	111
Figura 3.8. Modelo en el que delimita la extensión del reservorio.....	112
Figura 3.9. Gráfica De P_r/P_r^∞ para los pozos Sacha 214D, Sacha 228D y Cuyabeno 28D.....	123

Figura 3.10. Gráfica De PR/PR^∞ para los pozos cañoneados con SurgePro.....	126
Figura 3.11. St estimado en simulaciones.....	128
Figura 3.12. St obtenido con la aplicación de Stimgun y SurgePro.....	129
Figura 3.13. Gráfica comparativa de los valores de St.....	130
Figura 3.14. Perfil completo del Pozo CUYABENO 28D (STIMGUN).....	132

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Características Que Definen La Compactación de una Formación a Partir De Registros Eléctricos.....	44
Tabla 2.1. Terminología De Las Formas De La Carga De Halliburton.....	71
Tabla 2.2. Ensamble De La Cabeza De Disparo 3 - 3/8 Numero: 100005223.....	95
Tabla 3.1. Distribución De Los Campos Desarrollados por Petroproducción en La Cuenca Oriente.....	110
Tabla 3.2. Propiedades Típicas De La Cuenca Oriente.....	114
Tabla 3.3. Parametros Petrofísicos Promedio De Las Diferentes Arenas...	115
Tabla 3.4. Parametros Pvt De Los Fluidos.....	116
Tabla 3.5. Pozos Cañoneados Con La Técnica De Stimgun.....	121
Tabla 3.6. Pozos Cañoneados Con La Técnica De Surgepro.....	121
Tabla 3.7. Relación Entre El Radio De Invasión y La Permeabilidad de la Zona Dañada.....	122
Tabla 3.8. “Rs” De Los Pozos De Cañoneados Con Stimgun.....	124
Tabla 3.9. “Rs” De Los Pozos De Cañoneados Con Surgepro.....	124
Tabla 3.10. Penetración En Los Pozos Cañoneados Con Stimgun.....	125
Tabla 3.11. Penetración En Los Pozos Cañoneados Con SurgePro.....	125
Tabla 3.12. Relación Entre El Radio De Invasión y La Penetración en Pozos Cañoneados Con Stimgun.....	128
Tabla 3.13. Relación Entre El Radio De Invasión y la Penetración en Pozos cañoneados con Surge Pro.....	128
Tabla 3.14. Condiciones Fluyentes de los Pozos Cañoneados con Stimgun.....	129
Tabla 3.15. Condiciones Fluyentes de Pozos Cañoneados con SurgePro.....	129
Tabla 3.16. Resultados De Las Interpretaciones.....	133

Tabla 3.17. Perfil De Presiones De Los Pozos Seleccionados.....	134
Tabla 3.18. Análisis Del IP y Pr Obtenido Después de la Aplicación de Stimgun y Surgepro.....	139
Tabla 3.19. Valores De Pr/Pr ∞ Para El Pozo Sacha 214D, Sacha 228D y Cuyabeno 28D.....	141
Tabla 3.20. Valores De Pr/Pr ∞ Para El Pozo Vhr 22 Y Auca 70D.....	144
Tabla 4.1. Costos TCP Para 10 Pies De Punzado A 5DPP.....	155
Tabla 4.2. Costos TCP -Stimgun Para 10 Pies De Punzado A 5 DPP.....	156
Tabla 4.3. Costos TCP -Surgepro Para 10 Pies De Punzado A 5 DPP.....	157
Tabla 4.4. Incremento Porcentual En Produccion en Pozos cañoneados con Stimgun.....	161

INTRODUCCIÓN

El procedimiento más importante que se realiza antes de poner a producir un pozo es la operación de Punzonamiento, que consiste básicamente en establecer la conectividad desde el reservorio hacia las paredes del pozo y es obtenido con la utilización de cargas disparadas a través de la tubería de revestimiento, cemento y formación, la cual es atravesada hasta sobrepasar la zona de daño.

Por tal motivo, la selección de un correcto sistema de cañoneo es importante para lograr obtener una mayor productividad o inyectividad según sea el caso.

La necesidad de realizar punzados más eficientes han dado lugar al estudio de nuevas alternativas como es la técnica del STIMGUN, por tanto, el objetivo principal que orientó a proponer un Análisis Técnico y de costos de esta técnica, es determinar de qué manera el diferencial de presión alrededor de los orificios de las perforaciones intervienen en el incremento de producción.

La presente investigación enfoca los principales parámetros bajo los cuales se puede aplicar el Stimgun como método de Punzonamiento TCP de Bajo balance, para lo cual se hizo una evaluación y comparación con otros métodos utilizados actualmente como es el TCP convencional y el SurgePro.

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE PUNZONAMIENTO

En la mayoría de completaciones de pozos es necesario realizar punzonamiento, los cuales desempeñan un papel primordial en la producción de hidrocarburos, porque comunican los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, y a su vez facilita la inyección en la intervención de remediación. Es decir el cañoneo es un elemento clave para el éxito de la exploración, producción y la recuperación eficiente de hidrocarburos.

Tanto la productividad como la inyectividad de un pozo dependen esencialmente de la caída de presión en las cercanías del orificio generado por los disparos, la cual habitualmente se determina a través

del factor de daño, éste último depende del tipo de completación, del daño producido en la formación y en los parámetros de los disparos.

El cañoneo o punzonamiento con balas fue diseñado y patentado en 1926, y tres años después aplicado en campo, dicho proyecto tenía como idea básica a un número de balas impactando y atravesando casing – cemento – estrato, y de esta manera comunicar efectivamente reservorio-pozo.

Por otro lado también se dio a conocer el cañón con chorro de agua (Water-Jet); el cual consiste en fluidos bombeados por tubería, con arreglos de orificios direccionados hacia la pared del revestidor, dejando túneles limpios con muy poco daño

Asimismo se considera otro tipo de cañoneo que son las cargas moldeadas tipo Chorro – Jet, que principalmente involucra explosivos de alta potencia.

1.1. Proceso de Punzonamiento

El punzonamiento o cañoneo comienza desde el posicionamiento en el fondo del pozo, junto a una zona productora, un “CAÑÓN”,

que contiene explosivos con cargas de formas específicas y hechas especialmente para poder causar perforaciones en pozos entubados.

Todo cañoneo se genera en una fracción de segundo, por medio de cargas huecas, las cuales tienen un efecto de cavidad explosiva, es decir tiene un revestimiento de partículas metálicas prensadas cuyo objetivo es aumentar la penetración.

Las cargas consisten de tres partes principales que son: un explosivo, un casco, un liner cónico con un cable detonador. Cada uno de estos componentes debe estar fabricado con características exactas y con estrictos estándares de calidad.

El proceso para realizar los disparos, comienza cuando al detonar el explosivo principal, se produce un colapso en la camisa dando lugar a un chorro de partículas metálicas fundidas que se impulsa a alta velocidad a lo largo del eje de la carga. Este chorro es de gran potencia y se presenta en una forma similar a una ráfaga, la cual tiene una punta que va a una velocidad mayor que la de la cola de la misma. Este gradiente de velocidad causa un alargamiento del chorro, el cual atraviesa

primeramente el revestidor, luego el cemento hasta finalmente llegar a la formación. Como se ilustra en la figura 1.1.

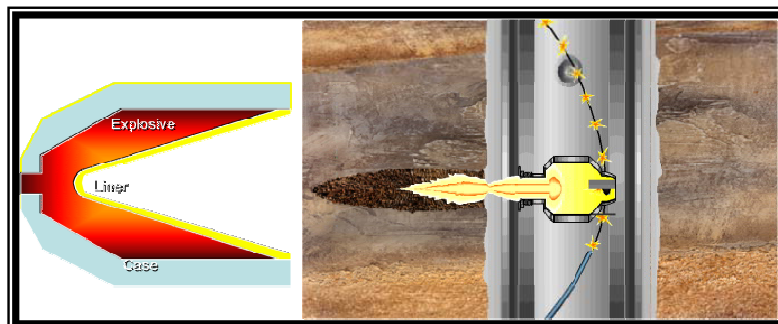


FIGURA 1.1. PROCESO DE PENETRACIÓN DE LA CARGA
(FUENTE HALLIBURTON)

La penetración del disparo está directamente afectada por el diseño del liner, pudiéndose tipificar en: liner parabólico o hemisférico y liner cónico, lo cual ayuda a tener un apreciación de la geometría del agujero propiamente dicho.

La penetración del disparo es la presión con la que impacta al revestidor y a la formación, ésta presión es sumamente elevada, aproximadamente 3×10^5 a 5×10^2 millones de psi, por lo cual hace que el acero que se encuentra dentro de la carga, se comporte como un fluido plástico. El rebote elástico daña la roca, deja granos de la formación pulverizados y residuos en los túneles de los orificios generados por el disparo.

El diseño de los disparos constituye una parte integral e importante del planeamiento de la completación en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo.

El punzonamiento es la operación más importante en pozos entubados. Las causas para que un punzonamiento resulte poco satisfactorio son:

1. Desconocimiento de las técnicas y requerimientos para realizar un buen punzonamiento.
2. Sacar los cañones inmediatamente después de punzonar, cualquiera que haya sido el método utilizado.
3. Inadecuado control de espacio libre de los cañones.
4. Seleccionar los cañones o cargas en base a las pruebas de penetración que se hacen en superficie, es decir; en laboratorio.
5. No estimar la calidad del punzonamiento en base a beneficios en la producción, sino únicamente en base al precio del mismo.

1.2. Técnicas de Punzonamiento empleados en la Industria Petrolera

Se ha recalcado la importancia de los disparos en las completaciones de pozos entubados con el fin de la producción de hidrocarburos, para lo cual hay ciertas técnicas que se utilizan actualmente en la industria petrolera que los podemos enmarcar en dos grandes grupos: Punzonamientos por wireline y Punzonamientos TCP (Tubing Conveyed Perforating)

1.2.1. Wire Line

Esta técnica se basa en que el pozo se encuentra en condiciones de sobre-balance principalmente en la utilización de una unidad de cable eléctrico, lo cual quiere decir que la presión hidrostática para equilibrar el pozo tiene que ser igual o mayor a la presión de la formación con la finalidad de evitar el soplado de los cañones hacia arriba y las altas presiones tanto en el anular como en superficie. El proceso es similar como se muestra en la figura 1.2.

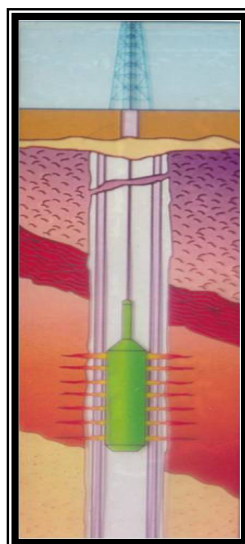


FIGURA 1.2. CAÑONEO CON WIRE LINE /CABLE MÁS CAÑÓN (FUENTE: HALLIBURTON)

La ventaja de esta técnica radica es que puede utilizarse cañones y cargas grandes para lograr un máximo rendimiento a un menor costo de operación con respecto a otros.

Así como también una desventaja de este método es que el cañoneo debe ser realizado ya sea en condiciones de balance o sobrebalance por seguridad, descartando el bajo balance, este último es de beneficio porque evita la invasión a la formación, por otro lado también se considera que la longitud de cañoneo es limitada.

1.2.2. TCP (Tubing Conveyed Perforating)

Este sistema de cañoneo, llamado TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP), son cañones transportados por tubería. El método de TCP debe ser operado en fluido limpio con una presión de bajo-balance (presión de la formación es mayor que la presión de la columna hidrostática).

El TCP involucra correr un cañón casing estándar con tubing o tubería de perforación bajo un packer que tiene la función de tensionar o comprimir.

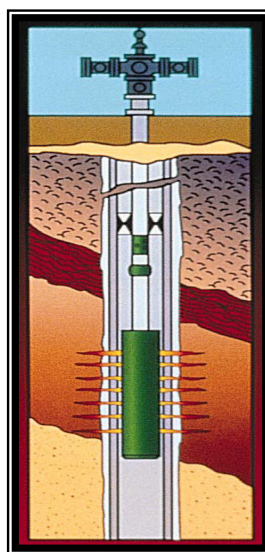


FIGURA 1.3. CAÑÓN BAJADO POR TUBERÍA (FUENTE: HALLIBURTON)

Con esta técnica se puede utilizar cañones y cargas grandes con alta densidad de disparo para lo cual se necesita un control óptimo del pozo lo que da lugar a un bajo balance ilimitado ya que por tubería es más probable controlar las presiones, por lo tanto permite una limpieza instantánea de las perforaciones.

Realizar un cañoneo con TCP involucra una sarta de herramientas sofisticadas que nos ayudan a realizar trabajos más completos dentro de la completación de un pozo

Con este sistema, el cañón es disparado de una de las maneras siguientes:

- Por caída de una barra detonadora que se lanza a través del tubing hasta que golpee el pin de disparo del cañón, ó/y
- Por aplicación de una presión a un pistón de detonación ensamblado abajo del cañón.

Si es empleado el sistema de detonación de la barra, la barra es lanzada por el tubing o tubería de producción, esta caerá libremente sobre el disco de corte, rompe el disco, y entonces caerá sobre el tope superior de los cañones donde golpea el detonador y dispara el cañón. Bajo situaciones normales el pozo empezará a fluir inmediatamente.

Si se emplea el sistema de detonación por aplicación de una presión de disparo controlada, el cañón será disparado por una presión diferencial o una presión absoluta.

Este tipo de cañón puede ser equipado para permanecer como una completación definitiva; así como también el tubing y el cañón pueden ser recuperables, o el cañón puede ser liberado y se tiene la opción de dejarlos caer hacia el fondo del hueco. El mecanismo de liberación del cañón usualmente involucra un martillo.

Una ventaja importante de este sistema es que se puede perforar grandes intervalos simultáneamente y en múltiples

zonas, en un mismo viaje dentro del pozo, lo que se considera un ahorro de dinero en intervalos largos.

Por otro lado es difícil confirmar si todos los disparos se realizaron a menos que todos los cañones sean retirados del pozo. A menos que se lo pueda hacer con un sensor *Fastgauge* el cual tratare en capítulos posteriores.

1.3. Parámetros que intervienen en la realización de un punzonamiento.

Para realizar los punzados en un pozo se debe tomar en cuenta muchos factores que faciliten tanto el diseño como la ejecución de los disparos, por ello es necesario hacer un estudio detallado, que permita obtener una buena productividad.

1.3.1. Factores que afectan un punzonamiento.

Es necesario tener claro que el objetivo básico de hacer un diseño del sistema de punzonamiento es:

- Obtener todos los datos de pozo y yacimiento.
- Determinar el método de cañoneo (Cable, TCP, CT)
- Condiciones de cañoneo (UB, B, OB)

- Seleccionar el tipo de explosivo basado en la carta de exposición Tiempo vs. Temperatura (RDX, HMX, HNS, PYX)
- Seleccionar el diámetro del cañón.

Para todo esto es necesario tomar en cuenta como ciertos factores intervienen en el diseño y en la ejecución del disparo, para lo cual se describe a continuación algunos de ellos:

1.3.1.1. Taponamiento de disparos

Cuando se realiza el disparo, se produce una serie de residuos que resultan producto de que el disparo ha traspasado el casing hasta la formación. Provocando que se produzca en la cercanía de la cara del pozo una acumulación de macropartículas de la fusión de las partículas del casing, de la formación y hasta de las mismas cargas, lo cual es el causante principal de un daño hasta la zona virgen, tal como se muestra en la figura 1.4.

Incluso si el disparo se ejecuta en fluidos limpios tales como aceite o agua que tienen altos ritmos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o del casing, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación

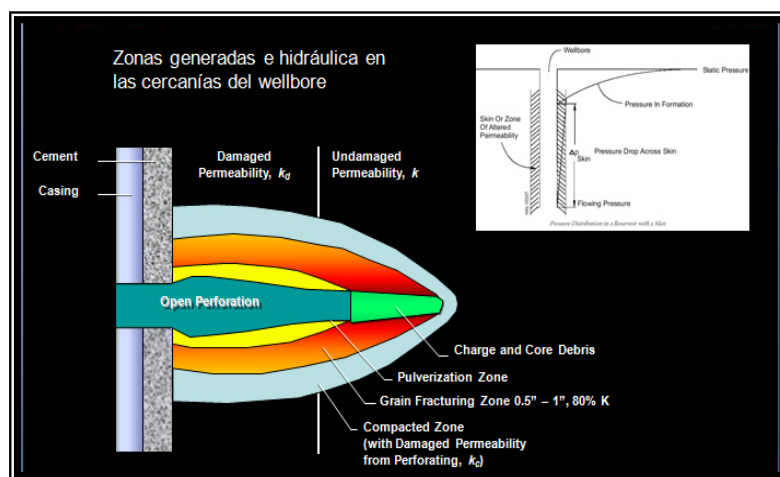


FIGURA 1.4. TAPONAMIENTO DE DISPARO AFECTA DIRECTAMENTE A LA PERMEABILIDAD (FUENTE: HALLIBURTON)

Asimismo cuando se presentan permeabilidades altas (mayor a 250 md), da a lugar que todas las partículas de tamaño similar al de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas ocasionando un daño muy severo.

1.3.1.2. Presión diferencial.

Cuando se realiza un disparo es necesario realizar un diseño adecuado, y para lograrlo es necesario enfocarse en factores como el estado del pozo (sobre-balance, balance, bajo-balance), para lo cual a continuación se definirá cada uno de las situaciones.

Sobre-balance: Es cuando la presión hidrostática necesaria para matar el pozo es mayor o igual a la presión de la formación

Balance: se puede considerar en situación de balance cuando el pozo está relativamente en un equilibrio dinámico.

Bajo balance: Esto ocurre cuando la presión de la columna electrostática es menor a la presión de la formación.

Partiendo de estos conceptos podemos establecer cuál es el sistema de cañoneo más adecuado, tal

como se ilustra en la figura de una manera más didáctica.

Generalmente cuando hablamos de un sistema de Wireline se lo hace en una condición de sobre-balance, debido a que el peso de la herramienta sería lo único que ejercería presión a la formación, es así, que se podría producir un soplo si no se inyecta presión para equilibrar la columna Hidrostática

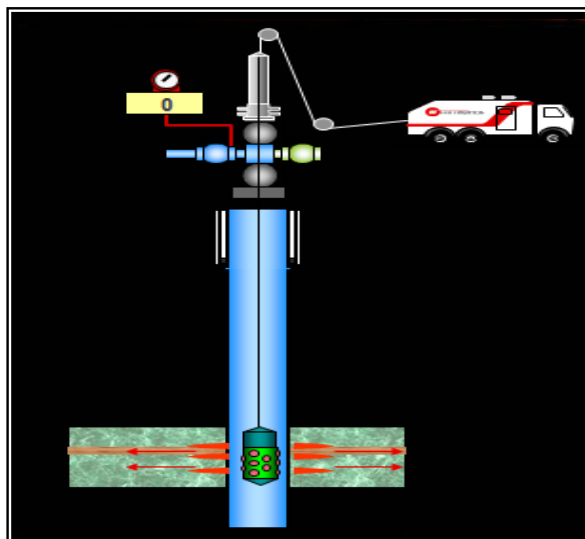


FIGURA 1.5. CAÑÓN BAJADO POR CABLE
(FUENTE: HALLIBURTON)

(Las flechas rojas indican que el pozo está siendo punzado en sobre-balance)

Por lo mismo cuando tratamos de un sistema TCP lo hacemos en condición bajo balance o sobre balance debido a que el peso de la tubería ya ejerce cierta presión que impide que el pozo se venga. Y cual fuese el caso permite equilibrar de una mejor manera las condiciones del pozo

Debido al desbalance que se genera en la cara de los punzados provoca un influjo, lo cual forma punzados más limpios, comunica con mayor eficiencia y además minimiza el efecto Skin.

En el Anexo 3 se detalla los principios físicos y analíticos para la selección del desbalance óptimo para efectuar lo punzados.

1.3.1.3. Resistencia y compresión de la formación

La condición y las características de la formación son muy importantes para el diseño de un sistema de cañoneo, ya que es elemental conocer frente a qué situación se va a realizar el disparo y saber

hasta qué punto sería exitoso el uso de las distintas técnicas que se ha mencionado anteriormente, sea por Wireline o TCP, por lo tanto las dos condiciones básicas que tenemos que tomar en cuenta son formaciones consolidadas y no consolidadas las cuales serán detalladas a continuación:

Consolidación

Consolidación o también llamada compactación, es el factor geológico que reduce la porosidad, debido a la presión de los sedimentos superpuestos o a la presión orogénica. Las areniscas exhiben una compresibilidad muy reducida (3×10^{-7} por lpc), mientras que las lutitas pueden ser reducidas a una pequeña fracción de su volumen original al tiempo de sedimentación.

“La porosidad de rocas sedimentarias están estrechamente relacionada en función del grado de compactación” y esto ha sido demostrada por Krumbein y Sloss. Además las fuerzas que

causan la compactación están en función de la máxima profundidad de entierro de la roca.

Este efecto es principalmente debido a la distribución resultante del empaquetado después de la compactación. Así los sedimentos que se han quedado profundamente sepultados, se emparejan si posteriormente son elevados, presentando valores más bajos de porosidad que sedimentos que no han estado sepultados a gran profundidad. En siguiente figura se describe detalladamente el efecto de la compactación natural sobre la porosidad.

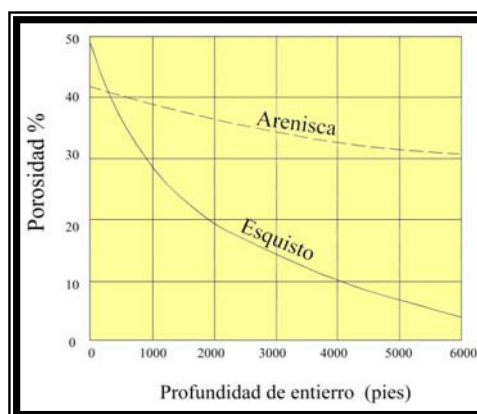


FIGURA 1.6. CURVAS PARA SELECCIÓN DE ARENISCA, RELACIONADA CON LA POROSIDAD Y PROFUNDIDAD DE ENTIERRO

De acuerdo con Geerstma se puede distinguir tres clases de compresibilidad en rocas:

1. Compresibilidad de la matriz de roca, es el cambio fraccional en el volumen del material sólido (granos) de la roca con una unidad de cambio en la presión.
2. Compresibilidad de roca neta (bulk), es el cambio fraccional en el volumen neto de la roca con una unidad de cambio en la presión.
3. Compresibilidad del poro, es el cambio fraccional en el volumen del poro de la roca con una unidad de cambio en la presión.

La compresibilidad efectiva de la roca, resulta del cambio en porosidad causada por la expansión del grano y la disminución en espacio del poro por la compactación de la matriz. Es decir la compresibilidad decrece cuando la porosidad se incrementa.

En resumen, esto puede estar afirmando que las compresibilidades de volumen de poro de areniscas consolidadas son del orden de 5×10^{-6} (1 / psi).

Bajo las circunstancias normales algún error introducido descuidándose de la compresibilidad de la roca sería tan pequeño para ser escondido por otros errores de medida.

No Consolidación

Usualmente se considera que en las formaciones débiles y no consolidadas, no existen disparos abiertos en la formación, por lo que el hueco que traspasa el revestidor y el cemento sería la única grieta en donde la arena se situaría.

Además se considera que los disparos en las arenas débiles dependen fundamentalmente de la resistencia de la roca, pero también de otros factores, como la tensión efectiva, el desbalance,

la distancia entre los disparos adyacentes y los fluidos en los espacios de los poros y en el hueco.

Por tanto cuando los túneles de los disparos no están definidos, es porque se han realizado en zonas no consolidadas, por cuanto el objetivo de disparar para realizar operaciones convencionales con empaques de arena consiste en minimizar la caída de presión en todo el hueco relleno de arena en el revestidor y el cemento.

Esa caída de presión está determinada por el área total abierta al flujo; que no es otra cosa que el área de huecos individuales multiplicada por el número total de disparos realizado, la permeabilidad de la arena y la tasa de flujo por disparo.

Por medio de pruebas que se han realizado a muestras de núcleos se conoce que la acumulación de los residuos y finos de la formación perjudican directamente a la permeabilidad de la arena.

Por otro lado se puede establecer una tendencia para definir si una arena es consolidada o no consolidada y esto se logra mediante la obtención del tiempo de transito de las lutitas adyacentes (superior e inferior), llamándose tiempo de transito (TT) al tiempo de propagación del sonido a través de una arena.

La razón por la que nos interesa las formaciones adyacentes es porque el tiempo de transito en la arena se vería afectada por la presencia de hidrocarburos, densidad de los granos de arena, porosidad, saturación de agua, etc., los cuales son factores que tendría que ser corregidos para poder determinar con precisión la compactación de la arena.

El tiempo de transito (TT) sirve como entrada para determinar el diámetro interno y para el cálculo de la impedancia acústica, también se utiliza para determinar el control de calidad del registro.

Por lo tanto “El grado de compactación de las lutitas adyacentes indican la compactación de la arena de interés”. Para clarificarlo hay ciertas tendencias que nos ayudan a determinar la compactación de una formación, lo cual esta descrito en la tabla 1.1.

TABLA 1.1.

**CARACTERÍSTICAS QUE DEFINEN LA
COMPACTACIÓN DE UNA FORMACIÓN A
PARTIR DE REGISTROS ELÉCTRICOS:**

	Tiempo de transito (μ s/pie)	Densidad volumétrica de las arenas adyacentes (gr/cm³)
CONSOLIDADAS	< 100	> 2,4
NO CONSOLIDADAS	> 100	< 2,4

1.3.1.4. Densidad de disparo

La densidad de disparo está directamente relacionada con tasa la producción que se requiere y/ó la tasa que se quiere inyectar, por tanto esto depende de la cantidad de disparos por pie en el cañón a utilizarse, así como también se

toma en cuenta la fase a la cual están situadas las balas.

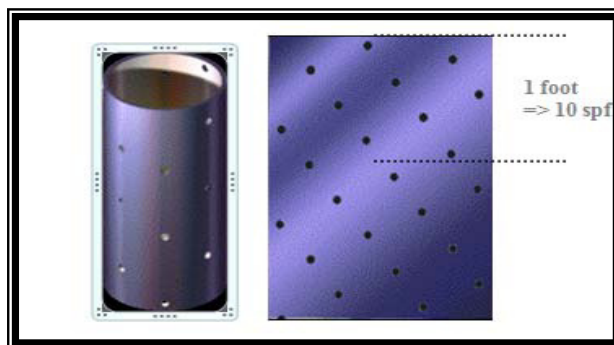


FIGURA 1.7. NÚMERO DE DISPAROS QUE SE ENCUENTRA POR PIE (FUENTE: TÉCNICAS DE DISPARO, SCHLUMBERGER)

Es así que el número de cargas por unidad de longitud en los cañones está disponible desde 1, 4, 5, 6, 8, 11, 12, 14, 18 hasta 21 disparos por pie (spf), lo cual se relaciona con el área de flujo barrida

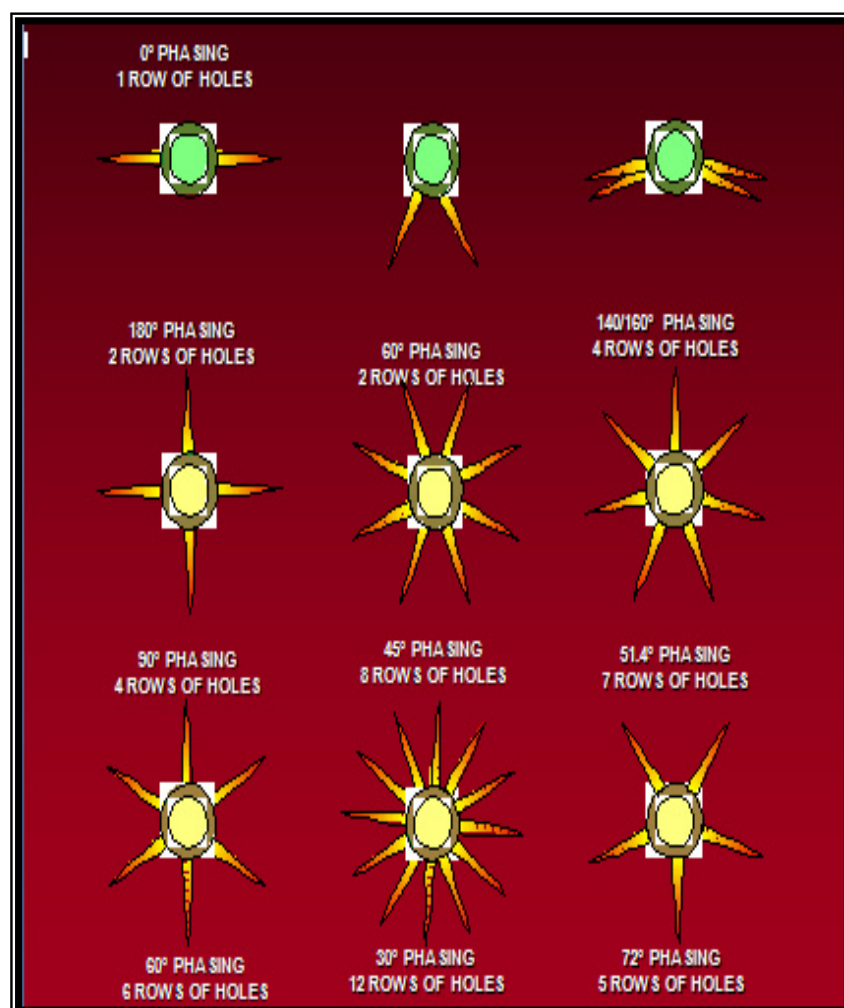


FIGURA 1.8. DISPAROS POR PIE Y DISPOSICIÓN DE LAS CARGAS (FUENTE: HALLIBURTON)

El objetivo de **los** disparos es generar una caída de presión razonable y permitir un gasto deseado.

1.3.1.5. Factores que afectan la productividad del pozo luego del punzonamiento.

Los factores que intervienen en la productividad de un pozo está estrechamente ligado al índice de productividad que no es otra cosa que la relación entre la tasa de producción sobre el diferencial de presión ($IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$) Lo cual nos permite determinar la potencialidad de producción de un pozo, pero para poder obtener esa información es necesario considerar la importancia de como el efecto del diseño del sistema de cañoneo interviene en la productividad del pozo, es decir ésta va a depender de la penetración de las cargas, de la fase de las cargas en el cañón, del diámetro del orificio que se obtuvo con el disparo, del daño del cemento, entre otras características que se las puede obtener mediante la Relación de Productividad la cual está dada por:

$$PR = \frac{PR_{(ZONA\ DISPARADA)}}{PR_{(ZONA\ EN\ AGUJERO\ ABIERTO)}}$$

Dentro de los factores que afectan la productividad del pozo tenemos:

1.3.1.6. Factores Geométricos.

La importancia de este factor radica en que es necesario conocer el posicionamiento de las cargas en el cañón, es decir la densidad de disparo, y esto esta dado por el numero de cargas por pie y por el ángulo de fase entre dichas cargas;

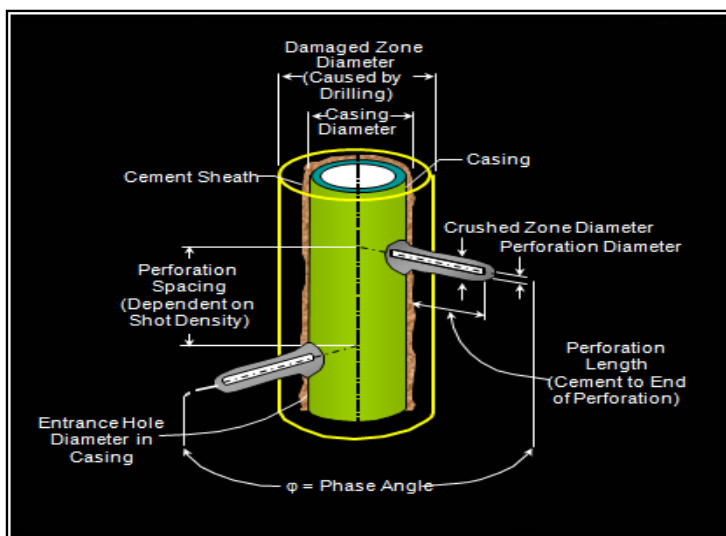


FIGURA 1.9. PENETRACIÓN Y DENSIDAD DE LA CARGA EN LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD PR. (FUENTE: HALLIBURTON)

La Compañía HALLIBURTON posee patrones de punzonamientos a diferentes grados fase y a distintas densidades de disparo

Similares cañones pero diferentes condiciones de activación, modelamiento y resultados. Lo cual se describe gráficamente en el ANEXO 1.1. a continuación:

1.3.1.7. Origen del Daño de formación

Son varios los tipos de daño que se pueden presentar en una formación y se los identifica en distintos lugares de un pozo de producción como pueden ser desde la invasión de sólidos en el pozo durante su perforación, la formación en sí, el daño generado por la cementación, el fluido de terminación del pozo, migración de ripios, hasta la técnica de disparo utilizada.

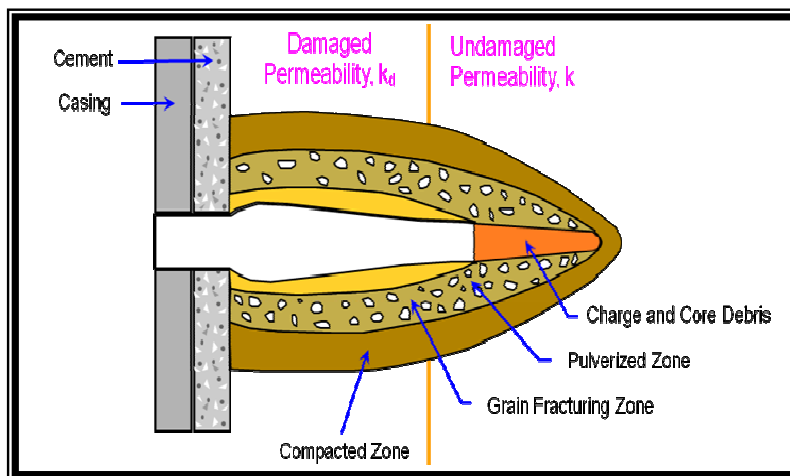


FIGURA 1.10. ELEMENTOS QUE CAUSAN DAÑO A LA FORMACIÓN Y SU EFECTO EN LA PERMEABILIDAD. (FUENTE: HALLIBURTON)

El Factor de Daño o Skin Total, está dado por la expresión:

$$S = S_d + S_c + S_p + S_a$$

En donde:

S = Daño Total (Skin)

S_d = Daño de la Formación producido por la perforación, cementación y fluidos de completación

S_c = Daño parcial de completación

S_p = Geometría del daño de la Perforación (tipo de punzado y zona dañada)

S_a = Forma del Factor de Daño

El factor de daño tiene mucho que ver con la productividad del pozo, y tomando en cuenta la ley de Darcy, se tiene la expresión

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (\bar{p} - p_{wf})}{\mu B [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]}$$

De donde, tomando en cuenta el factor Skin, el diferencial de presión esta dado por:

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \mu B}{k h} S$$

El daño de formación está estrechamente relacionado con las permeabilidades de la formación, y con el radio de drenaje y el radio de la zona afectada, por tanto la expresión que permite establecer esta relación es:

$$S = \left(\frac{k - k_d}{k_d} \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)$$

Por tanto la caída de producción puede deberse a que en las cercanías del pozo se produce una zona de daño muy severa. Para el diseño correcto para la producción del pozo es necesario

determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción.

1.3.1.7.1. Daño por Invasión de sólidos

Durante la perforación de pozos se utiliza fluidos que contienen ciertas partículas que se pueden considerar potencialmente peligrosas si nos referimos al daño que se produce en las cercanías del pozo, estos agentes que intervienen pueden ser: arcillas, agentes densificantes y viscosificantes, agentes minimizadores de pérdidas de circulación, entre otros. Los cuales cuando son forzados hacia la zona productiva pueden disminuir la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio de una manera significativa, por tal motivo cuando el pozo empieza a producir o cuando se inyecta fluidos hacia el reservorio, ocasionaría que todos los materiales depositados en el sistema, pasen de poro en poro, provocando severidad del daño en la zona cercana al pozo.

El factor de daño (skin) se origina por una reducción de permeabilidad a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo, el cual puede ser afectado hasta un 90% de su totalidad

1.3.1.7.2. Daño generado por el cemento

Para la cementación es necesaria la remoción de todo el material presente en el lodo de perforación (revoque: una mezcla de agua y arcilla, polímeros, polianiónicos o almidón con el objetivo de formar una capa en las paredes del hueco que sirve para revestimiento y evita la filtración del lodo a la formación), para lo cual se utiliza colchones de fluido que deben operar bajo regímenes turbulentos. Durante este proceso el revoque puede ser destruido parcialmente y si el cemento no tiene las propiedades adecuadas de pérdida de fluido, puede haber invasión de filtrado a la formación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de los

fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse, una falta en el control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento y posibles problemas con el cañoneo y productividad.

1.3.1.7.3. Daño generado por el disparo

El trabajo de punzonamiento constantemente ocasiona daños adicionales en la formación puesto que cualquiera sea el método de punzado que se utilice.

El proyectil traspasa la zona que se desea cañonear y éste compactará la roca alrededor de dicha zona, por tanto aumenta la dureza de la superficie a lo largo del punzado y reduce la porosidad local de la misma hasta un 80%.

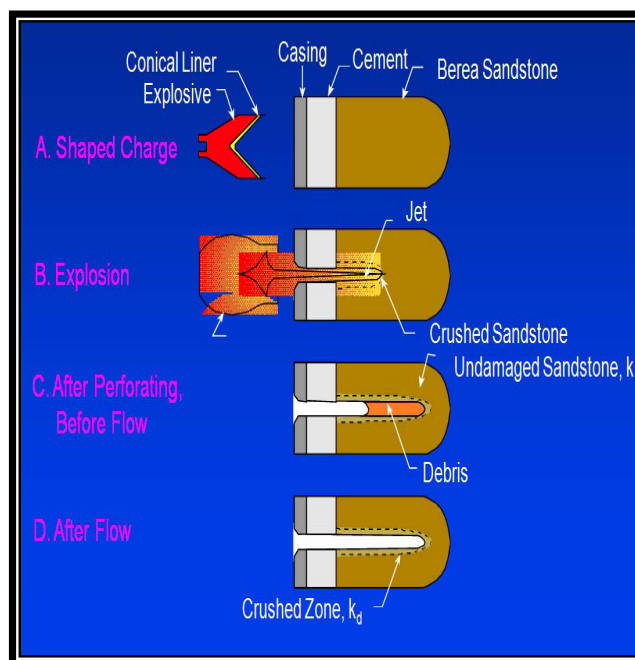


FIGURA 1.11. SECUENCIA DEL DISPARO Y SU INFLUENCIA EN EL FACTOR DE DAÑO (FUENTE: HALLIBURTON)

1.3.1.7.4. Daño generado por el fluido de terminación:

Durante la terminación de un pozo existen ciertas causas que son factores comunes para dar a lugar un daño y estas son:

Taponamiento de la formación en los punzados, provocado por sólidos suspendidos que reduciendo la permeabilidad de la formación.

Hinchamiento de arcillas, lo que se considera un bloqueo por agua, emulsiones y precipitación de incrustaciones en la formación.

1.3.1.7.5. Penetración del Disparo

La penetración esta conducida por una alta presión que a la vez se asocia con la corriente de metal pulverizado o piezas de metal sólido, dependiendo del tipo de revestimiento de la carga, lo que obliga al material a mantenerse al margen antes de procesos como quemado, perforación o abrasión; por otro lado la temperatura y gases explosivos no contribuyen al proceso de penetración.

La asunción primordial para establecer una teoría de penetración del revestimiento de metal es que tanto el chorro como la roca se comportan como fluidos. Por tal la ley hidrodinámica de Bernoulli describe la interacción entre el chorro y la roca, prediciendo que la penetración total puede ser incrementada utilizando un chorro denso y largo. La expresión para la profundidad de penetración de una partícula de metal pulverizada, de alta velocidad, de corriente continua es:

$$P = Pen = Pen \times e^{Cr - Cf}$$

Donde:

Pen : Penetración (pulg.)

Pensup: Penetración en superficie, Carta API

Cr : Compresibilidad en superficie a las condiciones de la prueba, (Kpsi)

Cf: Compresibilidad de la formación de interés

CAPITULO 2

2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE PUNZONAMIENTO CON PROPELENTES

2.1. Introducción a la técnica con propelentes.

Cuando se realiza un punzonado, se presenta un daño en la formación el cual es causado por la presión del impacto del disparo, que traspasa el acero, cemento, roca y fluidos dentro de la formación que lo rodea. Como resultado de dicho impacto se presenta escombros sueltos en los ductos de los perforados ejecutados, Por tanto, el daño debido al cañoneo puede ser un considerable limitante tanto para la productividad como la inyektividad de un pozo.

Bajo estos antecedentes para garantizar que un pozo sea exitoso, es necesario remover estos residuos y minimizar el daño causado por el punzonamiento. Y para esto se requiere, en la mayoría de

los casos, de procedimientos adicionales como son: estimulación ácida, lavado con salmuera, fracturamiento hidráulico, herramientas especiales de limpieza para el fondo del pozo (Chorros hidráulicos), entre otros.

Por tal motivo se desarrolla la tecnología de propulsores que es el **Stimgun, Stimtube y Surgepro**, estas técnicas tienen su principio básico en cañoneo desbalanceado estático - dinámico, y con procedimientos de completación temporales o permanentes.

Una parte importante de la investigación de pozos, ha sido tratar de mitigar los daños inducidos por los punzamientos, para lograrlo el objetivo principal es lograr disparos 100% limpios, sin importar el tipo de formación que se está perforando, ni las condiciones del pozo. Lo que consecuentemente daría como resultado una eficiencia del 100%, dando lugar un área efectiva de influjo mayor, de reducido caudal, pudiendo controlar arenamientos y posibles fallas en el pozo. Además permitirá que todas las zonas contribuyan a una mejor productividad o inyectabilidad de un pozo.

2.2. Tecnología con Propelentes

Las compañías que individualmente colaboraron con sus investigaciones en el desarrollo de la Tecnología con propelentes, integrando a la perforación, simulación y producción de pozos, modelos computarizados y tecnología de recolección de datos a alta velocidad, son: HTH Technical Services, Inc; Owen Oil Tools; John F. Schatz Research & Consulting, Inc; Computalog, IES (Instrumentation and Engineering Services), cuyos acuerdos de licencia para el cuerpo de la tecnología de Stimgun están disponibles en el Grupo de Desarrollo de Tecnología de Propelente a través de *MARATHON OIL COMPANY*, como dueña de los derechos del producto.

Desde los inicios de la industria petrolera hasta 1940, se utilizó nitroglicerina y un tipo de explosivos que se utilizaban en general para estimular los pozos.

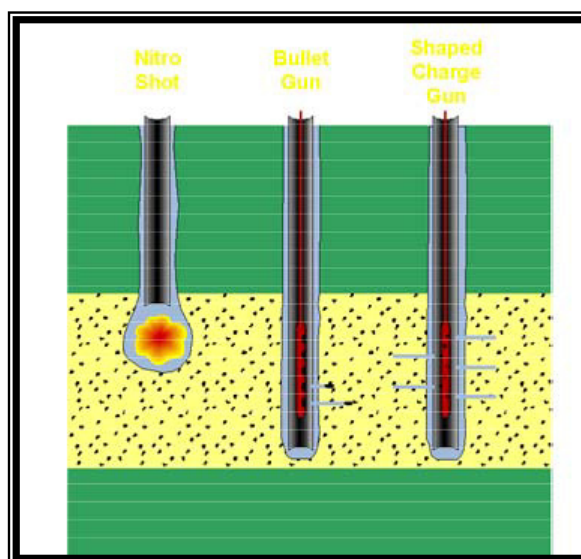


FIGURA 2.1. EVOLUCIÓN DE LOS PROCESOS PARA PUNZONAMIENTO (FUENTE: SCHLUMBERGER)

Los propelentes sólidos fueron inducidos a la industria petrolera en 1970. Se inició con una herramienta cilíndrica, con un tapón al fondo y un sistema de ignición.

Con el paso de los años los estudios dieron su resultado y se desarrollaron tecnologías que mejoraron el método de punzonamiento. Es así que se realizaron pruebas, diseñando una nueva herramienta la cual prioriza la estimulación de pozos, junto con programas de simulación sofisticados, usando un registrador de datos de alta velocidad.

La importancia y el éxito de la tecnología de los propelentes radican en que posee:

- Una fusión integral de ciencia e ingeniería.
- Innovación en diseños de herramienta/propelente.
- Alta velocidad de adquisición de datos, con sofisticados sistemas computarizados.
- Análisis de datos y optimización del trabajo.
- Extensa experiencia en el campo.

Este propelente ha sido diseñado para ser utilizado en tres casos, como: Herramienta de estimulación de pozos, Ensamblaje de StimGun, StimTube y Surge Pro.

Tanto el Stim gun como el Surge Pro poseen el mismo ensamble de cañón, que es el de un cañón convencional, radicando su diferencia en las condiciones y parámetros para su aplicación.

A continuación se detalla las partes que forman a un cañón aplicando la técnica de TCP convencional junto con las especificaciones necesarias de cada una de ellas.

Explosivos:

Un explosivo es un compuesto o mezcla química que cuando adecuadamente es iniciada o detonada se descompone rápidamente, entregando una gran cantidad de energía en la forma de calor, gases y ondas de propagación.

Los explosivos se pueden clasificar de acuerdo a su velocidad de reacción, la cual no es otra cosa que el tiempo en que el explosivo reacciona en un medio y es consumido en el momento de ignición.

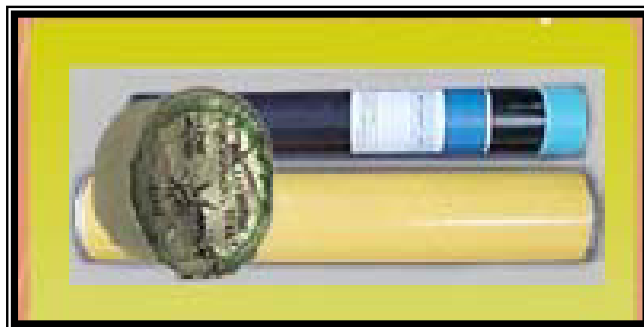
Explosivos de deflagración (Explosivos Bajos)

FIGURA 2.2. EXPLOSIVOS BAJOS (NO DETONANTES)..
FUENTE: HALLIBURTON

Por ejemplo la pólvora negra y cargas de saca muestras, propelentes

Estos explosivos se los considera no detonantes debido a que su velocidad de reacción es muy alta y producen gases, por cuanto se queman muy rápidamente y generalmente tienen que estar cubiertos para que generen un trabajo útil. Los explosivos bajos son sensibles a todas las formas de calor, incluyendo fricción, llamas o chispas.

Explosivos Altos Primarios

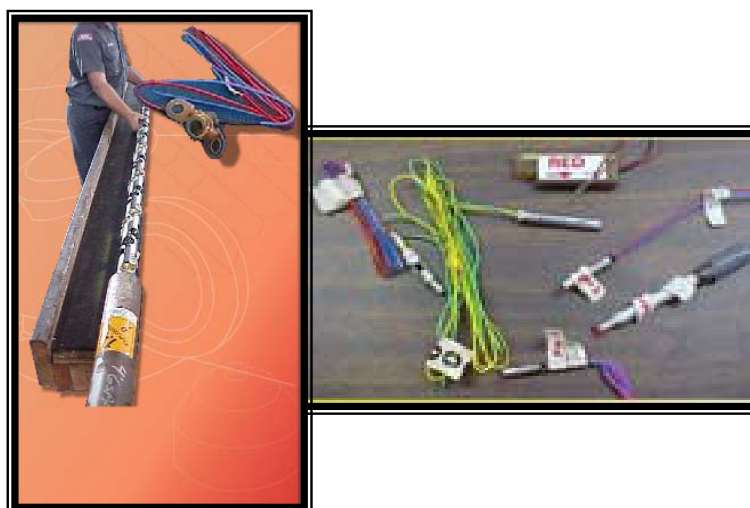


FIGURA 2.3. EXPLOSIVOS PRIMARIOS (DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS) (FUENTE: HALLIBURTON)

Este tipo de explosivos no necesitan estar confinados dentro de otros, son del tipo detonantes, son extremadamente sensibles (facilidad con la cual un explosivo se detona) y son detonados con generación de calor en forma de electricidad o por percusión (ondas de impacto)

Este tipo de explosivos no necesitan estar confinados dentro de otros, son del tipo detonantes, extremadamente sensibles (facilidad con la cual un explosivo se detona) y son detonados con generación de calor en forma de electricidad o por percusión (ondas de impacto).

Por ser sumamente sensibles tienen velocidades de reacción que excede los 1500 m/s. Por lo tanto, la potencia que genera los explosivos altos es mucho mayor que aquella producida por los explosivos bajos.

A los explosivos de alta también se los considera estables, es decir son capaces de soportar altas temperaturas sin deteriorarse por largo tiempo.

Explosivos Altos Secundarios

Estos explosivos inician su descomposición inmediatamente después de utilizar un explosivo alto primario, no necesitan confinamiento para ser usados, por tanto son menos sensibles. Se debe tomar precauciones en su manipulación porque tienen más potencia y son destructivos y se los conoce como no iniciadores



FIGURA 2.4. EXPLOSIVOS ALTOS SECUNDARIOS (MENOS SENSIBLES PERO MÁS DESTRUCTIVOS)
(FUENTE: HALLIBURTON)

Por lo tanto refiriéndose a un punzonamiento, los explosivos, deberán tener estabilidades altas para que sea efectiva su utilización en condiciones extremas de temperatura en los pozos. Los explosivos altos pueden ser encontrados en las cargas de punzonamiento y en cordones de detonación.

Dentro de los explosivos que maneja la compañía Halliburton tenemos:

- *RDX o ciclonita trinitramina y cyclotrimetileno* (Escogen o T4):
Descubierto por Harry Henning en 1899. RDX es un componente importante en un número de explosiones binarias como la composición B. Cyclotol, Torpes y el explosivo plástico como el C-4.

- *HMX o tetranitramina cyclotetrametileno (Octogen)*: Es un tipo de explosivo utilizado en cargas de punzonamiento y en cordón detonante. El promedio de temperatura de este explosivo es alto con respecto al RDX. HMX, fue nombrado por los británicos como el explosivo de su Majestad (His Majesty's Explosive).
- HNS, Hesanitrostilbene: Descubierto por Michael Coburn de los Álamos en 1972 Nuevo México, es usado en cuerdas detonantes y en cargas de punzonamiento, los cuales son expuestos a altas temperatura. Su ventaja radica en que tiene mejor estabilidad térmica que el RDX y el HMX. HNS puede ser producido por la mezcla de TNT con blanqueador de productos caseros.
- PYX o 2,6 -bi (picrylamino) - 3,5 Dinitropyridine, es usado en aplicaciones de punzonamiento a muy altas temperaturas.

Tipos de Cargas

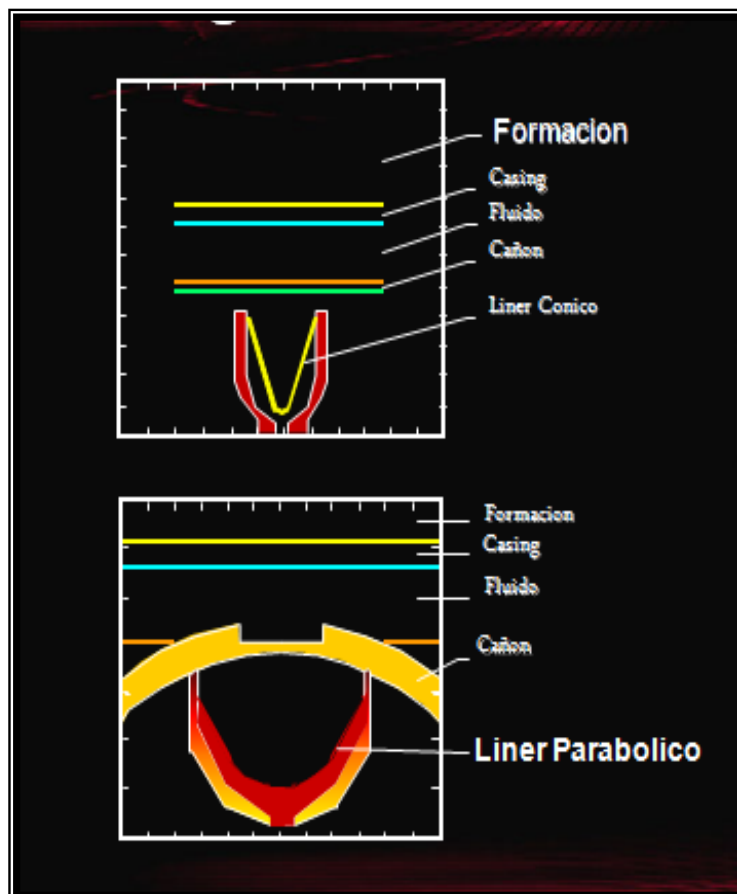


FIGURA 2.5. TIPOS DE CARGAS, PENETRACIÓN PROFUNDA DP (ARRIBA), AGUJERO GRANDE BH (ABAJO) (FUENTE: HALLIBURTON)

Las cargas tienen variedad de formas y tamaño, para obtener resultados de acuerdo a su diseño; por ejemplo:

Carga de Penetración Profunda (DP)



FIGURA 2.6. SHAPED CHARGE
(FUENTE: HALLIBURTON)

Con geometría cónica – liner, produce punzados delgados y pequeños agujeros mediante un jet rápido.

Carga Agujero Grande (BH)



**FIGURA 2.7 CARGAS CON LINER DE ACERO
(FUENTE: HALLIBURTON)**

Por tener un liner de acero, tiende a fragmentar partículas más grandes que en un liner de zinc, por lo tanto balísticamente se desintegra en mayor porcentaje.

En la tabla 2.1 se indica la terminología de los diferentes tipos de cargas utilizadas por la compañía Halliburton en los procesos de punzonamiento.

TABLA 2.1.
TERMINOLOGIA DE LAS FORMAS DE LA CARGA DE
HALLIBURTON

TIPOS DE CARGAS DE PENETRACION PROFUNDA	
DP	Deep Penetrating
SDP	Super Deep Penetrating
DP/LD	Deep Penetrating /low debris
Millennium charge	Trade Name Premium DP
dominator charge	Trade Name Special DP
TIPOS DE CARGA DE AGUJERO GRANDE	
BH	Big Hole
BH/LD	Big Hole/low Debris
SH	Super Hole
SH/LD	Super Hole/Low Debris
Mirage charge	Trade Name Special BH/LD
Excalibre Charge	Trade Name Hybrid BH/DP for Dual Casing Applications

El Stingun y el SurgePro generalmente utiliza las cargas Millennium y las Dominator, las cuales poseen las siguientes característica:

Cargas Millennium



FIGURA 2.8. MODELO DE CARGAS MILLENNIUM
(FUENTE: HALLIBURTON)

Esta carga tiene el mismo principio de las cargas tipo jet, es decir se detona por una reacción en cadena ya sea eléctrica, mecánica o hidráulica, que pasa por el primacord a gran velocidad hasta el booster, provocando una explosión. La presión causada por el impacto causa que el metal en el liner de la carga fluya separando el interior y el exterior de la capa del liner. Esta depresión en el liner de la carga hace que el chorro de partículas a una alta velocidad, aproximadamente 20000 pies/seg, salga desde el cono con una presión en este punto aproximadamente de 10'000.000 psi. El exterior de la carga colapsa debido a la alta presión y viaja a una velocidad de 1500-3000 pies/seg, formando una corriente de metal, llamada jet tipo chorro.

Son cargas de alta penetración, fabricadas por la compañía Jet Research Center (JRC). Tiene muchos beneficios como: bypassar el daño de penetración, incrementar el radio efectivo del pozo, reducir la presión alrededor de las perforaciones, evitar reacondicionamientos posteriores y por ende incrementar la producción, como beneficio adicional previene la formación de escala, parafina y asfaltos en la tubería.

JRC, se rige bajo la norma 19D, la cual normaliza la calidad de las cargas, lo cual se logra en base a los estudios de laboratorio, donde se pueden simular las condiciones de reservorio, en condiciones reales.

Booster

Se llaman también detonadores, debido que son los que inician el proceso de ignición. El detonador inicia el ensamblaje del tren de explosivos en una de tres maneras, por impacto, percusión o corriente eléctrica.



FIGURA 2.9. MODELOS DE BOOSTERS O DETONADORES
(FUENTE: HALLIBURTON)

Cada booster posee menos de un gramo de material explosivo en su interior, sin embargo genera una gran fuerza, que ayuda a originar los punzados.

Primacord (cable detonante)

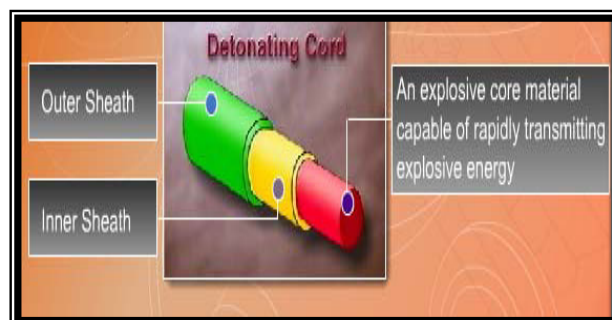


FIGURA 2.10. CORDÓN DETONANTE Y SUS PARTES
(FUENTE: HALLIBURTON)

El cordón detonante o primacord es el medio que transmite la onda explosiva a través del ensamblaje del cañón, siendo un explosivo secundario dentro de una protección cilíndrica o rectangular, por tanto cuando empieza el proceso de ignición es detonado por la onda de choque creada por el booster, la cual pasa por el interior del Primacord y lo detona. La velocidad de la onda de choque determina que el Primacord detone o deflagre. Dicha onda se transmite en todo el cañón armado a una velocidad de 25 000 pies por segundo. Consta de explosivos: RDX, HMX, PYX.

Cañones

El cañón de perforación es ensamblaje de tren explosivo con una serie de componentes explosivos, diseñado para funcionar en secuencia predeterminada de tiempo.



FIGURA 2.11. CAÑONES Y REGLETAS PORTA CARGAS
(FUENTE: HALLIBURTON)

Dentro del tipo de cañones se puede considerar:

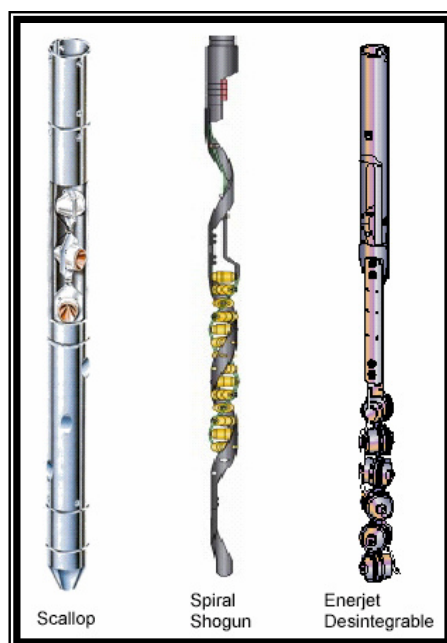


FIGURA 2.12. TIPOS DE CAÑONES
(FUENTE: SCHLUMBERGER)

Desechables: Consiste en un tubo cargado con explosivos conectados por primacord y posicionado internamente en intervalos; es usado durante muchas operaciones con TCP o con Logging & Perforating (L&P), En los cañones desechables, los residuos de las cargas, se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de residuos dentro de las perforaciones.

Semi-desechables: Consiste en tiras de acero inoxidable, en las cuales se colocan las cargas, las cuales están interconectadas por primacord. La ventaja es que se recupera la regleta, reduciendo la cantidad de residuos en los perforados.

Reusable: Consiste en puertos de desfogue, detrás de los cuales se encuentran las cargas explosivas y son posicionadas e interconectadas por primacord. Cuando se produce la detonación, las cargas crean un orificio solo dentro de los puertos de desfogue y en el se conserva el resto del cañón intacto.

2.2.1. STIMGUN™

Cuando se realiza un punzonamiento, se espera que los perforados sean limpios y exista conductividad del reservorio a las paredes del pozo. Pero en muchos casos, lo que se obtiene es un túnel lleno de residuos, con una superficie de partículas de acero, de cemento y roca compactada alrededor de cada punzado, lo que reduce la permeabilidad efectiva en casi un 75%.



FIGURA 2.13 A) FUENTE: HALLIBURTON; SITUACIÓN QUE SIEMPRE SE PRESENTA EN UN PUNZADO (FUENTE: HALLIBURTON)



FIGURA 2.14. B) FUENTE: HALLIBURTON; SITUACIÓN IDEAL EN UN PUNZADO (TÚNEL LIMPIO) (FUENTE: HALLIBURTON)

Por los punzados nunca fluye al máximo de su capacidad, incluso después de ser estimulado.

La técnica de punzonamiento STIMGUN tiene como objetivo generar unas perforaciones limpias, y garantiza que el apropiado sobre-balance dinámico junto con el hardware (cañón más propelente) y software (Perfpro, PulsFrac), se diseñe el sistema más óptimo para lograr un trabajo de punzado exitoso.

El sistema STIMGUN es más efectivo que los métodos convencionales de perforación pues combina la aplicación de de cañones con cargas de alta penetración y propelentes. Las camisas de propelente se colocan recubriendo al cañón y reacciona en el instante que se produce el disparo, produciendo un considerable porcentaje de gas a alta presión pasando por los punzados y ocasionando micro-fracturas lo que mejora la conductividad del pozo, reduce el daño de formación y por ende la permeabilidad efectiva aumenta.

2.2.1.1. Componentes

El ensamblaje de Stimgun está conformado por un tubo normal usado en cualquier sistema de cañoneo (porta cargas), el cual está armado por explosivos, cargas, booster, primacord (cable detonante), y a

este conjunto se le adiciona una camisa de propelente al tubo del cañón. Esta camisa queda segura al cañón a través de dos anillos que la sujetan al cuerpo del cañón.

A continuación se detalla cada uno de sus componentes:

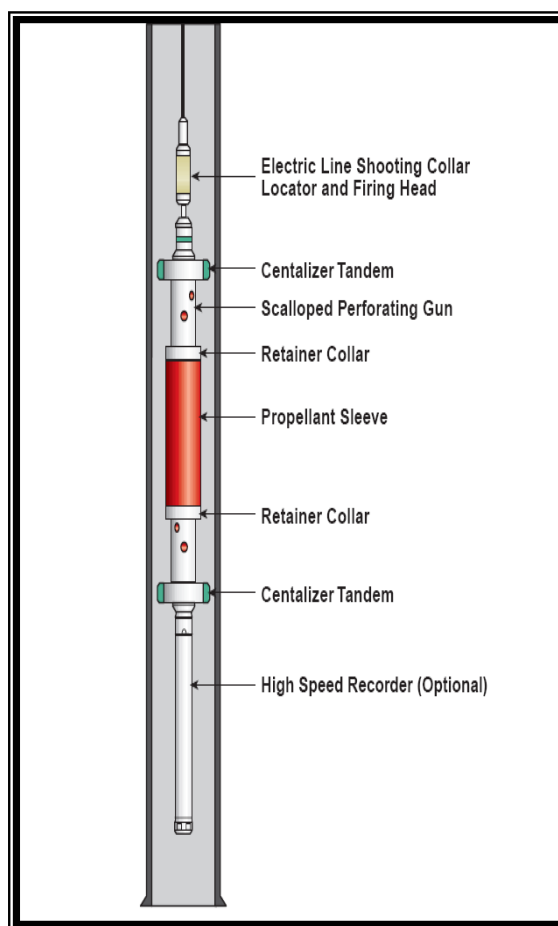


FIGURA 2.15. ENSAMBLAJE DEL STIMGUN
(FUENTE: SPE - HALLIBURTON)

Propelente

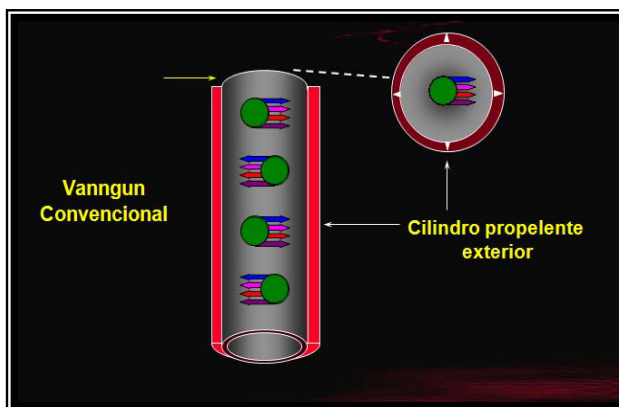


FIGURA 2.16. CAMISA QUE RECUBRE EL CAÑÓN CONVENCIONAL (FUENTE: HALLIBURTON)

El propelente es un compuesto oxidante formado por partículas de perclorato de potasio y una resina epóxica. Por tal no debe considerarse como explosivo y para su activación necesita de condiciones instantáneas de presión, temperatura y además confinamiento.

Cuando el propelente reacciona por la acción de los explosivos genera un gas, de alta tasa de expansión aproximadamente 1500:1 y ultrarrápida (en milisegundos).

Con la activación del propelente se presenta una estimulación en los punzados, y esto es una consecuencia de la liberación de CO₂ (gas) en condiciones de sobre-balance, logrando micro-fracturas en el túnel del punzado, mejorando la conductividad del reservorio.

Este sistema con propelente o STIM GUN, puede ser bajado ya sea con Cable Eléctrico (L&P), TCP

2.2.1.2. Condiciones para el uso del StimGun

Las condiciones de reservorio no necesariamente deben ser las mejores para poder aplicar Stimgun, sino por el contrario este proceso puede ser aplicado en condiciones petrofísicas pobres (considerándose en Ecuador como permeabilidades bajas, a las formaciones que tienen una permeabilidad menor a 300md) ya que su objetivo es mejorarlas con la aplicación del propelente.

Así mismo el ensamblaje StimGun puede ser bajado al pozo por medio de cable eléctrico, tubería, tubería de perforación, o con tubería flexible, (TCP).

Los Datos que se requiere para una propuesta con Stimgun (TCP) son:

- Configuración mecánica del Pozo

Es necesario conocer el detalle de la condición mecánica del pozo, en especial:

- ✓ Detalle de Revestidores
- ✓ Detalle de Tuberías
- ✓ Deben conocerse parámetros como:
pesos, dimensiones, profundidades,
desviación del pozo, longitudes,
conexiones, profundidades.

- Registro

Se debe disponerse de registros tales como:

- ✓ Registros de Temperatura
- ✓ Registros de Desviación (Selección del cabezal de disparo)

✓ Cualquier otro Registro corrido (Espaciamiento de la sarta), Es importante realizar registro de cemento (CBL, CAS)

- Parámetros de Yacimiento

Es sumamente importante disponer de estos parámetros, ya que de ellos depende la selección de un sistema de cañoneo óptimo para una aplicación en particular, entre estos parámetros están: permeabilidad, Porosidad, Esfuerzos, Temperatura, Condiciones del Cemento, Presiones, etc.

Una vez que se obtienen estos parámetros, y en conjunto con las condiciones mecánicas del pozo se hacen las simulaciones correspondientes para obtener el desempeño de la carga y cañón seleccionado en condiciones de fondo para lo cual se tiene en cuenta lo siguiente:

- ✓ Los simuladores disponibles son:
WEM, PerfPro, PulsFrac y se debe tomar en cuenta los formatos adecuados
- ✓ La temperatura es un parámetro básico para la selección del explosivo de trabajo (HNS, PYX, HMX, RDX)

2.2.1.3. Características y Aplicaciones

El StimGun como sistema de cañón-propelente permite plegar la matriz y mini-fracturar la zona dañada y además resulta muy beneficioso como:

- Herramienta de cañoneo
- Estimula los alrededores de los punzados
- Asegura la conectividad de la formación
- Limpia y mejora las punzados existentes
- Excelente herramienta horizontal de estimulación de pozos.

Por otro lado este proceso puede ser utilizado en:

- Tratamiento primario para zonas con daño, el cual pudo haber sido como resultado de la perforación inicial del pozo, cementación y hasta por el cañoneo en si.
- Tratamiento Pre-fractura o pre-ácido con el fin de mejorar la inyektividad y la conectividad a la formación
- Limpieza de emulsiones y asfaltenos
- Tratamientos de zonas con contactos agua-petróleo-gas cercanos.

Como se puede notar el sistema de cañoneo con propelentes resulta ser de mucha utilidad para mejorar las condiciones de producción, pero el uso del propelente en el cañoneo tiene ciertas limitaciones tales como:

- El propelente soporta una temperatura máxima de 350°F.
- Para su uso se necesita de una presión mínima de confinamiento de 500 psi.

- En superficie debe tener por lo menos 100 ft. de aire o gas.
- En el ensamblaje de los cañones se requiere utilizar cañones de por lo menos 4 tiros por pie y nunca a 0° fase.
- El sistema tiene que estar centralizado.
- Los pakers o tapones tienen que estar separados a por lo menos 50 ft.
- Si el ensamblaje se baja por medio de cable, la velocidad es restringida por protección del sistema la cual es máximo de 50 ft, por otro lado la aplicación con TCP no presenta ningún inconveniente.

2.2.1.4. Principios de funcionamiento del StimGun

El cañón es detonado como en un sistema de cañoneo normal y durante el proceso la camisa de propelente se activa rápidamente y produce una explosión en la cual hay liberación de gas a alta presión. Este gas es el que entra en los túneles de los disparos y crea mini- fracturas alrededor de las

los agujeros y reduce la zona dañada, dando origen a una mejor conductividad del reservorio al pozo

La fractura de los punzados ocurre y crece debido a la continua generación de gas y al consumo progresivo de propelente y la reacción del gas se realiza en 12 milisegundos.

El proceso de ignición se detalla en las figuras 2.17

a), b), c), d)

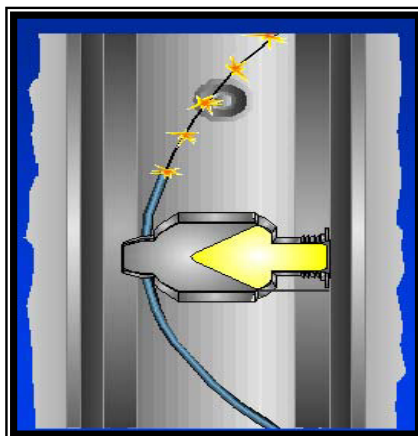
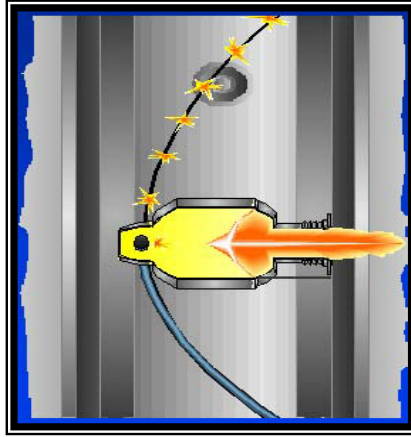
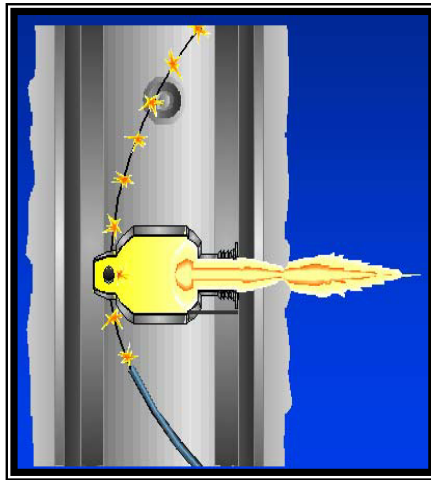


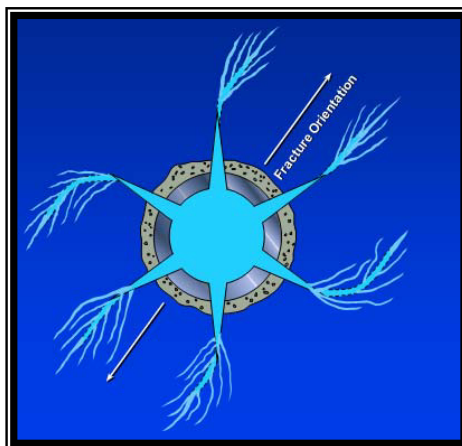
FIGURA 2.17. A) INICIACIÓN DEL PROCESO DE DETONACIÓN, SE GENERA LA CHISPA Y PASA A TRAVÉS DEL PRIMACORD (FUENTE: HALLIBURTON)



B) LA ENERGÍA LLEGA A LA CARGA Y SE ACTIVA LA PÓLVORA, PROVOCANDO EL DISPARO (FUENTE: HALLIBURTON)



C) EMPIEZA EL JET A PERFORAR PASANDO POR EL PROPELENTE HASTA LA FORMACIÓN Y TODO ESTO SE REALIZA EN MILLISEGUNDOS (FUENTE: HALLIBURTON)



D) UNA VEZ QUE SE FORMA EL TÚNEL DEL PUNZADO, EL PROPELENTE EMPIEZA REACCIONAR Y SE EFECTÚAN LAS MINI-FRACTURAS. (FUENTE: HALLIBURTON)

2.2.1.5. Procedimiento de Ensamblaje del StimGun

A continuación la figura 2.18 detalla la configuración de un sistema de cañoneo aplicado con TCP; así como también se expone el procedimiento y las consideraciones a tomarse en cuenta en su ensamblaje:

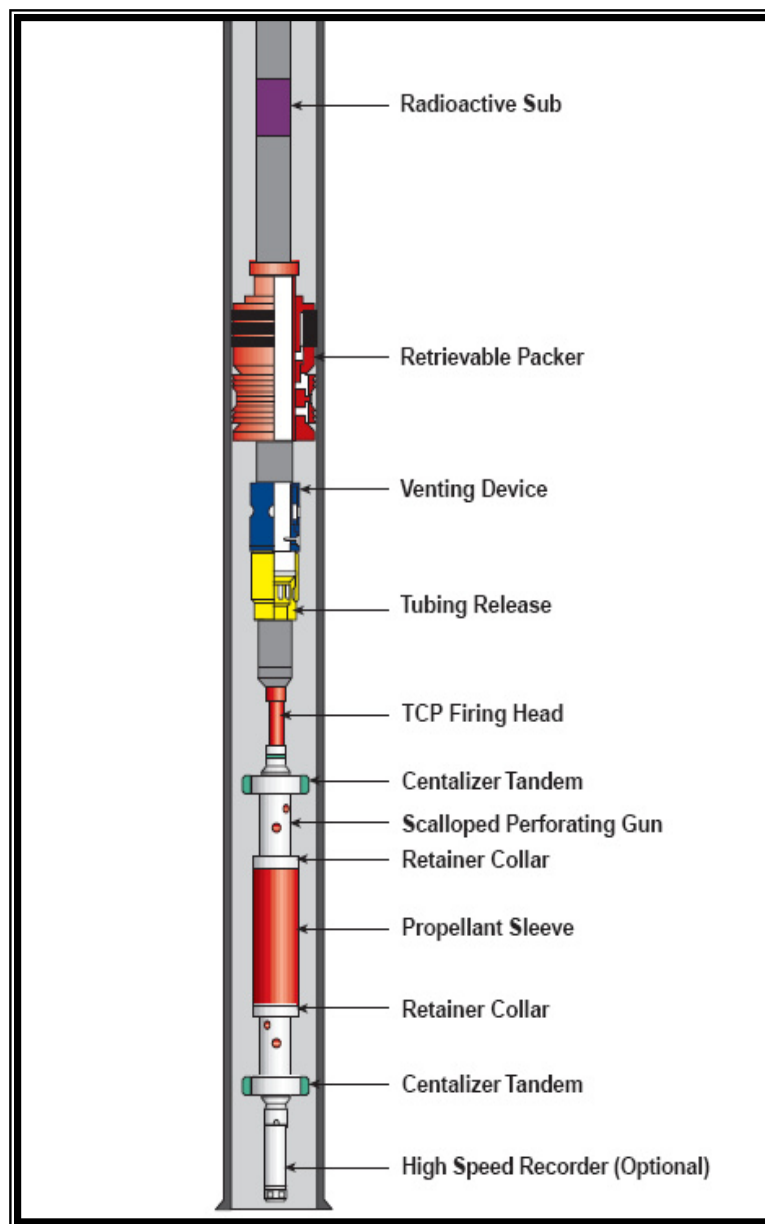


FIGURA 2.18. ENSAMBLAJE DE UN SISTEMA DE CAÑONEO APLICADO CON TCP
(FUENTE: SPE - HALLIBURTON)

a) Marca Radioactiva:

Es un crossover radioactivo que tiene la función de permitir correlacionar y ubicar en profundidad a la sarta de disparo, por medio de un registro de Gamma efectuado por la unidad de L&P.

b) Cabeza Mecánica de Disparo

La cabeza mecánica de disparo es un sub-ensamblaje dentro del ensamblaje del StimGun. Ya que la activación del sistema se hace por medio del envío de una barra desde superficie, la cual viaja a través de la tubería hasta producir un golpe activando el booster y a su vez el explosivo primario, momento en el que comienza el proceso de ignición y el disparo; pero en caso de que aquello no se realice, existe la opción de un activador alternativo que es la función de la *cabeza mecánica*. La cual es un elemento importante cuando las condiciones de pozo impiden el uso de sistema de disparos alternos.

A continuación se detalla las partes de uno de los tipos de cabezas de disparo disponibles en el catalogo de la compañía Halliburton. Como es el caso de 100155945-Firing Head Assembly - Mech Bi-Di Booster.

1	HOUSING, INITIATOR, BI-DI BOOSTER
2	GUIDE, FIRING PIN
3	FIRING PIN, HIGH TEMP INITIATOR
4	PIN, SPIROL
5	PIN, SPIROL,
6	O-RING, 90 DURO
7	O-RING, 90 DURO,
8	INITIATOR - HIGH TEMPERATURE
9	O-RING, BACK-UP,

La cabeza de disparo está definida en muchos tipos de ensambles como el sub-ensamble denominado 100155945, sin embargo el que se usa en el StimGun y comúnmente en los sistemas TCP convencionales en el Ecuador es 100005223

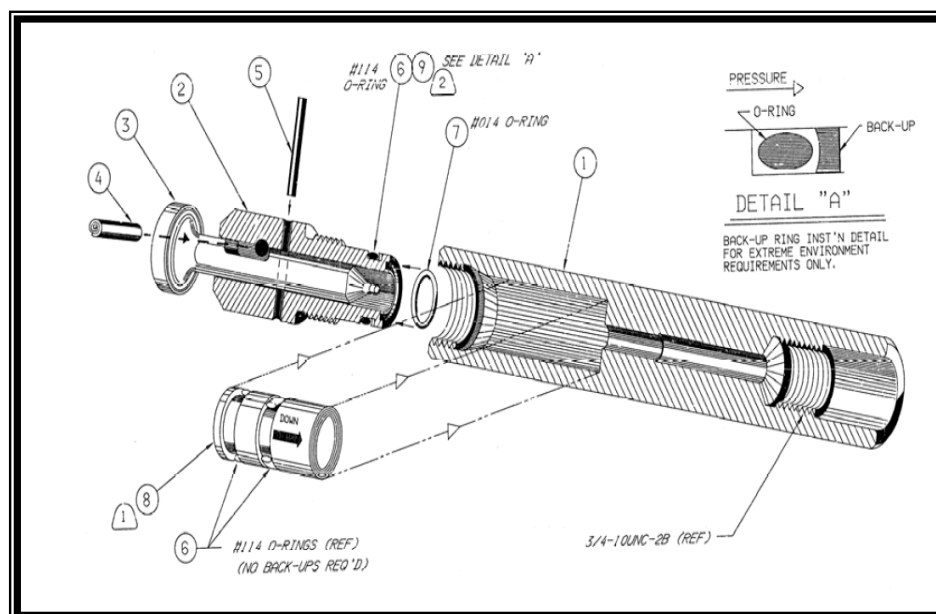


FIGURA 2.19. PARTES DE LA CABEZA DE DISPARO (FUENTE HALLIBURTON)

En la tabla 2.2 se detalla dicho ensamble que corresponde a un diámetro de tubo de 3-3/8. Model III-D; Lo que quiere decir que tiene una mínima presión de operación de 250 Psi y una máxima presión de operación de 8 000 psi.

TABLA 2.2.

ENSAMBLE DE LA CABEZA DE

DISPARO 3 - 3/8 NUMERO: 100005223

UNIDAD METRICA		UNIDAD INGLESA
60.33 mm EUE 8rd Pin x 73.03mm 6P- ACME Box	TREAD SIZE AND TYPE	2-3/8" EUE 8dr Pin x 2 7/8" 6P-ACME Box
85.73 mm	MAX. O.D.	3.375 in
39.62 mm	MIN. I.D.	1.56 in
1380 bars	MAX. OPERATING PRESS	20 000 psi
None	MIN. OPERATING PRESS	None
Determined by Explosives	TEMPERATURE RATING	Determined by Explosives
107 900 kg	TENSILE STRENGTH	238 000 lbs
Determined by Handing Sub	BURST PRESSURE	Determined by Handing Sub
Determined by Handing Sub	COLLAPSE PRESSURE	Determined by Handing Sub
1.40m	OVERALL LENGTH (W/O TUBING SUB)	4.58 ft.
1.50m	MAKE-UP LENGTH (W/4ft. TUBING SUB)	4.92 ft
21.3kg	WEIGHT (W/4ft. 4.7 # - 2-3/8 SUB)	47 lbs.

b) TDF (Time Delay Firing)

El ensamblaje de StimGun, usa también la TDF, la cual se usa en condiciones de Sobre-balance o bajo-balance; ésta actúa mediante la aplicación de presión y emplea un **retardador de 5 a 7 min,**

La TDF fue desarrollada en respuesta a la necesidad de lograr disparos con total seguridad y que permita a la presión efectuada sobre la cabeza de disparo realizar las perforaciones en condiciones de bajo- balance

En el siguiente listado se encuentran algunas de las consideraciones que se deben tener en cuenta.

1. La TDF puede ser corrida en el tope o en la base del ensamble de los cañones ya sea como sistema de disparo primario o alterno.

2. Múltiples cañones (con TDF independientes) pueden ser bajadas a pozo sin espaciadores de cañones con el fin de reducir costos.
3. Puede ser corrida en sistemas de lodo pesado.
4. Permite máxima utilización de la presión de sobre-balance/ bajo-balance
5. Perfora independientemente a las diferentes zonas de interés.
6. Dispara varios cañones independientemente durante un viaje dentro del pozo.
7. Posee ensambles que extienden el retraso del proceso de ignición, si se necesita mas tiempo entre la actuación de la TDF y los cañones disparados guns firing.

El modelo de una TDF junto con sus partes principales, se muestra en la figura 2.20

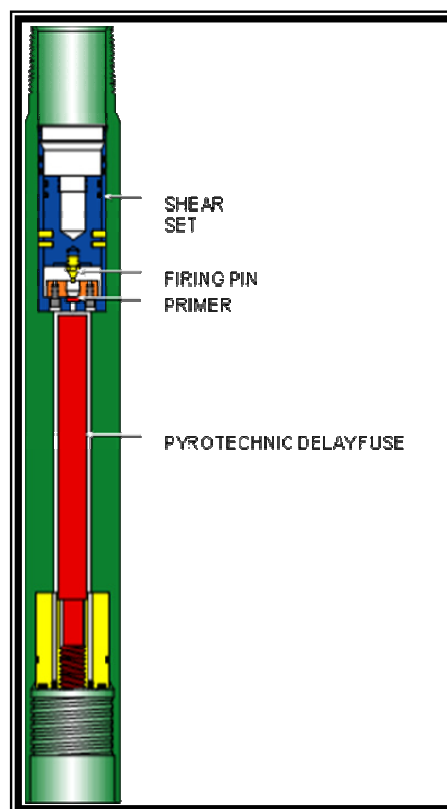


FIGURA 2.20. PARTES DE LA TDF
(FUENTE HALLIBURTON)

La TDF es activada por hidráulica o percusión al sacrificar el **Shear Pin** y permitir el desplazamiento del pistón, excitando al *primer* (explosivo primario) y permitiendo arrancar el *delay fuse*. EL tren explosivo es incrementado con un MiniGun Nona (pequeño cañon alterno), para garantizar la conectividad del tren explosivo hacia el aparejo de cañones

En el Anexo 2.4 se describe el ensamble de una TDF en campo y el correspondiente procedimiento de pinado.

c) Ensamble de Cañones

Los tipos de ensamblajes pueden ser:

3 3/8" – 6 spf – 60 deg de fase,

4 5/8 – 5 spf – 60 deg de fase,

5/8" – 12 spf – 30 deg de fase

Las cargas son posicionadas en las regletas porta cargas las cuales están interconectadas por el primacord el cual es el encargado de transportar la brecha de ignición,

En la figura 2.21 expone el tipo de cañones con la fase de cargas posicionas en las mismos

Por otro lado en el anexo 2.2. detalla el procedimiento para ensamblar los cañones operados en el campo.

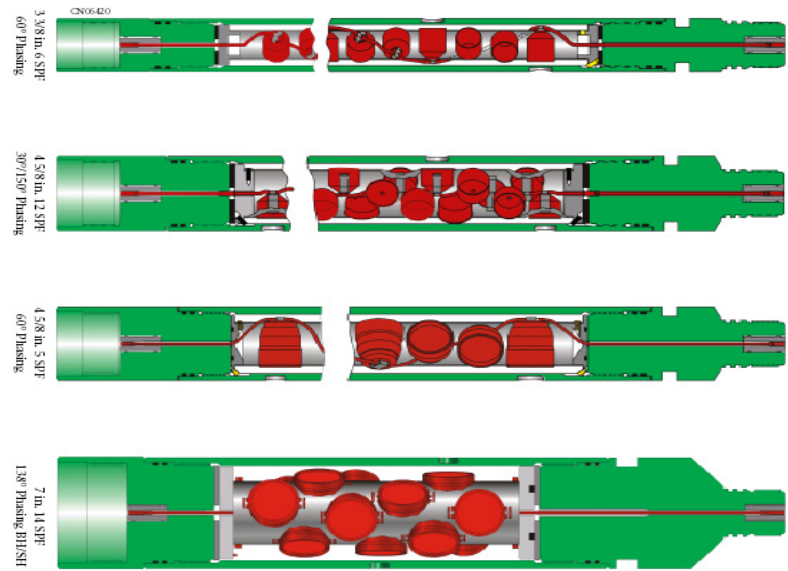


FIGURA 2.21. TIPOS DE ENSAMBLES DE CAÑONES (FUENTE HALLIBURTON)

d) Fast Gauge (Barra Detonadora Y Sensor)



FIGURA 2.22. LANZAMIENTO DEL FAST GAUGE DESDE SUPERFICIE

La barra detonadora tiene la función de activar la cabeza de disparo debido a la transmisión de energía al pin, para iniciar la percusión de la cápsula y dar origen al disparo.

La barra detonadora es lanzada desde superficie, en el momento que la barra cae a través del bar pressure vent, la barra rompe el tapón, permitiendo que la presión sea transmitida.

La barra detonadora mide 10 pies de largo y de 1" y 1.25" de diámetro.

El fast gauge tiene la forma similar a una barra convencional, pero internamente posee un sensor, el cual es usado para capturar la dinámica de las presiones mientras se realiza el disparo desde la primera mitad de un segundo hasta un segundo de la perforación o del evento de simulación. El "fast" detecta 115 000 eventos por segundo que es un periodo muy pequeño de tiempo.

El FastGauge cuando empieza a tomar la data, lo hace a baja velocidad. (programado previamente en laboratorio) y en el momento que se producen los cambios de presión el sensor comienza a recoger todas las variaciones a alta, hasta cuando se empieza estabilizar y recepta la data a intermedia velocidad (programable desde 115 a 14 700 datos por segundo).

2.2.2. SurgePro

Sistema de surgencia dinámica, el cual permite efectuar disparos con bajo balance dinámico y optimiza el índice de productividad. Entre las consideraciones importantes para este sistema es crear ese desbalance.

Este proceso cuenta de un sistema convencional de cañoneo, pero la innovación es que posee una cámara al vacío la cual tiene la función de que en el momento que se ejecuta el disparo, inmediatamente después se activa absorbiendo la mayor cantidad de residuos que se originan en el punzado lo que garantiza una mayor limpieza de las perforaciones y mejora índices de productividad.

La camisa de circulación SurgePro™ se abre al momento del cañoneo mediante la activación de un disco de perclorato de potasio que se encuentra dentro de una cámara cerrada a presión atmosférica.

Una vez que el disco se activa, se produce la apertura de la camisa para permitir el llenado de los espaciadores o secciones de cañones, creando de esta manera el efecto de surgencia dinámica.

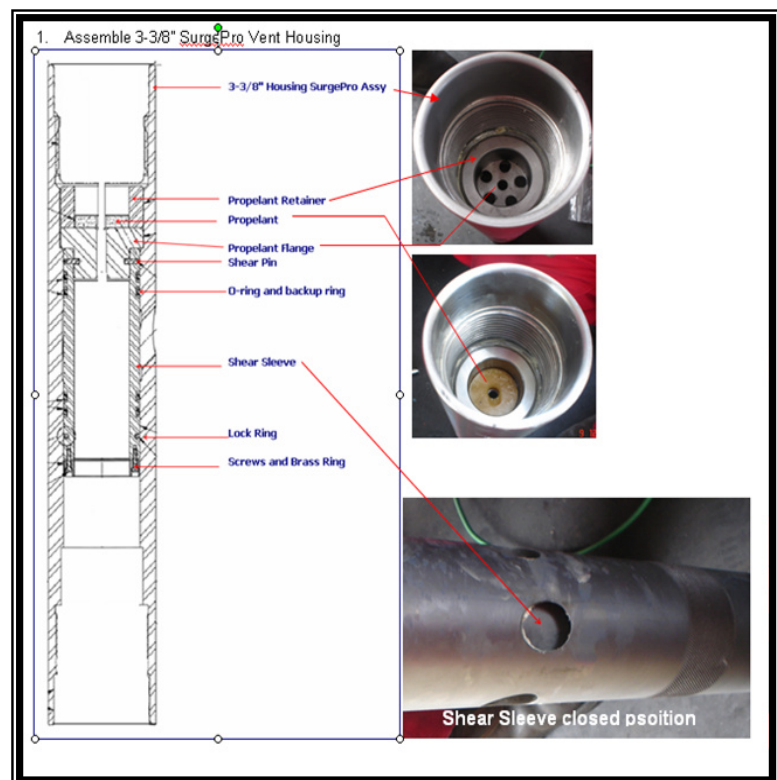


FIGURA 2.23. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SURGEPRO (FUENTE HALLIBURTON)

Secuencia de Cañoneo:

1. **Ignición de la Carga.-** Cada ignición es en milisegundos, los disparos completos duran varios milisegundos.
2. Agujeros y los túneles son creados por el **jet en microsegundos.**
3. La energía residual (mayormente gases) permanecen en el cañón.
4. Rápida presurización en el interior y a la vez es reducida por el enfriamiento que se produce en milisegundos.
5. La presurización de perforaciones y el pozo se inicia a partir de una compleja onda de movimiento en decenas o centenas de milisegundos en los fluidos del pozo (compresibilidad) y en los sólidos metálicos.
6. El intercambio de fluidos ocurren entre el cañón, el pozo y la formación en décimas de milisegundos y se da lugar a los Transcientes de Fluido.

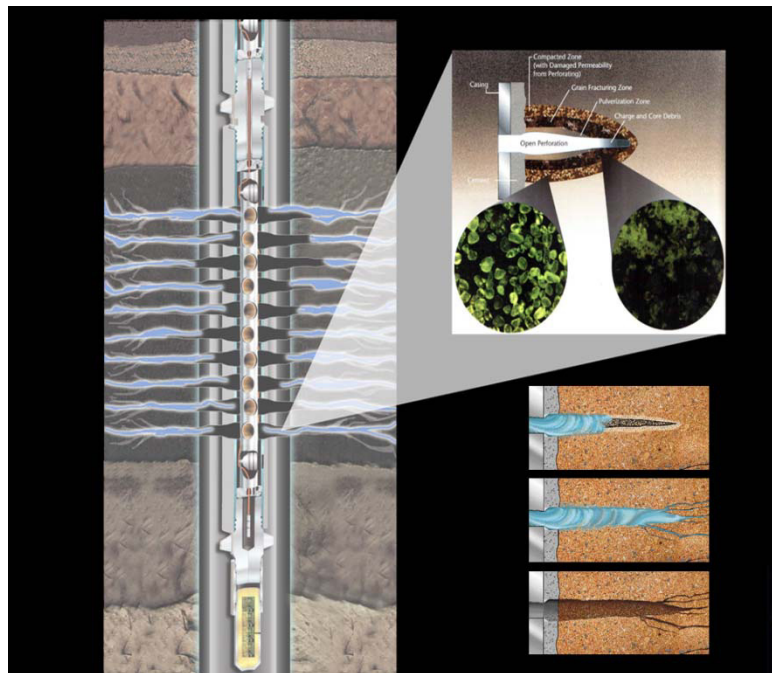


FIGURA 2.24. SECUENCIA DE UN PUNZADO CON SURGEPRO (FUENTE HALLIBURTON)

2.2.3. PerfPro (Simulador para el Diseño de Punzonamiento).

La utilización de un simulador es necesaria por cuanto permite diseñar una propuesta de cañoneo asumiendo condiciones aproximadas de reservorio, logrando el éxito del disparo, teniendo acceso a correcciones mínimas en el resultado, y reduciendo el riesgo luego de ejecutar el punzado, sea esté en cañoneo con desbalance estático o dinámico; este ultimo habría que

tomarlo en cuenta en situaciones extremas, ya que el comportamiento dinámico es muy complejo para permitir aproximaciones.

El Simulador PerfPro es un proceso que posee ciertas herramientas de análisis, las cuales permiten el diseño de sistemas de cañoneo con el fin de optimizar la productividad del pozo.

Este proceso es una solución que se enfoca en el yacimiento, la cual permite cuantificar la intervención de los diferentes tipos de cargas, tipos de cañones, métodos de cañoneo, propelente etc.

El Sistema PerfPro podrá permitir obtener:

- Selección optima de la herramienta, diámetro de cañones, tamaño y localización
- Densidad de disparo (SPF),
- Tipo de carga,
- Fase,
- Orientación preferencial,

- Determinación de la presión de desbalance o sobre- balance
- Método de cañoneo a ser utilizado.
- Determinación del índice de productividad (IP)
- Build up o pruebas de presión
- Optimización del proceso de completación o terminación - proceso de mejoramiento continuo.
- Evita la sobrecarga en el casing.
- Evita el excesivo movimiento y cargas del equipo.
- Los resultados permiten una interpretación y una mejor planeación a futuro especialmente si se usan registradores de alta velocidad
- La calidad de los resultados calculados, sin embargo no son mejor que la calidad de entrada.

CAPITULO 3

3. CONDICIONES DE SELECCIÓN DE POZOS Y APLICACIÓN DEL STIMGUN.

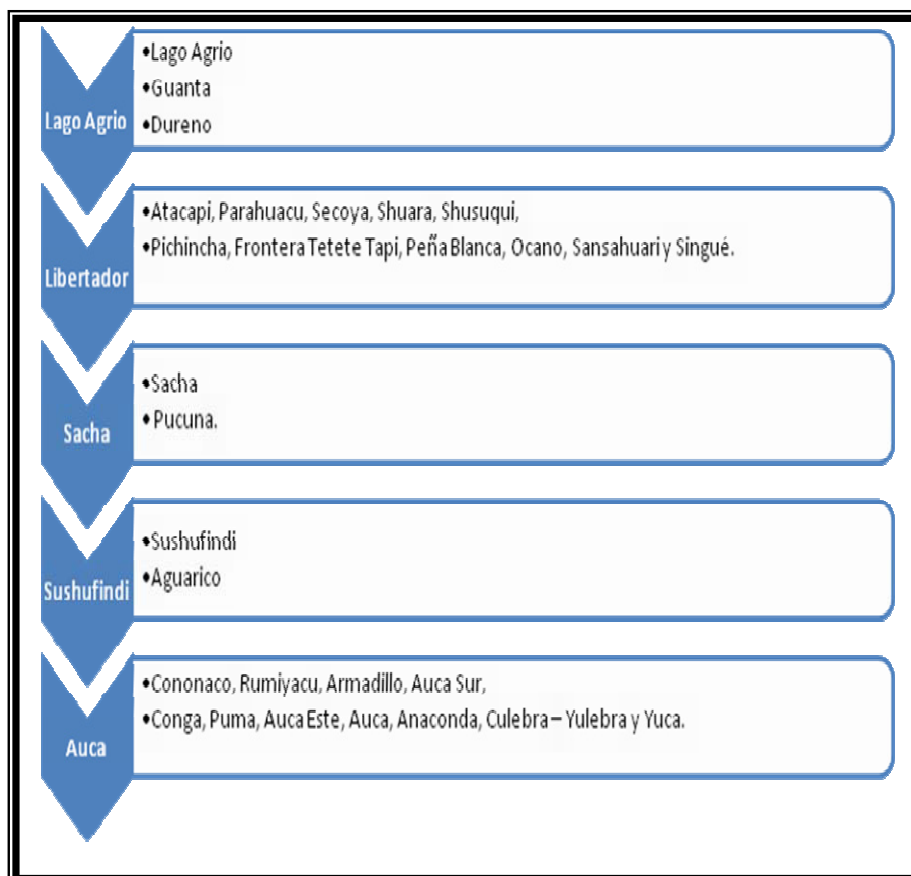
La cuenca Oriente tiene una extensión de 37.000 Km² y está limitada al Norte por el umbral o saliente de Vaupés en Colombia, al Sur por el Arco de Contaya (Perú), al Este por el Escudo Guayano – Brasileño, y al Oeste por la Cordillera de los Andes, en Colombia la cuenca toma el nombre de Cuenca del Putumayo, y en Perú se la denomina Cuenca del Marañón.

Petroproducción se encuentra realizando actividades de exploración y explotación de petróleo en un 82% de la extensión total de la Cuenca Oriente. Esta área es considerada productiva y está conformada por los campos que se detallan a continuación en la tabla 3.1:

TABLA 3.1.

DISTRIBUCION DE LOS CAMPOS DESARROLLADOS POR

PETROPRODUCCION EN LA CUENCA ORIENTE



Se tiene también, a continuación una generalización de la toda la distribución estratigráfica de la Cuenca Oriente.

EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	
Q	TERCIARIO	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados
		CHAMBIRA	Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTIN T
		ARANJUNO	Conglomerados, arcillas en partes	
		CHALCANA	Arcillas, poca arenisca	MARIN O
		ORTEGUASA	Lutitas pardas, poca arenisca	
		TIYUYACU	Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	CONTIN ENT.
	CRETÁCICO	TENA	Arcilla roja y areniscas	
		M – 1	Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	MARINO
		NAPO	"A" – Arenisca "U" – Caliza "B" – Arenisca "T" – Caliza	
		HOLLÍN	Arenisca cuarzosa blanca	CONTINENTA L
	JURÁSI CO	Misahullí	Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	
		CHAPIZA	Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	MARINO
PALEOZOI CO	PENSS – PERM	MACUMA	Caliza, lutita, dolomita, arenisca	
		PUMBUIZA	Lutita gris-negro	
	MIS			
P C		BASAMENTO	Esquisto, gneis, granito	

Figura 3.1. Columna Cono Estratigráfica De La Cuenca Oriente

Descripción de las Formaciones Productoras

Las principales zonas de interés en la actualidad están referidas al ciclo deposicional del Cretáceo, debido a que la producción de petróleo y el beneficio económico se da en las areniscas de las formaciones: Hollín, Napo, y marginalmente de la formación Tena y con tendencia de depósitos de gas en formaciones Pérmico – Carboníferas.

Una breve descripción litológica de cada reservorio se detalla a continuación:

Formación Hollín Inferior.- De edad Cretácica Inferior, está constituido por una arenisca cuarzosa, parda oscura clara, consolidada, grano fino a medio y muy fino, ocasionalmente grano grueso, , muchas veces con una estratificación cruzada y presencia de ondulitas, intercalando con lentes irregulares de lutita, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín con buena saturación de hidrocarburos.

Formación Hollín Superior.- Se trata de una arenisca cuarzosa parda oscura, translúcida, consolidada, dura, de grano muy fino, subredondeado, matriz arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita. Buena saturación de hidrocarburos.

La formación Hollín tiene un espesor de 80 a 240 metros e incluye lutitas fracturadas, capas guijarrosas delgadas y limolitas.

Formación “U” Inferior.- De edad Cenomaniano, está constituida por una arenisca cuarzo, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, intercaladas con limolitas y calizas delgadas, cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos.

Formación “T” Inferior.- De edad Albiano Superior a Inferior. El yacimiento “T” Inferior es una arenisca cuarzosa, grano medio a fino, localmente grano grueso, buena saturación de hidrocarburos, corte rápido. Descansa en concordancia con la formación Hollín, posee un espesor promedio de 60 m,

- Formación Napo Medio (Turoniano), tiene un espesor de 75 a 90 metros, es una estructura calcárea marina, está compuesta por las calizas “A” de color gris oscuras a negras, con cherts culminando con margas y calizas, en cuya base ocasionalmente se desarrollan depósitos arenosos como lo es la Arenisca “M-2”.

Formación “Basal Tena”.- De edad Maestrichtiano, constituida por areniscas cuarzosas, grano medio, buena saturación de hidrocarburos. El desarrollo de esta arena es de forma irregular, dando lugar a la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas a lo largo del campo. Su espesor alcanza los 1000 metros cuando esta conservada en su totalidad (Cutucú).

TABLA 3.2.

PROPIEDADES TÍPICAS DE LA CUENCA ORIENTE (PETRODUCCIÓN)

Formación	Ø (%)	K (md)	Sw (%)
M-1	0.28	> 100	0.25
Cal B	0.30	< 40	0.20
Napo “T”	0.20	< 100	0.25
Napo “U”	0.19	< 100	0.20
H. Sup	0.25	< 100	0.19
H. Inf	0.28	< 100	0.20

TABLA 3.3.
PARAMETROS PETROFISICOS PROMEDIO DE LAS DIFERENTES
ARENAS (PETROPRODUCCIÓN)

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (pies)	9	23	21	12	12
Porosidad (%)	18.0	16.7	14.5	14.2	17.1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 – 25	15 – 20	30 -40	30 – 40
Permeabilidad (md)	433	425	240	130	350
Salinidad (ppmCl⁻)	>20000	>35000	12000- 22000	8000- 12000	<500

TABLA 3.4.
PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS (PETROPRODUCCIÓN)

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR
Temperatura (°F)	181	219	221	225	225
Presión inicial (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Presión burbuja (psi)	870	1170	1310	550	80
GOR (PCS/BN)	150	284	389	93	93
Gravedad API	24.1	22.8	30.3	27.3	29.7
Coi ($\times 10^6$ psi ⁻¹)	7.0	8.02	9.02	9.2	5.7
Boi (BY/BN)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
Uoi (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

3.1. Selección de pozos y diseño del punzonamiento con STIMGUN

Todos los pozos que poseen baja permeabilidad son candidatos potenciales para el punzonamiento con StimGun. La utilización de los softwares PerfPro - PulsFrac y la evaluación del tipo de roca, tipos de fluidos, porosidad y permeabilidad de la formación, y la ejecución de simulaciones, ayudan a determinar si la técnica de

STIMGUN sería la apropiada para el punzonamiento con bajo – balance y sobre- balance dinámico de un pozo. El logro del adecuado desbalance y el propelente asegura la limpieza de los túneles.

Para el desarrollo de esta tesis se tomaron en cuenta cinco pozos ubicados en el Distrito Oriente del Ecuador, los cuales son Sacha 214D, Sacha 228D, Cuyabeno 28D, VHR 22 y Auca 70D. A continuación se detalla el proceso técnico y analítico para el procedimiento de cañoneo con StimGun.

Diseño con PerfPro

El simulador PerfPro de Halliburton, es un programa de diseño de punzados que se basa en el desarrollo de modelos según los laboratorios de Estudios de Perforación (API sección IV), con un análisis elemental y empírico de modelamiento finito en 3-D de una data obtenida desde el campo.

La simulación con el software PerfPro consiste en el análisis del rendimiento de carga y la interpretación del rendimiento de la carga, los cuales convierten los datos de la sección I del API a condiciones de reservorio para predecir la penetración a la formación y al casing; además del tamaño del agujero.

El rendimiento de la carga depende de las características del cañón y del tipo de carga, de los parámetros de pozo, comprensión de la formación y el estrés efectivo de la matriz.

El modulo de la productividad es utilizado para evaluar las diferentes combinaciones cañón-carga de acuerdo a las condiciones del pozo (bajo-balance ó sobre-balance) lo cual interfiere directamente en el diseño de una completacion eficiente.

Por tanto, para en el caso de un pozo de petróleo, el modulo de productividad representará el índice de productividad/inyectividad actual en Bbl/dia/psi, del cual se obtendrá el factor de daño.

En cambio en el caso de un pozo de gas, el modulo de productividad reportará un potencial Flujo Abierto Absoluto (AOF por sus siglas en inglés; Absolute Open Flow) y asimismo el factor de daño.

El factor de daño es el componente definido para explicar la penetración parcial de la carga, el daño de perforación, la desviación del pozo, anisotropía, zona de daño producida por los disparos, sin considerar los efectos de turbulencia de los fluidos. Los cálculos de

productividad se basan en la Ecuación de Darcy para flujo estático en una completación natural, que está dado por la expresión:

$$q = 1.127 \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

Simulación con Pulsfrac

PulseFrac es un software que permite simular y calcular la fractura dinámica de la roca alrededor del pozo, creando fracturas por alta energía generada por gas, como fuente de presión almacenada, en tiempo real de flujo, efectuando varios eventos y simulados en un rango que va de milisegundos hasta 10 segundos.

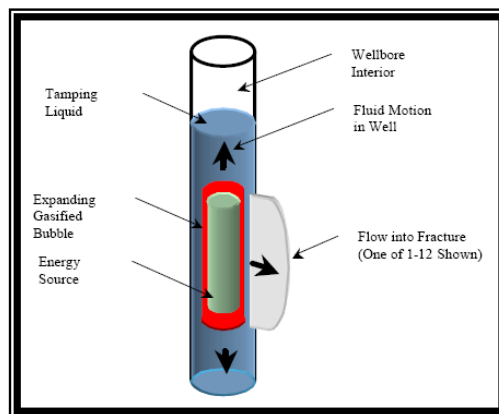


FIGURA 3.5. PRINCIPIO FÍSICO EN EL QUE SE BASA EL PULFRAC. (John F. Schatz, Research & Consulting. Inc.)

Esta simulación incluye movimientos y cambios de presión de los fluidos en el pozo y en superficie. Por tanto se importa, filtra y presenta los resultados de todos los datos de determinado pozo

El programa PulseFrac se basa en las ecuaciones de energía almacenada, en soluciones de diferencias finitas simultáneas de Navier-Stokes, ecuaciones de Darcy, perforación y flujo de la fractura y las ecuaciones de la Mecánica de Suelos para la programación de la fractura.

Presenta un grafico completo que permite clasificar resultados, para ejecutar la entrada y salida de los mismos y con ello se puede variar las opciones y condiciones de pozo.

El programa consiste en aproximadamente 25.000 líneas de código. La mayoría de las operaciones del PulseFrac son vistas en el menú de la barra de herramientas que está en la pantalla. Todo se realiza en una secuencia determinada.

3.2. Análisis Técnico y comparación entre el Stimgun y las técnicas de TCP convencional y SurgePro.

El presente estudio es una respuesta al interés de manifestar que la técnica de punzonamiento STIMGUN, es una alternativa importante que permite minimizar el daño de formación traduciéndose en un incremento de productividad ó inyectabilidad. Para ello se ha tomado en cuenta cuatro pozos mencionados en el punto 3.1; en los cuales

se realizo el diseño en el software Perfpro, y Pulsfrac; considerando variación en los parámetros, es decir enfocando a los siguientes escenarios:

- Punzado con TCP convencional
- Punzado con carga millenium en TCP (StimGun)
- Punzado variando el desbalance.

TABLA 3.5

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA DE STIMGUN (BAJO BALANCE ESTATICO) (HALLIBURTON)

POZO		ZONA	FECHA	INTERVALO (ft)
SACHA	214-D	H i	15-dic-07	10176-10192
SACHA	228D	H i	18-ene-09	10461-10482
CUYABENO	28D	U i	02-may-09	8244-8258

TABLA 3.6

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA DE SURGEPRO (DESBALANCE DINAMICO) (HALLIBURTON)

POZO		ZONA	FECHA	INTERVALO (ft)
VHR	22	Basal Tena	06-mar-09	7968' – 8002'
AUCA	70D	Napo Ti	13-mar.09	10482' - 10492' 10522' - 10528'

3.2.1. Cálculo de radio de invasión

El factor de daño S está directamente relacionado por el radio de invasión (r_s) y la permeabilidad (k_s) de la zona dañada alrededor del pozo.

TABLA 3.7
RELACIÓN ENTRE EL RADIO DE INVASIÓN Y LA
PERMEABILIDAD DE LA ZONA DAÑADA

S (factor de daño)	K_s
Positivo	$k_s < K$
0	$k_s = K$
Negativo	$k_s > K$ (fracturado o acidificación)

El radio de invasión está dado por la ecuación de Hawkins, cuya expresión es:

$$r_s = r_w \times e^{\frac{S}{\left(\frac{k}{k_s} - 1\right)}}$$

Por lo general en pozos que han sido fracturados hidráulicamente, S está entre los valores de -3 a -5.

3.2.2. Análisis de la efectividad del Stimgun en los pozos seleccionados

La efectividad de una operación de cañoneo esta principalmente relacionada al radio de penetración del disparo, el cual tiene que ser mayor al radio de daño de formación producido por invasión del pozo. Es decir que la penetración que sobrepasa la zona de daño incrementa la productividad (PR). Por otro lado este criterio se puede complementar al tomar en consideración que la limpieza de los disparos es un factor importante que interviene en dicha efectividad.

Por tanto el método de STIMGUN al fusionar alta penetración y limpieza de punzados (propelente), presenta mayor posibilidad de obtener efectividad en los disparos. Para lo cual se puede comparar los radios de invasión (r_s) y la penetración del disparo (P) en los pozos seleccionados como objetivo de estudio. Y se indica en las siguientes tablas:

TABLA 3.8

“ r_s ” DE LOS POZOS DE CAÑONEADOS CON STIMGUN

POZO		Arena	r_w (ft)	S Total	K/Ks	r_s (ft)
SACHA	214D	Hi	0,3	-2,9	10	0,22
SACHA	228D	H i	0,3	-3,2	10	0,21
CUYABENO	28D	U i	0,3	3.8	10	0,45

TABLA 3.9

“ r_s ” DE LOS POZOS DE CAÑONEADOS CON SURGEPRO

POZO		Arena	r_w (ft)	S Total	K/Ks	r_s (ft)
VHR	22	Basal Tena	0,3	-0,5	10	0,28
AUCA	70D	Napo Ti	0,3	-1.9	10	0.24

- Análisis a partir de la penetración del disparo**

Si bien es cierto los valores obtenidos en las pruebas de restauración son importantes para determinar el beneficio del cañoneo, se enfatiza también en la penetración de disparo y la reducción del daño de formación como factores predominantes en la aplicación de STIMGUN, para lo cual a continuación se detalla la relación entre el radio de invasión y la penetración del disparo.

TABLA 3.10.
PENETRACIÓN EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON
STIMGUN

Pozo	Arena	Diámetro (Plg)	Tipo de Carga	Dpp	Penetración Total En La Formación (Plg)	Penetración Promedio En La Formación (Plg)	Diámetro Promedio de Orificio (Plg)
SACHA 214D	Hi	4 5/8	MILLENIUM	5	42,70	29,81	0,35
		4 5/8	DOMINATOR	5	51,70	35,20	0,42
		4 5/8	RDX DP	5	35,20	26,31	0,32
SACHA 228D	H i	4 5/8	MILLENIUM	5	42,70	29,81	0,35
		4 5/8	DOMINATOR	5	22,00	35,20	0,42
		4 5/8	RDX DP	5	35,20	26,31	0,32
CUYABENO 28D	U i	4 5/8	MILLENIUM	5	43,20	29,92	0,35
		4 5/8	DOMINATOR	5	51,70	36,00	0,42
		4 5/8	RDX DP	5	38,00	26,40	0,32

TABLA 3.11.
PENETRACION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON
SURGEPRO

Pozo	Arena	Diámetro (plg)	Tipo De Carga	Ddp	Penetración Total En La Formación (Plg)	Penetración Promedio En La Formación (Plg)	Diámetro Promedio De Orificio (Plg)
VHR 22	Basal Tena	4 5/8	MILLENIUM	5	52,30	32,20	0,37
		4 5/8	DOMINATOR	5	61,20	36,50	0,45
		4 5/8	RDX DP	5	31,30	27,10	0,33
AUCA 70D	Napo Ti	4 5/8	MILLENIUM	5	53,20	31,87	0,37
		4 5/8	DOMINATOR	5	62,20	36,60	0,44
		4 5/8	RDX DP	5	43,40	26,40	0,32

Partiendo de la simulación y utilizando varias opciones de carga, se observa que se obtiene mejores resultados con las cargas MILENNIUM, debido a que la penetración de la carga es la suficiente para sobrepasar el radio de invasión. En cambio, las cargas DOMINATOR, son una buena opción, pero no se encuentran aún normalizadas dentro de las cartas 19 API, pero se conoce que tiene una eficiencia 21% mayor a la carga MILENNIUM. Por tanto para complementar el uso de propelentes, con una penetración de 53.2 pulgadas de la carga Millennium, otorga mayor eficiencia.

Como se puede observar en las tablas 3.10. y 3.11. las cargas Millennium (cargas de alta penetración) en el sistema STIMGUN presenta una menor penetración que con el método de SurgePro pero no menos eficaz el disparo, ya que por el propelente produce micro-fracturas que mejoran la conectividad hacia el pozo, por otro lado debido al efecto de succión que ofrece el SurgePro el diámetro del orificio es mayor, aunque realmente parezca casi imperceptible esa diferencia de 2 décimas, son factores considerables en el análisis de la efectividad del disparo.

Asimismo cuando la penetración promedio de disparo supera el radio de invasión se considera que el proceso para cañonear es el adecuado; por tanto en las siguientes tablas se comparan los radios r_s y P de los pozos seleccionados para cada técnica en estudio.

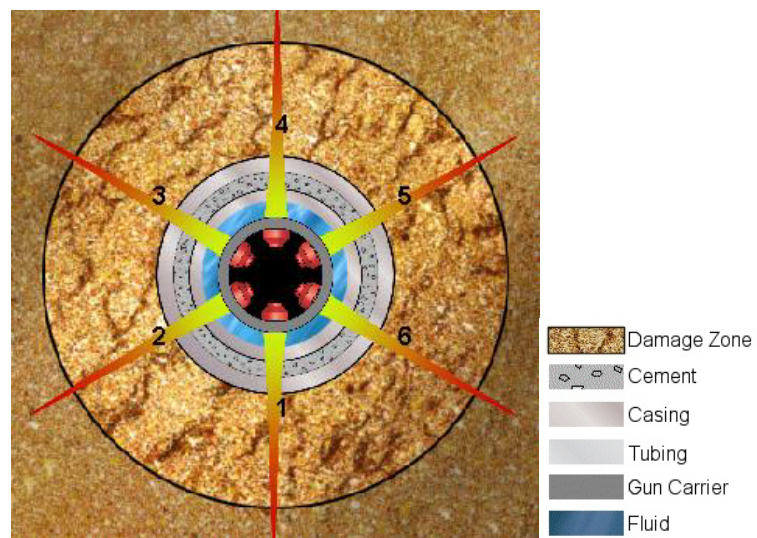


FIGURA 3.6. “ r_s ” VS. “ P ” PARA UNA CARGA DE 4 5/8” STINGUN, MILLENIUM (FUENTE: HALLIBURTON)

TABLA 3.12.

**RELACION ENTRE EL RADIO DE INVASION Y LA
PENTRACION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON
STIMGUN**

Pozo	tipo de carga	Ddp	Penetracion Promedio En La Formacion (Plg)	r_s(plg)	resultados
SACHA 214D	MILLENIUM	5	29,81	5,52	satisfactorio
SACHA 228D	MILLENIUM	5	29,81	2,52	satisfactorio
CUYABENO28D	MILLENIUM	5	29,92	9,72	satisfactorio

TABLA 3.13.

**RELACION ENTRE EL RADIO DE INVASION Y LA
PENTRACION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON
SURGEPRO**

pozo	tipo de carga	Ddp	Penetracion Promedio En La Formacion (Plg)	r_s(plg)	resultados
VHR	MILLENIUM	5	30,2	3,36	satisfactorio
AUCA	MILLENIUM	5	29,87	2,88	satisfactorio

Para poder determinar si la técnica es efectiva se considera las condiciones fluyentes de cada uno de los pozos luego de la ejecución del disparo; por cuanto los valores más relevantes se los obtienen con las pruebas de restauración de presión, los

cuales son representativos por el uso del sensor que recoge datos en condiciones reales de pozo; para ello se detalla ciertos resultados en las siguientes tablas:

TABLA 3.14

**CONDICIONES FLUYENTES DE LOS POZOS CAÑONEADOS
CON STINGUN**

POZO	ARENA	CAUDAL DE FLUIDO BFPD	BSW	POR. %	VISCOSID. DE CRUDO cp	PROF. DEL SENSOR
SACHA 214D	Hi	1200	0,3	11	1,15	10164,57'
SACHA 228D	H i	718	0,3	12,5	1,15	sin sensor
CUYABENO28D	U i	2160	0,3	18	1,24	8225'

TABLA 3.15

**CONDICIONES FLUYENTES DE LOS POZOS CAÑONEADOS
CON SURGE PRO**

Pozo	Arena	CAUDAL DE FLUIDO BFPD	BSW	POROSI DAD %	VISCOSIDAD DE CRUDO cp	PROF DEL SENSOR
VHR 22	Basal Tena	1104	52	15	9,98	7948'
AUCA 70D	Napo Ti	528	22	15	2,8	10464'

3.2.2.1. Interpretación del modelo de Presiones

Mediante la aplicación del sensor FastGauge, se pueden obtener datos reales y con ellos realizar la interpretación, la

ht : Espesor neto productor

h shoot: Intervalo punzado

Yacimiento: Reservorio Homogéneo

Sistema Frontera – Limite: Modelo de falla lineal localizada a una distancia determinada en pies de la boca del pozo (wellbore), la cual limita la extensión del reservorio en una dirección sellante, debido a la tendencia hacia arriba en el límite del reservorio.

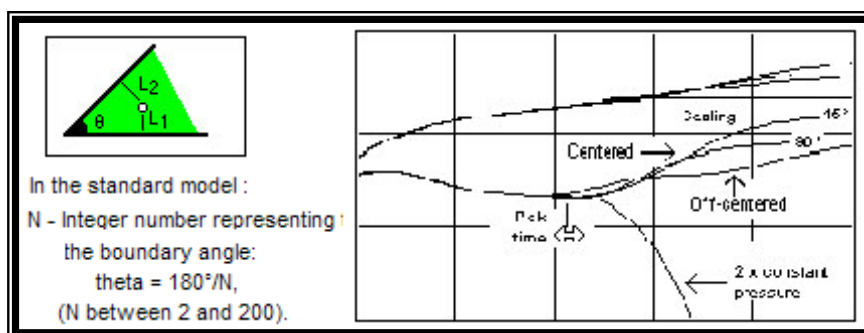


FIGURA 3.8. MODELO EN EL QUE DELIMITA LA EXTENSIÓN DEL RESERVORIO (FUENTE: HALLIBURTON)

3.2.2.2. Resultados de las Interpretaciones

El objetivo de las tablas descritas a continuación es validar el modelo de presiones obtenidas por el sensor FastGauge acoplado a la barra de disparo, para obtener las presiones de

reservorio (P_r), presión de fondo fluyente (P_{wf}), permeabilidad (K), daño de formación (S), índice de productividad e investigar sobre la existencia de límites, con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arena “Hollín inferior, Napo U inferior, Basal Tena y Napo T inferior” y sus relaciones de afluencia del sistema Yacimiento – Pozo.

Se describe las condiciones del pozo luego del disparo, presentando variación en los escenarios, por cuanto en unos pozos se realizó el análisis sin la aplicación del sensor Fastgauge, afectando la validación de los datos.

TABLA 3.16.
RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES

		sacha 214D	Sacha 228D	Cuyabeno 28D	Cuyabeno 28D		VHR 22	Auca 70D
Fast Gauge		SI	NO	NO	SI		SI	SI
Prueba de Producción								
Qo(bopd)		1501	718	1001	2153,5		529,9	411,8
Qw(bapd)		5	2	1272	6,5		574,1	116,2
Qt(bfpd)		1506	720	2273	2160		1104	528
BSW(%)		0,3	0,3	56	0,3		52	22
API a 60 F		26,2	26,2	27	28,2		19,5	22,5
salinidad ppm			n/a		n/a		14850	2200
Parámetros del estrato								
Espesor total(ft)	STINGUN	50	50	50	50	SURGEPRO	34	56
Espesor productor(ft)		50	-	50	50		34	56
Espesor disparado(ft)		16	21	14	14		34	16
Permeabilidad (md)		455	455	760	760		358	36,9
Porosidad(%)		11	15,3	18	18		15	15
radio de Pozo(ft)		0,3	0,3	0,4	0,3		0,29	0,3
Temperatura de reservorio(F)			227	201	207		197	229
Parámetros del fluido								
Bo(By/Bn)		1,27	1.045	1,02	1,25		1,105	1,17
Bw(By/Bn)		n/a	10.429	1.03	n/a		1.029	1,04
Rs(Scf/Bbl)		-	18	431	390		100	100
μo(cp)		1,15	9,7	1,1	1,26		9,98	2,8
Co(Psi-1)		6,40E-06	6,5 E-6	1,302	1,90 E-05		1,14E-05	1,19E-05
GOR(Scf/Bbl)		23	24	390	390		100	100

TABLA 3.17
PERFIL DE PRESIONES DE LOS POZOS SELECCIONADOS

		Sacha 214D	Sacha 228D	Cuyabeno 28D	Cuyabeno 28D		VHR 22	Auca 70D
Fast Gauge		SI	NO	NO	SI		SI	SI
Presión de Fondo Fluyente a la altura del sensor (psi)	STIMGUN	3866	4200	2522	2821	SURGEPRO	976	1690
Presión Estática - Hidráulica a la altura del sensor(psi)		4188	4600	2945	3010		1850	2675
Profundidad del Sensor en la sarta (ft)		10994	-	-	8225		7948	10464
Profundidad media de los punzados (ft)		10176	10065	8251	8251		7985	10505
Gradiente del fluido para corrección de profundidad (psi/ft)		0,4	0,4	0,4	0,38		0,41	0,4
Presión de Fondo Fluyente a los perforados(psi)		3876	-	-	2831		991	1704
Presión Estática - Hidráulica a los perforados(psi)		4198	3890	2948	3020		1865	2691
Presión de Burbuja(psi)		1400	1010	1380	2292		704	709

- **Análisis a partir del índice de Productividad**

Los punzados al tener acceso a las formaciones productoras, causa un gradiente de presión entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluente del pozo. Es así que, durante la producción o inyección, el gradiente de presión obliga a los fluidos a pasar a través del medio poroso.

Un Método Simple para la estimación de la productividad de un pozo se presenta a continuación en forma resumida, preparado por Hady El-Bermawy SPE, Agiba Petroleum Company and Hossam El-Assal, Halliburton Energy Services, Inc, en el paper denominado An Innovative Solution for Maximizing Productivity from Perforated Completions. En el cual destaca, que la ley de Darcy es una relación fundamental, en donde se conoce que el caudal de producción es proporcional a la caída de presión (draw-down) y a la permeabilidad del reservorio.

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w},$$

Everdigen y Hurst introducen a este análisis el efecto Skin S, considerándolo que tiene dimensiones físicas y es analógico al

coeficiente de transmisión de calor. Fundamentalmente esto describe a la zona infinitesimal que causa un diferencial de presión, por lo que la caída adicional de presión a través de la zona alterada, está definida por:

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

Tanto la perforación como los parámetros de la formación afectan directamente en el índice de productividad. El radio del índice de productividad actual hacia el índice de productividad ideal en pozo abierto es referente como la relación de productividad o radio de productividad (PR) y puede estar expresado en términos del Skin total S_t .

$$PR = \frac{q_p}{q_{oh}} = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_w) + S_t}.$$

Esencialmente, maximizar el índice de productividad partiendo de la reducción del efecto skin es la parte central en la producción de hidrocarburos.

Para complementar el análisis en función de la productividad se recurrió a un método simple que James E. Brooks, SPE,

Schlumberger Perforating and Testing, sintetiza en el paper “A simple Method for Estimating Well Productivity”, asunción en la que las variables dominantes en la determinación de la productividad son: (P) longitud de penetración, (N) densidad de disparos, (d) diámetro del túnel de perforación, ($\alpha=1$) tasa de permeabilidad horizontal para permeabilidad vertical de la formación, (D) diámetro del pozo. La ventaja de este método es que permite obtener un análisis adimensional, mediante agrupamiento de parámetros y describir sus dependencias funcionales. Por tanto, para el presente estudio se usará la siguiente razón de productividad normalizada, que permite calcular la eficiencia del método de Stimpun, para lo cual se utiliza las siguientes relaciones matemáticas:

$$PR / PR_{\infty} = 0.97 \left[1 - \exp - (\beta_0 / 4.4)^{0.38} \right]$$

En donde:

PR/PR_{∞} : Eficiencia de productividad, entre 0 y 100% (productividad normalizada).

$PR = Q/Q_D$: razón del flujo actual a través de las perforaciones para el flujo en un agujero abierto teniendo un diámetro igual al del pozo.

$PR^\infty = Q^\infty/Q_D$: Razón de productividad máxima, en un pozo con cañón idealizado teniendo penetración P , y una densidad de disparos infinita ($N \rightarrow \infty$).

β_o = factor volumétrico, variable dependiente producto de parámetros adimensionales

$$\beta_o = PN^{3/2}d^{1/2}\alpha^{-5/8}$$

TABLA 3.18

ANÁLISIS DEL IP Y PR OBTENIDO DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DE STIMGUN Y SURGEPRO

	STIMGUN	sacha 214D	Sacha 228D	Cuyabeno 28D	Cuyabeno 28D	SURGEPRO	VHR 22	Auca 70D
Fast Gauge		SI	NO	NO	SI		SI	SI
St estimado		5,7	1,19	>20	9		5	4,2
St obtenido		3,79	-3,20	<20	-2,9		0,275	-0,839
IP estimado		1,86	0,64	20,6	10,15		0,2	0,65
IP actual		4,84	1,12	5,37	10,15		0,286	0,71
Ko		310	340	2630	785		358	369
POR		0,16	0,15	0,18	0,18		0,15	0,15
PR estimado		0,4	0,76	0,15	0,4		0,5	0,55
PR obtenido		1,396	2,82	0,20	2,4		0,94	1.19

 Índice de productividad
 PR obtenido

De los resultados de los pozos cañoneados con la técnica STIMGUN y SurgePro se puede realizar el análisis en cada pozo, a partir de la penetración alcanzada durante el cañoneo y el incremento porcentual que se produce en la productividad (manteniéndose los parámetros empleados y generados por el pozo); además se considera la referencia una penetración de 26,31 pulgadas, que se pudo haber alcanzado si se utilizaba otro tipo de carga. Por tanto se detallan los resultados obtenidos y observaciones para cada pozo a continuación:

TABLA 3.19.
VALORES DE PR/PR^∞ PARA EL POZO SACHA 214D,
SACHA 228D Y CUYABENO 28D

POZOS SACHA 214D, SACHA 228D Y CUYABENO 28D					
P (pulgadas)	N (dpp)	d (pulgadas)	α	β_0	PR/PR^∞
2	5	0,35	1	13,8428	0,676
4	5	0,35	1	27,6855	0,840
6	5	0,35	1	41,5283	0,877
8	5	0,35	1	55,3711	0,899
10	5	0,35	1	69,2138	0,914
12	5	0,35	1	83,0566	0,924
14	5	0,35	1	96,8994	0,932
16	5	0,35	1	110,7421	0,938
18	5	0,35	1	124,5849	0,943
20	5	0,35	1	138,4277	0,946
22	5	0,35	1	152,2705	0,949
24	5	0,35	1	166,1132	0,952
26	5	0,35	1	179,9560	0,954
28	5	0,35	1	193,7988	0,956
30	5	0,35	1	207,6415	0,957
32	5	0,35	1	221,4843	0,958
34	5	0,35	1	235,3271	0,960
36	5	0,35	1	249,1698	0,961
38	5	0,35	1	263,0126	0,961
40	5	0,35	1	276,8554	0,962
42	5	0,35	1	290,6981	0,963
44	5	0,35	1	304,5409	0,963
46	5	0,35	1	318,3837	0,964
48	5	0,35	1	332,2264	0,964
50	5	0,35	1	346,0692	0,965
52	5	0,35	1	359,9120	0,965
54	5	0,35	1	373,7548	0,966
56	5	0,35	1	387,5975	0,966
58	5	0,35	1	401,4403	0,966

SACHA
214D
SACHA
228D
CUYABENO
28D

	pentetracion con carga MILLENIUM
	penetracion con RDX DP
	penetracion con carga Dominator

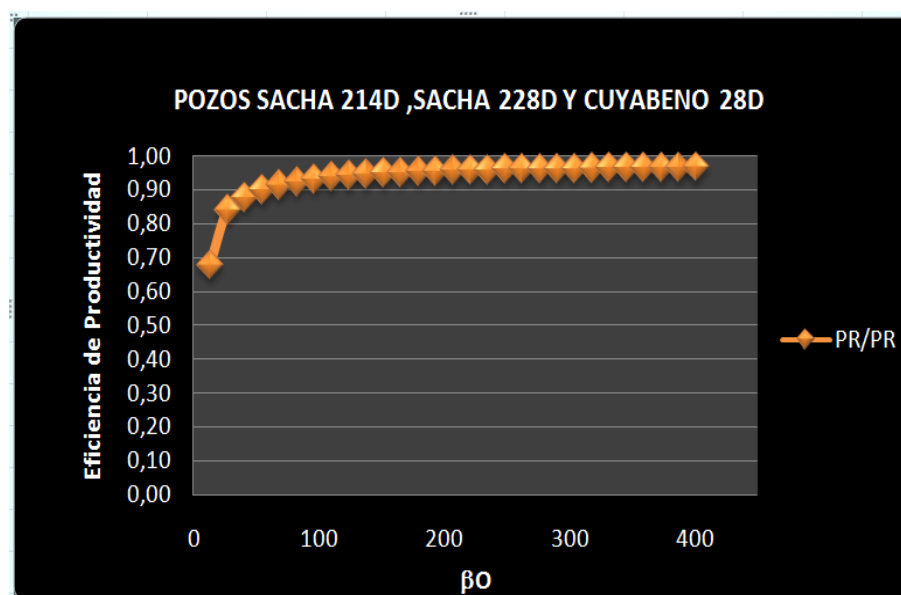


FIGURA 3.9. GRÁFICA DE PR/PR_{∞} PARA LOS POZOS SACHA 214D, SACHA 228D Y CUYABENO 28D

SACHA 214D. El valor de la Eficiencia de Productividad en función de la penetración que se consiguió con carga MILLENNIUN en el pozo es mayor en un 0.4% a la otra opción propuesta con carga RDX DP, pero a la vez esta ultima es menor en un 0.6 % con respecto a las Dominator. La Relación de Productividad es 1.396 para la penetración alcanzada y con una reducción de daño del 1.91%; aplicando STIMGUN con carga Millenium.

SACHA 228D. El valor de la Eficiencia de Productividad de acuerdo a la penetración que se alcanzo con carga MILLENIUM es un 0.3% mayor que si se hubiera aplicado las RDX DP (que también son cargas de penetración profunda), y de igual manera, ésta última con respecto las Dominator tiene una eficiencia de 0.56% menos. La Relación de Productividad es 2.82 para la penetración alcanzada con 4,2% en la reducción del factor de daño utilizando el proceso de STIMGUN con carga Millenium.

CUYABENO 28D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó con Millenium en este pozo es mayor en un 0.36% a la otra opción propuesta y a su vez es 0.55% menor a lo que produciría una carga Dominator. La Relación de Productividad es de 2,4 para la penetración alcanzada. Con la aplicación de STIMGUN y carga Millenium se logra una reducción de casi un 10% en el factor de daño.

TABLA 3.20
VALORES DE PR/PR_{∞} PARA EL POZO VHR 22 Y AUCA 70D

POZOS VHR 22 Y AUCA 70D					
P (pulgadas)	N (dpp)	d (pulgadas)	α	β_0	PR/PR_{∞}
2	5	0,37	1	14,63378	0,7699
4	5	0,37	1	29,26757	0,8457
6	5	0,37	1	43,90135	0,8817
8	5	0,37	1	58,53514	0,9031
10	5	0,37	1	73,16892	0,9172
12	5	0,37	1	87,8027	0,9271
14	5	0,37	1	102,4365	0,9344
16	5	0,37	1	117,0703	0,9401
18	5	0,37	1	131,7041	0,9445
20	5	0,37	1	146,3378	0,9748
22	5	0,37	1	160,9716	0,9501
24	5	0,37	1	175,6054	0,9532
26	5	0,37	1	190,2392	0,9552
27,1	5	0,37	1	198,2878	0,9561
28	5	0,37	1	204,873	0,9568
30	5	0,37	1	219,5068	0,9583
32	5	0,37	1	234,1405	0,9595
32,2	5	0,37	1	235,6039	0,9596
34	5	0,37	1	248,7743	0,9606
36	5	0,37	1	263,4081	0,9615
36,5	5	0,37	1	267,0666	0,9616
36,6	5	0,37	1	267,7982	0,9617
38	5	0,37	1	278,0419	0,9623
40	5	0,37	1	292,6757	0,9629
42	5	0,37	1	307,3095	0,9636
44	5	0,37	1	321,9432	0,9641
46	5	0,37	1	336,577	0,9646
48	5	0,37	1	351,2108	0,9651
50	5	0,37	1	365,8446	0,9654

AUCA 70D
VHR22

AUCA 70D
VHR 22

VHR22
AUCA 70D

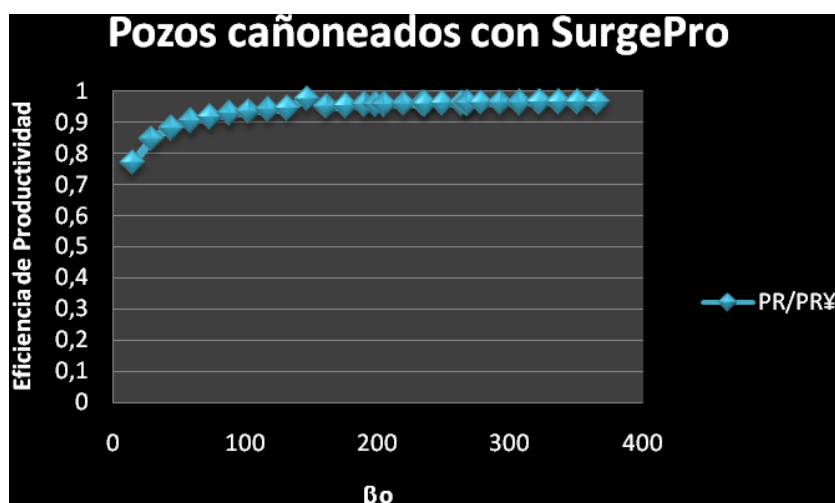


FIGURA 3.10. GRÁFICA DE PR/PR_{∞} PARA LOS POZOS CAÑONEADOS CON SURGEPRO

VHR 22. El valor de la Eficiencia de Productividad de acuerdo a la penetración que se alcanzó con Millenium en el pozo es mayor en un 0.35% con respecto a la carga RDX DP, la cual siendo comparada con Dominator, la eficiencia de productividad es un 0.64% menor. La Relación de Productividad es 0.94 para la penetración alcanzada. Y por medio de la aplicación de SurgePro con carga Millenium se obtuvo una reducción de daño de 2.25%.

AUCA 70D. El valor de la Eficiencia de Productividad de acuerdo a la penetración que se consiguió con carga Millenium tiene un incremento de un 0.43% en relación a las cargas RDX DP, esta ultima al ser comparada con Dominator, al igual que en los otros casos se obtiene un incremento de un 0.63% en su eficiencia. La Relación de Productividad es de 1,19 para la penetración alcanzada junto con una reducción del factor de daño del 4%, bajo condiciones de sobre balance dinámico, es decir SurgePro.

En contexto general se puede observar que, tanto los pozos punzados con Stingun como SurgePro, utilizando carga Dominator, presentan resultados más satisfactorios en productividad, pero debido a que estas cargas no tiene carta API, se considera a las cargas Millenium como las adecuadas para realizar un punzado satisfactorio ya que el valor se acerca a la tendencia asintótica de 0,969 lo que describe un mejor resultado.

- **Análisis cualitativo con respecto al Factor de Daño (SKIN)**

A partir de los valores de daño de formación total St (ideal o real) de los pozos seleccionados, se puede establecer un análisis cualitativo de la eficiencia de la técnica de punzado, el STIMGUN. Ya que partiendo de la simulación con Perfpro se obtiene valores estimados del St usando un sistema de cañoneo convencional TCP con cargas de alta penetración, con lo cual se obtiene valores positivos y mayores a 1, por tanto en la figura 3.11 se representa la tendencia de los valores del St estimados en la simulación.

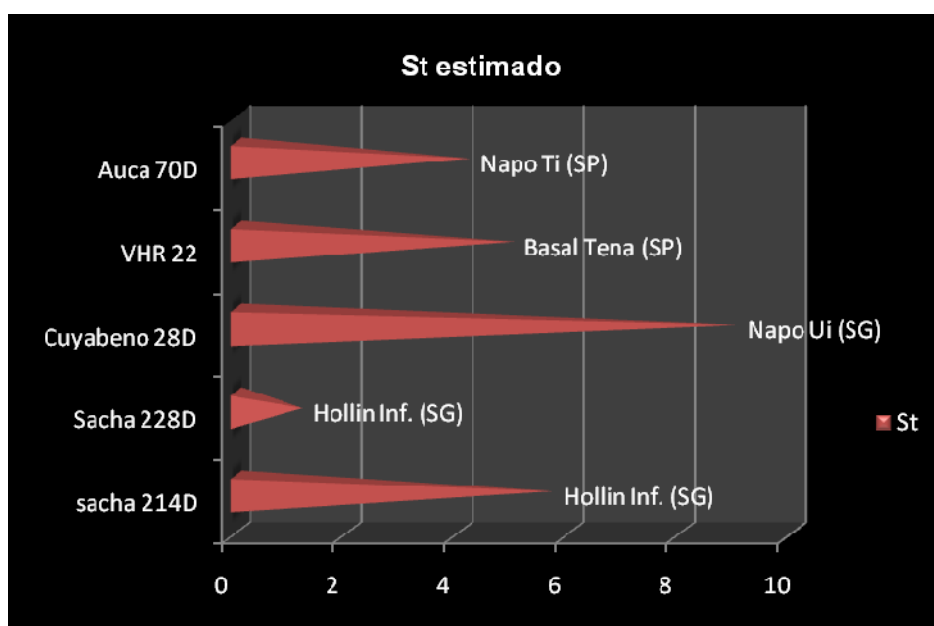


FIGURA 3.11. ST ESTIMADO EN SIMULACIONES

Por otro lado con la ejecución del proceso cañón-propelente en el campo, se puede observar claramente que el valor St presenta valores considerablemente menores y en ciertos casos valores negativos. De esta manera para complementar este análisis se pueden relacionar a los obtenidos mediante la aplicación del proceso SurgePro, los cuales se encuentran entre -0,3 y 0,5, lo que permite referirse directamente a una mayor producción. La figura 3.12 representa los valores de St obtenido luego de la aplicación de StimGun y SurgePro.

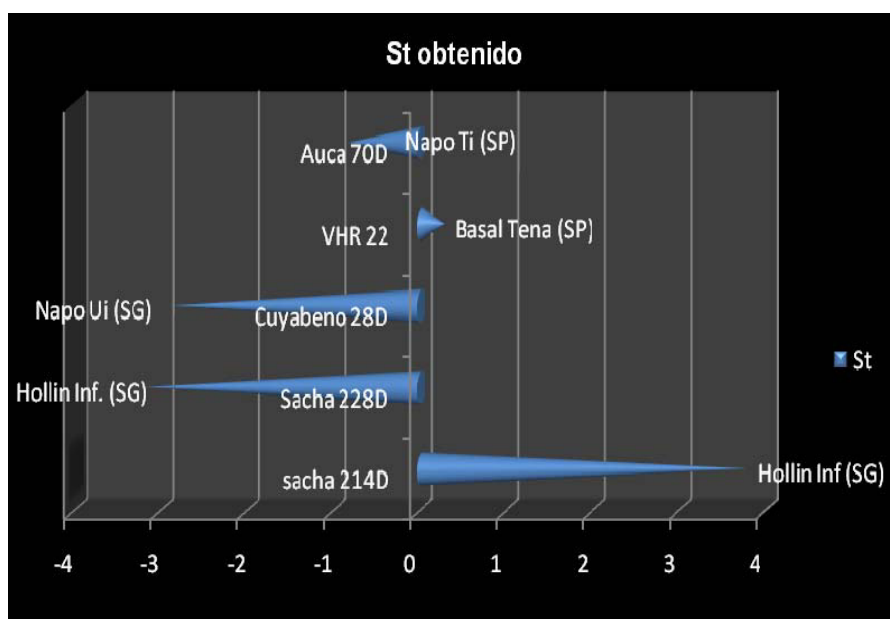


FIGURA 3.12. ST OBTENIDO CON LA APLICACIÓN DE STIMGUN Y SURGEPRO

Como se mencionó anteriormente, esto se debe a que el uso de propelentes y cañoneo con desbalance dinámico, aporta limpieza en las perforaciones, por tanto en la figura 3.13 se expone una comparación cualitativa entre los valores de St estimados y los obtenidos, observándose claramente que la aplicación de propelentes reduce notablemente el daño de formación.

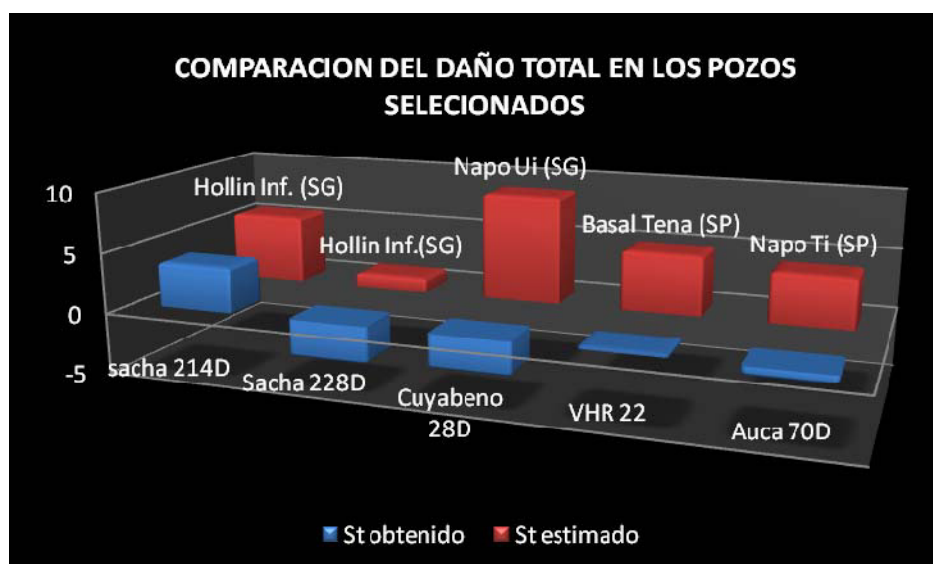


FIGURA 3.13. GRÁFICA COMPARATIVA DE LOS VALORES DE St

3.2.2.3. Perfil del historial de los pozos luego de la ejecución de la técnica

Las pruebas de restauración de presión son importantes para conocer el comportamiento y condiciones del pozo luego del punzonamiento, pero también las variaciones de presión en el momento del disparo son necesarias para complementar estas observaciones. Para lo cual se utiliza el sensor FASTGAUGE que posee las siguientes características:

- Sensor de Memoria de alta Velocidad (microseg) y aceleración.
- Totalmente Programable +/- 140 hrs.
- 30,000 psi (peak), 15,000 psi (static) y 250 deg F.
- 115,000 data points/second - 1 data/ 10 seconds.
- Sampleo en Altas, Intermedias y Bajas velocidades.
- 0.02% exactitud en escala full.
- Memoria 1,048,576 data points.

CAPITULO 4

4. ANALISIS DE COSTOS DEL SISTEMA DE PUNZONAMIENTO CON STIMGUN

El análisis desarrollado tiene como objetivo demostrar por qué resultaría rentable la aplicación e implementación de la tecnología con propelentes en especial el STIMGUN dentro de los procesos de punzonamientos en pozos de Petroproducción y poder establecer su beneficio desde el punto de vista económico y técnico, siendo comparada con el método TCP convencional y SurgePro.

En primera instancia el análisis se centra en el incremento del índice de productividad el cual depende de la limpieza de las perforaciones ya que se considera importante cuanto disminuye el factor de daño de formación para mejorar la conectividad del pozo

y de esta manera determinar cuál es el método más factible para ser aplicado.

Luego de obtener esta información, calculamos el porcentaje económico de un punzado con TCP convencional y compararlo con un punzado con STIMGUN para posteriormente establecer diferencias.

Es necesario determinar los elementos de comparación, es decir, establecer la disposición de espacio para el uso de la tecnología convencional utilizada; entre los más importantes tenemos:

- Reducción del daño de formación
- Incremento en la producción
- Eficiencia del proceso con STIMGUN

4.1.Comparación de costos del Stimgun con TCP convencional y SurgePro

Este análisis se realiza considerando valores promedios, tomando en cuenta costos por el proceso de TCP convencional, STIMGUN y SurgePro en un ensamble de 5

disparos por pie, con carga Millenium y en un intervalo de 10 pies. Por tal se ha tomado como ejemplo proformas individuales en las cuales se detalla el tipo de trabajo a realizarse, intervalo a ser punzonado y la densidad de disparo.

Además los valores mostrados en las tablas de costos referidos a cada método son realizados bajo similares condiciones, tales como: el mismo kilometraje para transportar materiales, el mismo tipo y diámetro de cañón.

TABLA 4.1.

COSTOS TCP CONVENCIONAL PARA 10 PIES DE PUNZADO A 5DPP

COSTOS PROMEDIOS DE CAÑONEO CON TCP				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Transporte				
TCP/Tool	kms	100	5,73	573
Personal	kms	100	4,48	448
Personal				
Especialista TCP	hora	24	60	1440
Operador	hora	24	32.50	780
SERVICIO TCP				
Max. Diferencial BAR VENT	EA	1	1750	1750
Marca Sub-Radioactiva	RUN	1	228	228
Cabeza mecanica de Disparo	RUN	1	3346	3346
4 5/8"-5 dpp Millennium	RUN	10	810	8100
PACKER				
CHAMP PACKER 4"- 7 5/8"	EA	1	3280	3280
Barra Detonadora	EA	1	647,5	647,5
			COSTO TOTAL ESTIMADO	20592,5

TABLA 4.2.

COSTOS TCP-STIMGUN PARA 10 PIES DE PUNZADO A 5 DPP

COSTOS PROMEDIO DE CAÑONEO CON TCP CON STIMGUN				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Transporte				
TCP/Tool	kms	100	5,73	573
Personal	kms	100	4,48	448
Personal				
Especialista TCP	hora	24	60	1440
Operador	hora	24	32.50	780
SERVICIO TCP				
Max. Diferencial BAR VENT	EA	1	1750	1750
Marca Sub-Radioactiva	RUN	1	228	228
Cabeza mecanica de Disparo	RUN	1	1293	1293
TDF (TIME DYLED FIRING)	RUN	1	3346	3346
3 3/8" HMX Safety Join	FT	10	154	1540
4 5/8"-5 dpp Millennium	RUN	10	810	8100
PROPELENTE	FT	3	3362	10086
PACKER				
CHAMP PACKER 4"- 7 5/8"	EA	1	3280	3280
CORRELACION CONJUNTO tcp	EA	1	9600	9600
Barra Detonadora	EA	1	647,5	647,5
			COSTO TOTAL ESTIMADO	43111,5

TABLA 4.3.

COSTOS TCP-SURGGEPRO PARA 10 PIES DE PUNZADO A 5 DPP

COSTOS PROMEDIOS DE CAÑONEO CON TCP CON SURGE PRO				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Transporte				
TCP/Tool	kms	100	5,73	573
Personal	kms	100	4,48	448
Personal				
Especialista TCP	hora	24	60	1440
Operador	hora	24	32.50	780
SERVICIO TCP				
Max. Diferencial BAR VENT	EA	1	2006	2006
Marca Sub-Radioactiva	RUN	1	330	330
Cabeza mecanica de Disparo	RUN	1	1293	1293
3 3/8" HMX Safety Join	FT	10	154	1540
4 5/8"-5 dpp Millennium	RUN	10	810	8100
Below Vent	run	2	2000	4000
Estimulación Oryx SURGEPRO	UNI	20	468,75	9375
TDF (TIME DYLED FIRING)	RUN	1	3346	3346
PACKER				
CHAMP PACKER 4"- 7 5/8"	EA	1	3280	3280
CORRELACION CONJUNTO tcp	EA	1	9600	9600
Barra Detonadora	EA	1	647	647
			COSTO TOTAL ESTIMADO	46758

Posteriormente se hace un análisis de costos para las tres técnicas y una tabla comparativa para poder establecer el beneficio de la técnica STIMGUN.

4.2. Análisis Costo-Beneficio.

El Análisis de Costo-Beneficio, tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de la rentabilidad de este proyecto, mediante la comparación de los costos previstos con los beneficios esperados en la realización del mismo.

Por cuanto al realizar la comparación del proceso TCP convencional, STIMGUN y SurgePro; se puede definir la factibilidad de las alternativas planteadas. Partiendo del análisis técnico y en base a la simulación de los tres procesos y a la técnica que realmente se ejecutó, teniendo en cuenta que en todos los casos se utilizó Vann Gun de 4 5/8" y carga Millenium RMX, debido a que este explosivo es de alta penetración.

El objetivo de este análisis es determinar el incremento porcentual de producción tomando en cuenta factores como:

1. Producción promedio estimada que se obtuvo a partir de la simulación.
2. Producción promedio obtenida luego de la ejecución de StimGun y con la data obtenida por el sensor FastGauge.
3. Precio promedio de barril, debido a que los trabajos se realizaron entre los meses de Marzo a Julio del 2009, se considera un precio referencial de acuerdo a la fecha en que se ejecuto el trabajo, cuyo valor es de \$52.
4. La diferencia entre la Producción que se obtiene con la aplicación de StimGun y la producción obtenida con la simulación es lo que relativamente se considera la GANANCIA.
5. Costo del proceso, el cual se encuentra detallado individualmente en el punto 4.1.
6. Diferencia de Costos entre procesos
7. Beneficio Economico, el cual se obtiene de la diferencia entre la ganancia y la diferencia de costos.

8. Por último el incremento porcentual, lo cual es de interés para determinar si resulta factible la técnica de StimGun.

A continuación se presentara una tabla comparativa resumida, en la cual se muestra el nombre de los pozos, el tipo de proceso, la penetración de carga (Millennium), reducción del factor de daño, relación de productividad (PR), producción de fluido total (Q_t), la tasa de producción de petróleo (Q_o), el incremento de tasas (ΔQ), y el incremento porcentual.

TABLA 4.4

INCREMENTO PORCENTUAL EN PRODUCCION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN

COMPARACION DE COSTO-BENEFICIO ENTRE STIMGUN Y TCP CONVENCIONAL														
POZO	TIPO DE PROCESO	P (plg)	SKIN	PR	IP	Qt(bfpd)	Qo(bopd)	ΔQ (bppd)	PRECIO REFERENCIAL DE CRUDO (\$)	GANANCIA	COSTO (\$)	Diferencia de costos	BENEFICIO ECONOMICO	INCREMENTO Porcentual
sacha 214D	TCP convenc.	26,31	5,7	0,4	1,86	599	593	908	52	47216	20592,5	22519	24697	50,4
	STIMGUN	29,81	3,8	1.396	4,84	1506	1501				43111,5			
Sacha 228D	TCP convenc.	26,31	1,2	0,76	0,64	256	254	464	52	24128	20592,5	22519	1609	6,6
	STIMGUN	29,81	-3,2	2,82	1,12	720	718				43111,5			
Cuyabeno 28D	TCP convenc.	26,4	9	0,4	6,3	1190.7	1184,2	969,8	52	50429,6	20592,5	22519	27910,6	55,3
	STIMGUN	29,92	-2,9	2,4	10,15	2160	2154				43111,5			
COMPARACION DE COSTO- BENEFICIO ENTRE STIMGUN Y SURGE PRO														
VHR 22	STIMGUN	27,1	2	0,63	0,25	218,5	196,5	333,4	52	17336,8	43111,5	3646,5	13690,3	67,42
	SurgePro	32,2	0,3	0,94	0,3	1104	529,9				46758			
Auca 70D	STIMGUN	28,3	2,2	0,82	0,55	541,75	519,7	107,9	52	5610,8	43111,5	3646,5	1964,3	35
	SurgePro	31,87	-0,8	1,19	0,7	528	411,8				46758			

De acuerdo con los valores de incremento porcentual obtenidos para cada pozo, se puede concluir que es muy conveniente utilizar cargas de alta penetración con Stimgun y SurgePro, ya que a pesar de que son más costosos que un TCP convencional, se obtienen grandes ganancias con lo que se puede recuperar la inversión en muy poco tiempo.

Por ejemplo si queremos conocer en que tiempo recuperamos la inversión realizada para el caso del pozo Sacha 214D, observamos las ganancias diarias que se obtienen y la inversión adicional realizada. Por lo que para este caso la inversión se puede recuperar aproximadamente 2 en días, y a partir del tercer día la ganancia sería considerada como utilidad positiva.

Asimismo dependiendo de las condiciones de flujo del pozo puede variar esta apreciación, ya que por el contrario en el pozo Sacha 228D, la inversión se recuperaría en un tiempo mayor de aproximadamente 27 días, por lo tanto a partir de día 28 la ganancia sería utilidad positiva

La buena inversión ratifica de que la ganancia es mayor a corto o largo plazo porque se puede decir que el método de Stimgun es factible en la ejecución de punzados.

Es necesario señalar que los costos de los procesos dependen de la profundidad a la cual se va a realizar el disparo, y del intervalo a punzonar.

4.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE PUNZONAMIENTO CON STIMGUN.

Ventajas:

- Una de las principales ventajas del STIMGUN como tal, es que permite profundizar, garantiza la limpieza en el túnel de las perforaciones y de esta manera queda el pozo estimulado o permite la preparación para estimulación.
- Garantizar la conectividad con la formación.
- Se puede aplicar en formaciones con baja permeabilidad.
- Reducción de Finos.

- Excelente herramienta para estimulaciones en pozos horizontales.
- Permite cañonear un intervalo largo o un corto con la misma eficiencia.
- El Stimgun puede ser aplicado en pozos con temperatura hasta 350 grados F.
- Se puede utilizar el StimGun como parte de una sarta de TCP para cañoneos de bajo Extremo Sobre Balance.
- El ensamble de Stimgun puede ser bajado con tubería (TCP) por debajo de una empacadura.

Desventajas:

- No se puede utilizar esta tecnología para cañoneos que requieren profundidad de penetración limitada.
- Esta tecnología no permite cañonear con cero grados de fase.
- Por seguridad no se debe aplicar el Stimgun cuando la base del intervalo a punzonar esté ubicada a menos de 50 ft del fondo, es decir del tapón.

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones.

1. El éxito de un cañoneo no solo radica en alcanzar la mayor profundidad de los disparos, sino en la limpieza del túnel de las perforaciones, por lo tanto el STIMGUN es una solución adecuada, porque con el propelente se da lugar a microfracturas que mejoran notablemente la conectividad y por ende la productividad o inyectabilidad del pozo.
2. El factor de daño (SKIN) es un parámetro importante para poder definir la eficiencia del disparo, por tanto se puede afirmar que el daño ocasionado por la perforación del pozo, cementación, y por el mismo punzonamiento,

reduce la permeabilidad alrededor de las paredes del pozo de un 40% a 100% por lo tanto con la acertada aplicación del proceso STIMGUN reduce ese daño en aproximadamente en un 50% , reflejándose directamente en el incremento del índice de productividad.

3. Por otro lado en roca dura o con alta compresibilidad se puede esperar una penetración de aproximadamente 40% de la data API publicada y muchas veces la penetración es todavía menor pero con mejores resultados de productividad debido a la limpieza de las perforaciones.
4. La fusión del STIMGUN Bajo Balance con cargas de alta penetración permiten realizar un cañoneo eficiente y esto se refleja en el incremento del índice de productividad que es hasta de un 30%.
5. En lugar de la barra detonadora sola se aplicó el sensor FASTGAUGE, el cual registra los eventos más significativos del perfil de presiones; presentando evidencia muy clara de la presión de

reservorio al momento de punzar, perfilaje del modelo de presión al consumir el propelente en la técnica StimGun, facilitando posteriores interpretaciones del Drawdown.

6. La ejecución de un trabajo de Cañoneo mediante la técnica de STIMGUN bajo balance es aproximadamente dos veces más costoso que haberlo efectuado con un sistema TCP convencional, sin embargo el incremento porcentual de las ganancias son de hasta un 60% bajo similares parámetros de operación requeridos.

5.2.Recomendaciones.

1. Debido a que el ensamble de cañones implica estar siempre en contacto con material explosivo, es necesario tomar las debidas precauciones, como evitar el uso de celulares y radios cerca de la zona de trabajo, además del uso de los implementos obligatorios de seguridad tales como: guantes, gafas, casco y botas de seguridad.

2. Principalmente se recomienda que para ejecutar un cañoneo con STIMGUN o SurgePro se tiene que calcular el desbalance necesario para contrarrestar la presión de la formación, siendo lo más acertado posible, ya que de no hacerlo podría existir daños en la tubería y ocasionar un trabajo errado.
3. El Stimgun es ideal para cañonear en las formaciones de baja permeabilidad, por cuanto el origen de las microfracturas reduce el daño en la zona de invasión.
4. El SurgePro en cambio es recomendable para formaciones de alta permeabilidad y en zonas con tendencias a arenamientos, por tanto el proceso de surgencia dinámica asegura la limpieza en los orificios de las perforaciones.
5. La aplicación del Fastgauge permite obtener datos más precisos de las condiciones del pozo luego del disparo y de esta manera se reduce costos de inversión porque no se necesita del servicio de otra

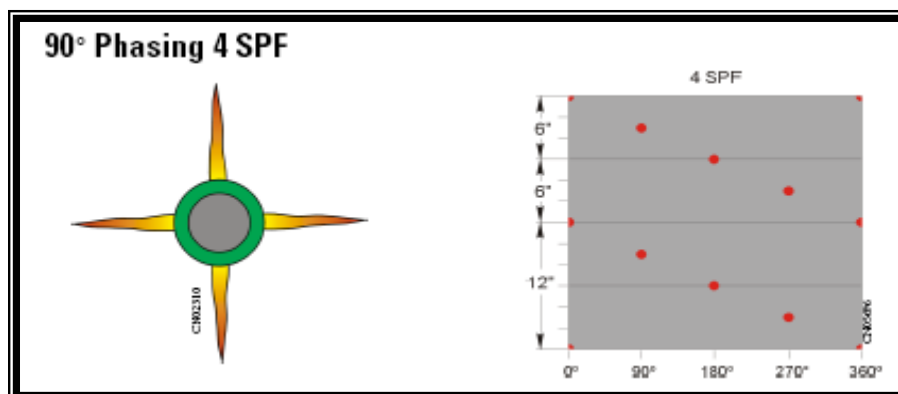
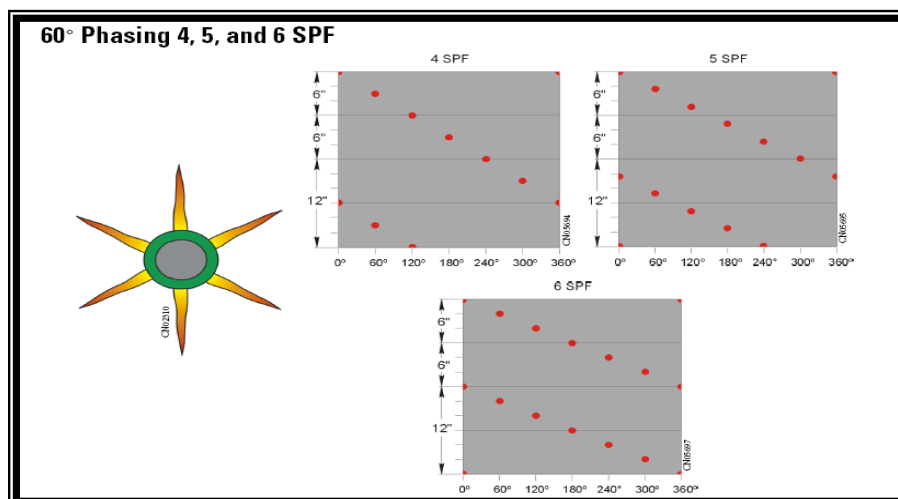
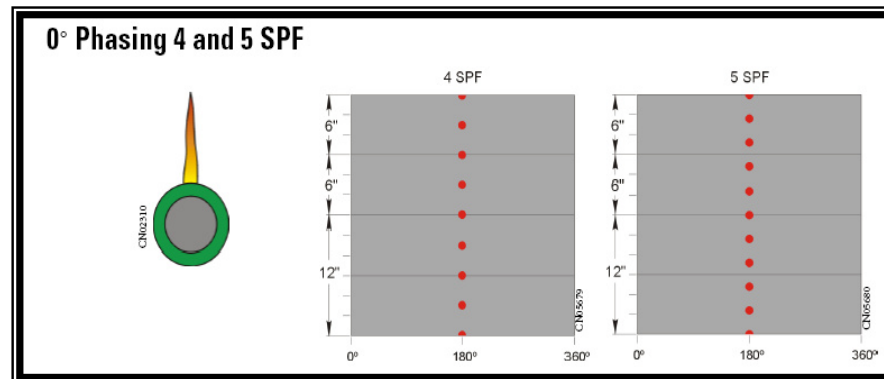
compañía para la adquisición de datos e interpretación de resultados.

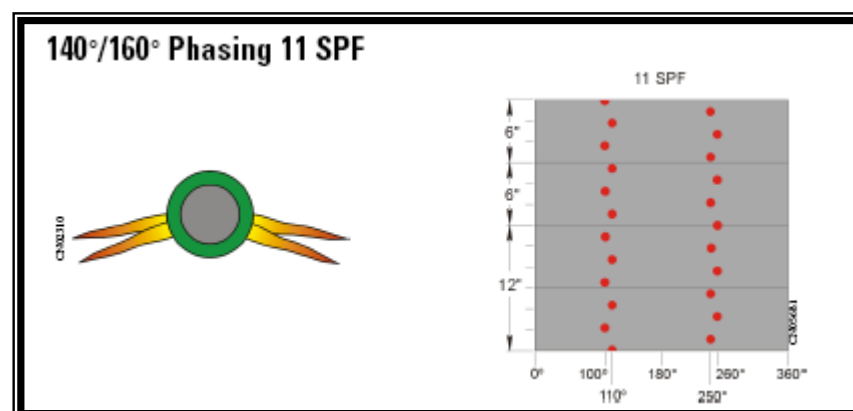
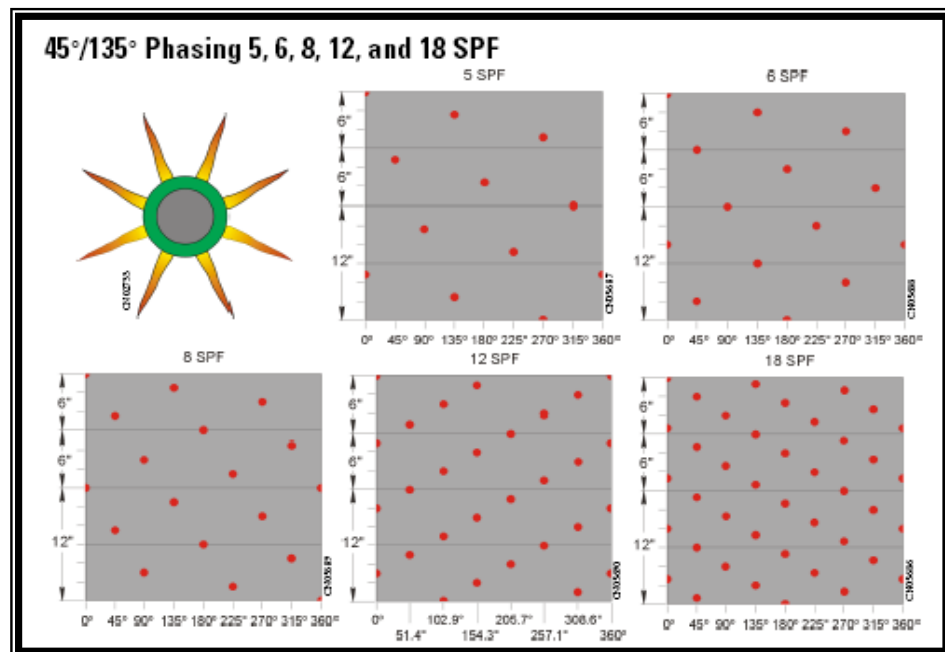
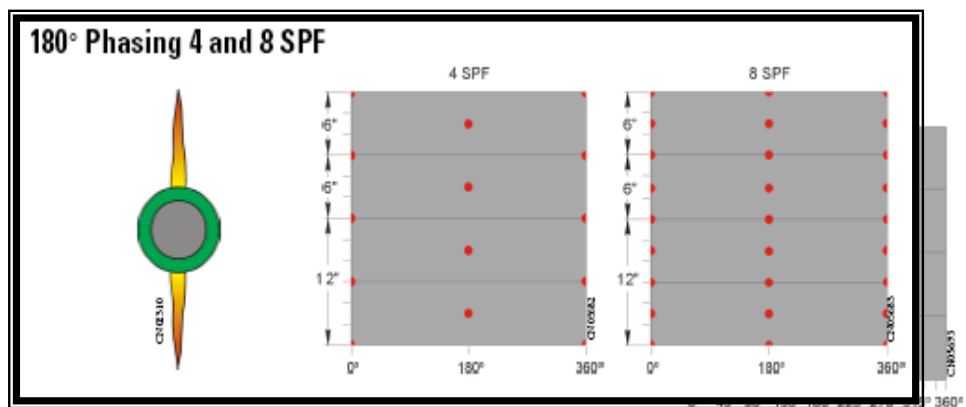
6. Es muy importante que los datos de reservorio (petrofísica de la roca y fluidos, como: Permeabilidad, Porosidad, Esfuerzos, Temperatura, Condiciones del Cemento, Presiones, etc. ,) de la zona a perforar sean las adecuadas, ya que al existir algún un valor no confiable, afecta directamente en la ejecución del disparo. La obtención de Datos y la validación del modelo generado por PerfPro y Pulsfrac permitirán un claro entendimiento del proceso de cañoneo, dando capacidad de predicción y relacionándolo con las características específicas del yacimiento en evaluación

ANEXOS 1

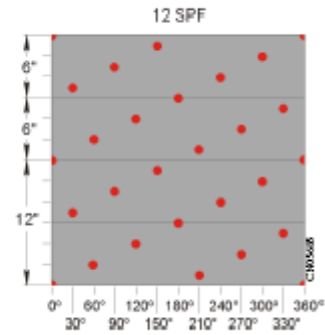
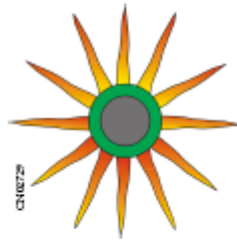
DENSIDAD DE DISPAROS POR PIE

DENSIDAD DE DISPAROS POR PIE Y DISPOSICION DE LAS CARGAS (VARIACION DE FASE)

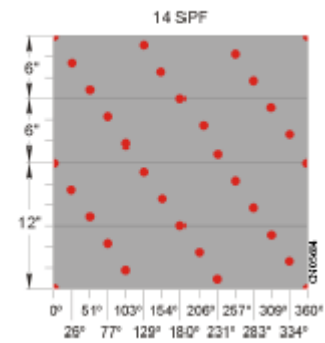
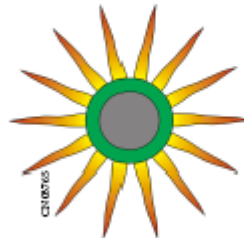




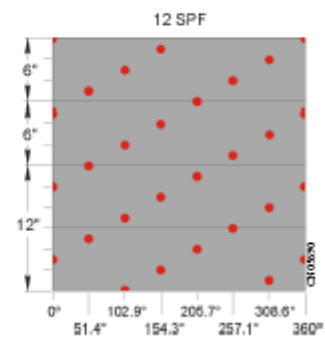
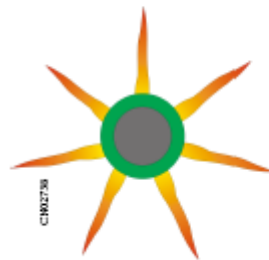
30°/150° Phasing 12 SPF

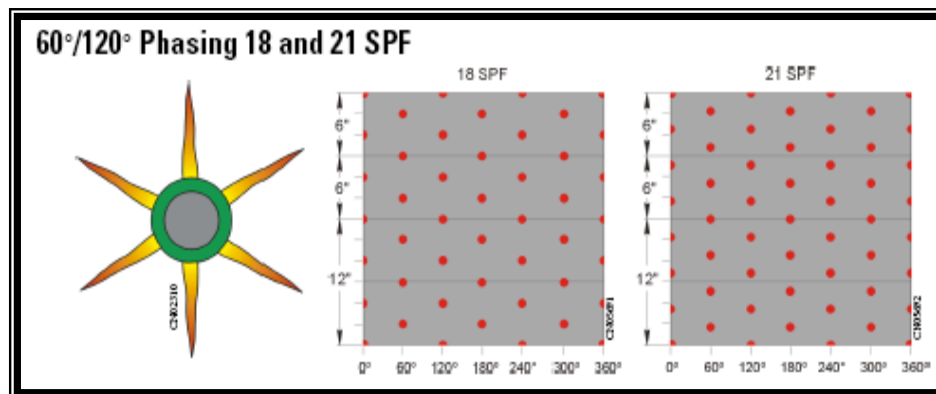


25.7°/128.5° Phasing 14 SPF



51.4°/154.3° Phasing 12 SPF





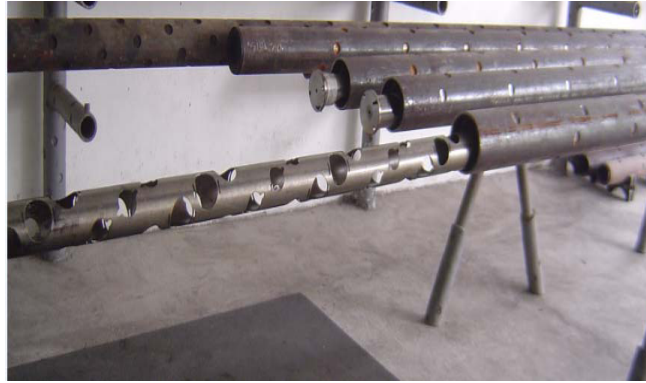
PRESION DIFERENCIAL DESBALANCE

Experiencias de campo demuestran que los cañoneos desbalanceados, (presión menor en el pozo contra la presión de la formación), es un método efectivo para crear perforaciones abiertas y sin daño, pero tomando la precaución de evitar fallas mecánicas en la formación

Con la ayuda de simuladores se puede crear diferentes eventos, variando presión de desbalance, y tipo de carga, por lo tanto las experiencias pasadas de campo y la selección del sistema optimo de desbalance y cañoneo. Ya que tanto la densidad del disparo como la disposición de las cargas son factores importantes para poder conseguir el deseado incremento de produccion.

ANEXO 2.2.
ARMADO DE LOS CAÑONES

1. Se extrae la regleta porta cargas para armar los cañones



Tipos de cañones y regletas

2. Se ingresa el cable detonador por un extremo del porta cargas hasta sacarlo por el otro extremo



3. Colocar las cargas junto con el primacord de la manera apropiada, para asegurar el éxito del punzado



ANEXOS 2.3
ENSAMBLE DE UNA TDF



La cabeza mecánica consta de:

Explosivo primario HTI



Explosivo Primario (Primer): el color rojo indica la dirección a la cual debe estar colocado

Canastilla porta explosivo HTI



Dispositivo donde se asienta el explosivo y a su vez lo centraliza para protegerlo de fricciones que podrían provocar su activación

Primacord, booster



Dentro de ese tubo de diámetro pequeño se coloca primacord, en los extremos se coloca un booster, en un extremo se deja 1 $\frac{3}{4}$ " de cable libre incluido el

booster y en el otro 1 3/4 “ sin buster, estas medidas se las deja por cuanto se considera la cobertura del equipo y se trata de que el cable detonador pase también hasta las uniones



Pinar la cabeza mecánica de la siguiente manera:

Primeramente es necesario conocer el batch que tiene la cabeza mecánica y esto se define por el número de pines existentes, para lo cual se conoce que cada pin tiene una resistencia de presión máxima de actuación de 6905 psi.

Tal como muestra la tabla:



Se posiciona nuevamente el fire pin dentro del tubing de la cabeza mecanica



PINADO DE UNA TDF

HALLIBURTON			
LISTA DE CHEQUEO T.C.P			
CALCULOS Y PROCEDIMIENTOS DE PINADO RETARDADOR DE DISPARO (TDF)			
POZO: ✓ Guanta 19D	FECHA: ✓ 23-Jun-09	TIPO DE SERVICIO: ✓	SurgePro TCP Millennium
PASO 1 : Información del pozo requerida A. BHT = 220 °F B. TVD @ Plug Back = 10510 ft TVD @ Perforados = 10494 ft C. Tipo de Fluido y Peso en Csg = H20 y 8,4 ppg Tipo de Fluido y Peso en Tbg = H20 y 8,4 ppg D. Max. Presion de superficie = 5000 psi E. Max. Presion en otras Herramientas = 0 psi F. Pruebas de presión = 750 psi Pruebas de tubería G. Romper Circulación = 0 psi		PASO 2 : Calculos Hidraulicos A. Hidrostatic @ Plug back = 4586 psi Hidrostatic @ Perforacion = 4579 psi B. Presion de Formacion = 2200 psi Presion de Desbalance = 1313 psi Hidrostatica del Colchon = 887 psi	
PASO 4 : Calculo de Presion/Pines Batch # = 49 NOMINAL = 505,87 psi/pin Psi/Pin = 545 MAXIMO = 531,16 psi/pin % Reduccion = 7,18 MINIMO = 480,58 psi/pin		PASO 3 : Presiones Anticipadas A. Max. Presion Anticipada @ Plug Back = 5336 psi Max. Presion Anticipada @ Perforacion = 5329 psi	
PASO 5 : Safety Factor Factor de Seguridad = 400 psi			
PASO 6 : Maxima Presion Anticipada + Factor de Seguridad @ Plug Back = 5736 psi Numero de Pines = 11,94 12 Maxima Presion Anticipada + Factor de Seguridad @ Perforacion = 5729 psi Numero de Pines = 11,92			
<i>Nota : Ocho (8) pines es el mínimo número con el que el TDF de 2 1/2 " y 3 3/8 " debe ser armado. Contacte al PSL o a tecnología antes de correrlo con menos de ocho (8) pines.</i>			
PASO 7 : Presion NOMINAL de actuacion = 6070 psi/pin Presion MAXIMA de actuacion = 6374 psi/pin Presion MINIMA de actuacion = 5767 psi/pin		Multiplique el número de pines del paso 6 por el nominal psi/pin del paso 4 para obtener la presión nominal actuante y calcule las presiones actuantes +/- 5%. NOTA: Si la presión nominal actuante sobrepasa los 16.000psi, la máxima presión actuante	
PASO 8 : Chequee el factor de seguridad Presion MINIMA de actuacion = 5767 psi Max. Presion Anticipada @ Plug Back = 5336 psi Max. Presion Anticipada @ Perforacion = 5329 psi Safety Factor = 431 psi Safety Factor = 438 psi Si el factor de seguridad es menor al considerado vaya al paso 6, adicione 1 pin y recalcule los pasos 7 y 8 .			
PASO 9 : Presión Requerida en superficie para actuar el TDF Para determinar la presión requerida en superficie para actuar el TDF, reste la hidrostática de la tubería de la presión actuante máxima. Suma 500 psi a este valor y obtendrá la presión en superficie requerida. Los 500 PSI permite por inexactitud de ma			
Presion MAXIMA de actuacion = 6374 psi Presion MINIMA de actuacion = 5767 Hidrostatica a los punzados = 4579 psi Inexactitud de manómetros = 200 psi Max. Surface Pressure = 1995 psi Mim. Surface Pressure = 1388 psi			

PASO 10 : PINANDO EL TDF

- Regla 1 : Use el mínimo de filas posible.
 Regla 2 : No menos que 3 pines por fila.
 Regla 3 : Si una fila contiene menos de 10 pines, distribuyalos tan uniformemente como sea posible en la fila.

Si una fila contiene menos de 16 pines, distribuyalos tan uniformemente como sea posible en la fila. (3 3/8 " TDF) Ejemplos en la pagina 27.

- Regla 4 : Fila 1 es la fila localizada mas lejos del pin de disparo.

PASO 11 :

Chequee el número de pines en la herramienta. Tiene alguien que verificar el numero de pines tambien. Referente al tiempo retardador vs carta de temperatura (pag.29) del TDF para determinar el tiempo de quema del fusible. Este es el tiempo del que Ud. Dispone para alcanzar la presión de cabeza deseada cuando los cañones disparan.

VALOR DE LOS PINES DE CORTE POR NUMERO DE LOTE**2 1/2" TDF**

Lote # 4 = 916 psi/pin
 Lote # 7-8 = 946 psi/pin
 Lote # 9 = 950 psi/pin
 Lote # 14 = 970 psi/pin
 Lote # 18 = 970 psi/pin

3 3/8" TDF

Lote < 14 = 554 psi/pin
 Lote # 14 = 542 psi/pin
 Lote # 15 = 546 psi/pin
 Lote # 16 = 525 psi/pin
 Lote # 18 = 525 psi/pin
 Lote # 19 = 525 psi/pin
 Lote # 20 = 525 psi/pin
 Lote # 22 = 530 psi/pin
 Lote # 40 = 550 psi/pin
 Lote # 46 = 543 psi/pin

DISTRIBUCION DE PINES DE CORTE**2 1/2" TDF**

10 Pines 10
 9 Pines 9 -
 8 Pines 4 - 4 -
 7 Pines 3 - 2 - 2 -
 6 Pines 3 - - 3 - -
 5 Pines 1 - 1 - 1 - 1 - 1 -
 4 Pines 1 - - 1 - 1 - - 1 -
 3 Pines 1 - - 1 - - 1 - - -

***Excepciones para la regla # 1:**

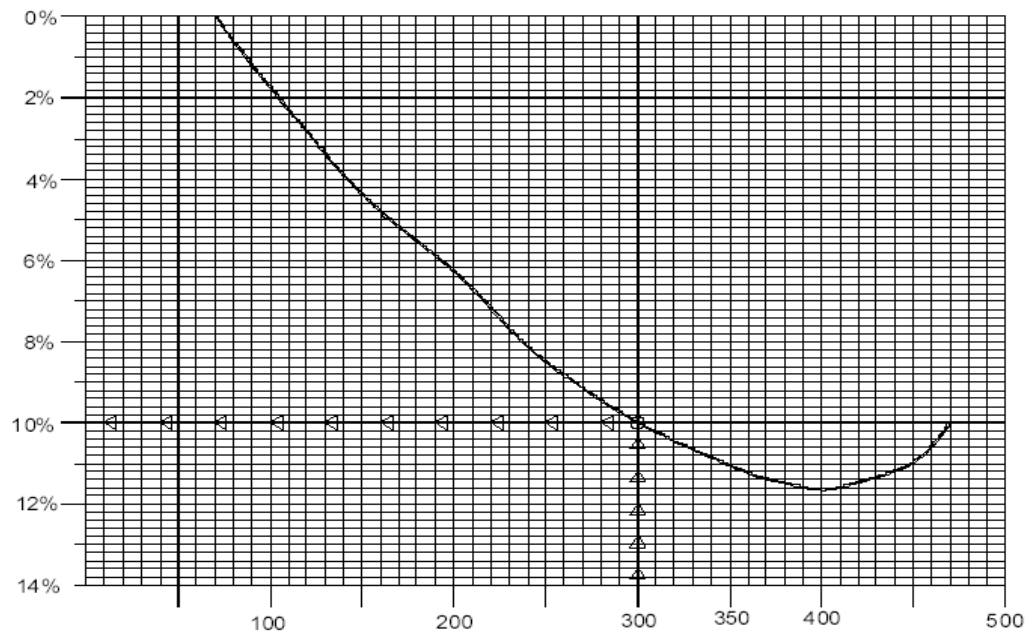
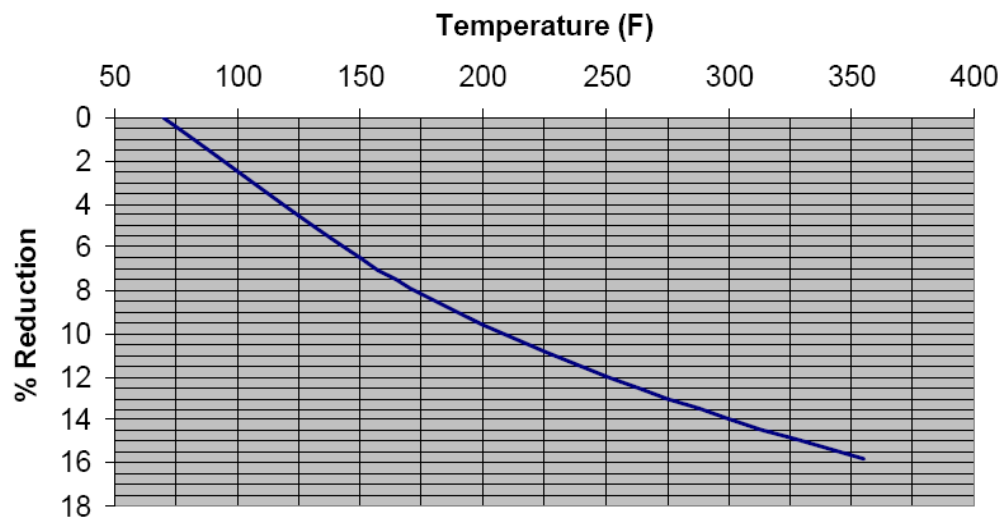
11 F8	fila	1	21 F10	fila	1
3	fila	2	8	fila	2
			3	fila	3
12 F9	fila	1			
3	fila	2	22 10	fila	1
			9	fila	2
			3	fila	3

3 3/8" TDF

16 Pines 16
 15 Pines 15 -
 14 Pines 7 - 7 -
 13 Pines 5 - 4 - 4 -
 12 Pines 3 - 3 - 3 - 3 -
 11 Pines 3 - 2 - 2 - 2 - 2 -
 10 Pines 3 - - 3 - - 4 - -
 9 Pines 3 - - 3 - - 3 - - -
 8 Pines 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 -
 7 Pines 3 - - - 2 - - - 2 - - -
 6 Pines 2 - - - 2 - - - 2 - - - -
 5 Pines 1 - - - 1 - - 1 - - 1 - - 1 - -
 4 Pines 1 - - - 1 - - - 1 - - - 1 - - -
 3 Pines 1 - - - - 1 - - - - 1 - - - -

Excepciones de la regla # 1:

17	14	para	fila	1
	3	para	fila	2
18	15	para	fila	1
	3	para	fila	2
33	16	para	fila	1
	14	para	fila	2
	3	para	fila	3
34	16	para	fila	1
	15	para	fila	2
	3	para	fila	3

SHEAR PIN TEMPERATURE REDUCTION CHART**3 3/8 TDF Shear Pin Temperature Reduction**

ANEXO 2.4

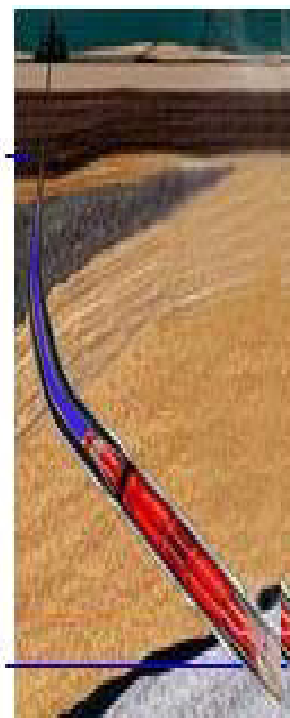
CÁLCULOS DEL DESBALANCE ÓPTIMO

HALLIBURTON**1.6 Calculo del Under/Overbalance**

COMPANIA:	Petroproduccion	TIPO DE SERVICIO:	TCP StimGun a Hollin Inf			
FECHA:	14-May-09	RESP. DEL CLIENTE:	Robinson Freire			
POZO:	Sacha 226D	RESP. HALLIBURTON:	Julio Lozada			
CAMPO:	Sacha	FORMACION:	Hollin Inferior	TOPE	BASE	ESPESOR
TALADRO:	CPEB 550-1	ZONA PRODUCTORA 1:	Hollin Inferior	10175	10185	10
CAÑONES:	4 5/8", 5spt, 60", DPMC	ZONA PRODUCTORA 2:				
		ZONA PRODUCTORA 3:				

Datos		
Presion de Reservorio:	4289	psi
Presion Min Firing Head:	150	psi
Presion del Colchon:	874	psi
Peso del Fluido:	8,4	ppg
Promedio de tuberia:	30,5	ft
BHA sobre fondo del colchon:	168,00	ft
Maximo Underbalance:	3.415	psi
Resultados		
Longitud a llenar sin BHA:	2833	psi
Tubos con agua fresca:	93	tubos
Paradas con agua fresca:	46	paradas

TVD (ft) = **7932,00**
 Profundidad (ft) = **7168,00**
 Desviacion (grad)= **24,14**
 Presion Hidr. (psi) = **3464,70**
 Pres. Colchon (psi) = **874**
 Long. Colchon TVD (ft) = **2000,00**
 Long. Colchon MD (ft) = **3001,00**
 TVD (ft) = **9932,00**
 Profundidad (ft) = **10169,00**
 Desviacion (grad)= **0,75**
 Presion Hidr. (psi) = **4338,30**

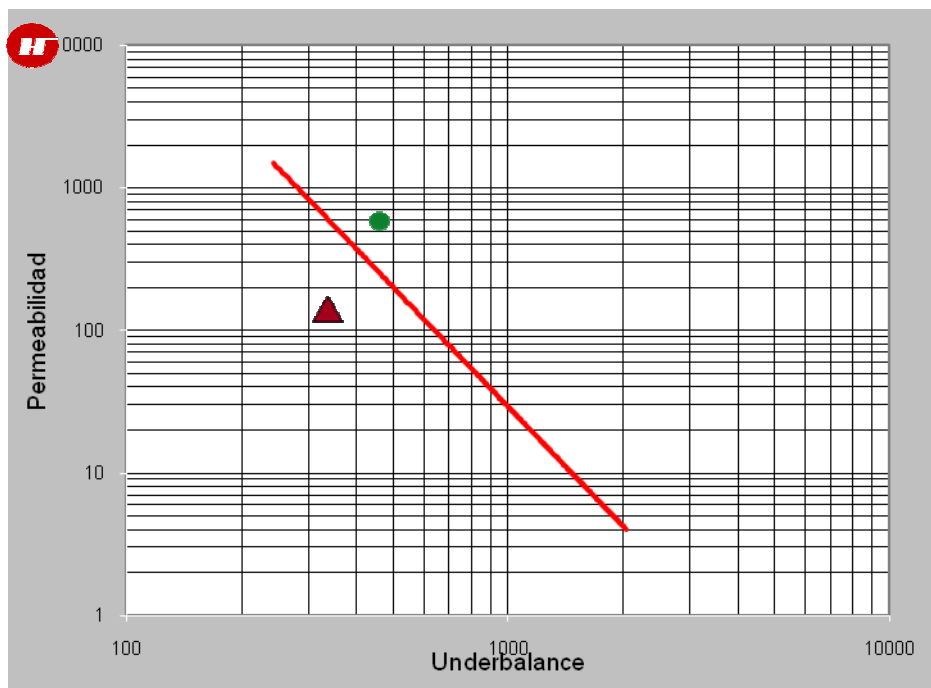


Permeabilidad
(md):

2000

Underbalance (psi):

219



CRITERIO DE RESULTADOS

	UB (psi)	OBSERVACIONES
METODO 1	219	

Minimo desbalance apartir de la K

• $P_{ub} = 3500/k^{.37}$ psi, for oil

210 psi

Maximo desbalance para arenas a partir de DTas > 90 mu s/ft

• $P_{as \text{ max oil}} = 3,500 - 19(DTas)$, psi (oil)

1833 psi

Maximo Desbalance

SI DTas < 90 mu s/ft

• $P_{u \text{ max tub.}}$ = max safe pressure of down hole tools and cement.

4500 psi

Recomendado Desbalance

Si no hay historial de produccion de arena

• $P_{u \text{ rec.}} = 0.2 * P_{u \text{ min}} + 0.8 * P_{u \text{ max}}$

1509 psi

3642 psi

Si hay historial de produccion de arena

• $P_{u \text{ max}} = 0.8 * P_{u \text{ min}} + 0.2 * P_{u \text{ max}}$

535 psi

1068 psi

Desbalance apartir de la densidad del grano

1230 psi

METODO 2	210	
METODO 3	1833	
METODO 4	1509 3642	
METODO 5	535 1068	
METODO 6	1230	
METODO 7	1513	
METODO 8	1500	

Desbalance a partir del tiempo de transito

1513

Desbalance a partir de la Compresibilidad

•UB = Pf - (Overburden - 1.7*Comp. Strength)

Presion de Formacion: **2000** psi

Overburden: **9000** psi

Compressive Strength: **5000** psi

1500

Permeabilidad estimada a partir de la Saturacion Irreductible del agua y porosidad

•K = 0.136 * (Porosidad)^4.4 /(Swi)^2

S. Irreductible del agua: **6,4** %

2001 md

ANEXO 3

**A SIMPLE METHOD FOR ESTIMATING WELL
PRODUCTIVITY (SPE 38148)**

**AN INNOVATIVE SOLUTION FOR MAXIMIZING
PRODUCTIVITY FROM PERFORATED COMPLETIONS
(SPE 80481)**



SPE 38148

A Simple Method for Estimating Well Productivity

James E. Brooks, SPE, Schlumberger Perforating and Testing

Copyright 1997, Society of Petroleum Engineers, Inc.

This paper was prepared for presentation at the 1997 SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 2–3 June 1997.

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax 91-972-955-9435.

Abstract

We present a simple method for estimating the well productivity of a natural completion. The method gives quick, accurate estimates of productivity that agree well with established finite-element calculations. We show that three nondimensional groups—determined by the major governing parameters: penetration length, shot density, perforation tunnel diameter, permeability anisotropy, wellbore damage length and perforating damage—control most of the functional dependence of well productivity. One practical application of the method is in selecting the best perforating system from a suite of alternatives. The analysis is also useful in determining economical trade-offs between marginal increases in productivity and contemplated improvements in any of the perforating parameters (perforation length, shot density and tunnel diameter).

Introduction

Researchers have been devising various methods for estimating well productivity from a perforated formation for many years.^{1–4} Most methods assume that the flow in the permeable formation can be modeled by potential theory, that is, as a solution to Laplace's equation, subject to particular boundary conditions. An oft-quoted study is that of Tariq,³ who used a finite-element method to solve numerically the well flow over a wide range of perforating and formation parameters. These results were later reduced to a series of analytical approximations by Karakas and Tariq⁴ that now serve as the basis for two commercially available computer codes^{5,6} that are in common use today.

Although useful in estimating well productivity and in assessing trade-offs between different gun systems, the computer analyses sometimes tend to obscure insight to the relative importance of the various competing parameters. Nondimensional analysis can often be of great use in these situations by grouping together the most important parameters to reveal the underlying functional dependencies. And that is the purpose of this study.

Basis of the Method

The method assumes that the dominant variables determining productivity are: perforation length (P), shot density (N), diameter of the perforation tunnel (d), anisotropy or ratio of horizontal permeability to vertical permeability of the formation (α), diameter of the wellbore (D), length of local wellbore damage (L), and the damage caused by the perforating jet (b_c). The method assumes that there is no appreciable difference in productivity caused by the phasing of the gun, as long as the perforations are distributed along a spiral pattern. Both the wellbore damage and the perforating damage (the local impairment to permeability caused by the perforating jet) are initially assumed to be zero. Later on, we show that these effects can also be included as part of the analysis.

No Damage. Before considering the general case of wellbore and perforating damage, consider the simpler situation of no wellbore damage ($L = 0$) and no perforating damage ($b_c = 1$). We define the productivity ratio (PR) in the conventional way as the ratio of the actual flow through the perforations, Q , to that of the flow, Q_D , into an open hole having a diameter equal to the wellbore, D , as

$$PR = Q/Q_D \dots\dots\dots (1)$$

We also define a maximum productivity ratio, PR_{∞} , based on the flow, Q_{∞} , into the wellbore of an idealized gun having penetration, P , and an infinite shot density (i.e., $N \rightarrow \infty$). Such a gun—if there were such a thing—would enlarge the wellbore to a diameter ($D + 2P$). The productivity ratio from this ideal gun is the absolute maximum flow that a gun with a prescribed penetration could ever produce, and is given by

$$PR_{\infty} = Q_{\infty}/Q_D = \ln(D_f/D)/\ln[D_f(D+2P)] \dots\dots\dots (2)$$

where D_f is the estimated diameter of the formation reservoir.

By way of illustration, the maximum productivity ratio for various penetration lengths is plotted in Fig. 1 for a reservoir 1320 ft in diameter and a wellbore diameter of 8.62 in.

Using the ratio of the two productivities from Eqs. 1 and 2, we can define a *productivity efficiency* (or normalized productivity) as PR/PR_{∞} , which will have values ranging between 0 and 1 (zero to 100% efficiency, respectively), depending on the particular perforation and formation parameters. We will use this normalized productivity ratio to calculate the efficiency of perforating guns.

In the next step, we assume that the productivity efficiency is a simple function of the nondimensional parameter,

$$\beta_P = PN/\alpha \dots\dots\dots (3)$$

This particular form is suggested by the scaling properties of potential flow theory (see Appendix). It is nondimensional because P has units of length and N has units of inverse length. β_P can be interpreted as a nondimensional penetration length. Alternatively, it can be interpreted as accumulative perforating length ($P \times N$) per unit length of gun. The scale factor, α , is necessary to account for the anisotropy between horizontal and vertical flow paths.

To support our contention, we compare calculations done with the computer program SPAN*,⁵ which is based on a combination of finite-element calculations and the analytical approximations done a number of years ago by Tariq and Karakas.⁴ Using the program, we calculated the normalized productivity for a wide range of conditions: formation penetrations of 3, 6, 9, 12, 15 and 18 in.; shot densities of 1, 2, 4, 8 and 12 shots per ft; tunnel diameters of 0.31, 0.61 and 0.92 in.; and ratios of anisotropy of 1, 10 and 50. For these calculations the wellbore diameter was taken to be 8.62 in., the reservoir was 1320 ft in diameter and the gun had 45-degree phasing. The wellbore and perforating damage were assumed initially to be zero. The result of the 270 different calculations without normalization or nondimensionalization is shown in Fig. 2. Note the seeming incoherence of the data.

The results are quite different after we normalize the same data and plot them against the nondimensional parameter, β_P , as shown in Fig. 3. The calculated results now tend to cluster along a common curve, tending to support our premise that normalized productivity can be simply modeled by this nondimensional parameter. The relationship, however, is not altogether perfect, as can be seen by the small scatter, which appears to have some pattern to it.

By itself, the nondimensional parameter, β_P , does not account correctly for distortions in perforation hole size when the perforation is scaled for anisotropy. The scale factor, α , causes the cross section of the perforation tunnels to distort

when comparing the flows with different anisotropies, which, in turn, causes the average hole diameter (and, consequently, the productivity) to be overestimated when equated to a homogeneous formation ($\alpha = 1$).

Effect of Hole Size. The hole size can be accounted for by a second nondimensional group, as suggested by Muscat¹ many years ago, which can be interpreted as a nondimensional hole size or, alternatively, as an accumulative hole size ($d \times N$) per unit length of perforating gun (see Appendix):

$$\beta_d = d N \alpha^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (4)$$

Again, the scale factor, α , accounts for the anisotropic flow paths, but hole size is now scaled properly. It turns out that a good fit to the data is given by a particular product of the two nondimensional parameters:

$$\beta_0 = \beta_P \beta_d \dots\dots\dots (5a)$$

$$= [P N / \alpha] [\sqrt{Nd} \alpha^{\frac{1}{4}}] \dots\dots\dots (5b)$$

$$= P N^{\frac{3}{2}} d^{\frac{1}{2}} \alpha^{-5/8} \dots\dots\dots (5c)$$

Fig. 4 shows this relationship for the same range of calculation parameters used in Fig. 3.

The tight grouping of the 270 data points along a common line in Fig. 4 supports our contention that this form of the two nondimensional parameters can be treated as the single dependent variable in determining productivity efficiency.

A good fit to this curve can also be approximated by the equation

$$PR/PR_{\infty} = 0.97[1 - \exp(-\beta_0/4.4)^{0.38}] \dots\dots\dots (6)$$

The average difference between the value of PR/PR_{∞} given by the approximation and the SPAN calculation is about 0.011, and the maximum difference at any one point is about 0.038. The form of the equation was picked to give a correct asymptotic value as β_0 approaches zero. As a side note, we could get a slightly better fit to the SPAN values, particularly at the smaller β_0 values, by not requiring the function to pass through zero as $\beta_0 \rightarrow 0$, but this would perhaps be gilding the approximation lily.

Also of note, for larger values of β_0 the data points tend to an asymptotic value of about 0.97, a bit less than the ideal value of 1. This is because the 45° phasing used in the calculations—in the limit of infinite shot density—gives only approximate, not perfect, radial flow. The more phasing planes the perforations have, the more radial the flow pattern and the closer the asymptotic value should approach the ideal value of 1. Accordingly, we would expect slightly different asymptotes for other values of gun phasing. For example, the asymptotic value for 90° phasing is about 0.95 and for 120° phasing about 0.93, both slightly less because they have fewer perforating directions and therefore deviate a bit more from perfect radial flow.

* Mark of Schlumberger

Effect of Crushed Zone. An undesirable side effect of the jet penetration process is the creation of a crushed zone around the perforation tunnel. This is a region of impaired permeability caused by compacting and fracturing the sand grains as the jet impacts the rock. We can define a third nondimensional group to account for the crushed zone:

$$b_c = 1 + (k/k_c - 1) \ln(1 + 2t_c/d) \quad (7)$$

where k_c is the impaired permeability in the crushed zone, k is the unimpaired permeability, d is the diameter of the perforation tunnel and t_c is the thickness of the crushed zone. The term $(b_c - 1)$ is recognized, more conventionally, as the perforating skin associated with the crushed zone of a single perforation. With this expression, we implicitly assume that a formation that has anisotropic permeability will retain that same anisotropic relationship in the crushed zone.

We can combine the effect of the crushed zone with the other two nondimensional parameters to obtain a more complete description of the productivity efficiency. It turns out that a good fit to the data is given by combining the β_0 value given in Eq. 5 (no crushed zone, no wellbore damage) with a particular combination of the nondimensional crushed-zone factor, viz.,

$$\beta(L=0) = \beta_0 b_c^{-1} (1 + b_c/\beta_0) \quad (8a)$$

$$= P N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1} \quad (8b)$$

$$\text{where } \beta_c = b_c(1 + b_c/\beta_0) \quad (8c)$$

Fig. 5 demonstrates the fit of the data using the nondimensional groupings given in Eq. 8. The 150 calculation points are for various nondimensional crushed zone parameters using the same range of penetrations and shot densities as in Fig. 3. We see that the new data points with perforating damage fall on top of the previous ones without damage, supporting our particular choice of nondimensionalization.

For these calculations the perforation diameter and formation anisotropy were fixed at $d = 0.62$ and $\alpha = 1$. A few spot checks at different diameters and other crushed zone parameters show that the same functional relationship holds. This does not seem to be true, however, if the formation is anisotropic. Evidently, neither the SPAN⁵ analysis nor the analysis of Karakas and Tariq⁴ treat a crushed zone with directionally different impaired permeabilities and, as a result, they tend to overestimate the flow in these situations.

Effect of Wellbore Damage. We can now generalize the results by considering a formation with some damage around the wellbore, such as that brought on by fluid invasion during drilling. In the damage zone, the permeability, k_d , can be reduced significantly from the virgin permeability, k , outside the zone. If, for example, the damage is total, then there is no flow in the damaged zone. This flow situation is equivalent to the flow from perforations of depth $(P - L)$ with a wellbore of diameter $(D + 2L)$ (see Fig. 6). Therefore, similar relationships apply as the zero damage case, except now P is

replaced by $(P - L)$ in Eq. 3 and D is replaced by $(D + 2L)$ in Eq. 2.

A more general treatment of wellbore damage where the zone is partially damaged is also possible. If the total length of the damage zone is given by L , then we can calculate an effective damage length, L' , in the area A_L between the wellbore and the outer edge of that damage as

$$L' = L \int_{\frac{D}{2}}^{\frac{D}{2} + L} [1 - k_d(r)/k] 2\pi r dr / A_L \quad (9)$$

Analogously, the penetration is equivalently reduced by $(P - L')$ and the wellbore diameter is increased by $(D + 2L')$. Eq. 9 is a generalization of the one used by Karakas and Tariq⁴ for modeling the effect of the damage zone where the perforation extend beyond the damage ($P > L$). Note that the damage-zone permeability does not have to be constant. If $k_d(r)/k = (r - D/2)/L$, and, say, $L = D$, then $L' = 0.42L$, as an example.

General Productivity Relationships. We can now generalize the relationship by including wellbore damage. The same functional relationship given in Figs. 4 and 5 obtains, except β_P is replaced by the more general

$$\beta_P = (P - L')N/\alpha \quad (10)$$

The nondimensional hole size, β_d , is not affected by the wellbore damage; the perforating damage, β_c , however, is, and is given more generally as

$$\beta_c = b_c[1 + b_c/(\beta_P\beta_d)] \quad (11)$$

where β_P is now modified for wellbore damage. PR_∞ must also be changed to

$$PR_\infty = Q_{\infty}/Q_D = \ln[D_f(D + 2L')]/\ln[D_f(D + 2P)] \quad (12)$$

And finally, combining all three parameters, we obtain the more comprehensive form of the nondimensional grouping as

$$\beta = \beta_P \beta_d \beta_c^{-1} = (P - L') N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1} \quad (13)$$

and the approximate productivity efficiency as

$$PR/PR_\infty = 0.97[1 - \exp(-\beta/4.4)^{0.38}] \quad (14)$$

To estimate productivity, we would first calculate β , then estimate the productivity efficiency, PR/PR_∞ , either from Fig. 4 or Eq. 14, and multiply finally by PR_∞ from Eq. 12 to get the productivity ratio, PR .

Method Limitations. From Eqs. 10–14 and the strong correlation shown in Figs. 3–5, it appears that the nondimensional relationship between productivity and β is quite general. There are some limitations, however. First, the gun phasing must be spiral, so these results cannot be applied directly to zero or +/- phased guns. Second, the calculations are for 45° phasing. We expect that the exact shape of the curve would change slightly for other gun phasings. And

the same average value have equal productivity efficiencies, PR/PR_{∞} .

If the efficiencies are the same, is there a difference between these two flow situations, and, if so, which one produces more? The two situations have different idealized two-dimensional flow limits, PR_{∞} , as the shot densities increase to infinity. In the limit, even perforations form equal length slots of length, P , and width, d , distributed around the wellbore; and uneven perforations form slots of unequal lengths (Fig. 7). To answer the question, we made several calculations using a two-dimensional numerical flow model. In every case calculated, the flow was higher with unequal slots lengths than with equal length slots.

This result is contrary to prevailing thought, which has it that gun systems with low shot-to-shot variations are better (i.e., have better productivity) than gun systems with high variations. Another way to see that this is not true is to consider two gun systems: one where all charges penetrate the same, say 10 in.; and one where every other charge penetrates 20 in. and the remainder have negligible penetration. Both have the same average penetration of 10 in. and also the same value of β . But the system with the larger variation has a higher productivity ratio because its PR_{∞} is greater (see Fig. 1).

The apparent advantage of high shot-to-shot variation is even more pronounced wherever wellbore damage is present, particularly where the damage is extensive and nearly equals the average penetration length. High variation will produce a few deeper shots that will punch through this damage, establishing clear communication to the formation. Low variation will not.

We should also mention that the two commercial codes^{5,6} treat uneven perforations incorrectly, and can lead to the erroneous conclusion that low variation produces more flow than high variation. Both treat flow into a number of uneven perforations as the arithmetic average of the flow into the same number of individual even perforations. This procedure ignores interaction between perforations, giving undo weight to the smaller perforation lengths, and thus the spurious conclusion.

As suggestive as these arguments may be, we still lack comparative calculations from a rigorous three-dimensional analysis of flow into uneven perforations to validate our simple model of uneven perforations at this time.

Improving Flow Efficiency with Higher Shot Density. High anisotropy and large perforating damage can severely limit the effectiveness of a perforating job. An anisotropy ratio of 10, for example, will reduce β to only 24% of that of a homogeneous formation with the same horizontal permeability.

By the same token, moderately large perforating damage can reduce β by a similar additional amount. In fact, high anisotropy is most likely accompanied by large perforating damage—a double whammy. The fluid velocities in the

crushed zone are primarily radial and thus significantly reduced by lower vertical (radial) permeability (assuming a vertical wellbore), and may not be sufficient to effect total cleanup around the perforation.[†]

To clean up all the perforating damage in a vertical well with a formation having a α ratio of 10, for example, would require about 3 times the underbalance pressure (assuming an inverse square-root relationship between underbalance pressure and permeability) of a well with a homogeneous formation and the same horizontal permeability. Such high underbalance may not always be a practical option.

One alternative would be to accept the perforating damage but increase β some other way, such as by deeper penetrations or higher shot densities. Improvements in penetration, however, are limited by the present state of the art. Higher shot densities, on the other hand, are not as restricted by technology, because we can, for example, always double-shoot a zone, provided it is economically feasible.

As an example where double shooting might be effective, consider the following situation: $P = 8$ in., $L' = 4$ in., $N = 4$ spf, $d = 0.50$ in., $\alpha = 10$ and $b_c = 5$. We calculate $\beta_c = 9.7$ (Eqs. 10, 4 and 11) and $\beta = 0.56$ (Eq. 13). The productivity efficiency calculates to be 0.35 (Eq. 14). Now, if we increase the shot density by double shooting ($N = 8$), we get a twofold effect: The effective perforating damage factor, β_c , is reduced to 6.6 and the total β factor is increased to 2.28. The corresponding efficiency is, in turn, increased to 0.53, almost a 50% increase in production by doubling the shot density.

Conclusions

1. There is a theoretical limit to the flow that can be obtained with a natural completion using a perforating gun. This limit turns out to be that from a gun with an infinite shot density. We use this limit to define the productivity efficiency for perforating guns.

2. Productivity efficiency can be approximated by combining the governing perforating and formation parameters into a single nondimensional grouping given by

$$\beta = (P - L') N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1}$$

Productivity estimates based on this nondimensional term agree well with established finite-element calculations over a wide range of perforation and formation variables.

3. Reduced flow resulting from high formation anisotropy, perforating damage or wellbore damage can be partially overcome by selecting the gun system with the highest value of β , whether obtained by deep penetration or higher shot density or some combination. Higher shot density is particularly effective if increased penetration is not available. Increasing

[†] The situation is different for a horizontal well. Low vertical permeability would mostly affect cleanup of the sideways perforations. The perforations pointing up and down would experience higher cleanup velocities from the higher horizontal permeability.

tunnel diameter is ineffective and may be damaging to the formation.

4. Our method suggests that a perforating gun with a large variation in perforation depth may produce more flow than a gun with a low variation.

5. In selecting the best perforating gun, we offer the following general guidelines:

- (a) Whenever possible, select a gun system so that $\beta > 100$. The gun efficiency will be greater than 90%.
- (b) If $\beta < 100$, select the gun system with the highest value of β .
- (c) If $\beta > 100$, select the lowest cost gun system, because there is only marginal benefit for increased penetration or shot density.
- (d) If $10 < \beta < 100$, the gun system is not efficient. A premium gun systems or higher shot density should be considered.
- (e) If $\beta < 10$, the system is extremely inefficient and both a premium system and higher shot density (double shooting) should be considered.

Appendix—Nondimensional Analysis

The flow from a formation into a wellbore through perforations is approximated by potential-flow theory. The form of the theory, which is based on the solution to the Laplace equation, accounts for the anisotropy of the formation by a simple scale factor based on the ratio of horizontal to vertical permeability. Thus, the flow from an anisotropic formation of infinite vertical extent into the wellbore is related to flow from a homogeneous formation by

$$Q = Q(P, N, d, \alpha, D, D_f) \dots\dots\dots (A-1)$$

$$= Q(P, N/\alpha, d\alpha^{1/4}, 1, D, D_f) \dots\dots\dots (A-2)$$

For the equivalent homogeneous flow, the effect of anisotropy is to increase all vertical dimensions by the factor, $\sqrt{\alpha}$, which is the reason that the equivalent shot density, N , is decreased by this amount. By the same token, a right-cylindrical perforation tunnel transforms into a tunnel with an elliptical cross section ($d \times d\sqrt{\alpha}$), which is approximated by an averaged cylindrical cross section of $d\alpha^{1/4}$. Horizontal parameters, such as penetration length, are not affected.

Three nondimensional groups are suggested by Eq. A-1: $d\alpha^{1/4}N/\alpha$, PN/α and D/D_f . The first group, which can be viewed as a nondimensional hole diameter, was suggested many years ago by Muscat.¹ The second is new, and can be interpreted as a nondimensional penetration length. Then,

$$Q = Q(PN\alpha^{-1/2}, dN\alpha^{-1/4}, \alpha = 1, D/D_f) \dots\dots\dots (A-3)$$

$$= Q(\beta_P, \beta_d, 1, D/D_f) \dots\dots\dots (A-4)$$

Nomenclature

A_L = Area between diameter of wellbore and outer edge of damage zone, L^2 , in.²

b_c = nondimensional single shot perforating damage – 1

d = diameter of perforating tunnel, L, in.

D = diameter of wellbore, L, in.

D_f = diameter of reservoir

k = virgin permeability, L^2 , md

k_c = permeability in crushed zone, L^2 , md

k_d = permeability in damage zone, L^2 , md

L = length of the damaged zone, L, in.

L' = effective length of the damage zone, L, in.

N = shot density of perforating gun, L^{-1} , ft⁻¹

P = penetration length, L, in.

PR = productivity ratio based on open hole of diameter D

PR_{∞} = productivity ratio based on open hole of diameter $(D + 2P)$, also productivity from ideal perforating gun

Q = production rate from a perforated completion,

L^3/s , ft³/s

Q_D = production rate from an open hole of diameter D , L^3/s , ft³/s

Q_{∞} = production rate from an open hole of diameter $D + 2P$, L^3/s , ft³/s

r = radial distance away from the wellbore, L, in.

t_c = average thickness of the crushed zone, L, in.

α = anisotropy ratio, ratio of horizontal to vertical permeabilities

β = general nondimensional parameter based on P, N, α, d, L', b_c

β_c = nondimensional parameter for perforating damage

β_d = nondimensional parameter for perforation hole size

β_P = nondimensional parameter for perforation length

β_0 = nondimensional parameter based on P, N, α, d (no damage)

Acknowledgment

The author thanks Schlumberger Perforating and Testing Center for support of this work.

References

1. Muscat, M.: *Physical Principles of Oil Production*, 2nd Ed., International Human Resources Development Corporation, Boston, MA (1981) 215-218.
2. Locke, S.: "An Advanced Method for Predicting the Productivity Ratio of a Perforated Well," *JPT* (Dec. 1981) 2481.
3. Tariq, S.M.: "Evaluation of Flow Characteristics of Perforations Including Nonlinear Effects With the Finite Element Method," *SPEPF* (May 1987) 105.
4. Karakas, M. and Tariq, S.: "Semi-Analytical Productivity Models for Perforated Completions," paper SPE 18271 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct 2-5, 1988.
5. SPAN Version 3.0, SPT Documentation, P.O. Box 1590, Rosharon TX, Copyright 1993.

6. The Well Evaluation Model (WEM), Release 9.1, P.E. Moseley and Assoc., Houston, TX, Copyright 1996.
7. Behrmann, L.A.: "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage," paper SPE 30081 presented at the 1st European Formation Damage Conference at The Hague, The Netherlands, 15-16 May 1995.

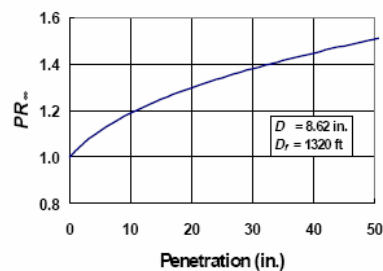


Fig. 1—Maximum productivity that can be obtained with a gun system with a given perforation length, is equal to the productivity of an openhole well of diameter $P + D$.

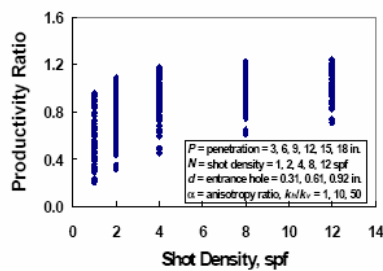


Fig. 2—Productivity ratio as a function of shot density for various penetration lengths, tunnel diameters and anisotropies. Note the lack of correlation.

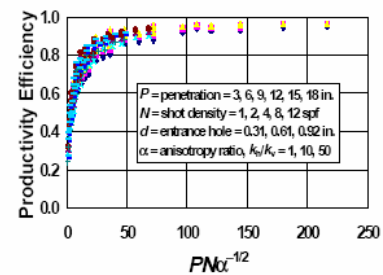


Fig. 3—Productivity efficiency versus nondimensional perforating length, β_p

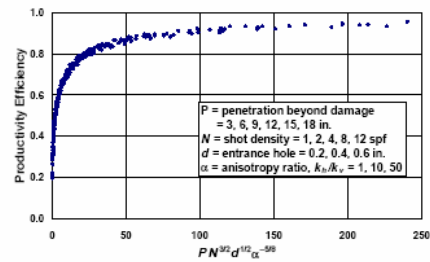


Fig. 4—Productivity efficiency versus β_p for no wellbore damage and no perforating damage

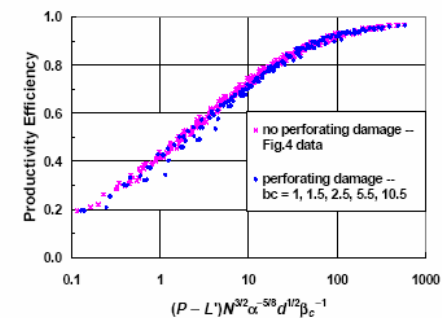


Fig. 5—Most general form of productivity efficiency versus nondimensional β , includes effects of wellbore damage and perforating damage



SPE 80481

An Innovative Solution for Maximizing Productivity from Perforated Completions

Hady El-Bermawy, SPE, Agiba Petroleum Company and Hossam El-Assal, Halliburton Energy Services, Inc.

Copyright 2003, Society of Petroleum Engineers Inc.

This paper was prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 15–17 April 2003.

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 633838, Richardson, TX 75063-3838, U.S.A., fax 01-972-953-9435.

Abstract

Inadequate flow efficiency in perforated wells in cased-hole completions has been a major concern in the oilfield since the first use of perforating gun systems. Because of this, one of the primary needs in design of a perforated completion is the accurate assessment of the efficiency of the proposed perforation scenario to transmit fluid from the reservoir to the wellbore.

Flow efficiency is affected by such conditions as the number of perforations actually open to flow, degree of damage around the perforations, formation physical properties, in-situ stress conditions influencing the perforator penetration, and extent of formation crushing around the perforation. This complex interaction of perforating geometry, formation characteristics, and perforating environment precludes traditional, global solutions to design or analyze perforated completions in order to achieve optimum productivity results. Each case must be addressed individually, and all possible information must be considered; (e.g., Cores, logs and well test results).

Unfortunately, existing industry models used to design and optimize perforated completions are fairly basic and have relied primarily on section I API Perforator Test Data (i.e. perforator penetration and entrance-hole results obtained from testing the perforating system under surface conditions in concrete targets) for predicting downhole perforation performance. Since these models obviously do not reflect the actual reservoir conditions, field performance often falls short of predicted results because an accurate validation method for optimizing the gun selection process has not been applied.

This paper will review a new quantitative method based on the unique properties of the reservoir that has been developed to optimize perforating design for individual wells. The process is based on experimental data from laboratory tests as well as theoretical (i.e. numerical and analytical) modeling to identify optimal parameters needed for efficiency in perforated completions.

Case Histories showing the successful implementation of the quantitative method will be presented. The results attained from the process design technique will be validated against actual post-perforation, pressure-transient-analysis field data to demonstrate the productivity improvement that is possible through the use of this perforating solution.

Introduction

Wells drilled to access petroleum formations cause a pressure gradient between the reservoir pressure and that at the bottom of the well. During production or injection, the pressure gradient forces fluids to flow through the porous medium.

Darcy's law, the most fundamentally basic petroleum engineering relationship, suggests that the production rate is proportional to the pressure driving force (draw-down) and the reservoir permeability

$$q \propto k \Delta P \text{ -----} \quad (1)$$

The fluid viscosity μ also enters the relationship and for radial flow through an area $2\pi rh$, equation (1) becomes

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w} \text{ -----} \quad (2)$$

Where P_{wf} and r_w are the bottom hole flowing pressure and wellbore radius respectively.

Equation (2), in conjunction with appropriate differential equations and initial boundary conditions, is used to construct models describing petroleum production for different radial geometries. These include steady state, where the outer reservoir boundary pressure, P_e , is constant at the reservoir

radius r_e ; pseudo-steady state, where no flow is allowed at the outer boundary ($q = 0$ at r_e), and infinite acting, where no boundary effects are felt.¹

Regardless of the mode of the reservoir flow, the near well zone may be subjected to an additional pressure difference caused by a variety of reasons that can alter the radial (and horizontal) flow converging into the well.

Everdengen and Hurst² introduced the Skin effects s , to account for these phenomena. Mathematically, the skin effect has no physical dimension and is analogous to the film coefficient in heat transmission. Fundamentally it describes a zone of infinitesimal extent that causes a steady-state pressure differential. The additional pressure drop ΔP_s across the altered zone in relation to the skin factor s , is defined as

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \quad (3)$$

Adding equations (2) and (3) results in

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r}{r_w} + s \right] \quad (4)$$

Where the P_{wf} in Equation (4) is different from that in equation (2). A positive skin effect requires a lower P_{wf} , whereas a negative skin effect allows a higher value for constant rate q .

A simple rearrangement of equation (4) yields

$$\frac{q}{P - P_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad (5)$$

where the left hand side of equation (5) is the well productivity index.

In a cased well, perforation and formation parameters affect the productivity index. The ratio of the actual productivity index to the ideal openhole productivity index is referred to as the productivity ratio (PR) and can be expressed in terms of the total skin s_t

$$PR = \frac{q_p}{q_{oh}} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + s_t} \quad (6)$$

The primary objective in any perforated completion is to maximize the productivity index in a cost effective manner, that is, to increase the flow rate for a given driving force (drawdown) or to minimize the drawdown for a given rate that could be achieved through minimizing the total well skin effect.

In essence, maximizing the productivity index by reducing the skin effect is central to hydrocarbon production. As reducing the bottomhole flowing pressure leads to additional costs in deployment of artificial lift completion techniques (both gas and pump assisted), furthermore, the bottomhole flowing pressure may have an allowable lower limit to prevent or retard undesirable phenomena such as sand production and gas or water coning.

The total skin for a well, s_t , consists of a number of components. Generally they can be added together, and therefore,

$$s_t = s_d + s_c + s_e + s_p + \sum s_{pseudo} \quad (7)$$

The perforation skin factor s_p is a reflection of the effectiveness of the perforation process and its design. The perforation skin factor, skin due to partial completion and slant $s_c + s_e$, are primarily related to the geometric configuration of the perforation and the wellbore-formation geometry. Whereas s_d is the damage skin and $\sum s_{pseudo}$ includes all phase and rate-dependent effects.

Consequently, it is of the extreme importance that the components of the skin effect be quantified to evaluate the completion efficiency. Therefore, a completion design approach aimed at optimizing the perforating process will significantly reduce the perforation skin component s_p and ultimately yield a more efficient overall well completion.

Unfortunately, selection of the perforating technique is often taken for granted. Industry operators will normally base their selection of the shaped charge perforators solely on API Section I perforator test data results that were shot in concrete targets under surface conditions. Accordingly, the natural conclusion from using the API section I data for charge comparison is to assume that the largest penetration and entrance hole size would yield the best productivity results. This simple approach to perforator selection ignores the impact of the variations in formation physical properties, in-situ stress conditions, and perforating environment on the charge inflow performance. This concern was raised by Pratt and Carrera³ with reference to the ability to optimize charge performance for a given material and render comparison on the sole basis of concrete target performance, to be inappropriate in the case of rocks with different properties. Accordingly, in order to optimize the perforating process, it is imperative for the industry to shift its focus towards establishing an accurate solution for predicting downhole charge inflow performance in relation to actual reservoir conditions and perforating environment.

Predicting Perforation Inflow Performance

Estimates of perforation effectiveness were first established using an analytical technique developed by Muskat⁴. API Section IV test procedures were introduced to assess single shaped charge performance under simulated in-situ stress and

performing conditions⁵. The test provided for a wide range of conditions. Fig. 1 demonstrates the fundamental configuration of an API section IV flow test laboratory. The principle parameters that can be modeled in the laboratory are the overburden stress and the initial wellbore and pore pressures. An example of a test performed with a Castlegate sandstone outcrop rock (Castlegate permeability: ranges from 750 to 1,050 md with average porosity of 20%), using 14.7 gm deep-penetrating charge under effective stress and in balanced shot condition is shown in Fig. 2. The total attained tunnel length L_t was measured at 14 inches; however, the actual effective unplugged tunnel length contributing to the perforation inflow (i.e. productive tunnel length) L_{pt} was only measured at 7 in. In testing the Castlegate core type using the same charge and under the same effective stress conditions but with a higher shot underbalance of 3500 psi, a clean perforating tunnel was attained with $L=L_{pt}$ and measured at 14 inches (shown in Fig. 3).

A number of papers⁶⁻⁸ have been written reviewing the test procedures and results attained from using Section IV API tests. More recently, the insights gained from a series of more than 70 section IV laboratory tests conducted with Berea and Castlegate sandstone cores with shaped charges ranging from 14.7 to 39 gm weight explosive under different in-situ conditions were presented by Folse et al.⁹. Based on the results from this presented work, Ansah, Proett and Soliman¹⁰ were successful in the development of both a perforated core inflow model (PCIM) for simulating single perforation API section IV laboratory experiments and a wellbore inflow model (WIM) for predicting the flow performance of multiple perforations in a single wellbore using 3D finite element analysis techniques. The next logical development to this seminal work is to establish an engineered perforating solution that can be tailored to make reservoir-specific perforated completion recommendations based on available empirical data.

Perforating Design Solution

A parametric study using the new WIM was used to develop a perforating design data base, which was then used to feed an Artificial Neural Network (ANN) model. The key idea behind ANN is that a mathematical model, which describes a very complex relationship, can be constructed using only data that represent the system being modeled without analytical development from first principles. This eliminates the need for a time-consuming and costly finite element run each time that a new perforating pattern needs to be evaluated. In this work, the neural network model was used to capture the relationship between perforation length, entrance hole diameter, length of perforation, number of shots per foot, shot phasing and pseudo-skin associated with a perforated completion. The finite element results from WIM were used as the training data.

Fundamentally, the developed perforating design solution software consists of two modules — *Charge Performance* and

Productivity. The Charge-Performance module converts API Section I test data to reservoir conditions for the purpose of predicting the actual formation penetration and casing entrance hole size. The charge performance is dependent on gm/charge type, well parameters, formation compressive strength, and effective stress.

The Productivity module is used to evaluate how different gm/charge combinations and well conditions (degree under or over balance) affect the well completion efficiency. For the case of an oil well, the Productivity module will report an actual productivity index (bbl/day/psi) and skin factor. For the case of a gas well, the Productivity module will report an Absolute Open Flow (AOF) potential and a skin factor. The skin factor component will be further defined to account for partial penetration, drilling damage, well deviation, anisotropy, perforation crushed zone, and non-Darcy turbulent effects. The productivity calculations are based on Darcy's equation for steady state flow in a natural completion.

Validation of the Perforating Design Solution

The following three cases compare the results from the perforating design software against actual post perforation pressure transient analysis field data to establish validation of the solution.

Case 1. This well was drilled to a total measured depth of 10,350 feet, the total net pay interval of 26 ft was perforated using, 4 5/8 inch 5-Shot-Per-Foot deep-penetration scalloped guns (Section I API charge performance – 44.8 in. depth of penetration, 0.38 inch entrance hole diameter) shot with 549 psi reservoir underbalance.

After perforation, the well was put on production for 26 hours; the average flow rate was measured at 6000 bbls/day, after which the well was shut in for a 45 hour pressure build-up period in order to define the flow efficiency of the well as well as the reservoir characteristics and geometry.

The results shown in Table 1 (Case 1 – Pressure Transient Results Summary) and in Figs. 4 and 5 (Case 1 – Pressure Derivative Model Match and Semi-Log Pressure Model Match) indicate an initial positive total skin factor of 5.7, and well flow efficiency of 0.59.

The perforating design software was used to model the charge performance under downhole reservoir conditions. The results from the modeling are shown in Table 2 (Case 1 – Summary Of Perforation Modeling Results) and Fig. 6 (Case 1 Charge Performance Modeled To Downhole Reservoir Conditions). The total skin was calculated using the software at 5.475 with a perforating skin component of 5.87. The total skin result from the perforating modeling software was within a 4% accuracy range as compared to the skin modeled from actual pressure transient data. In addition, the perforating modeling results indicated that the major component contributing to the encountered high-skin effect in this well was a result of perforating damage.

Consequently, it was obvious that the use of a higher underbalance pressure would have reduced the resultant

perforating skin damage, and total skin. A run was performed using the same type of higher underbalance of 2000 psi to evaluate higher underbalance pressure on the reduced skin. The results from the second model are: (Case 1 – Summary Of Perforation Model 2000 Psi Underbalance). The total skin result 2.851 with a perforating skin of 2.954. This skin value would result in improving the well from 0.59 to 0.79, which would equal incremental increase in production of 1033 b

Case 2. The total hydrocarbon bearing net perforated in a vertical well (total well depth in 12 shot-per-foot scalloped gums (Secti performance – 22.7 inch depth of penetration hole diameter) shot with 1200). After perforation, the well was put on production. The average flow rate was measured at 27 well was then shut in for an approximately build-up period in order to define the flow well as well as the reservoir characteristics. The results shown in Table 4 (Case 2 – Results Summary) and in Figs. 7 and 8 (C Derivative Model Match And Semi-Log Match) indicate an initial positive total skin well flow efficiency of 0.85.

The perforating design software was used to charge performance under downhole reservoir results from the modeling are shown in Table 2 – Charge Performance Modeled To Do Conditions). The total skin result from the model was attributed to perforating damage and the total skin result for total skin was within range as compared to the skin modeled from transient data.

An additional modeling run was performed using 12-shot-per-foot deeper penetrating gun, higher underbalance of 1500 psi. The results are shown in Table 6 (Case 2 perforation modeling results using 7 inch gun value was calculated at 0.285. This reduced value would result in improving the well flow 0.85 to 0.98 which equates to an initial increase production of 426 bbls/day.

Case 3. This is a gas well application, in which bearing net pay of 24.6 ft was perforated shot-per-foot scalloped gums. The well was low reservoir underbalance of 200 psi. The unconsolidated characteristics of the formation. A modified isochronal test consisting of time flowing and shut-in periods (approximate) was performed followed by an elongated period, and then, a 24-hour final shut-in. The

SPE 80481

AN INNOVATIVE SOLUTION FOR MAXIMIZING PRODUCTIVITY FROM PERFORATED COMPLETIONS

5

- 3- All relevant information including logs and core sample data should be evaluated in order to establish an accurate well-specific perforation-performance prediction model.
- 4- When possible, it is recommended that pressure transient analysis be performed on newly perforated wells to evaluate their flow efficiency and to verify that the optimum perforating method was selected in each condition.

Nomenclature

- B = formation volume factor, RB/STB, res-ft³/scf, res-m³/m³
 C = Wellbore storage constant, bbl/psi, m³/kpa
 D_1 = distance from wellbore to first no flow boundary, ft, m
 D_2 = distance from wellbore to second no flow boundary, ft, m
 h = formation or reservoir thickness, ft, m
 k = Permeability, md
 p = reservoir pressure, psi, bar, Pa
 p^* = Middle Time Region Pressure trend extrapolated to infinite shut-in time, psi, bar, Pa
 p_{wf} = flowing bottomhole pressure, psi, bar, Pa
 P_o = constant outer reservoir pressure, psi, bar, Pa
 q = flow rate B/D(oil), Mscf/D (gas), m³/d
 r = radial distance, ft, m
 r_w = reservoir radius, ft, m
 r_{we} = wellbore radius, ft, m
 s = skin effect, dimensionless
 s_i = total skin effect, dimensionless

Acknowledgments

The authors would like to thank the management of Agiba Petroleum Company and Halliburton Energy services, Inc. for their support and permission to present this paper.

References

1. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, Reservoir Stimulation-3rd Edition, Wiley.
2. Van Everdingen, A.F. and Hurst, N., "The application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," Trans. AIME, 186:305-324, 1949.
3. Pratt, D.W., Carrara, V., "Performance Patterns for Perforating charges optimized in Hard and Soft Materials," SPE 52203 presented at the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, 28-31 March 1999.
4. Muskat, M., Trans. AIME (1943) 151, 175.
5. Recommended Practices for Evaluation of Well Perforators, API RP 43, 5th Edition, Jan. 1991.
6. Halleck, P.M., and Dognah, Y.S., "The Basis and Use of the API RP43 Flow Test for shaped-charge Oil Well Perforators," Journal of Canadian Petroleum Technology May 1997 v.36 #5.
7. Pucknell, J.K. and Behrmann, L.A. "An Investigation of the Damaged Zone Created During Perforating," SPE 22811 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 6-9.

8. Bertusnik, R. Halleck, P.M., and Behrmann, L.A., "Experiments Investigate Underbalance Flow Velocity and Volume needed to Obtain Perforation Cleanup," Journal of Petroleum Science and Engineering, 1997 V.17 pp 19-28.
9. Folse, K., Allin, M., Chow, C., and Hardest, J.: "Perforating System Selection for Optimum Well Inflow Performance," SPE 73762 presented at the 2002 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 20-21 February.
10. Ansel, J., Proett, M. A., Soliman, M. Y.: "Advances in Well Completion Design: A New 3D Finite-Element Wellbore Inflow Model for Optimizing Performance of Perforated Completions," SPE 73760 presented at the 2002 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 20-21 February.

Table 1 – Case 1 Summary of Pressure Transient Analysis Results

P*	4600.7 psia
Pwf	4102 psia
Kh	7852 md.ft
K	302 md
C (storage)	0.0191 bbl/psi
St	5.7
D1	796 ft
D2	395 ft
FE	0.59

Table 2 – Case 1 Summary of Perforation Modeling Results

Gun type	4 5/8 inch - 5 Shot/foot
Charge weight	39 grams
Charge type	Deep Penetrating
Underbalance Pressure	549 psia
Total calculated skin	5.475
Pseudo skin due to well deviation	-0.103
Skin due to perforation	5.578

Table 3 – Case 1 Summary of Perforation Modeling Results using a 2000-psi Underbalance

Gun type	4 5/8 inch - 5 Shot/foot
Charge weight	39 grams
Charge type	Deep Penetrating
Underbalance Pressure	2000 psia
Total calculated skin	2.85
Pseudo skin due to well deviation	-0.103
Skin due to perforation	2.954

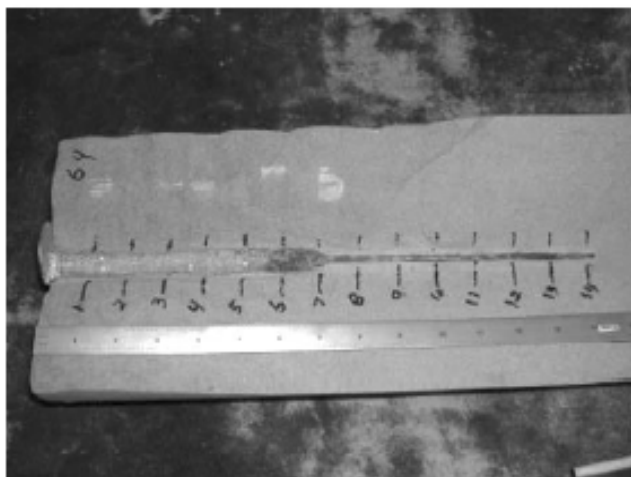


Fig. 2 — Example of Castlegate sandstone outcrop rock shot
in balanced condition $L_t = 14$ inch - $L_{pt} = 7$ inch

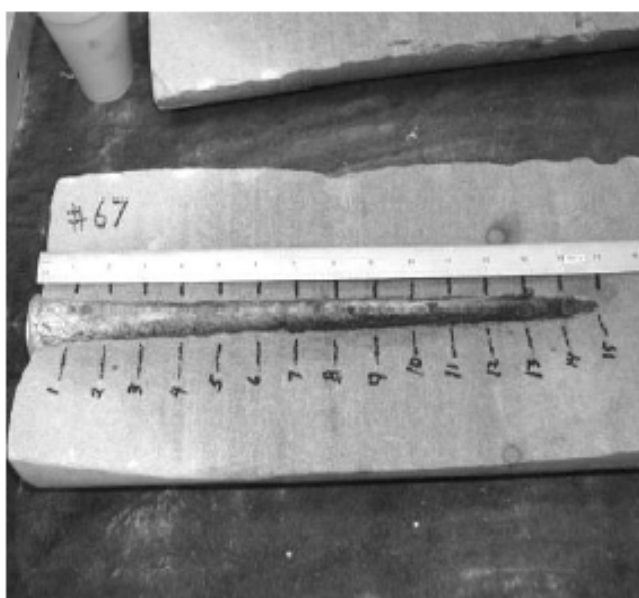
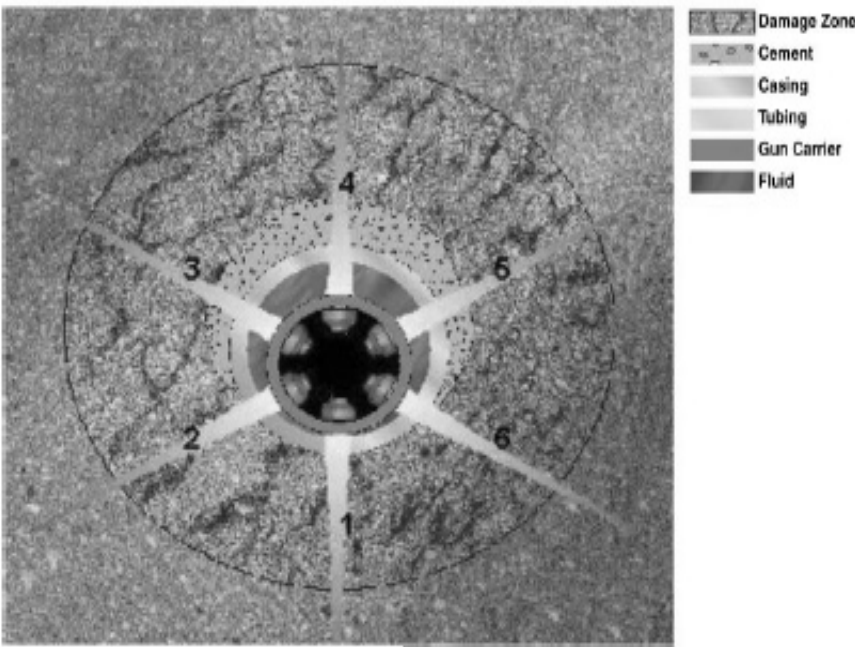


Fig. 3 — Example of the same Castlegate sand core type
shot with 3600-psi underbalance.
 $L_t = L_{pt} = 14$ inch



Gun Type: 5-5/8 in. – 6 Shot/Ft Deep Penetration
Underbalance: 649 psi
Average Formation Penetration : 30.88 in.
Average Entrance Hole Diameter : 0.38 in.

Fig. 6 — Case 1 – Charge Performance Modeled to Downhole Reservoir Conditions.

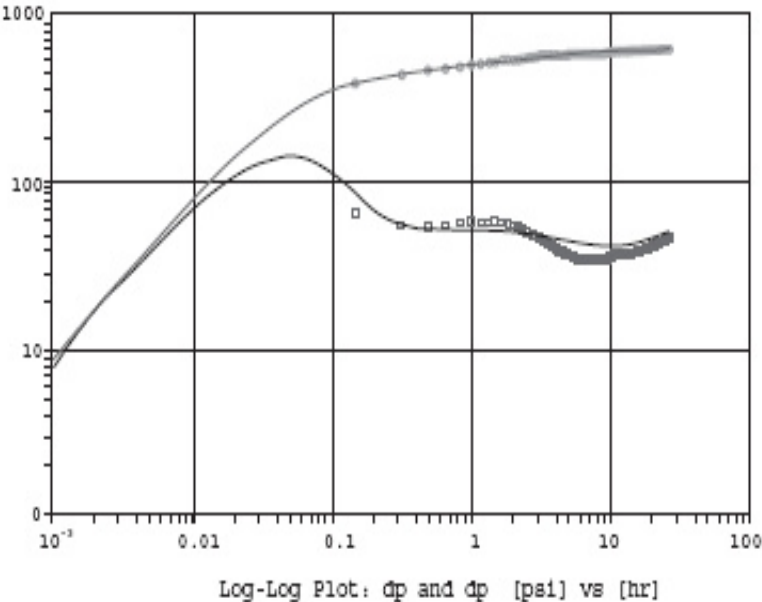


Fig. 7 — Case 2 – Pressure Derivative Plot

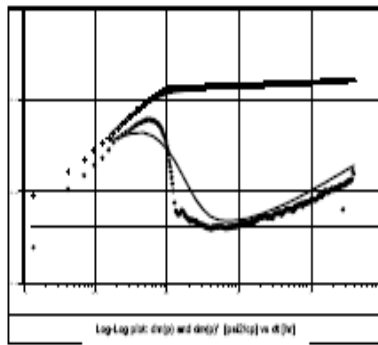


Fig. 12—Case 3— Pressure Derivative Plot— (Second Shut-In)

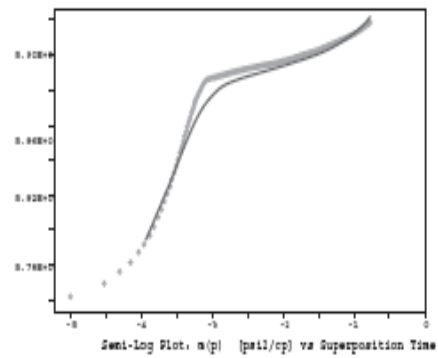


Fig. 13—Case 3— Semi-Log Plot -(Second Shut-In)

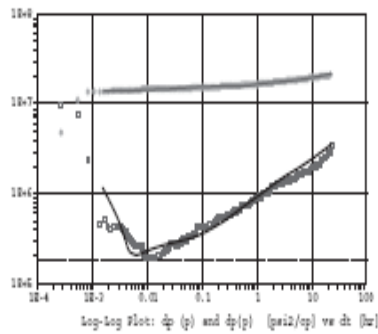


Fig. 14—Case 3— Pressure Derivative Plot— (Third Shut-In)

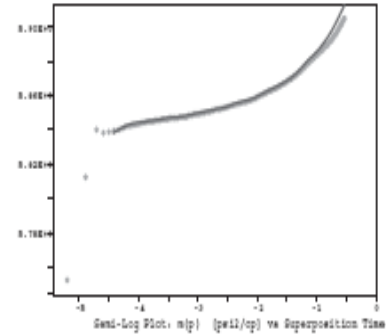


Fig. 15—Case 3— Semi-Log Plot -(Third Shut-In)

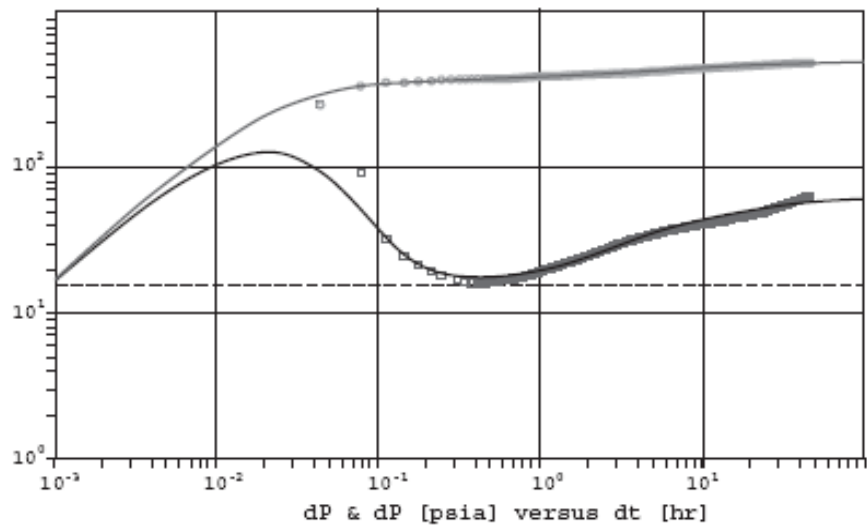


Fig. 4 — Case 1 — Pressure Derivative Plot

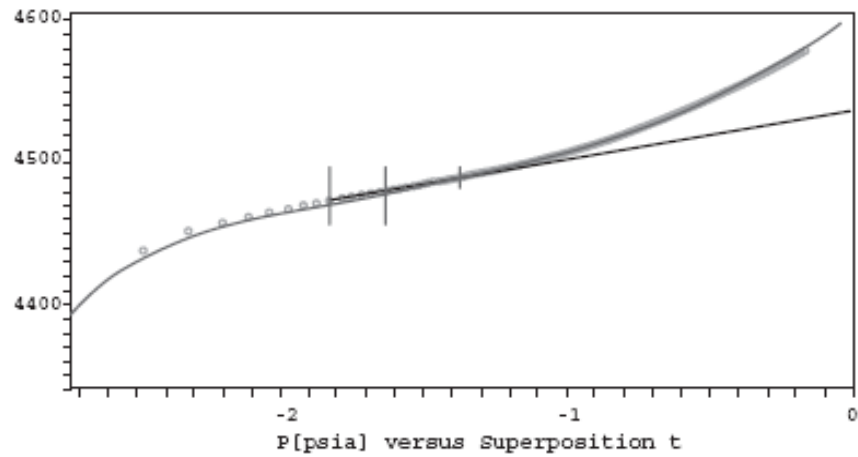
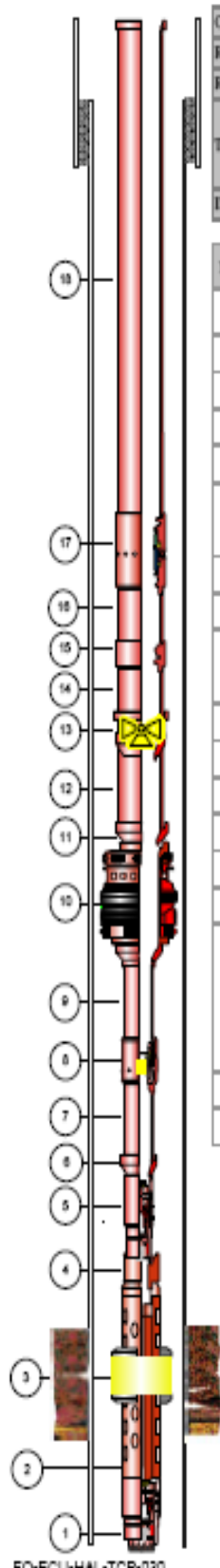


Fig. 6 — Case 1 — Semi-log Pressure Plot

ANEXO 5

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DEL POZOS CUIABENO 28 D

HALLIBURTON



FO-ECU-HAL-TCP-030

COMPANIA	Petroproduccion	FECHA	26-Mar-09	CAÑONES	4 5/8", 5 1/2", 6 1/2", 7 1/2"	BHA [ft]
REP. COMPANIA	Miguel Cuello	POZO	Cuyabeno 28D	UNDERBALANCE	2494	204.49
RESPONS. HES	Stella Martinez	CAMPO	Cuyabeno	OVERBALANCE	n/a	
TIPO DE SERVICIO	Shooting Dominator U inferior	RIG	Dygal 30	FORMACION	Napa U inferior	RAT HOLE [ft]
		FONDO DE HURCO (ft)	8346	BHP (psi)	3144	
				BHT (F)	210	
INTERVALOS:	8244 - 8258 (14)			TOP SHOT-RAD [ft]		121.17

Nº	DESCRIPCION	ROSCA TOPE	ROSCA FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]	PROF. FONDO [ft]	PROV.
18	Tbg 3 1/2" Bue, 9.3 lb/ft, N-80 a Superficie	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	280	3 1/2	2.992	31.00	0.00	8056.51	Petroproduccion
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod "L"	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4 1/2	2.810	2.92	8056.51	8059.43	Petroproduccion
16	Tbg 3 1/2" Bue, 9.3 lb/ft, N-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	3 1/2	2.992	31.48	8059.43	8090.91	Petroproduccion
15	No-Go Mod "R", 3 1/2" x 2 3/4"	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4 1/2	2.75	1.01	8090.91	8091.92	Petroproduccion
14	Tbg 3 1/2" EUE N-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	3 1/2	2.992	30.31	8091.92	8122.23	Petroproduccion
13	Sub Radiactivo 3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4 1/2	2.980	0.60	8122.23	8122.83	Halliburton
	Radioactive Marker						0.37	8122.83	8123.20	
12	Tbg 3 1/2" EUE N-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	3 1/2	2.992	30.40	8123.20	8153.60	Petroproduccion
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	3 1/2" EUE	2 7/8" EUE	1	4.44	2.44	0.78	8153.60	8154.38	Halliburton
10	Tope Champ a Gomas	2 7/8" EUE	2 7/8" EUE	1	5.65	2.37	5.47	8154.38	8159.85	Halliburton
	Gomas a fondo Champ Packer						2.58	8159.85	8162.43	
9	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/ft, N-80	2 7/8" EUE	2 7/8" EUE	1	2 7/8	2.44	31.36	8162.43	8193.79	Petroproduccion
8	MOBV Niple de Flujo 2 7/8"	2 7/8" EUE	2 7/8" EUE	1	3.88	2.25	2.41	8193.79	8196.20	Halliburton
7	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/ft, N-80	2 7/8" EUE	2 7/8" EUE	1	2 7/8	2.44	31.63	8196.20	8227.83	Petroproduccion
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8" Bue	2 7/8" EUE	2 3/8" EUE	1	3.97	1.61	0.71	8227.83	8228.54	Halliburton
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2 3/8" EUE	2 7/8" ACME	1	2.375	n/a	5.00	8228.54	8233.54	Halliburton
4	Cofre de Seguridad 4 5/8"	2 7/8" ACME	4" ACME	1	4.625	n/a	10.46	8233.54	8244.00	Halliburton
3	Tope de Disparo	4" ACME	4" ACME	1	4 5/8	n/a	14	8244	8258	Halliburton
	TCP 4 5/8", 5 spf, 38 gr. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente							8245		
								8257		
	Fondo de Disparo							8258		
2	X-OVER 4 5/8" 3 3/8"	ACME	ACME	1	4 5/8	n/a	0.60	8258.00	8258.60	Halliburton
1	TCP 3 3/8	ACME	ACME	1	3 3/8	n/a	2.40	8258.60	8261.00	Halliburton

INFORMACION OPERACIONAL

Marca Radiativa posicionada a (ft):	8122.83
Max Profundidad de Herramienta de Wireline (ft):	8178.79
Gomas de Empacadura posicionadas a (ft):	8159.85
Longitud de BHA:	204.49
Longitud Primera carga a la marca radiativa (ft):	121.17
Desbalance Aplicado (psi):	2494
Calchon de agua desde PSI (ft):	1500

Firma Representante de Halliburton

Firma Representante del Cliente

OBSERVACIONES

Material radiactivo Co-60 en SUB
Movimiento de la Empacadura 0.45 ft
Longitud del BHA desde SL-SL a TDF
Tecnica Slim Gun con 4 Camisas
2 Centralizadores, 2 conectores modulares
1 pop joint 2 3/8" en firing head

PERSONAL INVOLUCRADO

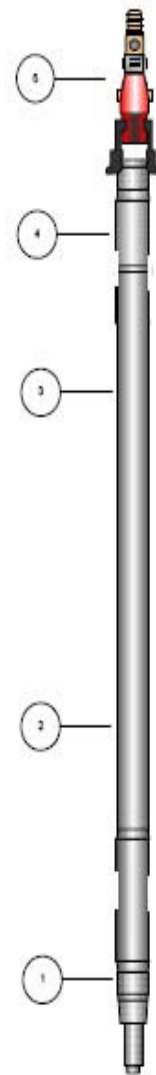
Angel Martinez

Bill Vega

FO-ECU-HAL-TCP-030

HALLIBURTON

COMPANIA	Petroproduccion	FECHA	26-Mar-09	CANONES	4 5/8", 5 qt, 60", DMC	BHA [ft]
REP. COMPANIA	Miguel Cuello	POZO	Cuyabeno 28D	UNDERBALANCE	2494	202.26
RESPONS. RES	Salin Martinez	CAMPO	Cuyabeno	OVERBALANCE	n/a	
TIPO DE SERVICIO	ShinGua Dominator U inferior	REG	Digal 30	FORMACION	Napo U inferior	RAT HOLE [ft]
		FONDO DE HUECO (ft)	8546	BHP (psi)	3144	
				BHT (F)	210	
INTERVALOS:	8244 - 8258 (14)			TOP SHOT-RAD [ft]:		121.17

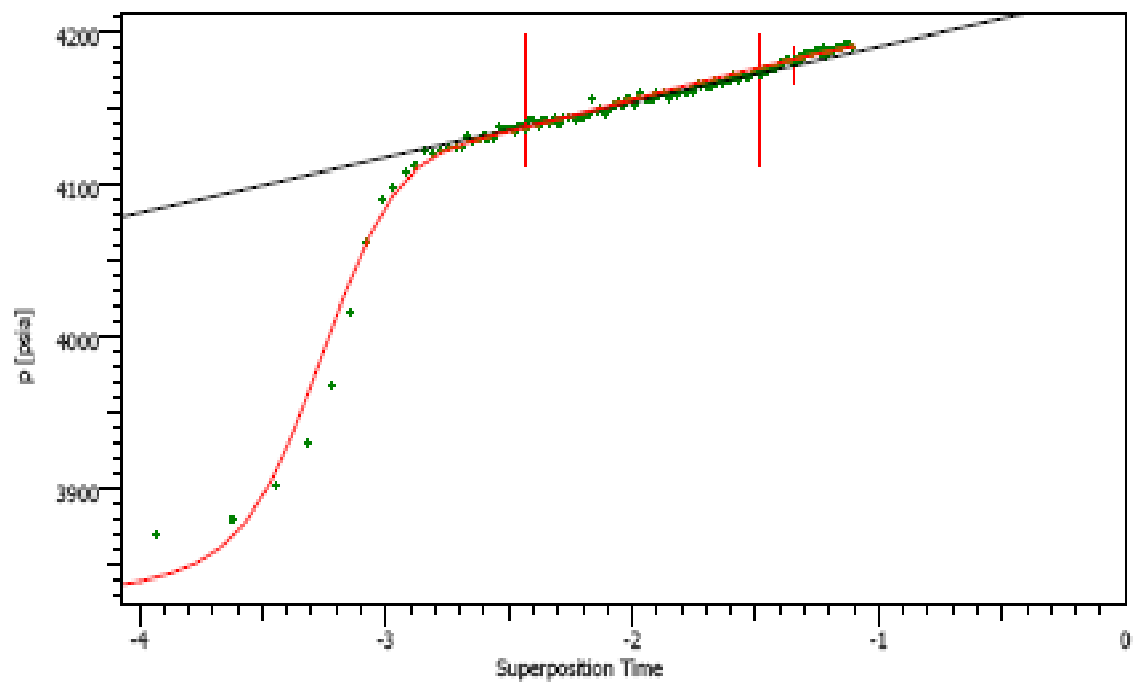
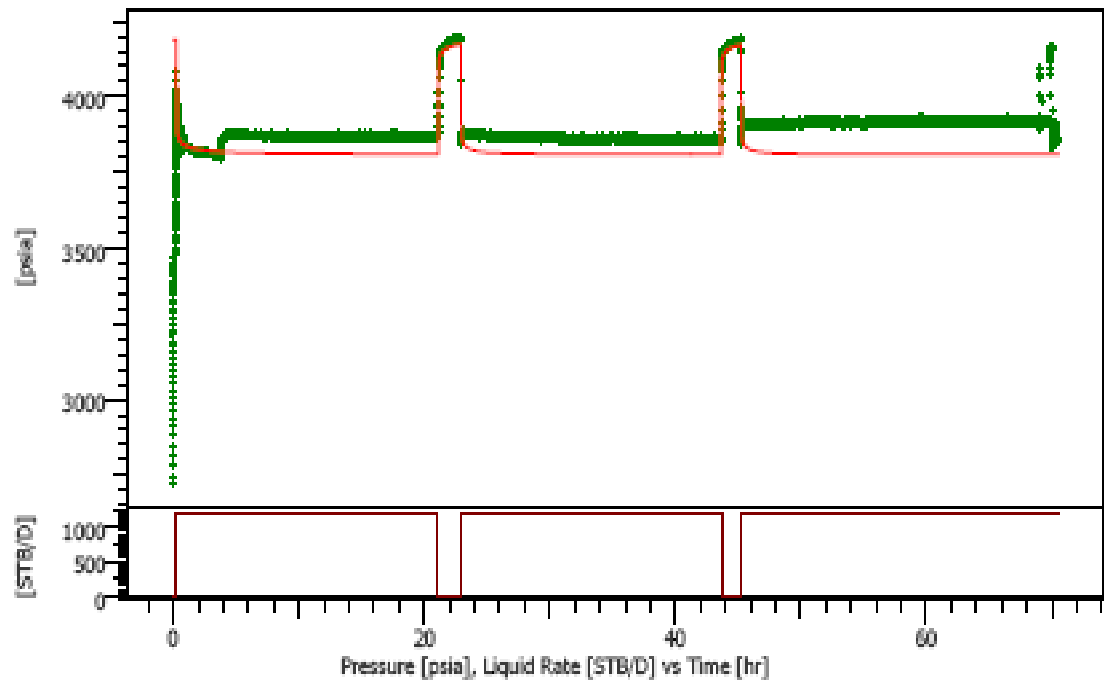


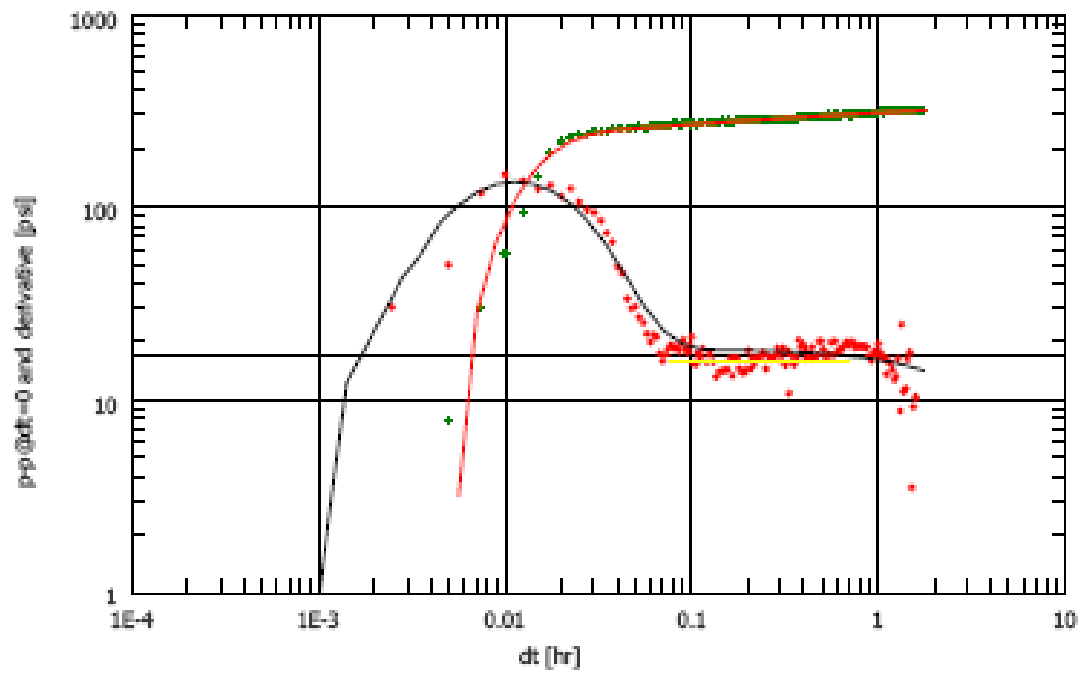
No.	DESCRIPCION	LONG. [ft]
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterias	4
1	Pin de Impacto	3
		10.5

Firma Representante de Halliburton _____
Firma Representante del Cliente _____

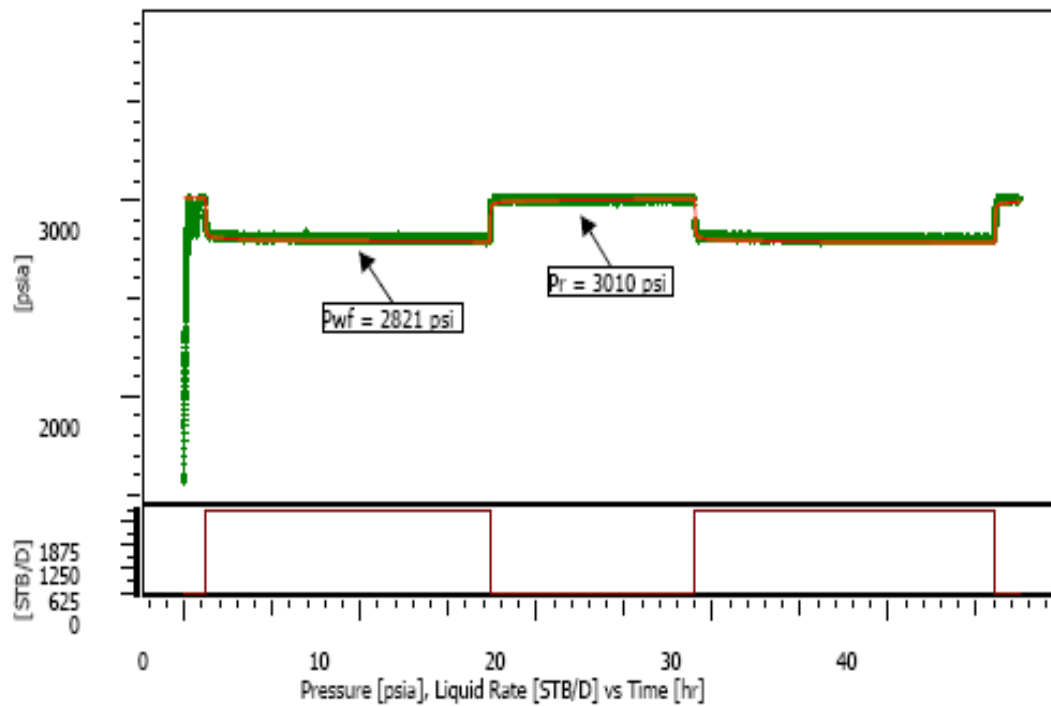
ANEXO 5

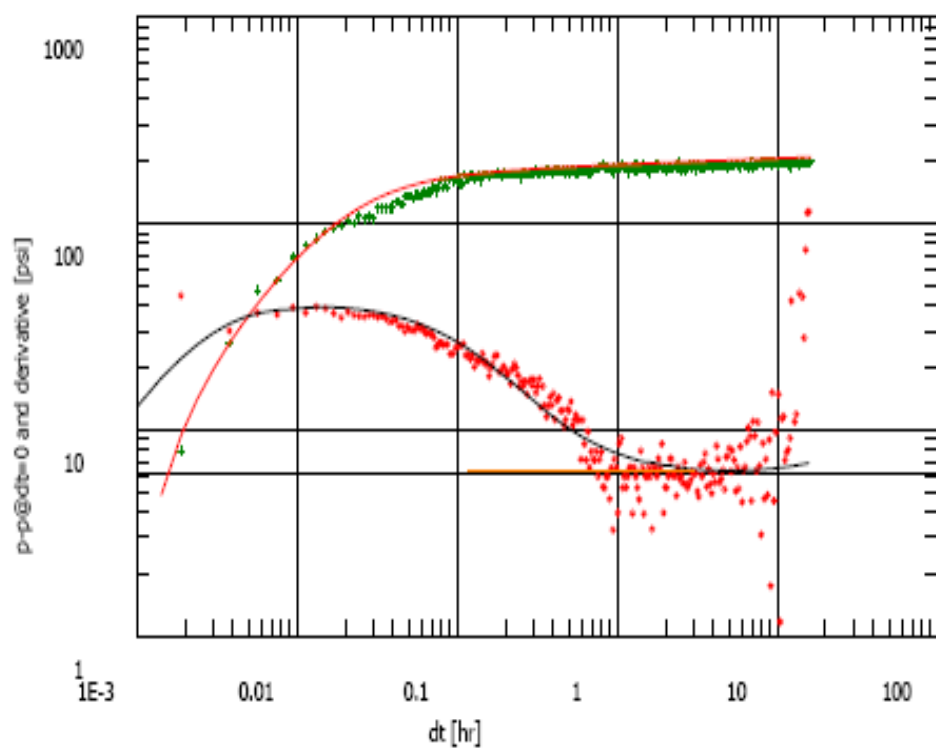
RESULTADOS DE LA RESTAURACION DE PRESION LUEGO DEL DISPARO EN LOS POZOS SACHA 214 D Y CUYABENO 28D

SACHA 214 D (Hollín Inferior)



CUYABENO 28 D (Napó U inferior)





ANEXO 5

EXPERIENCIA EN EL CAMPO





BIBLIOGRAFIA

- HALLIBURTON ENERGY SERVICES, Perforating Solutions, U.S.A., 2005-2007
- MARATHON OIL COMPANY, Stimgun Technology. Janet L. Emr,
- J.DIAZ; C. SANCHEZ, Tesis “Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción”
- SPE 56469. A Review of Field Performance of New Propellant/Perforating Technologies. Jim Gilliat, Halliburton Energy Services, Inc., Phillip M. Snider, SPE, Marathon Oil Company, and Robert Haney, HTH. Technical Services, Ltd. Copyright 1999, Society of Petroleum Engineers Inc. Houston, Texas.
- **SPE 37326 Well Testing and Evaluation of Tubing-Conveyed Extreme Overbalanced Perforating** Mehdi Azari, SPE, John Burleson, SPE, Mohamed Soliman, SPE, and Justin Mason, SPE, Halliburton Energy Services. Copyright 1997, Society of Petroleum Engineers Inc. John F. SCHATZ. Reserch & Consulting Inc. California USA.

- ROMAN HECTOR, Apuntes Técnicas de cañoneo
- MARTINEZ, Angel. Apuntes de Técnicas de Cañoneo
- <http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS>.
- <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/05/danos-de-formacion-parte-i.html>
- <http://www.iapg.org.ar/sectores/cursos/cursos/listados/110906.htm>
- www.halliburton.com