ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción”

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Johan Díaz Rodríguez

Christian Sánchez Rodríguez

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2007

AGRADECIMIENTO

Nuestro agradecimiento sincero primordialmente a Dios quien nos otorgó la fe y fortaleza necesaria para sobreponernos a momentos difíciles y por todo lo brindado durante nuestras vidas. A nuestras familias por el apoyo incondicional que siempre estuvo presente para que podamos concluir satisfactoriamente nuestros estudios superiores. Al Ing. Héctor Román nuestro Director de Tesis por su invaluable apoyo para la culminación de este trabajo. Al Ing. Miguel Ángel Cevallos de la CIA. Schlumberger por los conocimientos impartidos para el desarrollo de esta tesis de grado. Finalmente agradecemos a todo el personal del Departamento de Ingeniería de Petróleos del campo Sacha de PETROPRODUCCIÓN por la ayuda y atención prestada durante nuestra estadía en el Distrito Amazónico.

Johan Díaz R. Christian Sánchez R.

DEDICATORIA

A mis padres, Fausto Díaz Quintana y Martha Rodríguez, por todo el apoyo incondicional que me han dado en mi etapa formativa, por todo el amor y cariño brindado, por sus sabios consejos, paciencia y comprensión.

Johan Díaz R.

Dedico todo mi trabajo y esfuerzo a aquella persona que siempre creyó y confió en mi, a la persona que sacrificó mucho de si para que yo pudiera alcanzar esta meta, a la persona que llena de felicidad y esperanza todos mis días, a mi ejemplo de vida a seguir. A Rocío Rodríguez, mi madre.

Christian Sánchez R.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO FICT
PRESIDENTE

Ing. Héctor Román F.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Gabriel Colmont.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Johan Díaz Rodríguez

Christian Sánchez Rodríguez

RESUMEN

El presente trabajo es un Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. La importancia de que la operación de cañoneo resulte más eficiente radica básicamente en las penetraciones alcanzadas y por ende en las razones de productividades estimadas a partir de estas, sin dejar de tomar en cuenta el daño total generado por las diferentes técnicas en estudio.

Para realizar un adecuado análisis de los diferentes sistemas de cañoneo, este trabajo muestra fundamentos teóricos y técnicos, selección de pozos y análisis económicos; encasillados en seis capítulos, de los cuales:

El primer capitulo contiene una introducción a los aspectos teóricos involucrados en la Tecnología del punzonamiento, tales como los factores que afectan la productividad de un pozo, los factores que afectan los resultados de una operación de cañoneo y la secuencia de fenómenos físicos y químicos que generan un disparo.

Dentro del Capitulo 2 se realiza una descripción detallada de cada una de los sistemas, explicando sus fundamentos de operación, ventajas y limitaciones.

En el Capitulo 3 se efectúa la respectiva selección de pozos, que para este estudio fueron tomados del campo Sacha; detallando para cada uno de ellos las características petrofisicas y de fluidos, salinidades, historiales de producción y de reacondicionamiento; y el análisis de restauración de presión.

Para que se pueda realizar el análisis técnico de los sistemas de cañoneo enmarcado en el Capitulo 4, se empleo el simulador SPAN para la estimación de las profundidades de penetración con diferentes tipos de cargas. Este análisis se llevo a cabo a partir de tres puntos de vista diferentes, además se añade una propuesta de re-cañoneo de dos pozos mediante el uso de la técnica Slickline.

El Capitulo 5 es un análisis económico a partir del análisis técnico previo desarrollado en el Capitulo 4 para la estimación de la productividad de los pozos en estudio, también se muestran los costos operativos referidos a cada método.

Finalmente, en el Capitulo 6 se dan conclusiones objetivas y con aporte tanto técnico como económico a este estudio, así como las recomendaciones necesarias para que futuras operaciones de cañoneo puedan ser llevadas a cabo con resultados satisfactorios.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 5

CAPÍTULO 6

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
CAP	Contacto Agua-Petróleo
CCL	Registro localizador de collares
cp	Centipoise
DPP	Disparos por pie
EF	Eficiencia de flujo
EOB	Extreme Overbalance
ft	Pies
GOR	Relación Gas Petróleo
GR	Registros de Rayos Gamma
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
IRIS	Intelligent Remote Implementation System
IPA	Índice de Productividad Real
IPI	Índice de Productividad Ideal
MM	Millones

md	Milidarcies
PPF	Levantamiento por flujo natural
PPS	Levantamiento por Bombeo Eléctrico
PPH	Levantamiento por Bombeo Hidráulico
PPM	Levantamiento por Bombeo Mecánico
ppm	Partes por millón
psi	libras por pulgada cuadrada
psia	libras por pulgada cuadrada absolutas
pulg	Pulgadas
PURE	Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation
SAFE	Slapper Actuated Firing Equipment
SCF/STB	Pies Cúbicos Estándar por Barriles de Almacenamiento
TCP	Tubing Conveyed Perforating
Ts	Arena T Superior
Ti	Arena T Inferior
U	Arena U
Ui	Arena U Inferior

SIMBOLOGÍA

BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
Df	Diámetro del reservorio
D	Diámetro del pozo
d	Diámetro del túnel de perforación
J	Índice de Productividad
k	Permeabilidad
k_s	Permeabilidad en la zona dañada
k_o	Permeabilidad al petróleo
h_T	Espesor del reservorio
h_o	Intervalo disparado
p_c	Presión en la cabeza del pozo
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
p_{ws}	Presión de fondo
p_{wf}	Presión de fondo fluyente
p_b	Presión de burbuja
Q	Tasa de producción de una completación disparada

Q_D	Tasa de producción para un pozo con agujero abierto
Q_∞	Tasa de producción para un pozo con agujero abierto de diámetro (D+2P)
q	Tasa de producción
q_o	Tasa de producción de petróleo
q_w	Tasa de producción de agua
q_t	Tasa de producción de fluido total
r_s	Radio de la zona dañada
r_w	Radio del pozo
r_e	Radio externo
Sf	Factor de daño de formación
St	Factor de daño total en el pozo
Ty	Temperatura de yacimiento
βo	Parámetro adimensional basado en P, N, α, d (no daño)
α	Anisotropía
βoil	Factor Volumétrico de formación del petróleo
$Ø$	Porosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

Pag.

INTRODUCCIÓN

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

La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales. Por tal motivo los punzonamientos de pozos de petróleo o gas, deben diseñarse de modo que se minimice las futuras reparaciones y se alargue al máximo la vida útil del pozo.

En la actualidad, la tecnología en la construcción de cargas y sistemas de disparos ha evolucionado rápidamente, y es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones y proveedores.

La optimización de la producción demanda diseños cuidadosos, para obtener disparos conductores limpios. Un diseño óptimo se refiere a la elección del mejor y mas eficiente sistema de disparos, cargas, cañones, fase, diámetro de los orificios, densidad de disparo, y asimismo la determinación del sistema de Completación y Producción que asegure una buena relación de productividad, aun después de que un porcentaje de los punzonamientos se taponen a medida que produce el pozo.

El objetivo principal que orientó a plantear un Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes Técnicas de Cañoneo en los campos operados por Petroproducción, fue el determinar que Sistema de Punzonamiento es el más eficiente y el más recomendado en términos económicos y rentables para futuros trabajos que se realice tanto en Petroproducción como en otras empresas.

El presente proyecto de tesis analiza los principales parámetros de punzonamiento bajo los cuales fueron operadas las técnicas de cañoneo en estudio y se las evaluó también dándoles otros parámetros, con el propósito de encontrar diferencias en la efectividad entre cada una de ellas, que nos permitan dirimir entre una y otra.

Para lograrlo se seleccionaron doce pozos del campo Sacha, correspondientes en igual número a los Sistemas Convencional, TCP Bajo-balance y PURE, haciéndoles análisis de penetración, razón de productividad y daño total de formación. Todo esto usando software y técnicas modernas.

En el estudio, se presentan los procedimientos seguidos, cálculos, conclusiones y recomendaciones con un carácter de ingeniería de la forma más clara posible, para que sirva como un documento de consulta y referencia para próximos proyectos y para que pueda ser utilizado por cualquier persona que quiera reforzar sus conocimientos en Operaciones de Cañoneo de Pozos.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA DEL PUNZONAMIENTO

1.1. El proceso de punzonamiento

Todo pozo entubado debe ser disparado para que los fluidos fluyan desde el subsuelo o sean inyectados en el fondo del pozo.

Los punzados desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta la completación e intervención de remediación o reacondicionamiento del pozo, constituyendo un elemento clave para el éxito de la exploración y explotación, la producción económica del pozo de petróleo y/o gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. La operación de cañoneo no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería, ya que éste condicionará el diámetro exterior de los cañones y los cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a éste.

La carga moldeada o perforador jet es el componente explosivo que crea la perforación y usa la misma tecnología que las armas desarrolladas durante la Segunda Guerra Mundial. Estas cargas moldeadas son dispositivos sencillos, conteniendo tan solo tres componentes. Sin embargo, la optimización del desempeño de la carga no es un asunto fácil debido a la física de colapso del liner y blanco de penetración. Las condiciones dinámicas extremas que existen durante el colapso y penetración involucran cálculos concernientes a elasticidad, plasticidad, hidrodinámica, mecanismos de fractura y caracterización de materiales.

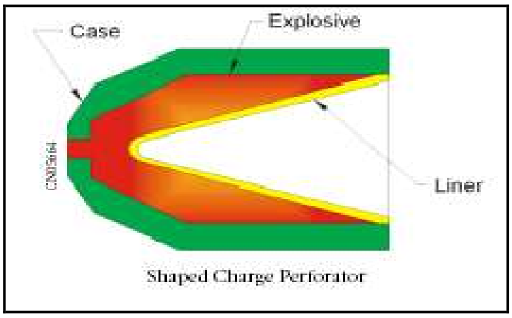


Figura 1.1 Componentes de una carga

El proceso de colapso del liner y formación del jet comienza con la detonación de la base de la carga. Una onda expansiva se extiende a través del explosivo, liberando químicamente energía. Gases a altas presiones en el frente de detonación llegan a medir aproximadamente 3 a 5 millones de psi e imparte ímpetu, forzando al liner a colapsar en si mismo a lo largo de un eje de simetría. Diferentes características de colapso y penetración resultarán dependiendo en la forma y material del liner. Si la geometría del liner es cónica un largo y delgado jet será formado. En este caso, la penetración del jet en el objetivo es relativamente profunda, y la geometría del hueco es pequeña.

Si el liner es parabólico o hemisférico un jet mucho más masivo, pero mas lento será formado, creando una penetración poco profunda con un diámetro de hueco relativamente grande. Debido a que el diseño del liner tiene una tremenda influencia sobre las características de penetración de una carga formada, la forma del liner es usada para categorizar los perforadores jet como de penetración profunda (DP) o agujero grande (BH). Las cargas DP típicas crean diámetros de huecos entre 0.2 y 0.5 pulgadas con profundidades de penetración en hormigón de una a varias docenas de pulgadas. Las cargas DP son usadas principalmente para perforar formaciones duras. Las cargas BH son usadas generalmente para perforar formaciones no consolidadas que requieren alguna forma de control de arena. Las cargas BH son diseñadas con diámetros de hueco entre 0.6 y 1.5 pulgadas para facilitar la colocación de arena, y las penetraciones son normalmente de 8 pulgadas o menos.

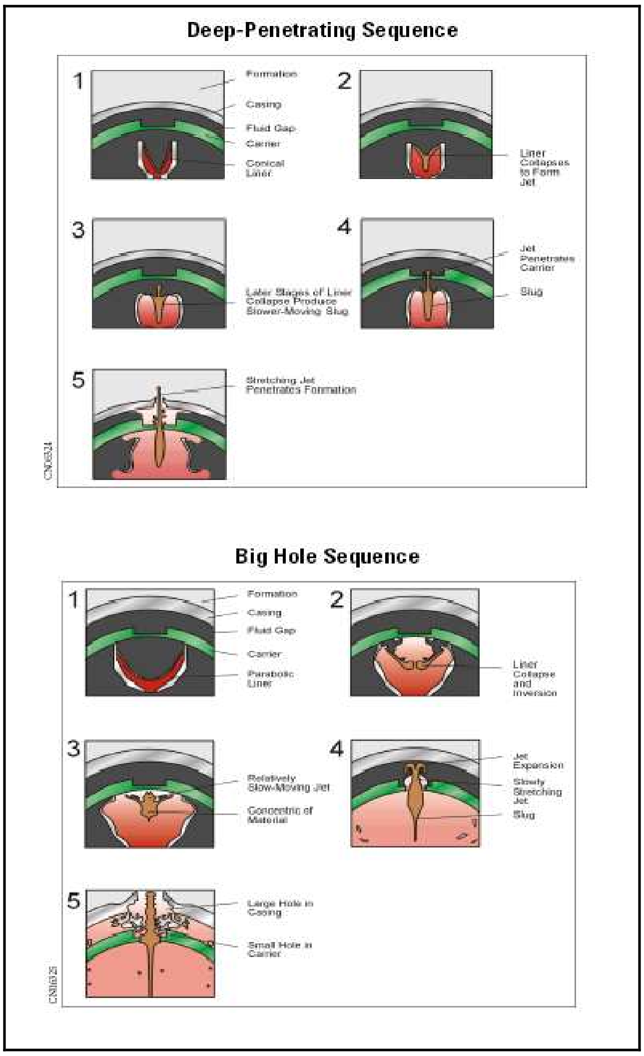


Figura 1.2 Secuencia de penetración

1.2. Sistemas de punzonamientos empleados en la industria petrolera

El diseño de los punzados constituye una parte integral 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. Por tanto, el punzonamiento es la operación más importante para pozos entubados.

En la industria petrolera de manera general y en particular en la ecuatoriana, los sistemas de punzonamientos utilizados podemos enmarcarlos en dos grandes grupos: Punzonamientos con Wireline y punzonamientos con cañones transportados por tubería o TCP (Tubing Conveyed Perforating).

1.3. Factores que afectan los resultados de los disparos

1.3.1. Taponamiento de los disparos

El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo. Mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado, los residuos mayores han sido eliminados en varias de las cargas especiales. Los residuos del recubrimiento también se forman, pero son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosférica, no son confiables para evaluar este tipo de taponamiento de los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de los disparos a la presión atmosférica.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contra flujo. La presencia de partículas compactadas y trituradas de la formación alrededor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

Cuando se abren algunos disparos que requieren una presión diferencial baja, el flujo a través de estos disparos dificulta la creación de la mayor caída de presión requerida para abrir más disparos. En formaciones estratificadas, como las constituidas por secuencias de lutita y arena, un gran número de disparos permanecen taponados y pueden evitar que se drenen algunas zonas específicas. Cuando están taponadas, o parcialmente obturadas, una o más zonas en un yacimiento estratificado, las pruebas de formación, las de producción y las mediciones del índice de productividad, pueden proporcionar una evaluación errónea sobre el daño del pozo, su productividad y su recuperación.

1.3.2. Efecto de la presión diferencial

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Los tapones del lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Aún cuando se dispare 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 de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación. Las formaciones con permeabilidad de 250 md o mayores, permiten que las partículas de tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas ocasionando un daño muy severo.

Para formaciones de carbonato es aconsejable punzonar con HCl o ácido acético, para obtener una alta productividad, pero generalmente se cañonea con fluidos limpios, las recomendaciones de la tabla 1.1 son una modificación de los estudios de campo hechos por King, Anderson y Bingham.

TABLA 1.1

PRESIÓN DIFERENCIAL A FAVOR DE LA FORMACIÓN CUANDO SE PUNZONA

CONDICIONES DEL RESERVORIO	**PRESION DIFERENCIAL (PSI)**	
	POZOS DE PETROLEO	**POZOS DE GAS**
ARENAS NO CONSOLIDADAS	300-500	300-500
ARENAS CONSOLIDADAS		
Permeabilidad de la formación		
mayor que 100 Md	500	1000
Desde 100 hasta 10 Md	500-1000	2000
Menos que 10 mD	1000-2000	2000
CARBONATOS		
Permeabilidad de la formación		
mayor que 250 Md	500	500
Desde 100 a 250 mD	750	1000
Menor que 100 mD	1000	2000
Menor que 10 mD	2000	2000

Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial desde el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos. Este es el método preferido de areniscas y carbonatadas.

1.3.3. Efecto de usar fluidos limpios

La productividad del pozo, en todos los pozos de arena y carbonato, será maximizada por el cañoneo en aceite o salmuera limpios con una presión diferencial a favor de la formación, además, es necesario tener un periodo de limpieza de los punzonamientos. Si el pozo esta cerrado hay que recuperar los cañones antes de completar la limpieza de todos los punzonamientos; muchos punzonamientos podrán permanecer taponados debido a un asentamiento de sólidos en el pozo durante el periodo de cierre.

1.3.4. Efecto de la resistencia a la compresión

La penetración y tamaño del hueco hechos por los cañones son reducidos cuando aumenta la resistencia de compresión del casing, cemento y roca de formación.

1.3.5. Determinación de la densidad de los disparos

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. Generalmente son adecuados 4 disparos por pie de 0.5 pulg., siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En los pozos que serán fracturados, los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. Para operaciones en arenas consolidadas, generalmente se prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande. Para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pulg. de diámetro o mayores.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con cañones con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los coples de las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

1.3.6. Limitaciones de presión y temperatura

Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todos los cañones. Las presiones en el fondo del pozo pueden limitar el uso de algunos cañones con cargas expuestas.

Como regla general, las cargas de alta temperatura no deben ser empleadas en pozos con un rango de temperatura entre 300-400 °F. Esta recomendación esta basada en lo siguiente:

- Algunas cargas de alta temperatura proveen baja penetración.
- Son menos sensibles, lo que puede provocar un incremento en las fallas.
- Estas cargas son más costosas.
- Hay menos opción de selección.

Cuando se usa cargas de baja temperatura y estamos operando en los límites máximos de operación de temperatura las siguientes opciones pueden ser consideradas:

- Los pozos pueden ser circulados con fluidos que tengan baja temperatura, esto se realiza para bajar la temperatura de la formación y zona circundante; esto es aplicable para cañones through tubing, los cuales pueden ser corridos inmediatamente después de que el fluido ha sido parado.
- Si existe alguna duda en cuanto a si el límite de temperatura de los cañones puede ser alcanzado antes de disparar los cañones, los detonadores de alta temperatura pueden ser empleados en cañones equipados con cargas convencionales de baja temperatura. Esta opción prevendrá punzonamientos accidentales en un intervalo erróneo debido a la alta temperatura del fondo del pozo. Las cargas expuestas a una alta temperatura quemaran sin punzonar el casing, a menos que se disparen con un cañón con detonador.

Para pozos de excesiva temperatura, lo que se hace es emplear todo un paquete de componentes de alta temperatura; esto incluye un detonador, primacord, la carga booster y la carga de potencia principal;

generalmente, el detonador es la clave de todo el sistema, ya que si este no es disparado, tampoco lo harán las cargas.

1.3.7. Costo

El precio de los disparos varía; sin embargo, generalmente los costos son inferiores cuando se usan bajas densidades de disparo. El empleo de cañones selectivos puede ahorrar un tiempo apreciable en las intervenciones en que se tienen zonas productoras separadas por intervalos no productores. El empleo de cañones que se corren a través de la tubería de producción puede frecuentemente permitir el ahorro de tiempo si la tubería de la producción esta abierta en su extremo y situada arriba de las zonas que serán disparadas. En los pozos nuevos la tubería de producción puede colocarse en unas cuantas horas después de cementar el pozo. A continuación pueden efectuarse los disparos a través de la tubería de producción sin tener un equipo en el pozo. En esta forma no se carga tiempo por equipo en la terminación de pozo.

1.3.8. Daños del cemento y la tubería de revestimiento

Los cañones con cargador de tubo absorben la energía no empleada al detonar las cargas. Esto evita el agrietamiento de la tubería de revestimiento y elimina virtualmente que el cemento se resquebraje. Con el uso de los cañones a bala convencionales no se dañan mucho las tuberías de revestimiento. Al disparar con un claro igual a cero se tiende a eliminar las asperezas dentro de la tubería de revestimiento. Los cañones a chorro con cargas expuestas, como las de tipo encapsuladas o en tiras, pueden causar la deformación, fracturamiento y ruptura de la tubería de revestimiento, así como un notable agrietamiento del cemento. La cantidad de explosivo, el grado de adherencia de la tubería de revestimiento con el cemento, la densidad de los disparos, el diámetro de la tubería de revestimiento y la “masa resistencia” de la tubería de revestimiento, son factores que afectan el agrietamiento de las tuberías de revestimiento expuestas a disparos con cargas a chorro. La masa resistencia de la tubería de revestimiento ha sido definida como el producto del peso unitario y su resistencia hasta el punto de cedencia.

1.3.9. Necesidad de controlar el claro de los cañones

Un claro excesivo con cualquier cañón a chorro puede ocasionar una penetración inadecuada, un agujero de tamaño inadecuado y una forma irregular de los agujeros. Los cañones a bala deberán generalmente dispararse con un claro de 0.5 pulg., para evitar una pérdida apreciable en la penetración. Generalmente los cañones a chorro convencionales de diámetro grande, presentan poco problema, excepto cuando se disparan en tuberías de revestimiento de 9 5/8 pulg. ó mayores.

El control del claro puede lograrse a través de resortes tipo deflectores, magnetos, y otros procedimientos. Dos magnetos, uno localizado en la parte superior y el otro en el fondo de las pistolas que se corren a través de la tubería de producción, se necesitan generalmente, para aumentar la probabilidad de obtener un claro adecuado. Dependiendo del diseño de los cañones y las cargas, generalmente se obtiene una máxima penetración y tamaño de agujero con claros de 0 a 0.5 pulg., cuando se usan cañones a chorro. Con algunos cañones de casing, se han observado cambios notables en el tamaño de los disparos al aumentar el claro de 0 a 2 pulg. En algunos casos la centralización de los cañones produce agujeros de tamaño más consistente y satisfactorio. Cuando los claros son mayores de 2 pulg., es generalmente conveniente descentralizar y orientar la dirección de los disparos de los cañones.

La centralización de los cañones no es recomendable para los cañones a chorro que se corren a través de la tubería de producción, ya que éstas están generalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero. Los cañones con cargas a chorro giratorios pueden generalmente aliviar el problema del claro cuando se corren a través de las tuberías de producción. Sin embargo, se pueden tener residuos y problemas mecánicos bastantes severos.

La distancia entre cañón y casing viene dado por el diámetro del canon a usarse en determinado casing. Se debe tomar en consideración que al tener el mayor diámetro de cañón se pueden ubicar dentro de éstos cargas de mayor tamaño y por tanto tener mayor penetración en los disparos o mayor densidad de disparos. Por otro lado tenemos limites en cuanto al tamaño del cañón a meter en un casing ya que luego que el cañón ha sido disparado su diámetro externo cambia y se debe tener en cuenta que si su diámetro externo aumenta demasiado, de pronto se puede quedar atorado en el fondo y seria muy difícil el pescarlo por el pequeño espacio entre el casing y el cañón.

1.3.10. Medición de la profundidad

El método aceptado para asegurar un control preciso en la profundidad de los disparos consiste en correr un registro localizador de collares (CCL) con los cañones, y medir la profundidad de los collares que han sido localizados, respecto a las formaciones, usando registros radioactivos.

Pastillas radioactivas pueden ser insertadas dentro de la sarta de cañoneo para ayudar en la localización exacta de profundidad del punzonamiento con un registro de rayos gamma. Los registros del collar pueden mostrar viejos punzonamientos hechos con cargas expuestas, estos se muestran a manera de hinchamientos o abultamientos en el casing debido a la detonación de las cargas.

1.3.11. Penetración contra tamaño del agujero.

Al diseñar cualquier carga moldeada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser más importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se han solicitado frecuentemente a la industria petrolera, y se han recibido a menudo, cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiera una penetración máxima aún cuando el tamaño del agujero sea reducido hasta 0.4 pulg.

Sin embargo, en situaciones normales, debido a la dificultad en remover el lodo, los residuos de las cargas, la arena y las partículas calcáreas de un disparo del diámetro y la formación, deberá normalmente tener un diámetro mínimo de entrada de 0.5 pulg., con un agujero liso y de tamaño uniforme de máxima penetración

1.4. Factores que afectan la productividad de un pozo.

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

$$J = \frac{q}{pws - pwf}$$

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

$$PR = \frac{Prod\_zona\_disparada}{Prod\_zona\_en\_agujero\_abierto}$$

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

1. Factores geométricos del disparo

2. Presión diferencial al momento del disparo
3. Tipo de cañones y cargas
4. Daño generado por el disparo
5. Daño causado por el fluido de la perforación
6. Daño causado por el fluido de la terminación

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

1.4.1. Factores Geométricos del disparo

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

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

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

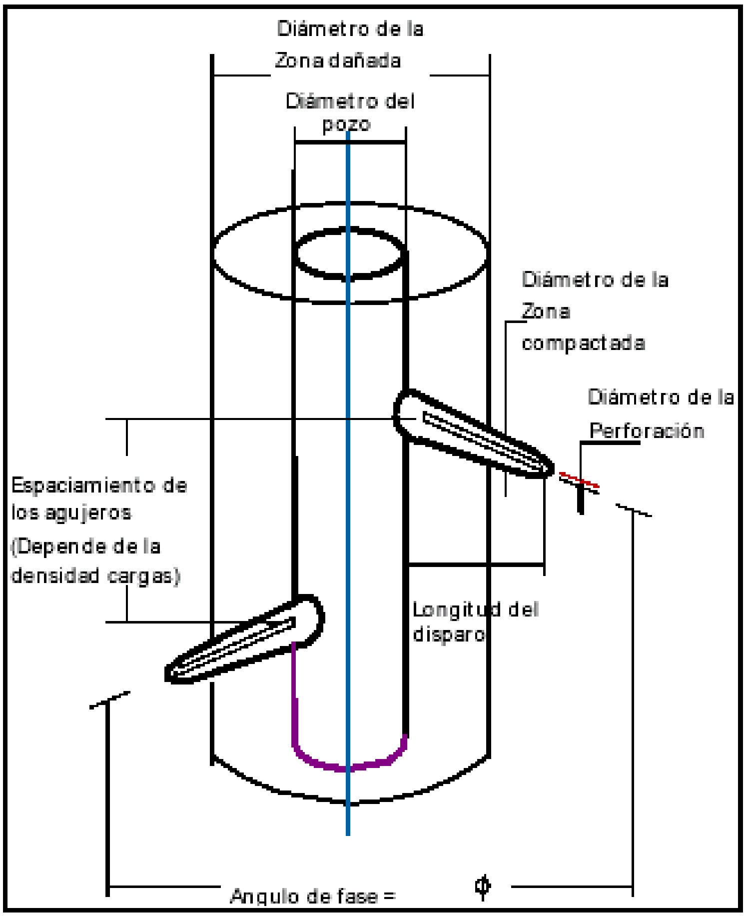


Figura 1.3 Factores geométricos del sistema de disparo.

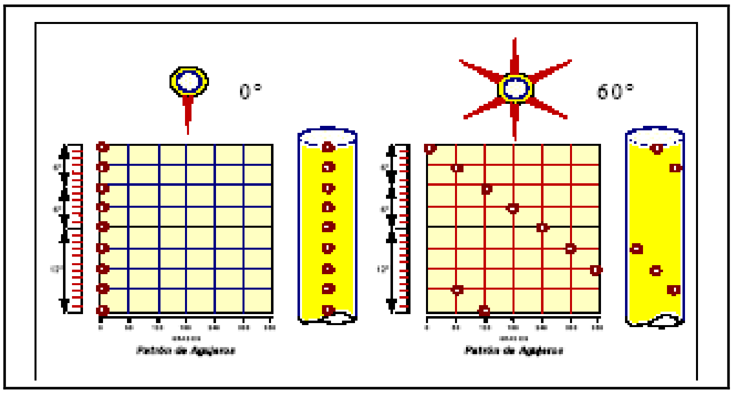


Figura 1.4 Patrón de agujeros para pistolas fase 0° y 60°

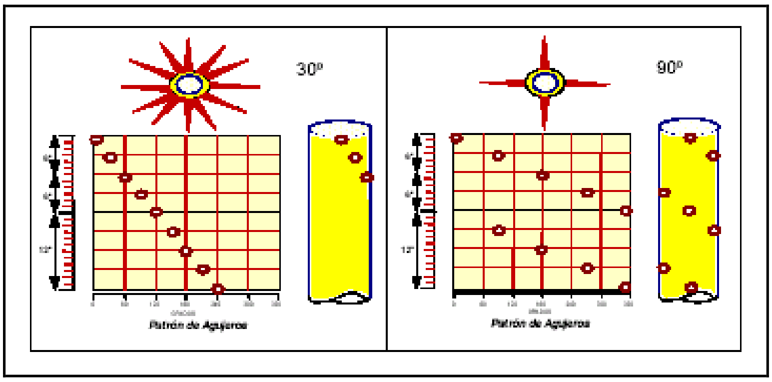


Figura 1.5 Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°

1.4.1.1. Efecto de la Penetración y Densidad de carga en la PR

Como se puede apreciar en la gráfica de la figura 1.6, el efecto de la penetración y la densidad de cargas son muy pronunciados en las primeras pulgadas de penetración. Arriba de 6 pulgadas la tendencia es menor pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad.

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

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

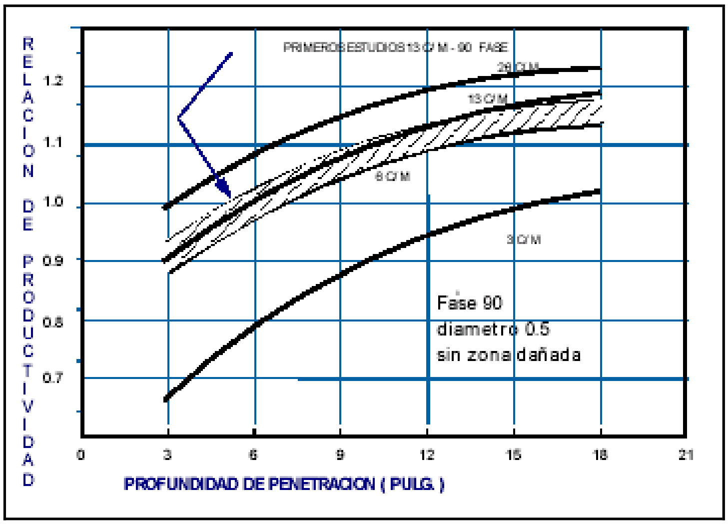


Figura 1.6 Efecto de la Penetración y Densidad en la PR

1.4.1.2. Efecto de la Fase en la PR

La fase angular entre perforaciones sucesivas es un factor importante. La figura 1.7 muestra una reducción de un 10 - 12 % en la PR para sistemas de 0° y 90° con una misma penetración.

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

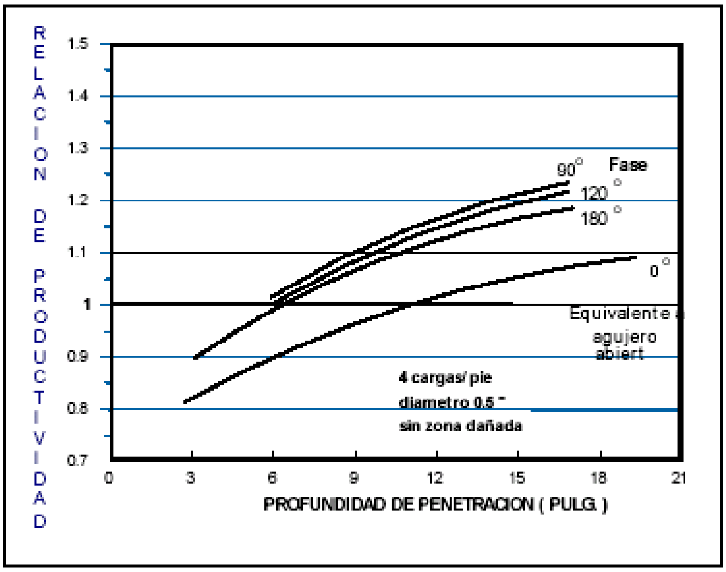


Figura 1.7 Efecto de la Fase en la PR

1.4.2. Presión diferencial al momento del disparo.

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

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

- Sobre – balance

  P. hidrostática > P. formación

- Bajo – balance

  P. hidrostática < P. formación

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

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

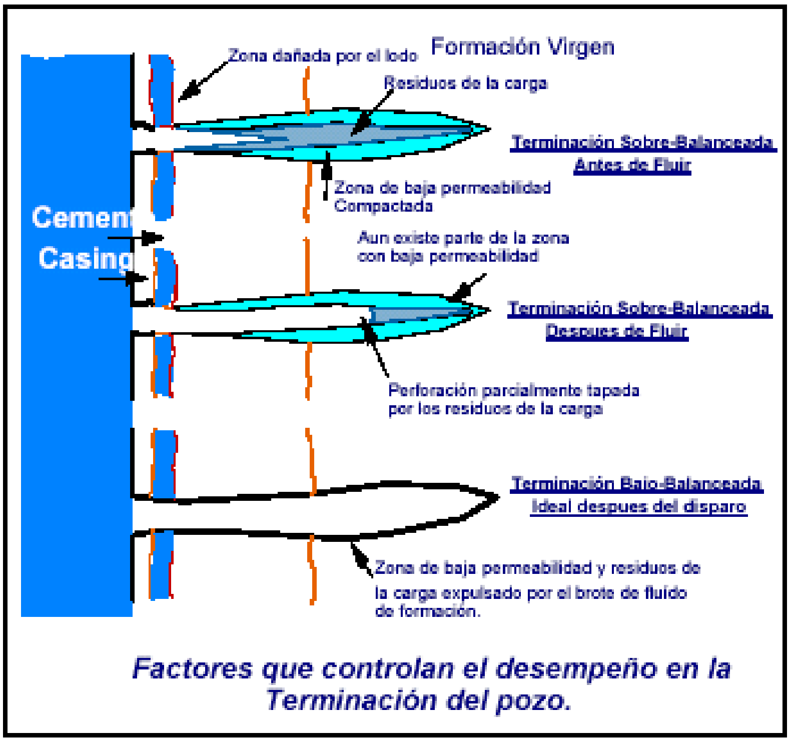


Figura 1.8 Efecto de la presión diferencial previa al disparo

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

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

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

- Grado de consolidación de la formación
- Permeabilidad de la formación
- Fluido en los poros

- Presión de colapso de las tuberías y equipo
- Grado de invasión del fluido de perforación
- Tipo de cemento

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

- La permeabilidad de la formación
- El tipo de fluido

1.4.3. Tipo de Cañones y Cargas

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

1.4.3.1. Cañones bajados con cable

El sistema de Disparo Bajado con Cable (Wireline) puede usarse antes de introducir la tubería de producción, o después de introducir la tubería de producción.

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

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

a) Recuperables (no expuestas)
b) Semi-desechables (expuestas)
c) Desechables (expuestas)

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

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

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

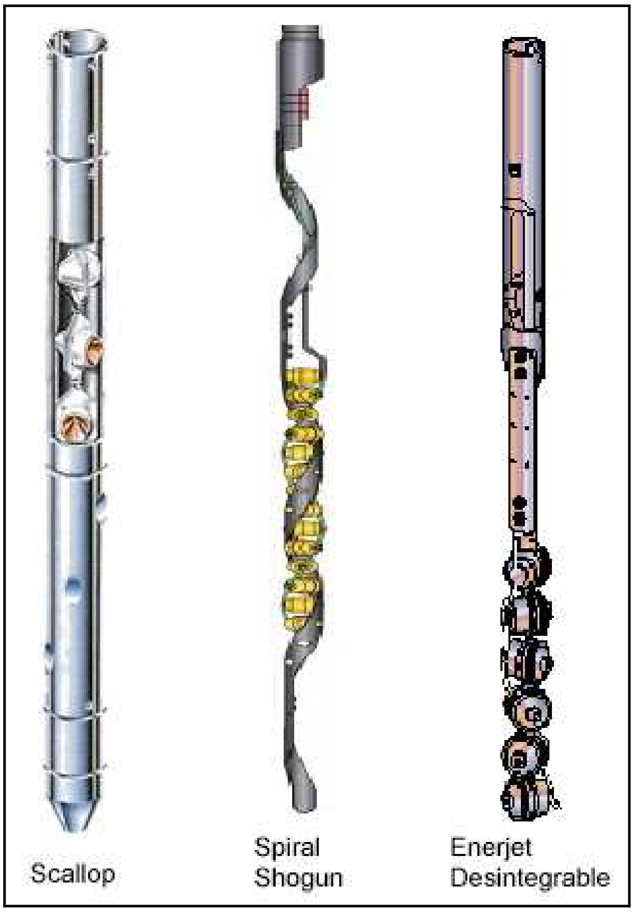


Figura 1.9 Tipos de cargas

1.4.3.2. Cañones Bajadas con tubería

En el sistema de Disparo Bajado con Tubería (TCP), el cañón es bajado al intervalo de interés con tubería de trabajo. A diferencia de las cañones bajados con cable, en este sistema solo se utilizan portacargas entubados, además la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cuál favorece la técnica de disparos bajo balance.

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

1.4.4. Daño generado por el disparo

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

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

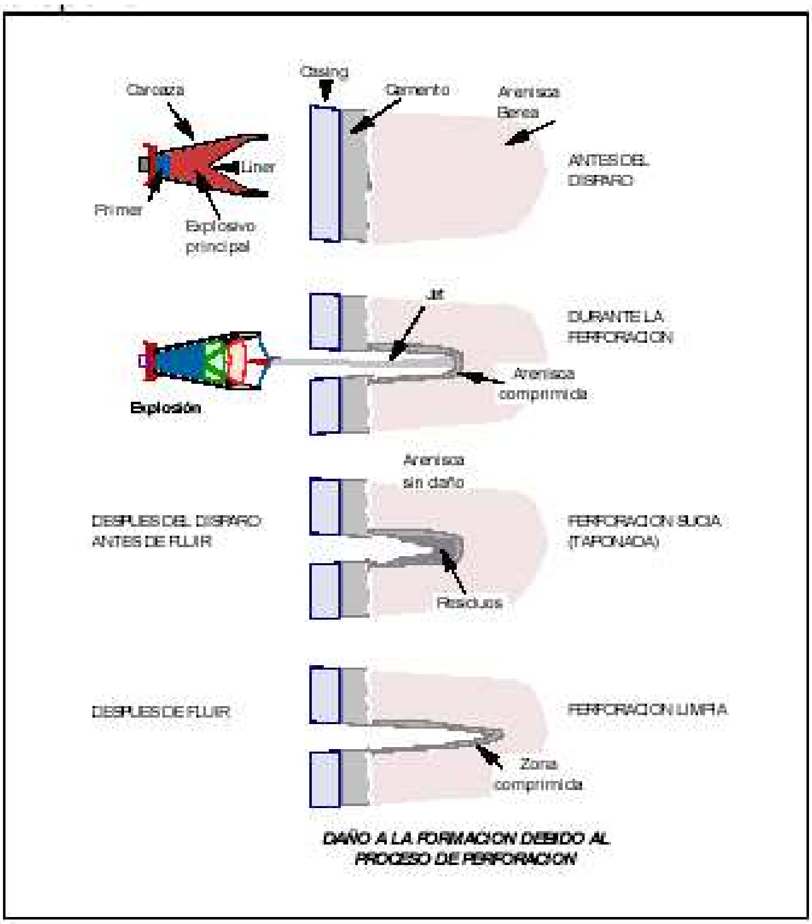


Figura 1.10 Daño a la formación por el disparo

1.4.5. Daño generado por el fluido de la perforación

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

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

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

1.4.6. Daño causado por el fluido de la terminación.

El fluido de terminación es de primordial importancia para obtener óptimos resultados. Si existe algún material extraño en el fluido, puede ser empujado dentro de la perforación por el jet ó un pequeño taponamiento sería el resultado.

El jet de la carga genera gases de alta presión asociadas con la explosión, hay indicios reales de que el fluido alrededor de la carga es separado durante el disparo y cuando la burbuja de gas se contrae al enfriarse, el frente del fluido es lanzado dentro de la perforación.

Momentáneamente se crea una condición de sobre-balance con fuerzas de impacto y si el fluido no es completamente limpio, las partículas serán adheridas a las paredes del agujero y podría haber invasión de extensión limitada.

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

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

1.5. Determinación de la efectividad de los disparos

En este estudio se determinará la efectividad de los disparos a partir de tres análisis, los cuales demostrarán cuantitativa y cualitativamente que disparo fue más efectivo, estos análisis son:

- Análisis a partir de la penetración del disparo (si los disparos sobrepasan o no la zona de daño de formación por invasión de fluido).
- Un método simple para la estimación de la productividad de pozos.
- Análisis a partir del daño total encontrado luego del disparo.

Para que se puedan llevar a efecto estos análisis se debe realizar previamente las siguientes operaciones:

1. Calcular el radio de invasión de la formación productora, (*rs*).
2. Calcular la profundidad de penetración de los disparos, (*P*).

1.5.1. Cálculo del radio de invasión de un pozo.

El radio *rs* de la zona dañada alrededor del pozo y la permeabilidad *ks* en esta zona están relacionadas al factor de daño *S* por la ecuación de Hawkins:

$$\mathrm{rs} = \mathrm{rw} \times e^{\frac{S}{\left(\frac{k}{ks} - 1\right)}}$$

Así si la permeabilidad de la zona de daño es menor que en el resto de la formación, S será positivo; si las permeabilidades son iguales S será cero. Finalmente, si la permeabilidad en la zona de daño es mayor que en la formación, es decir fracturado o acidificado, S será negativa. Hidráulicamente los pozos fracturados muestran a menudo valores de S en un rango de -3 a -5.

Note que incluso si k, s y r_w son conocidas, no es posible obtener el radio del daño ni la permeabilidad en esta zona.

Valores para k y S pueden obtenerse de pruebas de presión transiente. Sin embargo la relación k/k_s es difícil de determinar. Típicamente k/k_s variará de 5 a 10 o en valores aún menores. En este trabajo se considerará una reducción severa de permeabilidad por efectos de invasión representada matemáticamente por una relación k/k_s igual a 10, empleada en estudios anteriores referentes a cañoneo de pozos de petróleo.

1.5.2. Cálculo de la profundidad de penetración de los disparos.

La penetración de los cañones disminuye al aumentar el esfuerzo de sobrecarga y la resistencia compresiva de la formación. Un método para su cálculo fue propuesto por Thompson en 1962, el cual relaciona la resistencia compresiva, con los resultados obtenidos de pruebas en superficie, de la siguiente manera:

$$\mathrm{Pen} = \mathrm{Pen}_{\mathrm{sup}} \times e^{\left[0.086(\mathrm{Cr} - \mathrm{Cf})\right]}$$

Donde:

Pen : Penetración (pulg.)

Pensup : Penetración en superficie, Carta API RP-43

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

Cf : Compresibilidad de la formación de interés.

Las condiciones esperadas en el pozo posterior al disparo, dan la pauta para decidir la forma en la cual se llevará a cabo el disparo (condiciones de bajo-balance o sobre-balance), las cuales están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

La profundidad de penetración de una carga en una roca específica puede ser determinada analíticamente empleando un simulador de cañoneo, la empresa de servicios Schlumberger dispone del Programa SPAN (Schlumberger Perforating Analysis), que es un simulador que emplea algoritmos teóricos y una gran cantidad de datos experimentales para simular de una forma precisa los parámetros asociados a una operación de cañoneo, como por ejemplo profundidad de penetración de las cargas, el diámetro de orificio de entrada en el revestidor y diámetro promedio del túnel, como función de variables geométricas de la completación, características de las cargas y cañones y propiedades petrofisicas de la roca a disparar. Es importante recordar que los valores de profundidad de penetración y diámetro del orificio de entrada disponibles en los estándares API RP43 para la mayoría de las cargas disponibles comercialmente son resultados de pruebas llevadas a cabo en superficie sobre rocas estándar. Estas mediciones deben ser consideradas como referenciales ya que existe una importante diferencia en resultados cuando se aplican a condiciones reales en los pozos, en particular en lo que se refiere a propiedades mecánicas de la roca a disparar. Los simuladores de cañoneo como el SPAN nos permiten ajustar la diferencia entre las pruebas estándar y las condiciones de fondo y obtener valores reales de penetración de las cargas.

Varios investigadores han encontrado que la penetración real de una carga de cañoneo es una función esencial de las propiedades mecánicas de la roca, específicamente su densidad y la resistencia a la compresión y esfuerzo efectivo; y en menor grado de los parámetros geométricos que incluyen el diámetro del revestidor, grado de acero y peso unitario, diámetro del cañón, calibre del pozo y excentricidad del cañón. Se observa que la mayoría de estos datos están usualmente disponibles, con excepción de la resistencia de compresión de la roca a disparar.

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO CON TCP Y WIRELINE

2.1. Técnica de Wireline Convencional

Este sistema de cañoneo se lo realiza utilizando una unidad de cable eléctrico, el equipo necesario para realizar el cañoneo se muestra en la figura 2.1, los portadores de carga jet son los dispositivos más usados para lograr este propósito. El cañoneo debe ser realizado en condiciones de sobre-balance (overbalance) hacia la formación, es decir, que la presión hidrostática necesaria para matar al pozo es mayor o igual que la presión de formación, esto se hace con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

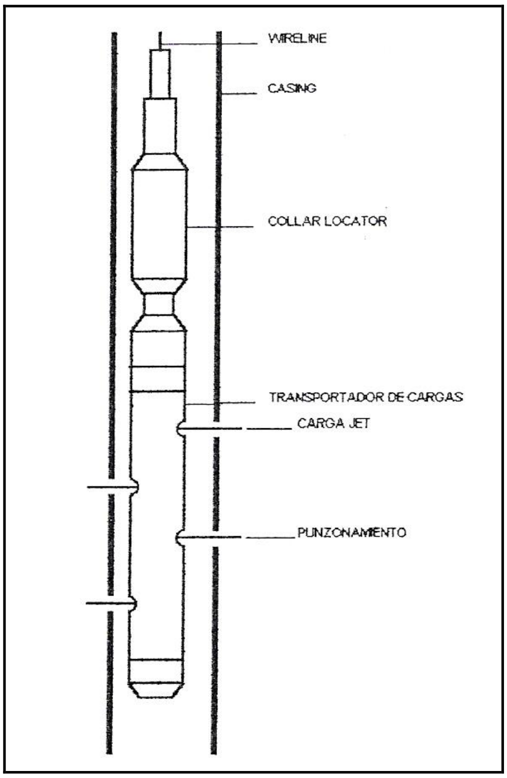


Figura 2.1 Punzonamiento con Wireline

Los tipos de portadores jet están basados en el área de aplicación y son de dos tipos: Casing gun (Tipo de cañón que sirve para punzonar el casing) y Through tubing (Cañones que son de menor diámetro que el casing gun y que son bajados a través de la tubería de producción). Los casing gun son usados para punzonar casings de gran diámetro, todos son recuperables, algunos son reusables. Los through tubing son usados para punzonar casing bajo el tubing, y el tubing en si; son recuperables y algunas reusables.

2.1.1. Casing Gun

Los cañones convencionales bajados con cable eléctrico, producen orificios de gran penetración que atraviesen la zona dañada por el lodo de perforación. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de sobre-balance, con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Esta condición de sobre-balance deja los orificios perforados taponados por los restos de las cargas, aún si el intervalo cañoneado es achicado o el pozo puesto a producción; es muy raro que se pueda generar un diferencial de presión que limpie la mayoría de los orificios perforados, creándose con esta condición altas velocidades de flujo y turbulencia en el frente productor. La zona compactada alrededor de los orificios perforados y los restos de las cargas, son muy difíciles de remover acidificando o achicando; tan solo la zona compactada reduce la permeabilidad original hasta un 80%. Esto se hace más crítico en campos con alto índice de agotamiento.

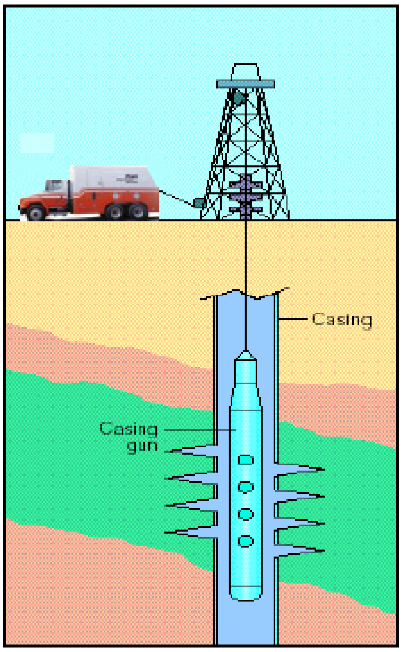


Figura 2.2 Completación con Casing Gun

2.1.1.1. Ventajas del sistema Casing Gun.

Las principales ventajas de este sistema son las siguientes:

- Opción para cargas de alta Penetración.
- Opción para cargas de gran diámetro de entrada.
- En caso de falla tiene pérdida de tiempo mínimo.

- Servicio más económico con respecto a TCP (cañones transportados por tuberías de producción).
- Operación rápida aumentando el rango de temperatura para las cargas usadas.
- Hasta 12 DPP.
- Permite selección del tamaño del cañón compatible con diámetro de la tubería de revestimiento.
- Puede disparar en zonas de alta presión.
- Tiempo de operación de 4 a 8 horas.

2.1.1.2. Desventajas del sistema Casing Gun.

Las principales limitaciones del método son:

- Daño severo por dispararse en condiciones de sobre-balance. Los Build ups (pruebas de restauración de presión) han indicado un factor de daño alto.
- Punto débil del cable eléctrico.
- Se dispara con pozo lleno de fluido de matado.

- Reducción de la permeabilidad en un 70 a 80%.
- Durante el trabajo se debe interrumpir las comunicaciones de radio, operaciones de suelda pues interfieren en el disparo.

2.1.2. Through tubing

Los cañones bajados a través de la tubería de producción con cable eléctrico, son utilizados ampliamente para cañonear pozos productores o inyectores, porque se puede aplicar un diferencial pequeño de presión estático a favor de la formación que puede ser usada sin soplar las herramientas hacia arriba, no es suficiente para remover y eliminar los restos de las cargas y la zona compactada creada alrededor del orificio perforado. Es igualmente preocupante la penetración de las pequeñas cargas utilizadas y la fase de disparos de este sistema. Estas cargas no pueden penetrar en la formación y, frecuentemente tampoco atraviesan la zona dañada por el lodo de perforación.

Otra desventaja es que el pequeño diferencial de presión a favor de la formación, solo se puede aplicar en la primera zona o intervalo a cañonear, por limitaciones en el lubricador, punto débil del cable eléctrico o en la tubería de producción.

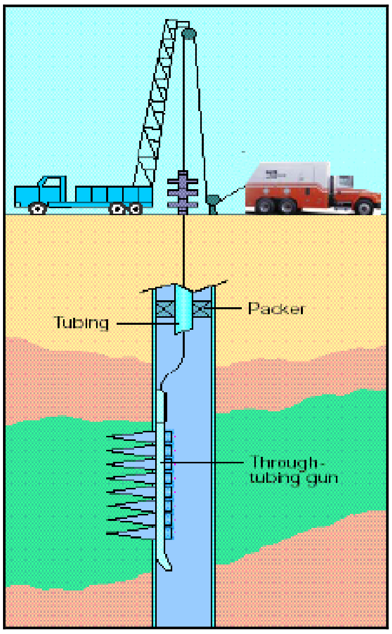


Figura 2.3 Completación con Through tubing Gun

2.1.2.1. Ventajas del sistema Through tubing Gun

Las principales ventajas de esta técnica son las siguientes:

- Los pozos pueden ser perforados con un pequeño bajo balance, lo cual permite que los fluidos de formación limpien las perforaciones efectuadas.
- Para la completación de una nueva zona o reacondicionamiento de una zona existente no se requiere el uso de taladro.
- Un registro CCL permite un posicionamiento preciso en profundidad.

2.1.2.2. Desventajas del sistema Through tubing Gun

La principal limitación de este método es:

- Debido a que el cañón es bajado a través del tubing, pequeñas cargas son utilizadas, obteniendo reducidas penetraciones, para lograr penetraciones mayores con este sistema, el cañón usualmente es posicionado contra el casing para eliminar la pérdida de rendimiento cuando se perfora a través de líquido en el pozo. Este arreglo requiere una fase del cañón a 0^{o}.

TABLA 2.1

COMPARACIÓN DEL THROUGH TUBING Y CASING GUN

CANONEO THRU TUBING	CANONEO CASING GUN
Usando este sistema se puede crear desbalance.	Con este tipo de cañones no se puede crear desbalance.
Al no tener rigidez, no se puede utilizar en pozos desviados.	Se puede utilizar en pozos desviados.
Este tipo de cañones produce mucho daño en el casing, por que esta muy deparado de las paredes internas del casing.	Al estar mas cercanos a la pared interna del casing, el daño que se produce al casing no es muy grande.
Los desperdicios producto del cañoneo se depositan en el fondo del pozo.	Los desperdicios producto del cañoneo, se depositan dentro del cañón, manteniendo limpio el pozo.
La velocidad para bajar en el pozo esta restringida a un máximo de 200 ft/min.	La velocidad para bajar en el pozo puede ser mayor de 200 ft/min.
La penetración de estos cañones se ve disminuida por el tamaño de carga que se utiliza.	Se tiene mayor efectividad en cuanto a penetración, considerando que las cargas son grandes.
No se requiere tener taladro de perforación en sitio, lo cual baja los costos grandemente	Se requiere tener taladro en locacion, por lo que los gastos se incrementan.
El clearance es grande, y la uniformidad del cañoneo se ve afectada.	El clearance es pequeño, el cañoneo es uniforme.

2.1.3. Procedimiento con Wireline Convencional

El cañoneo con cable eléctrico permite disparar utilizando una conexión eléctrica desde superficie por medio de un cable de acero (wireline).

- Los intervalos a ser disparados se eligen de registros eléctricos, luego que el pozo ha sido revestido o cuando se realiza el reacondicionamiento respectivo.

- El tipo de cañón y la densidad de disparo son establecidos por un programa de computación.
- La longitud real y la longitud efectiva (recorrido de los cañones), lo mismo que sus combinaciones, dependen del espesor y la distancia de los intervalos a ser punzonados, lo mas alejado del contacto Agua - Petróleo (CAP).
- La distancia de los cañones son considerados entre las cargas de los extremos del mismo y existe una distancia de cople de cañón de 1.5 ft y del cañón al centro del CCL (registro de cementación). 2.5 ft a 3.3 ft.
- Los disparos se efectúan luego de haberse ubicado a la profundidad correcta en base a un punto de referencia (profundidad total para señales en el cable) y después de haber correlacionado los registros del CCL con otros corridos originalmente o con alguno corrido anteriormente de control de cementación (CCL, VDL).
- Se debe punzonar las zonas más profundas por problemas de atascamiento que pueden darse debido a la deformación que sufre la superficie de la

tubería a la entrada de los orificios por la acción explosiva de la carga.

- En un solo viaje no se puede utilizar más de dos cañones (no sobrepasar los 40 ft). Al punzonar se debe disparar el cañón inferior antes del superior, con ayuda de un diodo que comunica a los dos cañones y envía desde superficie un voltaje positivo para dispara el cañón y un voltaje negativo para el otro. Se dispara el cañón inferior primero para proteger al superior de las entradas de fluidos que se ocasionan.
- Cuando las cargas no accionan por fallas imprevistas y no se punzonan los intervalos programados, los cañones son sacados, revisados, armados nuevamente y bajados con una posición que permite corregir la falla.

2.2. Técnica TCP Bajo-balance

Este método de cañoneo, emplea TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP), y cañones del tipo casing gun. El método de TCP debe ser operado en fluido limpio con una presión de bajo-balance (underbalance), es decir, que la presión de la formación es mayor que la presión de la columna hidrostática.

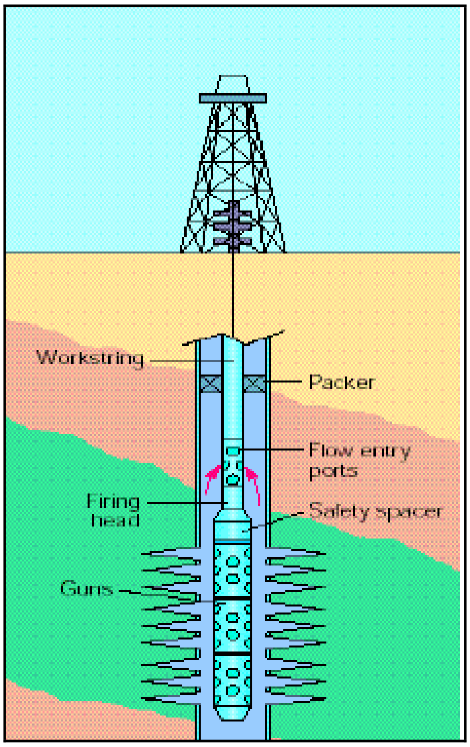


Figura 2.4 Completación con TCP

2.2.1. Breve descripción del sistema TCP Bajo-balance

Aunque varias opciones fueron realizadas para transportar los cañones de perforación dentro del pozo a través del tubing esto no sucedió hasta el año de 1980 que el extenso uso de este servicio comenzó. La técnica básica implica un ensamblaje de fondo el cual contenía un transportador de cañones a través del casing en forma vertical con una cabeza de disparo. Existen algunos tipos de cabezas de disparos que incluyen drop bar, diferencial de presión y conexiones eléctricas. El tope de la cabeza de disparo es usado para permitir el flujo de los fluidos del reservorio hacia el tubing. Un packer de producción es colocado por encima de la salida de los fluidos de la formación. Todo el ensamblaje es bajado dentro del pozo al final de la sarta de tubing. La sarta es colocada en la profundidad deseada usualmente con un detector de rayos gamma. Después de que los cañones son posicionados, el packer es asentado y el pozo es alistado para la producción. Esto incluye establecer la correcta condición de bajo-balance dentro del tubing. Luego los cañones son disparados, los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo ayudando en la limpieza de las perforaciones. Dependiendo la situación los cañones serán retirados o dejados en el fondo del pozo. Algunas variaciones del procedimiento descrito anteriormente son usadas en estos días.

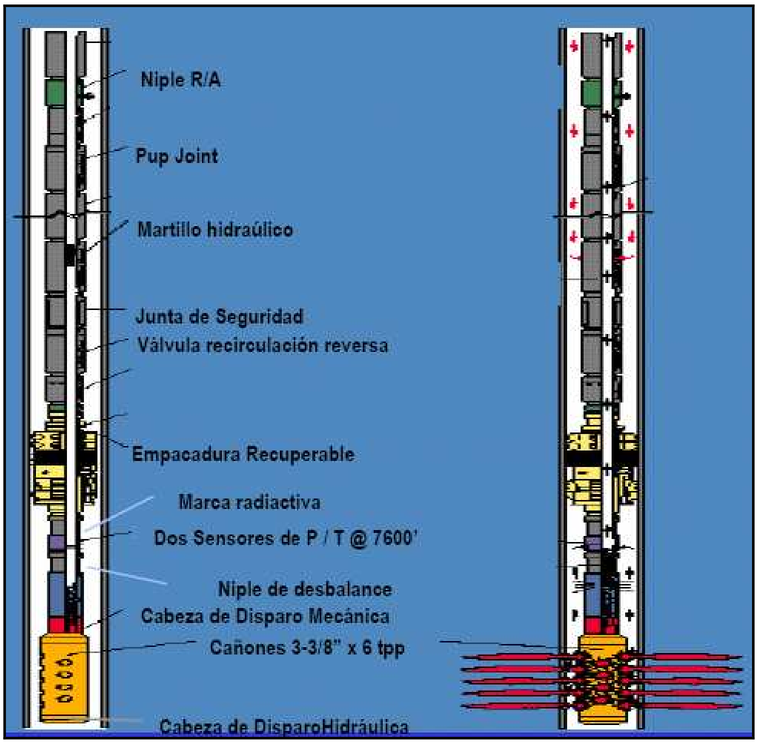


Figura 2.5 Sarta de cañoneo con TCP

Con este sistema se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin límites en la longitud de intervalos a cañonear en un mismo viaje; todo esto combinado con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación en condiciones dinámicas al momento mismo del cañoneo. Este sistema nos permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento.

El poder combinar una buena penetración en la formación, alta densidad y fase de disparos y un diferencial de presión a favor de la formación, nos permite obtener una relación de productividad óptima (producción real vs. producción teórica), aún después de haberse taponado la mitad o las terceras partes de los orificios cañoneados.

La relación de productividad, es una función directa de la eficiencia del cañoneo, en conjunto con las características del yacimiento. En yacimientos de baja porosidad y permeabilidad esta relación se hace más importante, debido a la invasión creada por el lodo, durante la perforación.

2.2.2. Ventajas del sistema TCP Bajo-balance

Las principales ventajas de esta técnica son las siguientes:

- El pozo puede ser perforado con un gran diámetro, gran funcionamiento, alta densidad de disparo en el casing con la presión de pozo inferior a la presión de formación (condición de bajo-balance) permitiendo una limpieza instantánea de las perforaciones.

- El cabezal de pozo esta en el sitio y el packer es asentado antes de que los cañones sean disparados.
- Grandes intervalos pueden ser perforados simultáneamente en un mismo viaje dentro del pozo.
- Pozos horizontales y desviados pueden ser perforados empujando los cañones dentro del pozo.

2.2.3. Desventajas del sistema TCP Bajo-balance

Las principales limitaciones de esta técnica son las siguientes:

- A menos que todos los cañones sean retirados del pozo es difícil confirmar si todos los cañones fueron disparados. Un sistema de detección de la efectividad de los disparos superara esta limitación.
- Los explosivos se degradan cuando están expuestos a elevadas temperaturas, reduciendo el desempeño de las cargas. Toma mucho tiempo correr la sarta de TCP en el pozo comparado con hacer la corrida mediante Wireline. Para compensar esto, en algunos casos explosivos menos poderosos deben ser usados en operaciones con TCP. Sin embargo, en

nuestro medio esto no es cierto ya que debido a las temperaturas de fondo de alrededor de los 200ºF, Wireline usa explosivos RDX debido a que su tiempo de operación es bajo, es un explosivo mas barato; en el caso de TCP se usan explosivos HMX que resisten muy bien los 200ºF por muchísimo tiempo sin degradarse pero que en comparación con los RDX tienen mayor poder de explosión y por tanto cargas de este material tienen una penetración mucho mayor.

- Las opciones de perforación con TCP son limitados. En algunos casos no es económico realizar perforaciones con la técnica TCP.
- El posicionamiento preciso a profundidad de la sarta de cañones es más difícil en tiempo y consumo que el posicionamiento a profundidad mediante Wireline. Aunque esto depende ya que usualmente los cañones con Wireline se los posiciona usando CCL solamente que es la ubicación de profundidad por medio de los collares del casing, pero con TCP la determinación de la profundidad se hace con GR lo cual es mucho mas seguro y preciso.

2.2.4. Guía para la obtención de un Bajo-balance optimo

Experiencia de campo ha sugerido que las perforaciones realizadas en condiciones de bajo-balance (presión del pozo inferior a la presión de formación) es un método efectivo para crear aberturas y perforaciones sin daño. La selección de la presión de bajo-balance deber ser suficiente para expulsar los residuos o escombros en el interior de las perforaciones, para mejorar la productividad y al mismo tiempo evitar fallas mecánicas de la formación.

Basados en experiencias alrededor del mundo, Bell (1984) sugieren el siguiente criterio para la selección de un bajo-balance óptimo.

TABLA 2.2

BAJO-BALANCE ÓPTIMO SEGÚN BELL

PERMEBILIDAD	BAJOBALANCE REQUERIDO (PSI)	
	PETROLEO	GAS
> 100 md	200-500	1000-2000
< 100 md	1000-2000	2000-5000

2.3. Técnica PURE (Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation).

2.3.1. Introducción a la Técnica Pure

La detonación controlada de cargas huecas (moldeadas), especialmente diseñadas y fabricadas para pozos entubados, produce agujeros, disparos, perforaciones, cañoneos en la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la formación adyacente. La optimización de la producción o de la inyección demanda diseños cuidadosos, planeación previa a los trabajos e implementación en el campo, para obtener disparos conductores limpios que se extiendan mas allá del daño de la formación, penetrando en la roca yacimiento inalterado.

Lamentablemente, los disparos con explosivos también pulverizan los granos de la roca de la formación generando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación alrededor de las cavidades de los disparos, y facilitando la posibilidad de la migración de partículas finas. Este proceso también deja algunos detritos residuales de la detonación dentro de los túneles de los disparos. El rebote elástico de la formación alrededor de lo túneles recién creados genera daño por las vibraciones adicionales de los disparos y materiales sueltos.

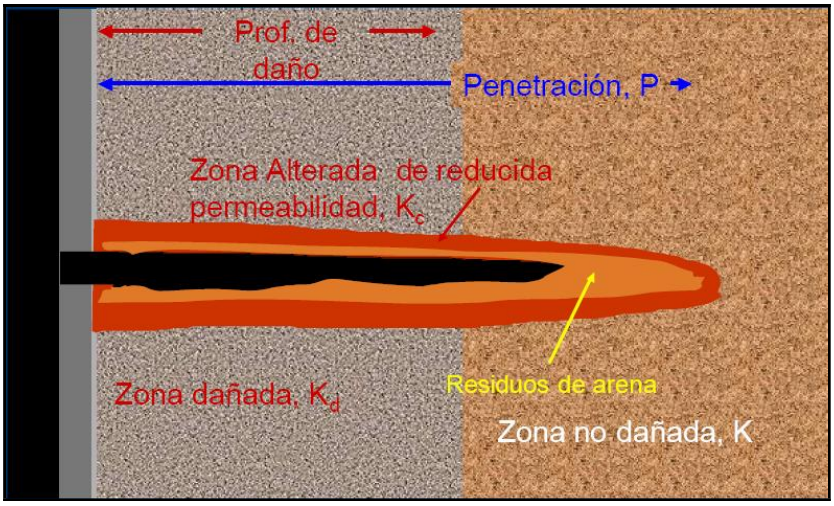


Figura 2.6 Residuos de arena en túneles de disparo

La minimización del deterioro del flujo y las restricciones de la conductividad causadas por este daño inducido por los disparos, resultan cruciales para la obtención de disparos efectivos. Durante 25 años los procedimientos de terminación estándar utilizaron una diferencia de presión estática relativamente grande, o un bajo-balance de presión para eliminar o minimizar el daño provocado por los disparos.

La técnica de disparar con un bajo-balance de presión es la técnica mas difundida de optimización de las terminaciones disparadas. Este método establece una presión estática de pozo antes de los disparos, que es inferior a la presión de la formación adyacente. Según la teoría convencional, la oleada (flujo instantáneo) originada por una reducción de la presión de poro en la región vecina al pozo mitiga el daño de la zona triturada y barre la totalidad o parte de los detritos que se encuentran en los túneles de los disparos.

Los científicos han analizado las presiones transitorias de operaciones de disparos mediante pruebas de laboratorio y descubrieron que el bajo-balance estático solo no garantiza la obtención de disparos limpios. Los resultados indicaron que lo que realmente rige la limpieza de los disparos son las fluctuaciones producidas en la presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas huecas antes ignoradas y no la diferencia de presión inicial como se pensaba anteriormente.

Los investigadores aplicaron este mayor conocimiento de las presiones dinámicas de pozo para desarrollar el proceso de Operaciones de Disparos para la Explotación Total del Yacimiento PURE (Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation). Esta nueva técnica es aplicable a portacargas, o pistolas, operados con cable o con línea de acero, y a sistemas de pistolas bajados con tubería flexible o con la tubería de producción TCP, y sea en terminaciones de pozos verticales o muy inclinados, incluyendo los pozos horizontales.

2.3.2. Tecnología PURE

El sistema de perforación PURE de perforaciones limpias garantiza que el apropiado grado de bajo-balance dinámico se puede lograr usando hardware y software especiales para la optimización de la producción, en diseños de trabajos de perforación específicos.

El sistema PURE de perforaciones limpias es mucho más efectivo que los métodos convencionales de perforación con bajo-balance, logrando perforaciones limpias, incrementado productividad e inyectividad en los pozos.

El sistema de perforación PURE optimiza el bajo-balance dinámico (el bajo-balance justo después de crearse las perforaciones). Con el sistema PURE la permeabilidad de la zona triturada comparada con la permeabilidad de la zona virgen (Kc/K) puede llegar a 1, en contraste con los rangos típicos de 0,05 a 0,3 obtenidos con métodos convencionales de perforaciones de bajo-balance.

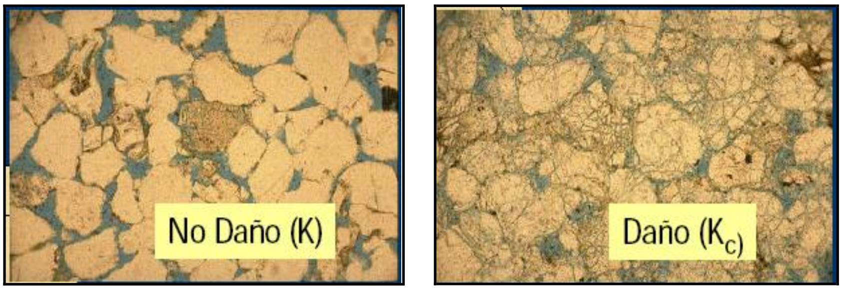


Figura 2.7 Permeabilidad en zona virgen y zona triturada

El proceso PURE utiliza operaciones de disparos diseñadas a la medida de las necesidades, cargas huecas especiales y configuraciones de cañones diseñados con un fin específico, para generar un alto nivel de bajo-balance dinámico, partiendo de bajos-balances o sobre-balances de presión modestos. Esta técnica mejora sustancialmente la productividad o la inyectividad del pozo. El proceso de disparos PURE también mejora la eficiencia operacional de la terminación de pozos.

La eliminación de grandes diferencias de presión estática simplifica los preparativos realizados en el pozo antes de llevar a cabo las operaciones de disparos en condiciones de bajo-balance. El control de la oleada inicial limita los volúmenes de fluido producidos durante la limpieza de los disparos, lo que a la vez reduce el riesgo de influjo de arena que puede provocar el atascamiento de las pistolas. Además, es probable que no se requieran los pequeños trabajos de acidificación, o lavados de los disparos, que a menudo son necesarios para remediar el daño que estos producen.

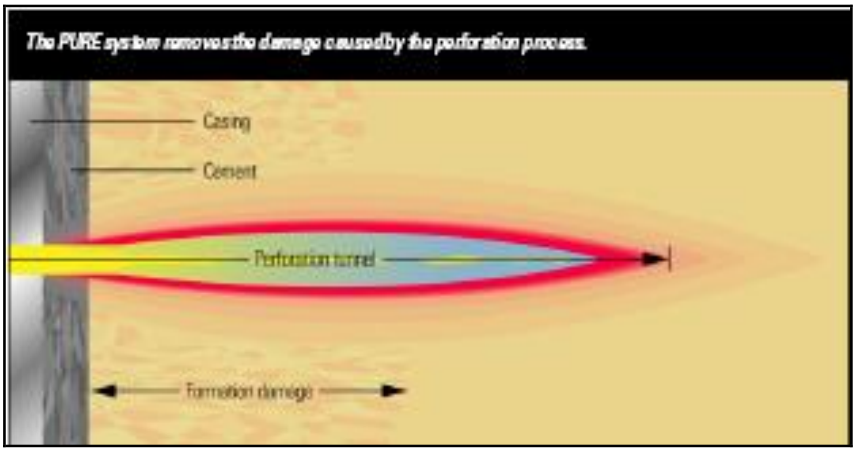


Figura 2.8 La técnica PURE remueve el daño creado en el punzonamiento

Por otra parte, las operaciones de disparos con bajo-balance dinámico aumentan en número de disparos abiertos, lo que incrementa la efectividad de los tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico más extensos. Una mayor densidad de disparos, o cantidad de disparos por pie (DPP), también optimiza las operaciones de bombeo porque reduce los requerimientos en términos de potencia hidráulica en superficie. Otro beneficio es la reducción de la intensidad de las vibraciones producidas por los disparos, lo que minimiza el deterioro de la adherencia hidráulica entre el cemento y la formación, y ayuda a garantizar el aislamiento por zonas después de los disparos.

Ahora, la limpieza del daño de los disparos parece estar directamente relacionada tanto un bajo-balance dinámico como con la velocidad de la oleada inicial instantánea, no con la presión estática inicial del pozo, ya sea en condiciones de bajo-balance, balance o sobre-balance de presión. Este concepto ayuda a explicar los pobres resultados ocasionados de las operaciones de disparos con bajo-balance de presión y los buenos resultados inesperados de las operaciones de disparos en condiciones de balance y sobre-balance de presión.

En esto último se debe tener cuidado ya que si bien es cierto que se puede realizar PURE con TCP o Wireline, al realizarlo con TCP podemos controlar que el fluido de matado ingrese al reservorio a través de las perforaciones apenas abiertas al momento del disparo evitando un daño posterior por invasión de fluidos extraños al reservorio. Para realizar PURE y luego evitar por completo la entrada de fluidos extraños al reservorio se puede disparar usando una herramienta llamada MAXR que es un ancla usada para colgar los cañones en el casing y luego bajar la completación definitiva, luego disparar los cañones, el ancla se suelta al fondo del pozo y el pozo se pone en producción.

2.3.3. Ventajas del Sistema PURE

- Induce un bajo-balance dinámico en los primeros 100 milisegundos después del disparo.

- Permite control independiente de la dinámica post-disparo (Flujo por unos segundos después del disparo).
- No requiere un bajo-balance inicial (estático) alto. Pero es deseable tener bajo-balance estático para evitar luego la invasión de fluidos al reservorio.
- Puede ser sobre-balance cuando dispara TCP debajo de un empacador.
- Reduce presión dinámica en el pozo: reduce la onda de choque en el pozo.
- Se puede usar con Wireline, TCP, Coiled Tubing, Slickline.
- Aumenta la productividad o inyectividad: maximiza la limpieza de las perforaciones
- Es efectivo para todos los intervalos perforados: Limpia un amplio rango de permeabilidades en un intervalo y aumenta la efectividad de la densidad de disparos
- Reduce la carga de presión en los aparejos
- Reduce los requisitos de bajo-balance inicial, ahorrando costos de N2, fluidos, etc.
- Minimiza el micro anillo hidráulico cemento-formación

- Minimiza la tendencia al arenamiento controlando la dinámica post-disparo
- Puede eliminar la necesidad de perforación ácida (wash clean-up) en formaciones de baja permeabilidad
- Provee alternativas entre profundidad de penetración, densidad de disparo, y daño del disparo (un sistema solución versus datos API solamente): La productividad o inyectividad del pozo es el objetivo principal en el diseño del programa de disparos.

2.3.4. Selección de Candidatos para la aplicación de la técnica PURE

Todos los pozos, tanto productores como inyectores, deberían ser considerados potenciales candidatos para la aplicación de la técnica PURE. La evaluación del tipo de roca, tipos de fluidos, porosidad y permeabilidad de la formación, y la ejecución de simulaciones utilizando el programa de computación SPAN, ayudan a determinar si la técnica PURE resultaría útil a un pozo. En la mayoría de las áreas, las terminaciones de pozos nuevos y existentes se beneficiaran con la aplicación de operaciones de disparo con bajo-balance dinámico PURE.

La mayoría de los pozos de inyección son excelentes candidatos para la aplicación de la técnica PURE, porque los túneles dejados por los disparos limpios son esenciales para lograr una inyectividad optima. El logro de un bajo-balance dinámico adecuado asegura la presencia de suficiente oleada inicial para eliminar el material suelto de los túneles de los disparos antes de comenzar la inyección. Además, impide que los detritos y las partículas finas de la formación sean inyectadas y obturen las gargantas de los poros de la formación.

La técnica PURE ha resultado particularmente efectiva en formaciones de baja permeabilidad que requieren un bajo-balance de presión extremadamente alto para la limpieza de los disparos. Tales diferencias de presión suelen ser difíciles de lograr durante las operaciones de disparos convencionales en condiciones de bajo-balance estático.

En pozos horizontales o desviados, suele ser difícil desplazar los fluidos de perforación o terminación para obtener un bajo-balance estático requerido. Las operaciones de disparos con un bajo-balance dinámico ayudan a evitar el desplazamiento costoso e inconveniente de los fluidos de pozo con un líquido más liviano o un gas inerte para lograr un bajo-balance de presión requerido. Las operaciones de disparos con sobre-balance de presión estático convencionales, con fluidos potencialmente dañinos en un pozo, pueden causar daños que solo serán eliminados con tratamientos ácidos en la zona vecina al pozo. Usando TCP se puede obtener cualquier nivel de bajo-balance.

2.4. Técnica TCP Propelente (sobre-balance)

2.4.1. Historia de los materiales propelentes

El crecimiento de la industria del petróleo y gas comienza hace unos 150 años. En 1860, un polvo negro denominado “torpedo”, de 3 ft de longitud y 2 pulg. de una tubería de cobre, fue utilizado como un rifle de pólvora, teniendo éxito en la estimulación de pozos de petróleo.

Nitroglicerina y otros explosivos fueron usados como estimulantes hasta 1867, prevaleciendo hasta los años 1940, cuando este explosivo usado en la estimulación fue reemplazado por el fracturamiento hidráulico.

Los propelentes sólidos fueron inducidos en 1970 y son la base de la moderna tecnología de propelentes para el uso en el campo petrolero. Se inicio con una herramienta cilíndrica, con un tapón al fondo; la cual tenía un sistema de ignición, era un poco marginal.

En años sucesivos la tecnología fue mejorando el desarrollo de la técnica, se realizo una prueba con la aplicación de la tecnología de los propelentes sólidos, realzando de esta manera la estimulación de los pozos, todo esto con la ayuda de un registrador de datos de alta velocidad, abajo en el pozo, mas una simulación con un computador sofisticado y el diseño de una nueva herramienta, los mismos que han sido diseñados por el grupo de desarrollo de la tecnología del propelente.

El propelente ha sido diseñado para utilizarlo en tres procesos diferentes, como son:

- Herramienta de estimulación de pozos.
- Ensamblaje de StimGun (usado generalmente para operaciones de cañoneo).
- Herramienta de StimTube. (usado en operaciones de limpieza y estimulación).

El éxito de la moderna Tecnología de los Propelentes en el campo de petróleo se debe a:

- Un integrado paquete de ciencia e ingeniería.
- Nuevos diseños de herramientas propelente.
- Alta velocidad de adquisición de datos, con la ayuda de un sofisticado paquete de computación.
- Análisis de datos y optimización del trabajo.
- Extensa experiencia en el campo.

2.4.2. Descripción de la Técnica del TCP Propelente

El propelente (perclorato de potasio), es un oxidante, explosivo, es un material muy estable y seguro. La camisa requiere tres condiciones para inflamarse: confinamiento, presión y temperatura; por lo que es básicamente inerte en la superficie debido a que estas tres condiciones no existen comúnmente. Existe una ligera probabilidad de iniciación si la camisa es impactada (por ejemplo, con un martillo) pero la probabilidad es mínima. Para que reaccione tiene que estar confinado más o menos a 500 psi de hidrostática. En el agujero, la camisa está confinada en la tubería de revestimiento y existe presión suficiente proveniente de la hidrostática y temperatura del agujero creada por detonación de las cargas de perforación.

Figura 2.9 Camisa de propelente

La camisa propelente está expuesta directamente al agujero y no es tan resistente como el mismo tubo de cañón. La camisa es similar en resistencia a la tubería de PVC. Debe tener cuidado cuando maneje el ensamble de manera que no impacte la camisa. La camisa es quebradiza y cualquier impacto puede causarle fractura. El propelente es aplicable a cualquier trabajo de TCP. La cantidad de propelente se determina por el cubrimiento (en 10 ft de punzado se coloca 7 ft de propelente).

Para formaciones consolidadas la cantidad de propelente es menor que para formaciones no consolidadas, por la facilidad que tiene de expandirse. El propelente se puede usar en pozos inyectores.

La sarta que se utiliza en StimGun, es la misma que la de un cañoneo TCP, solo que en StimGun se añade las camisas de propelente, las mismas que son colocadas en la parte exterior del cañón y sujetadas con collares retenedores.

El cañón es detonado en el agujero según lo acostumbrado y durante el proceso de perforación la camisa es iniciada. La camisa, que es un oxidante patentado, arde rápidamente y produce una explosión de gas a alta presión. Este gas a alta presión entra a la perforación y crea fracturas alrededor de las zonas dañadas y crea un flujo mejorado de la formación al agujero.

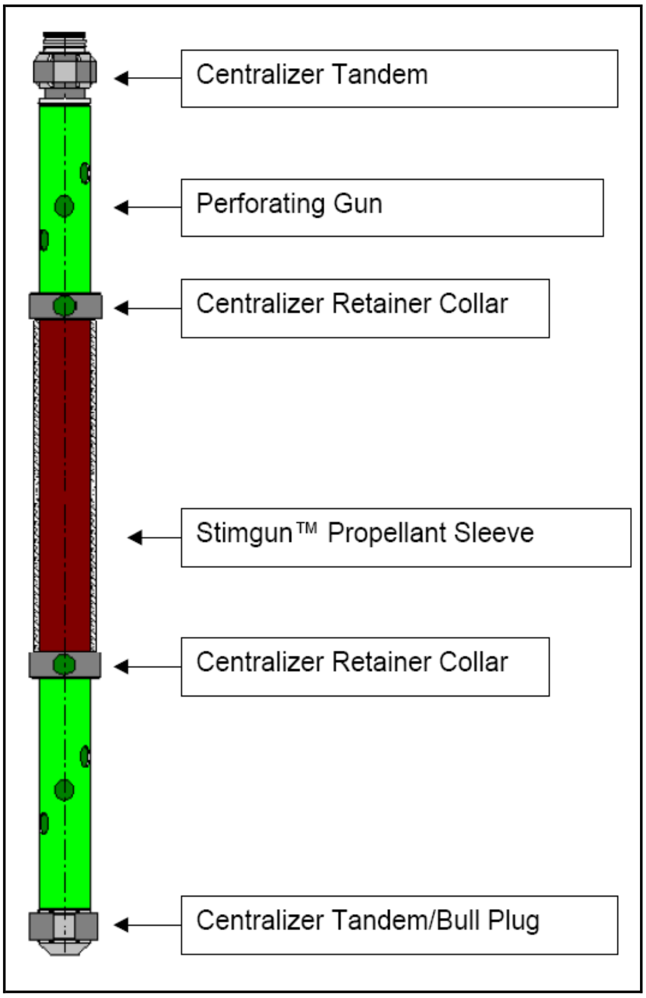
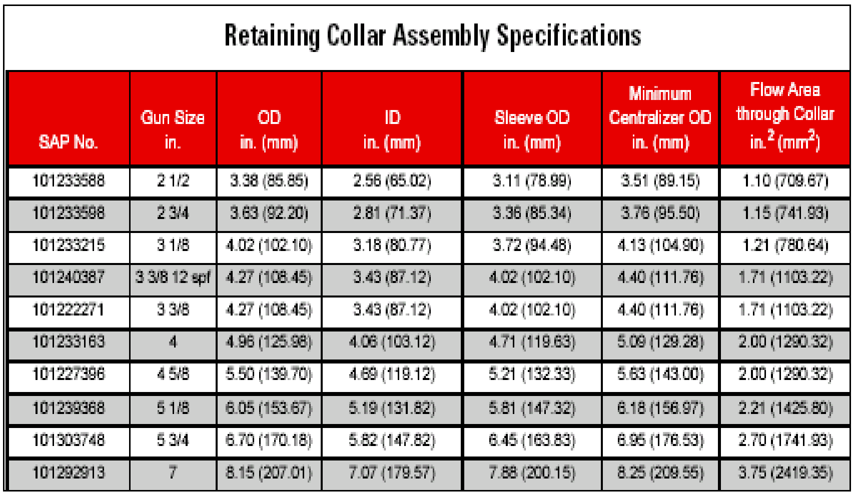


Figura 2.10 Descripción de una sarta TCP con propelente

En la siguiente tabla se muestran las especificaciones de los retenedores que se utilizan para fijar las camisas de propelente en la Sarta de cañoneo TCP.

TABLA 2.3

ESPECIFICACIONES DE LOS COLLARES RETENEDORES



Retaining Collar Assembly Specifications

SAP No.	Gun Size in.	OD in. (mm)	ID in. (mm)	Sleeve OD in. (mm)	Minimum Centralizer OD in. (mm)	Flow Area through Collar in.^{2} (mm^2)
101233588	2 1/2	3.38 (85.85)	2.56 (65.02)	3.11 (78.99)	3.51 (89.15)	1.10 (709.67)
101233598	2 3/4	3.63 (92.20)	2.81 (71.37)	3.36 (85.34)	3.76 (95.50)	1.15 (741.93)
101233215	3 1/8	4.02 (102.10)	3.18 (80.77)	3.72 (94.48)	4.13 (104.90)	1.21 (780.64)
101240387	3 3/8 12 spf	4.27 (108.45)	3.43 (87.12)	4.02 (102.10)	4.40 (111.76)	1.71 (1103.22)
101222271	3 3/8	4.27 (108.45)	3.43 (87.12)	4.02 (102.10)	4.40 (111.76)	1.71 (1103.22)
101233163	4	4.96 (125.98)	4.06 (103.12)	4.71 (119.63)	5.09 (129.28)	2.00 (1290.32)
101227396	4 5/8	5.50 (139.70)	4.69 (119.12)	5.21 (132.33)	5.63 (143.00)	2.00 (1290.32)
101239368	5 1/8	6.05 (153.67)	5.19 (131.82)	5.81 (147.32)	6.18 (156.97)	2.21 (1425.80)
101303748	5 3/4	6.70 (170.18)	5.82 (147.82)	6.45 (163.83)	6.95 (176.53)	2.70 (1741.93)
101292913	7	8.15 (207.01)	7.07 (179.57)	7.88 (200.15)	8.25 (209.55)	3.75 (2419.35)

2.4.3. Aplicaciones del TCP Propelente

El TCP Propelente se usa:

- Para lograr una mejor conexión con el reservorio.
- Para la estimulación de pozos.
- Para reestablecer inyectividad en pozos inyectores.
- Como un método de pre-fractura.
- Es un método de limpieza.
- En pozos horizontales y abiertos donde hay daño
- No reemplaza una fractura hidráulica.

2.4.4. Limitaciones del TCP Propelente

- La máxima temperatura para el uso de propelente es 350 ºF.
- Requiere un mínimo de presión de confinamiento de 500 psi.
- Requiere por lo menos que se tenga en superficie 100 ft de aire o gas.
- Requiere utilizar cañones de 4 disparos por pie y nunca a 0º fase.
- Tiene que estar centralizado.
- Si hay tapones debe estar por lo menos a 50 ft de separación.

2.4.5. Criterios de selección para la aplicación de propelentes

Esta tecnología ha tenido éxito en las siguientes aplicaciones:

- Para evitar Fracturamiento Hidráulico y tratamiento de acido.
- TCP con bajo-balance y sobre-balance.
- Mejor colocación del gravel pack.

- Estimulación exitosa cerca del contacto gas/petróleo/agua.
- Inducción de flujo de arena en pozos de petróleo pesado.
- Estimulaciones exitosas en pozos horizontales, a hueco abierto, fracturas naturales.
- Remediación en pozos inyectores.
- Inyección de polímeros.

Debido a la amplia aplicación de este producto, es difícil seleccionar al mejor candidato para este tipo de estimulaciones.

Para la selección del pozo candidato se debe tomar en cuenta los siguientes cinco pasos:

1. Determinar para que se va a usar.
2. Selección de la estimulación apropiada.
3. Simulación en un computador sofisticado.
4. Decidir si la estimulación es apropiada.
5. Revisar los resultados de la simulación.

Generalmente todos los pozos, en algún momento de su vida son candidatos para la estimulación con propelentes, la misma que genera un incremento de producción. Esta metodología se ha venido utilizando con extraordinarios éxitos en varias partes del mundo.

2.5. Técnica TCP Extremo Sobre-balance

En muchas formaciones, la presión remanente del reservorio o bajo-balance es insuficiente para limpiar efectivamente las perforaciones como fue sugerido por King y asociados (1985) y otros. En otros casos, donde la capacidad de la formación es cuestionable y el riesgo de grupos de perforaciones glutinosas es mayor, suficiente presión bajo-balance no es posible.

Para tratar el problema de daño en las perforaciones en estos casos, muchos (Handren y asociados 1993, Pettijohn y Couet, 1994; Zinder y Oriold, 1996) han sugerido usar perforaciones extremo sobre-balance (EOB por sus siglas en inglés), la cual esta cercana a una técnica de estimulación del pozo perforado. La perforación EOB también proporciona fracturas en las formaciones en preparación para otros métodos de estimulación, por lo tanto, elimina la necesidad por los métodos convencionales de fracturamiento.

La técnica EOB involucra presurizar el pozo con gases compresibles arriba de los volúmenes relativamente pequeños de líquido.

Los gases tienen un alto nivel de almacenamiento de energía. En la expansión en el instante de la detonación del cañón, los gases son usados para fracturar la formación y desviar fluidos a todos los intervalos. La alta tasa de flujo a través de fracturas relativamente estrechas en la formación se cree que mejora la conductividad cercana al pozo por extensión de las fracturas más allá del daño de formación debido a la perforación del pozo.

Muchos trabajos con perforaciones EOB son diseñadas con un mínimo nivel de presión de 1.4 psi/ft de profundidad vertical verdadera. Para optimizar resultados, se sugiere utilizar los niveles de presión más altos posibles sin comprometer la integridad del pozo o seguridad de la operación.

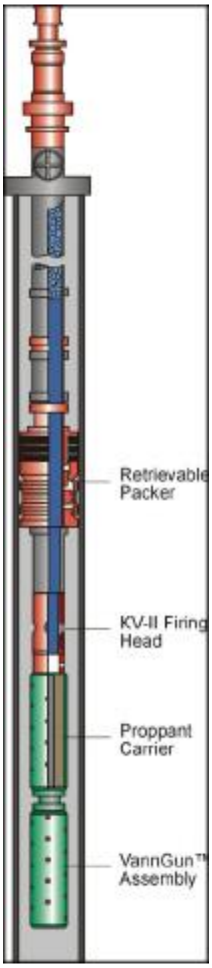


Figura 2.11 Sarta de TCP Extremo Sobre-balance

2.6. Técnica de cañoneo con Slickline (eFire-Slickline)

2.6.1. Introducción a la tecnología eFire-Slickline

Usar Slickline para detonar cañones de perforación, iniciar cortadores químicos o asentar packers y tapones ha aplicado tradicionalmente métodos basados en precolocaciones de configuraciones de presión o temperatura. Estos métodos requieren a menudo un registro, o parámetro, corrido y contado con condiciones estáticas del pozo, durante todas las operaciones. Dentro la operación, el proceso de fuego es automático, y la operación no puede ser abortada a menos que la herramienta sea removida de la zona de operación, o los parámetros sean cambiados por otros parámetros medios, una mayor desventaja por costo-efectivo de las operaciones y productividad.

La cabeza de disparo del eFire-Slickline elimina estas desventajas. Diseñada para dar al operador un control total de la operación, la cabeza del eFire-Slickline usa una única secuencia de códigos de tensiones (jalones) sobre la línea de slickline para crear pulsos de presión, los cuales son traducidos dentro de sistema especial para comunicarse con una cabeza de disparo. La cabeza del eFire-Slickline es totalmente controlada desde la superficie y no requiere prerregistros de parámetros debajo del pozo. Con un control total, similar al control en una línea eléctrica para operación de perforación, el operador puede armar, disparar o abortar la operación en cualquier tiempo.

La cabeza del eFire-Slickline está diseñada para perforar, asentar packers y tapones, iniciar cortadores químicos y otros procedimientos.

2.6.2. Componentes

Este efectivo sistema de disparo combina una tecnología ya establecida con una innovadora. El sistema eFire-Slickline usa una sección electrónica de IRIS (Intelligent Remote Implementation System), un software inteligente que reconoce comando de superficie; y el SAFE (Slapper Actuated Firing Equipment), equipo que inicia la cadena de detonación.

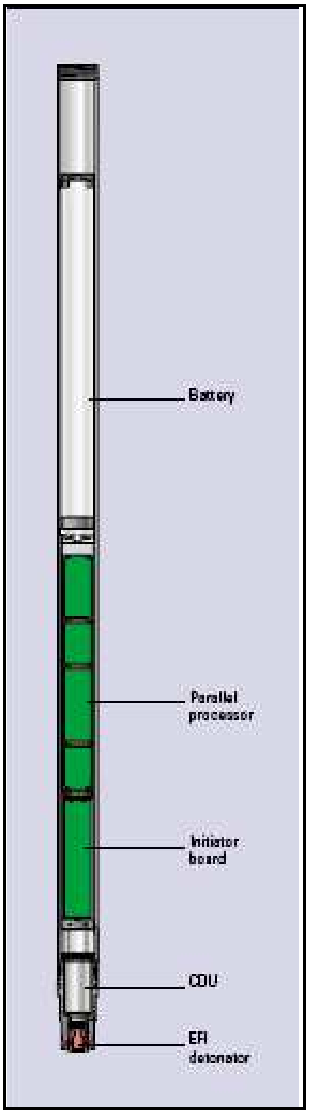


Figura 2.12 eFire-Slickline utiliza tecnología IRIS y SAFE

2.6.3. Características

- El convertidor de tensión transforma la manipulación de la línea en señales de presión por medio de circuitos controladores.

- Los circuitos controladores inician la secuencia de disparo.
- La cabeza de disparo usa un confiable y seguro iniciador de explosión para empezar la cadena de detonación.
- La cabeza de disparo está certificada para trabajar hasta 15000 psi de presión, 320ºF de temperatura y con H_2S en condiciones del pozo.
- La secuencia de comandos programables asegura un control preciso en las operaciones.
- Las herramientas respondes solo a comandos de superficie y son insensibles a las condiciones del pozo.
- El registro del trabajo es guardado en una herramienta especial para una evaluación posterior al mismo.

2.6.4. Operación de la cabeza de disparo.

Antes de correr la cabeza de disparo dentro del pozo, esta es conectada a una computadora para evaluar el desempeño completo de la batería, los circuitos de control, circuitos iniciadores y el sistema de disparo. La secuencia total del disparo es ejecutada y monitoreada por medio de la computadora. Después de esta prueba de funcionamiento la herramienta es configurada con información del pozo y los comandos de disparos son programados dependiendo del tipo y de las limitaciones de las operaciones planeadas. Luego el operador configura la presión mínima de armado, el tiempo de demora en el armado y una estructura de comandos para evitar reproducción accidental de señales de sacudidas o variaciones de presión.

Cuando los parámetros de los disparos son configurados la herramienta es adjuntada a los componentes de balística. El dispositivo de detonación es instalado en el fondo de la herramienta donde la computadora fue conectada; los cañones de perforación, el packer y otros mecanismos explosivos son conectados debajo del detonador.

Después que la sarta de la herramienta es corrida dentro del pozo pasando la mínima presión de armado la herramienta comienza a buscar los comandos de armado. La presión mínima de armado es el primero de cuatro procedimientos de seguridad. El segundo procedimiento de seguridad es el tiempo de demora de armado que puede ser de 5, 15, 30, 60 o 120 minutos el cual es configurado en superficie y previene a la herramienta de buscar comandos de disparos mientras se esta corriendo dentro del pozo. El tercer procedimiento de seguridad es un tiempo de espera de 2 minutos, lo cual le puede permitir a la herramienta abortar el disparo si llega a sentir un cambio en la presión de +/- 20 psi durante ese periodo de tiempo. Los circuitos comienzan a buscar un comando de disparo solo después que haya transcurrido el tiempo de espera de 2 minutos. El último procedimiento de seguridad es el comando de desarmado que desactiva la cabeza de disparo antes de ser llevados a superficie. Aunque este puede ser enviado a cualquier tiempo el comando de desarme es normalmente enviado después del comando de disparo.

Para analizar el rendimiento los datos de la herramienta pueden ser descargados después de que el trabajo haya finalizado.

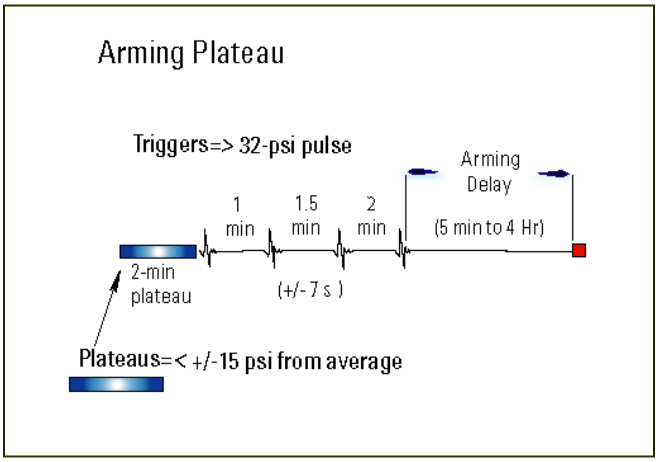


Figura 2.13 eFire-Slickine Arming command

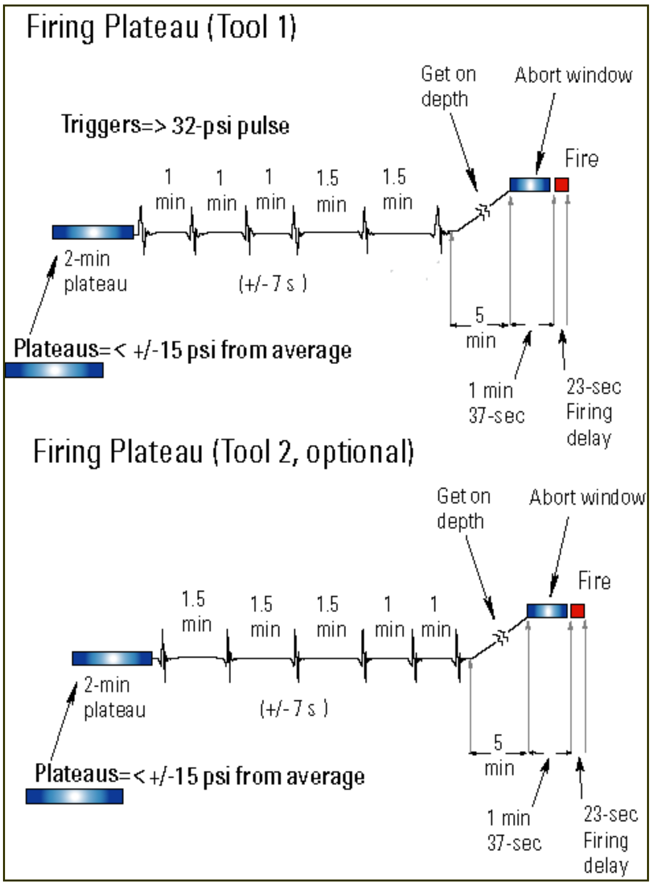


Figura 2.14 eFire-Slickine Firing command

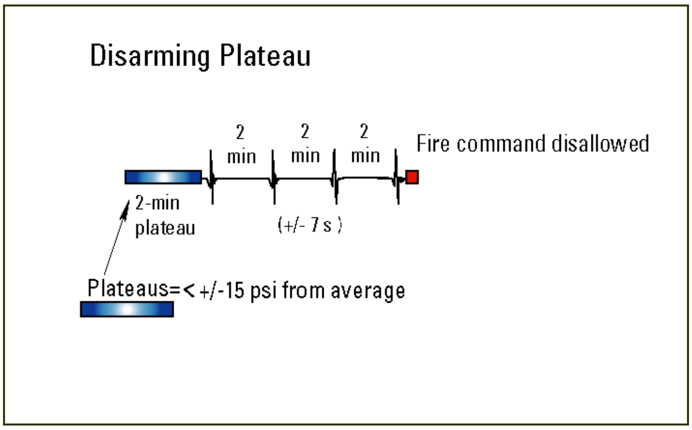


Figura 2.15 eFire-Slickine Disarming command

2.6.5. Ventajas

- Reduce el tiempo de operación al eliminar corridas de registros.
- El disparo selectivo de dos herramientas disminuye el número de corridas.
- El control total en la operación de la cabeza de disparo incrementa la eficiencia y la precisión.
- La habilidad para abortar la ejecución del disparo a cualquier tiempo y no usar explosivos primarios, mejora la seguridad
- La cabeza de disparo es inmune a las interferencias de frecuencias de radio.
- La operación es confiable bajo condiciones cambiantes y en cualquier tipo de pozo incluyendo

pozos altamente desviados, incrementando productividad.

- Menos personal requerido para operación.
- Menos equipo en la locación.
- Simple de movilizar y fácil de armar.

CAPÍTULO 3

3. SELECCIÓN DE POZOS

3.1. Campos de Petroproducción

Petroproducción tiene como misión extraer hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del Ecuador, operar y explotar los campos asignados por Petroecuador con el propósito de incrementar las reservas y transportar el petróleo y gas hasta los principales centros de almacenamientos.

Las actividades hidrocarburiferas se desarrollan en la Amazonia y en el Litoral costa adentro (on shore) y costa afuera (off shore).

La Estatal Petrolera realizó sus primeras exploraciones en 1975 en el Litoral y en 1976 en la Región Amazónica.

Actualmente opera en campos petroleros de la Amazonia, donde hasta el año 2005 llevó perforados 720 pozos de los cuales 410 son productores, 5 son horizontales y mas de 10 son direccionales. En el 2005 la producción Nacional del Petróleo, fue de más de 72 MM de barriles con un promedio mensual de 197053 BPPD.

A diciembre del 2004 el total de reservas remanentes de Petroproducción es de 2000 MM barriles contando con campos marginales y compartidos. Del total de las reservas petroleras nacionales, aproximadamente el 87% pertenece a Petroproducción. Las ganancias netas en el 2006 de la producción de Petroproducción de Petroecuador entregadas al estado fueron aproximadamente de 2800 MM de dólares.

La Empresa Estatal de Petróleos de Ecuador desarrolla sus actividades de exploración y explotación de petróleo en una superficie de 30175 Km^2 definidas como conjuntos denominados áreas de producción, conformados con uno grande del que toma el nombre y otos generalmente menores.

Lago Agrio: Ubicada en la provincia de Sucumbíos. Con los campos Lago Agrio, Guanta y Dureno.

Libertador: Ubicada en la provincia de Sucumbíos, mantiene los campos Atacapi, Parahuacu, Secoya, Shuara, Shusuqui, Pichincha, Frontera Tetete Tapi, Peña Blanca, Ocano, Sansahuari y Singué.

Sacha: Ubicada en la provincia de Orellana. Engloba los campos Sacha y Pucuna.

Shushufindi: Ubicada en la provincia de Sucumbios. Posee los campos Shushufindi y Aguarico.

Auca: Ubicada en la provincia de Napo, Orellana y Pastaza. Posee los campos Cononaco, Rumiyacu, Armadillo, Auca Sur, Conga, Puma, Auca Este, Auca, Anaconda, Culebra – Yulebra y Yuca.

(No constan los campos que se operan bajo la Alianza Operativa).

TABLA 3.1

PRINCIPALES ÁREAS PETROLERAS

Distrito Amazónico	Producción Mensual Promedio (BPPD)
Auca	42130
Lago Agrio	9026
Libertador	47579
Sacha	49668
Shushufindi	52308

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción DA
Fecha: Abril 2006

TABLA 3.2

SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

Sistema de Recuperación de Petróleo	No. de Pozos en ese sistema
Flujo Natural	12
Gas Lift	15
Bombeo Mecánico	3
Bombeo Hidráulico	204
Bombeo Electro sumergible	209
Total Pozos en producción	443

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción DA
Fecha: Abril 2006

A continuación se realizará una pequeña descripción de las áreas de estudio, que para nuestro caso corresponden al campo SACHA, con sus principales características, basándose en análisis geológicos, análisis de reservorios, de parámetros normalizados, de pruebas de producción y datos de Forecast tomados del Distrito Amazónico hasta abril del 2006.

3.1.1. Campo Sacha

El campo Sacha esta ubicado en la provincia de Orellana al Nororiente de la Región Amazónica Ecuatoriana. Está limitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista. Al Sur por el Campo Culebra-Yulebra. Al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero en Alianza Operativa, además de Shushufindi y Aguarico. Al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito en concesión a SIPEC. Fue descubierto por Texaco – Gulf en 1969 con la perforación del pozo exploratorio SACHA-01, que alcanzó la profundidad de 10160 ft. (Penetrando 39 ft de la formación pre-cretácica Chapiza). Con una producción inicial de 1328 BPPD de un petróleo de 29.9 ºAPI y un BSW de 0.1% de Hollín Inferior.

La trampa hidrocarburífera Sacha, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca. Tiene una longitud de 28.5 Km., un ancho que varia entre 4 a 9 Km., siendo la parte norte la más angosta con 2.7 Km., la parte central es la más ancha con 9.5 Km. Tiene un área de 41.000 acres bajo un cierre estructural de 200 ft.

El campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente se reactivó en más de una ocasión en que también controló la depositación de los sedimentos. Esta falla llega a la caliza M-2, con un salto de fallas al nivel de la formación Hollín de 10 a 35 ft al Norte, en el centro del campo 10 ft y al Sur de 20 a 35 ft.

Hasta abril del 2006 tiene un total de 194 pozos, de los cuales 117 se encuentran en producción, 6 inyectores, 4 reinyectores, 11 abandonados, 56 cerrados y 2 esperando ser abandonados.

Hollín: Es una arenisca con cemento de matriz silícea. Ubicada a 8975 ft aproximadamente. Tiene un acuífero de fondo por lo que posee un empuje hidráulico de fondo. Debido a la diferencia en características petrofisicas y de los fluidos que la saturan, además de una capa de lutita de pequeño espesor se subdivide en:

Hollín Inferior: Es una arenisca cuarzosa que va de clara a blanca, de grano medio a grueso con niveles limosos y arcillosos por lo que tiene una porosidad de alrededor de 18%, una permeabilidad de 500 md, una salinidad de 500 a 1000 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 110 ft. Una presión de saturación de 78 psi, un GOR de producción de 35 SCF/STB, un API promedio de 27.1º, una viscosidad de 2.9 cp a condiciones de saturación y 225 ºF de temperatura de yacimiento.

Hollín Superior: Es una arenisca cuarzosa glauconítica, con cemento silicio, de grano fino a medio con una porosidad de alrededor de 14%, una permeabilidad de 70 md, una salinidad de 700 a 3900 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 70 ft. Una presión de saturación de 550 psia, un GOR de producción de 124 SCF/STB, un API promedio de 27º, una viscosidad de 1.6 cp a condiciones de presión de burbuja y 225 ºF de temperatura de yacimiento.

Se presenta ínter estratificada con numerosas capas de lutitas negras calcáreas y duras intercaladas con las areniscas, pocas capas de caliza de color café densas y glauconíticas.

Se encuentra separado de la arenisca T de la formación Napo por una lutita de100 ft con una coloración que varia de gris a negro, no calcárea. Se han encontrado algunas capas de caliza que se hallan usualmente en la parte superior de esta lutita cerca de la base de la arenisca T.

Napo: Es una arenisca que posee dos acuíferos laterales para U y uno también lateral para T, por lo que posee un empuje hidráulico lateral además de gas en solución como principales mecanismos de producción debido a la diferencia en características petrofisicas y de los fluidos que la saturan, se subdivide en las conocidas:

Napo T: Es una arenisca cuarzosa que presenta estratificación cruzada e incrustaciones de lutita con glauconita, de matriz caolinítica y a veces clorítica y cemento calcáreo, grano fino a medio bien clasificados sub–angulares y sub–redondeados, tiene una porosidad de alrededor de 18%, una permeabilidad de 200 md una salinidad de 6500 a 25000 ppm de Cl. Ubicada a 8765 ft, su espesor varia entre 20 a 44 ft. Una presión de saturación de 1310 psia, un GOR de producción de 436 SCF/STB, un API promedio de 30º, una viscosidad de 0.9 cp a condiciones de presión de burbuja y 216 ºF de temperatura de yacimiento. Limita inmediatamente a esta arenisca una caliza denominada Caliza B, con un espesor que varia de 15 a 30 ft, varia de color de gris a café comúnmente arcillosa y glauconitica. Por encima de la Caliza B se presenta una lutita gris oscura a negra, no calcárea. Sobre esta lutita se halla la segunda arena de la formación Napo, la arenisca U.

Napo U: Es una arenisca predominantemente caolinítica y cemento silicio, de granos muy finos a medios sub–redondeados usualmente grises, tiene una porosidad de alrededor de 17%, con una permeabilidad de 100 md, una salinidad de 35000 a 65000 ppm de Cl. Ubicada a 8530 ft, su espesor varía entre 20 a 60 ft. Una presión de saturación de 1050 psia para U Superior y de 1170 psia para U Inferior, un GOR de producción de 270 y 240 SCF/STB respectivamente, un API promedio de 27º para U Superior y 23º para U Inferior, una viscosidad de 1.5 cp a condiciones de presión de burbuja, 211 ºF y 218 ºF de temperatura de yacimiento respectivamente para U Superior y U Inferior. Su parte superior son principalmente glauconíticas y arcillosas, más continuas que las areniscas de la T y por lo tanto estas se convierten en una de las más importantes zonas de producción en menor proporción que la formación Hollín.

TABLA 3.3

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SACHA

Área acres	41000
No. De Pozos	194
No. De Pozos Productores	117
No. De Pozos Inyectores	6
No. De Pozos con Flujo Natural	2
No. De Pozos con Bombeo Hidráulico	98
No. De Pozos con Bombeo Mecánico	0
No. De Pozos con Gas Lift	0
No. De Pozos con Bombeo Electro sumergible	19
Fecha de Inicio de Producción, Año	1969
Grado API (º) Promedio de campo	28
BSW (%)	56
Producción diaria de petróleo, BPPD	49668

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción DA
Fecha: Abril 2006

3.2. Areniscas Productoras

A continuación se realizará una breve descripción regional de la características petrofisicas de las areniscas productoras del Área del campo Sacha a las que pertenecen los pozos seleccionados para el análisis, esta información fue tomada de las simulaciones matemáticas del área en estudio.

TABLA 3.4

ARENISCAS PRODUCTORAS CAMPO SACHA

CAMPO	**RESERVORIO**	**VALORES PROMEDIOS**					
		Ø (%)	**ºAPI**	**Espesor (ft)**	**Sw (%)**	**So (%)**	**K mD**
SACHA	BT	17	24.1	9	34.3	65.7	300
	U	17	27-29	20-60	12.8	67.2	100
	Ts	15.6	27-29	20-44	20	80	200
	Ti		27-28				
	Hs	14	27-29	30-70	33.3	66.7	70
	Hi	18	27-28	30-110	29.4	70.6	500

3.3. Características del fluido

Las características del fluido que se consideran son presión de burbuja (*pb*), temperatura del yacimiento (*Ty*), grado API, relación gas petróleo (*GOR*, siglas en ingles), factor volumétrico del petróleo (*βoil*) y gravedad del gas, parámetros normalizados del campo al que pertenecen los pozos seleccionados para nuestro estudio.

TABLA 3.5

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS CAMPO SACHA

ÁREA CAMPO	ARENISCA	Pb (Psi)	Ty (ºF)	Grado API	GOR (scf/STB)	βoil (RB/STB)	Gravedad del gas
SACHA	BT	807	181	24.1	150	1.1170	1.0990
	U	10521	211	26.7	270	1.2423	1.1324
	Ui	17013	218	22.8	224	1.2302	1.2100
	T	10	216	30.3	436	1.3726	1.2518
	Hs	550	225	27.3	124	1.1334	1.3561
	H	78	225	27.1	35	1.1625	1.5767

3.4. Salinidades

Las salinidades del Campo Sacha oscilan en los valores que se mencionan en la siguiente tabla.

TABLA 3.6

SALINIDADES CAMPO SACHA

ÁREA SACHA	
ARENISCAS	**SALINIDADES**
HOLLÍN INFERIOR	800 – 1000
HOLLÍN SUPERIOR	5000 – 8000
T	6500 – 15000
U	35000 – 65000
BT	40000 - 60000

Fuente: Corrosión Lago Agrio, Petroproducción

3.5. Pozos seleccionados para el análisis

A continuación se tabulará los pozos seleccionados para el posterior análisis técnico-económico, de acuerdo al método de cañoneo empleado durante su etapa de completación o workover del cual se encuentra produciendo en la actualidad; estos pozos pertenecen en su totalidad al Campo Sacha.

TABLA 3.7

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

CAMPO	POZO	INTERVALO	DIÁMETRO DE CAÑÓN	DPP	ARENA
SACHA	121	9548' – 9565'	5"	4	U
		9770' – 9786'	5"	4	T
SACHA	127	9829' – 9865'	5"	4	Hs
		9882' – 9884' 9888' – 9896'	5"	4	Hi
SACHA	132	9416' – 9460'	4 ½"	4	U
SACHA	134	9425' – 9444'	4 ½"	4	U
		9652' – 9662' 9670' – 9684'	5"	8	T
		9833' – 9839' 9846' – 9856'	4 ½"	8	Hs

TABLA 3.8

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP BAJO-BALANCE

CAMPO	POZO	INTERVALO	DIÁMETRO DE CAÑÓN	DPP	ARENA
SACHA	154 D	10150' – 10160'	4 ½"	5	Hi
SACHA	159	8700' – 8708'	4 5/8"	5	BT
		9420' – 9456'	4 5/8"	5	Ui
		9810' – 9836'	4 5/8"	5	Hs
SACHA	161	9856' – 9876' 9880' – 9888'	4 5/8"	5	Hs
		9912' – 9923'	4 5/8"	5	Hi
SACHA	162	9494' – 9478'	4 5/8"	5	Ui
		9872' – 9888' 9899' – 9904'	4 5/8"	5	Hs
		9942' – 9928'	4 5/8"	5	Hi.

TABLA 3.9

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE

CAMPO	POZO	INTERVALO	DIÁMETRO DE CAÑÓN	DPP	ARENA
SACHA	42	8631' – 8643'	4 ½"	5	BT
SACHA	186 D	9408' – 9456'	4 ½ "	5	Ui
		9834' – 9846'	4 ½ "	5	Hs
		9863' – 9880'	4 ½ "	5	Hi
SACHA	189	9464' – 9490'	4 ½"	5	Ui
		9880' – 9886'	4 ½"	5	Hs
		9896' – 9904'	4 ½"	5	Hi
SACHA	191	9816' – 9832'	4 ½"	5	Hs
		9847' – 9856'	4"	5	Hi

3.6. Características Petrofisicas de los pozos seleccionados

Las características Petrofisicas que se tomarán en consideración para cada pozo seleccionado corresponden específicamente al intervalo que se disparó y del cual actualmente se esta produciendo o que durante el trabajo de reacondicionamiento (workover), se dejó en producción.

Las características Petrofisicas a considerarse son el espesor del reservorio (h_T) dado en pies (ft), el intervalo disparado (ho) dado en pies (ft), la porosidad (*Ø*) expresada en porcentaje (%) y la permeabilidad (*K*) en milidarcy (md) de las areniscas correspondientes a cada pozo, las cuales se presentan en formas de tablas que intentan facilitar la compresión de la información.

TABLA 3.10

CARACTERÍSTICAS PETROFISICAS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

CAMPO	POZO	ARENA	hT (ft)	ho (ft)	Ø (%)	K (mD)
SACHA	121	U	20	17	19	179.3
SACHA	127	Hs	38	36	18	152
SACHA	132	U	44	44	13	345
SACHA	134	U	19	19	13	310

TABLA 3.11

CARACTERÍSTICAS PETROFISICAS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP BAJO-BALANCE

CAMPO	POZO	ARENA	hT (ft)	ho (ft)	Ø (%)	K (mD)
SACHA	154 D	Hi	41	10	16	673.5
SACHA	159	Hs	32	26	18	52
SACHA	161	Hs	36	28	12	44
		Hi	30	11	15	781
SACHA	162	Hs	36	21	15	20.3
		Hi	14	14	12	720

TABLA 3.12

CARACTERÍSTICAS PETROFISICAS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE

CAMPO	POZO	ARENA	hT (ft)	ho (ft)	Ø (%)	K (mD)
SACHA	42	BT	12	12	18	419
SACHA	186	Ui	60	48	17	20.9
SACHA	189	Hs	38	6	16	243
SACHA	191	Hs	20	16	15	72.8

3.7. Historial de Producción

3.7.1. Producción luego del disparo

Las tablas presentadas a continuación muestran datos tomados de las pruebas oficiales de producción, es decir datos de producción después de haberse realizado la operación de cañoneo en los pozos seleccionados, sin haberse bajado aún la completación final

TABLA 3.13

PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

Fecha	Arena	Método de Producción	BPPD	BSW (%)	API	Salinidad	pc
SACHA-121							
25-Jun-92	U	PPH	1008	25	29	1333	
23-Jun-92	T	PPH	663	1.4	29		
SACHA-127							
24-May-93	Hi	PPH	1766	20	28	5200	
19-Ene-98	Hs	PPH	1012	26	25.5	2400	
SACHA-132							
3-Oct-94	U	PPH	800	2	24.4	1300	
SACHA-134							
14-Dic-94	U	PPH	576	12	26	20600	
17-Dic-94	T	PPH	0	100		25696	
7-Dic-94	Hs	PPH	65	66		10300	

TABLA 3.14

PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TËCNICA TCP BAJOBALANCE

Fecha	Arena	Método de Producción	BPPD	BSW (%)	API	Salinidad	pc
SACHA-154D							
19-Jul-05	Hi	PPH	862	0.1	31		64
SACHA-159							
25-Jun-00	Ui	PPH	518	10	28.5		
06-Jul-00	Hs	PPH	659	33	27.5		
30-Jul-00	BT	PPH	324	29	26.5		
SACHA-161							
01-Oct-00	Hi	PPF	538	68	27	1520	
06-Oct-00	Hs	PPH	571	15	27.1	25000	
SACHA-162							
14-Sep-00	Hi	PPH	1486	14	28.6	999	
21-Sep-00	Hs	PPH	576	20	26.2	12000	
26-Sep-00	Ui	PPH	49	59	24	25245	

TABLA 3.15

PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE.

Fecha	Arena	Método de Producción	BPPD	BSW (%)	API	Salinidad	pc
SACHA-42							
17-Nov-05	BT	PPH	306	19.23	26		32
SACHA-186							
4-Abril-04	Hi	PPH	380	82	28.8	1500	
7-Abril-04	Hs	PPH	418	17	28.6	6000	
15-Abril-04	Ui	PPH	264	39	28.2	1050	
SACHA-189							
30-Ene-05	Ui	PPH	144	25	26.2	24200	60
9-Ene-05	Hs	PPH	1161	18	28.4	1800	
23-Ene-05	Hi	PPH	182	89	27	1250	
SACHA-191							
12-Feb-06	Hs	PPH	553	1.68	27		45

La arena BT del pozo SACHA-42 fue cañoneada y avaluada durante el WO #10.

La arena Hs del pozo SACHA-191 fue cañoneada y avaluada durante el WO #1.

3.7.2. Producción con completación final

Los historiales de producción de cada pozo seleccionado se construyeron a partir de las pruebas de forecast mensuales en el periodo entre enero del 2006 hasta febrero del 2007, para pozos que estén en producción.

Los datos se expresan en tablas donde se destacan los trabajos realizados en el pozo, así como las producciones estabilizadas después de los diferentes trabajos de punzonamiento.

Se pueden observar datos con el método de levantamiento del pozo sea este de flujo natural PPF, bombeo eléctrico PPS, bombeo hidráulico PPH o bombeo mecánico PPM y la arenisca de la cual actualmente se encuentran produciendo. También se puede apreciar la fecha de producción, el estado en el que se encuentra PP para pozo produciendo, CP para pozo cerrado, PE para pozo exploratorio.

Además el intervalo productor Hi y Hs (Hollín Inferior y Hollín Superior), U (Arenisca U sea esta inferior o superior), T (sea esta inferior o superior), Arenisca BT (Basal Tena).

Datos de producción como la tasa de petróleo *qo* dada en BPPD (barriles de petróleo por día) y el *BSW*. Los datos de *qw* (tasa de agua por día) y *qt* (tasa de fluido por día) se pueden inferir a partir de los valores de *qo* y *BSW*.

3.7.2.1. Pozos cañoneados con la técnica Wireline

SACHA-121						
Fecha	**Estado**	**Método**	**Arena**	**qo BPPD**	**BSW %**	**API**
Ene-06	PP	PPS	U	1105	0,2	29
Feb-06	PP	PPS	U	1105	0,2	29
Mar-06	PP	PPS	U	1103	0,2	29
Abr-06	PP	PPS	U	1103	0,2	29
May-06	PP	PPS	U	1159	0,2	29
Jun-06	PP	PPS	U	1165	0,2	29
Jul-06	PP	PPS	U	1120	0,2	29
Ago-06	PP	PPS	U	1120	0,2	29
Sep-06	PP	PPS	U	1090	0,2	29
Oct-06	PP	PPS	U	1090	0,2	29
Nov-06	PP	PPS	U	1090	0,2	29
Dic-06	PP	PPS	U	1090	0,2	29
Ene-07	PP	PPS	U	1098	0,2	29
Feb-07	PP	PPS	U	1090	0,2	29

SACHA-127						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPS	Hs	517	60,0	18
Feb-06	PP	PPS	Hs	517	60,0	18
Mar-06	PP	PPS	Hs	517	60,0	18
Abr-06	PP	PPS	Hs	511	60,0	18
May-06	PP	PPS	Hs	502	60,0	18
Jun-06	PP	PPS	Hs	505	60,0	18
Jul-06	PP	PPS	Hs	502	60,0	18
Ago-06	PP	PPS	Hs	505	60,0	18
Sep-06	PP	PPS	Hs	498	60,0	18
Oct-06	PP	PPS	Hs	486	60,0	18
Nov-06	PP	PPS	Hs	477	60,0	18
Dic-06	PP	PPS	Hs	471	60,0	18
Ene-07	PP	PPS	Hs	471	60,0	18
Feb-07	PP	PPS	Hs	450	60,0	18

SACHA-132						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPH	U	374,0	1,6	24.4
Feb-06	PP	PPH	U	376,0	2,1	24.4
Mar-06	PP	PPH	U	383,0	2,1	24.4
Abr-06	PP	PPH	U	381,0	2,1	24.4
May-06	PP	PPH	U	381,0	2,1	24.4
Jun-06	PP	PPH	U	380,0	1,6	24.4
Jul-06	PP	PPH	U	397,0	1,8	24.4
Ago-06	PP	PPH	U	383,0	2,1	24.4
Sep-06	PP	PPH	U	364,0	1,3	24.4
Oct-06	PP	PPH	U	345,0	1,6	24.4
Nov-06	PP	PPH	U	336,0	1,9	24.4
Dic-06	PP	PPH	U	336,0	1,9	24.4
Ene-07	PP	PPH	U	303,0	2,1	24.4
Feb-07	PP	PPH	U	258,0	2,3	24.4

SACHA-134						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPH	U	552,0	2,6	26
Feb-06	PP	PPH	U	506,0	2,8	26
Mar-06	PP	PPH	U	512,0	3,1	26
Abr-06	PP	PPH	U	557,0	3,3	26
May-06	PP	PPH	U	563,0	2,8	26
Jun-06	PP	PPH	U	497,0	3,0	26
Jul-06	PP	PPH	U	528,0	3,0	26
Ago-06	PP	PPH	U	584,0	2,8	26
Sep-06	PP	PPH	U	504,0	3,2	26
Oct-06	PP	PPH	U	552,0	2,6	26
Nov-06	PP	PPH	U	532,0	2,7	26
Dic-06	PP	PPH	U	500,0	2,5	26
Ene-07	PP	PPH	U	553,0	2,3	26
Feb-07	PP	PPH	U	499,0	2,8	26

3.7.2.2. Pozos cañoneados con la técnica TCP Bajo-balance.

SACHA-154D						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	F/N	Hi	1406	0,2	31
Feb-06	PP	F/N	Hi	1517	1,4	31
Mar-06	PP	F/N	Hi	1550	1,4	31
Abr-06	PP	F/N	Hi	1532	1,4	31
May-06	PP	F/N	Hi	1504	1,4	31
Jun-06	PP	F/N	Hi	1345	7	31
Jul-06	PP	F/N	Hi	1349	7	31
Ago-06	PP	F/N	Hi	1324	7	31
Sep-06	PP	F/N	Hi	1298	10	31
Oct-06	PP	F/N	Hi	1122	10	31
Nov-06	PP	F/N	Hi	1122	10	31
Dic-06	PP	F/N	Hi	1098	14	31
Ene-07	PP	F/N	Hi	961	14	31
Feb-07	PP	F/N	Hi	935	14	31

SACHA-159						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPS	Hs	392	40	27.5
Feb-06	PP	PPS	Hs	404	40	27.5
Mar-06	PP	PPS	Hs	401	40	27.5
Abr-06	PP	PPS	Hs	390	40	27.5
May-06	PP	PPS	Hs	379	40	27.5
Jun-06	PP	PPS	Hs	370	40	27.5
Jul-06	PP	PPS	Hs	333	46	27.5
Ago-06	PP	PPS	Hs	302	46	27.5
Sep-06	PP	PPS	Hs	308	46	27.5
Oct-06	PP	PPS	Hs	308	46	27.5
Nov-06	PP	PPS	Hs	312	46	27.5
Dic-06	PP	PPS	Hs	308	46	27.5
Ene-07	PP	PPS	Hs	365	50	27.5
Feb-07	PP	PPS	Hs	300	50	27.5

SACHA-161						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPS	Hs+Hi	1000	36	18.5
Feb-06	PP	PPS	Hs+Hi	941	36	18.5
Mar-06	PP	PPS	Hs+Hi	961	36	18.5
Abr-06	PP	PPS	Hs+Hi	966	36	18.5
May-06	PP	PPS	Hs+Hi	921	36	18.5
Jun-06	PP	PPS	Hs+Hi	931	36	18.5
Jul-06	PP	PPS	Hs+Hi	901	36	18.5
Ago-06	PP	PPS	Hs+Hi	953	36	18.5
Sep-06	PP	PPS	Hs+Hi	842	36	18.5
Oct-06	PP	PPS	Hs+Hi	807	36	18.5
Nov-06	PP	PPS	Hs+Hi	802	36	18.5
Dic-06	PP	PPS	Hs+Hi	802	36	18.5
Ene-07	PP	PPS	Hs+Hi	758	36	18.5
Feb-07	PP	PPS	Hs+Hi	718	36	18.5

SACHA-162						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPH	Hs+Hi	584	18,3	
Feb-06	PP	PPH	Hs+Hi	525	20,1	
Mar-06	PP	PPH	Hs+Hi	481	15,1	
Abr-06	PP	PPH	Hs+Hi	420	23,8	
May-06	PP	PPH	Hs+Hi	364	26,1	
Jun-06	PP	PPH	Hs+Hi	296	29	
Jul-06	PP	PPH	Hs+Hi	280	29.7	
Ago-06	PP	PPH	Hs+Hi	291	29,8	
Sep-06	PP	PPH	Hs+Hi	280	14,5	
Oct-06	PP	PPH	Hs+Hi	279	29,6	
Nov-06	PP	PPH	Hs+Hi	243	33,5	
Dic-06	PP	PPH	Hs+Hi	222	34,4	
Ene-07	PP	PPH	Hs+Hi	254	31,9	
Feb-07	PP	PPH	Hs+Hi	260	31,9	

3.7.2.3. Pozos cañoneados con la técnica PURE

SACHA-42						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPH	BT	224	22,2	26
Feb-06	PP	PPH	BT	205	24,9	26
Mar-06	PP	PPH	BT	221	24,3	26
Abr-06	PP	PPH	BT	223	24,3	26
May-06	PP	PPH	BT	237	23,1	26
Jun-06	PP	PPH	BT	251	20,6	26
Jul-06	PP	PPH	BT	253	20,8	26
Ago-06	PP	PPH	BT	235	22,2	26
Sep-06	PP	PPH	BT	232	21,6	26
Oct-06	PP	PPH	BT	227	22,9	26
Nov-06	PP	PPH	BT	225	23,8	26
Dic-06	PP	PPH	BT	223	22,9	26
Ene-07	PP	PPH	BT	221	14,5	26
Feb-07	PP	PPH	BT	198	14,8	26

SACHA-186						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPH	Ui	174	38,2	28.2
Feb-06	PP	PPH	Ui	164	39,6	28.2
Mar-06	PP	PPH	Ui	163	40,3	28.2
Abr-06	PP	PPH	Ui	165	39,8	28.2
May-06	PP	PPH	Ui	177	37,7	28.2
Jun-06	PP	PPH	Ui	203	34,3	28.2
Jul-06	PP	PPH	Ui	220	33,2	28.2
Ago-06	PP	PPH	Ui	256	30	28.2
Sep-06	PP	PPH	Ui	233	19,3	28.2
Oct-06	PP	PPH	Ui	226	21,8	28.2
Nov-06	PP	PPH	Ui	227	21,9	28.2
Dic-06	PP	PPH	Ui	229	21,4	28.2
Ene-07	PP	PPH	Ui	234	20,5	28.2
Feb-07	PP	PPH	Ui	234	21,4	28.2

SACHA-189						
Fecha	Estado	Método	Arena	qo BPPD	BSW %	API
Ene-06	PP	PPS	Hs	406,0	60,0	28.4
Feb-06	PP	PPS	Hs	306,0	70,0	28.4
Mar-06	PP	PPS	Hs	303,0	70,0	28.4
Abr-06	PP	PPS	Hs	308,0	70,0	28.4
May-06	PP	PPS	Hs	308,0	70,0	28.4
Jun-06	PP	PPS	Hs	308,0	70,0	28.4
Jul-06	PP	PPS	Hs	279,0	74,0	28.4
Ago-06	PP	PPS	Hs	276,0	74,0	28.4
Sep-06	PP	PPS	Hs	279,0	74,0	28.4
Oct-06	PP	PPS	Hs	275,0	74,0	28.4
Nov-06	PP	PPS	Hs	279,0	74,0	28.4
Dic-06	PP	PPS	Hs	275,0	74,0	28.4
Ene-07	PP	PPS	Hs	271,0	74,0	28.4
Feb-07	PP	PPS	Hs	273,0	74,0	28.4

SACHA-191						
Fecha	**Estado**	**Método**	**Arena**	**qo BPPD**	**BSW %**	**API**
Ene-06	PP	PPH	Hs	178	81,3	27
Feb-06	PP	PPH	Hs	518	3	27
Mar-06	PP	PPH	Hs	640	2	27
Abr-06	PP	PPH	Hs	684	4,5	27
May-06	PP	PPH	Hs	675	4,4	27
Jun-06	PP	PPH	Hs	552	5,1	27
Jul-06	PP	PPH	Hs	551	7,5	27
Ago-06	PP	PPH	Hs	530	7,9	27
Sep-06	PP	PPH	Hs	524	8	27
Oct-06	PP	PPH	Hs	413	9,9	27
Nov-06	PP	PPH	Hs	419	8,7	27
Dic-06	PP	PPH	Hs	433	9,9	27
Ene-07	PP	PPH	Hs	437	9,7	27
Feb-07	PP	PPH	Hs	401	10	27

3.8. Historial de Reacondiconamientos realizados en los pozos seleccionados

A continuación se presentará una tabla resumida de todos los trabajos de reacondicionamientos realizados en los pozos seleccionados. Esta tabla muestra el número de Workover (WO), la fecha de realización, una breve descripción del objetivo del WO y también algunas observaciones del mismo.

3.8.1. Pozos cañoneados con la técnica Wireline

SACHA – 121			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	7-Jul-1992	Reparación del Equipo Electro-sumergible	Trabajo exitoso. Pozo recupera la producción normal
2	14-Nov-1996	Reparación del Equipo Electro-sumergible	Trabajo exitoso. Pozo en observación por presencia de escala
3	29-Ene-1999	Reparación del Equipo Electro-sumergible y tratamiento antiescala	Trabajo exitoso. Se incrementa en 992 BPPD. El trabajo de limpieza a los punzados con acido y solventes no aumento el porcentaje de agua.
4	2-Sep-1999	Reparación del Equipo Electro-sumergible y realizar tratamiento antiescala a la arena "U"	Trabajo exitoso. Se incrementa en 650 BPPD
5	25-Abr-2002	Cambio de Ring Gasket por liqueo en el cabezal	Trabajo exitoso. Pozo queda con producción normalizada.

SACHA – 127			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	9-Dic-1995	Cambio de completación por atascamiento de bomba	Se incrementan 250 BPPD
2	12-Ene-1998	Cambio de completación por bomba atascada, evaluación de arena Hollín Sup. Con B'up	Trabajo exitoso, se incremente producción en +/- 400 bls
3	29-Ene-1999	Cambio de sistema de levantamiento de PPH a PPS por ahorro de fluido motriz	
4	3-Jun-2004	BES off por tres fases a tierra	

SACHA – 134			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	13-Jul-1995	Cambio de compleción por bomba atascada	Trabajo exitoso
2	24-Ago-1998	Cambio de completación por comunicación tubing-casing bajo cavidad national	Trabajo exitoso. Incrementar producción a 464 BPPD
3	25-Ago-1998	Cambio de sistema de levantamiento de PPH a PPS por ahorro de fluido motriz	Trabajo exitoso

El pozo SACHA-132 no posee trabajos de reacondicionamiento.

3.8.2. Pozos cañoneados con la técnica TCP Bajobalance.

SACHA – 159			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	2-Sep-2001	Cambio de completación por BES OFF	Trabajo exitoso, se recuperan 454 BPPD
2	14-Ene-2007	Reparar BES	Satisfactorio, pozo recupera producción +/- 300 bls.

SACHA – 161			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	11-Jul-2000	Aislar comunicación entre "Hs" y "Hi" con SQZ. Redisparar "Hs" y "Hi". Evaluar y Diseñar BES.	
2	22-Ago-2004	Cambio de BES por comunicación tubing-casing. Repunzonar “Hs+i”. Evaluar. Rediseñar BES	
3	31-Dic-2005	Cambio de completación por comunicación tubing-casing. Estimular y evaluar. "Hs+i", rediseñar BES.	

SACHA – 162			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	28-Ago-2001	Cambio de completación por empacaduras desasentadas.	Trabajo Satisfactorio.

El pozo SACHA-154D no posee trabajos de reacondicionamientos.

3.8.3. Pozos cañoneados con la técnica PURE.

SACHA – 42			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	01-May-1978	Aislar entrada de agua con CIBP o cementación forzada, estimular hollín con repunzonamiento.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "H" a 3959 BPPD
2	28-May-1986	Aislar entrada de agua con cementación forzada a “H”, ácido a Hs, diseñar BHA para bombeo hidráulico.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "Hs" a 1006 BPPD.
3	29-Ene-1987	Aislar entrada de agua con cementación forzada a “H”, completar densidad de disparos “U” y “T”.	Trabajo exitoso. Incrementan producción en la arena "H" a 1464 BPPD
4	09-Dic-1989	Aislar entrada de agua con cementación forzada a “H”, reperforar Hs. Evaluar.	Trabajo exitoso.
5	15-Jul-1992	Cambio de completación, recuperar pescado, cuerpo del Std-valve.	Trabajo exitoso. Incrementan producción.
6	30-Oct-1996	Cambio de completación, bomba atascada con patas de polling tool.	Trabajo exitoso
7	20-Nov-1993	Cambio de completación por empacadura desasentada.	Incrementan producción.
8	24-Oct-2000	Cambio de completación para recuperar pescado de Slick line (elementos de presión), completar densidad de disparos	Trabajo no exitoso, formación quedo con daño, posteriormente al W.O. se realiza Sandstone acid y se recupera +/- 200 BPPD.
9	15-Feb-2003	Cambio de completación por corte de fluido en Cavidad Guiberson, aumentar densidad de disparos en intervalos de arena T.	Trabajo satisfactorio, se recupera parcialmente producción de fluido.
10	05-Nov-2005	Cambio de completación por bajo aporte, cementación forzada @ “BT”: 8631’ – 8643’ (12’), evaluar, completar para bombeo hidráulico	Trabajo exitoso, se incorporan +/-250 BPPD de la arena “BT” a la producción.

SACHA – 186			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	07-Ago-05	Cambio de completación por bomba atascada.	Exitoso, se logra recuperar producción del pozo. Se produce de arena Hs con salinidad baja pero con un incremento de producción y alto BSW lo que se presume que existe comunicación con la “Hi” por confirmar.

SACHA – 191			
# W.O	**FECHA**	**OBJETIVO**	**OBSERVACIONES**
1	11-Feb-06	Aislar Hi con CIBP, punzonar Hs, evaluar, punzonar arenas Ti y Ui, bajar completación de bombeo hidráulico.	Trabajo exitoso, se incremento +/- 600 BPPD de Hs a la producción.

El pozo SACHA 189 no presenta trabajos de reacondicionamiento. La fecha de completación de este pozo fue el 16 de febrero del 2005.

3.9. Historial de Restauración de Presión (Pruebas de Build up) de los pozos seleccionados.

El historial de presiones restauradas que se muestra a continuación en forma de tablas, presenta la información de un modo resumido y especifico que permitirán evaluar el trabajo de punzonamiento.

Se detalla la fecha en que fue tomada la prueba, la arena que fue motivo de análisis y se especifica valores como la eficiencia de flujo (*EF*) que es un valor adimensional.

Constan también los valores de las pruebas de producción para el Build up, se señala *qo* para la tasa de petróleo en BPPD, *qw* para la tasa de agua en BAPD, *qt* para la tasa de fluido total dada BFPD.

Se han considerado los valores de presiones de reservorio y presión fluyente en unidades psi, los cuales nos proporcionan una idea clara del estado del reservorio, también se menciona el grado API, así como los índices de Productividad ideal y real para cada arena, estos valores mostrarán si el pozo seleccionado ha mejorado sus condiciones de producción luego de realizar el trabajo de disparo. Se incluye además el valor de permeabilidad obtenido del Build up.

3.9.1. Pozos cañoneados con la técnica Wireline Convencional

Zona	Fecha	Intervalo	qo	qw	BSW	pwf	pws	EF	Sf	St	IPI	IPA	Ko	Ø
SACHA - 121														
T	24-Jun-92	9770-9786	628	11	1,7	1064	3266	0,28	18,3	14,5	0,32	0,29	48,4	0,18
U	26-Jun-92	9548-9565	1008	336	25,0	154	224	0,71	6,2	2,7	1,1	1,93	179,3	0,19
SACHA – 127														
Hi	26-May-93	9882-9384 9888-9896	623	1	0,2	3316	3484	1	0	0,31	3,73	3,71	631,0	0,17
Hs	17-Ene-98	9829-9865	724	668	48,0	2584	3518	0,68	1,61	3,77	2,2	1,49	145,0	0,17
Hs	17-Ene-98	9829-9865	724	668	48,0	2377	3263	0,66	3,5	3,5	2,44	1,57	152,0	0,18
Hi	16-May-03	9882-9884 9888-9896	675	941	58,2	2404	3108		1,5	1,5	1,88	1,61	713,0	0,17
Hi	24-Oct-03	9882-9884 9888-9896	395	445	53,0	935	4025	0,75	2,6	2,6	0,36	0,27	327,0	0,17
Hs	23-Nov-03	9829-9860	574	674	54,0	1952	3324	0,69	6,1	6,1	1,57	0,91	140,0	0,18
SACHA – 132														
U	04-Oct-94	9416-9460	800	16	2,0	956	1114	0,49	4	5,22	10,64	5,16	345,0	0,13
U	27-Jun-97	9416-9460	549	13	2,3	1045	1227	0,56	8,5	8,5	5,5	3,09	260,0	0,18
U	27-Jun-97	9416-9460	549	13	2,3	1090	1268	0,43	9,96	9,96	7,31	3,16	356,0	0,18
SACHA – 134														
U	15-Dic-94	9425-9444	676	92	12,0	887	1363	0,57	4,72	6,06	2,83	1,61	310,0	0,13
U	21-Jul-97	9425-9444	408	10	2,4	501	1203		50	50	S/D	0,60	393,0	0,18
U	23Jul-97	9425-9444	408	10	2,4	493	1171	0,21	4,52	12,83	1,16	0,62	170,0	0,18

3.9.2. Pozos cañoneados con la técnica TCP Bajo-balance.

Zona	Fecha	Intervalo	qo	qw	BSW	pwf	pws	EF	Sf	St	IPI	IPA	Ko	Ø
SACHA – 154 D														
Hi	20-Jul-05	10150-10160	896	1	0,1	4139	4289	0,366	-4,82	-4,82	5,25	5,98	673,5	0,16
SACHA – 159														
Ui	25-Jun-00	9420-9456	518	58	10,1	1128	1245	0,398		22,86	18,9	4,92	651,0	0,18
BT	29-Jun-00	8700-8708	324	132	28,9	993	1430	1,539		-2,7	0,693	1,04	295,0	0,11
Hs	07-Jul-00	9810-9836	659	325	33,0	1520	3375	0,82		1,972	0,67	0,53	52,0	0,18
SACHA – 161														
Hi	02-Oct-00	9912-9923	538	1142	68,0	4357	4632	0,455		9,81	7,97	6,09	781,0	0,15
Hs	06-Oct-00	9856-9876 9880-9888	571	101	15,0	1526	4085	0,613		4,67	0,436	0,26	44,2	0,12
Hs	12-Ene-01	9856-9876 9880-9888	410	1	0,2	861	3713	0,513	4,17	6,98	0,3	0,14	31,0	0,12
Hi	23-Jun-03	9912-9923	1089	207	16,0	2155	4189	0,53	7,8	7,8	1,19	0,64	480,0	0,15
Hs+i	29-Jun-03	9856-9876 9880-9888 9912-9923	1647	465	22,0	2354	4111	0,74	2,3	2,3	1,63	1,20	300,0	0,15
Hs	28-Jul-04	9856-9876 9880-9888	918	162	15,0	2498	4103	0,89	1	1	0,75	0,67	113,4	0,12
Hs+i	26-Dic-05	9856-9876 9912-9923	574	674	54,0	2095	4103		NO HAY ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE BUP					
SACHA – 162														
Hi	17-Sep-00	9928-9942	1486	242	14,0	3001	4412	1,117		-0,77	1,03	1,22	720,0	0,12
Hs	21-Sep-00	9872-9888 9872-9888 9899-9904	576	144	20,0	1456	3928	1,233		-1.32	0,25	0,29	20,3	0,15
U	27-Sep-00	9478-9494	49	71	59,2	1077	1385	0,167		57	3,29	0,39	74,4	0,20

3.9.3. Pozos cañoneados con la técnica PURE.

Zona	Fecha	Intervalo	qo	qw	BSW	pwf	pws	EF	Sf	St	IPI	IPA	Ko	Ø
SACHA – 42														
BT	02-Nov-05	8631-8643	200	112	35,9	606,8	894,5	0,496	1,4	1,4	0,96	0,89	419,0	0,18
SACHA – 186														
Hi	08-Abr-04	9863-9880	380	1731	82,0	1150	2450		4,04	4,04	0,346	1,62	169,0	0,16
Hs	12-Abr-04	9834-9846	380	1731	82,0	3167	4281	0,606	13,60	13,60	5,096	1,89	63,0	0,14
U	07-Nov-05	9408-9456	211	54	20,4	670	1090	0,284	5,70	7,66	1,29	0,63	20,9	0,17
SACHA – 189														
Ui	31-Ene-05	9464-9490	162	54	25,0	1112	1324	**0,97**	1,00	1,00	1,07	1,02	105,0	0,16
Hs	10-Feb-05	9880-9886	1200	264	18,0	2607	4317	1,84	-3,00	-3,00	0,46	0,86	243,0	0,16
SACHA – 191														
Hi	13-Jul-04	9847-9856	1126	2	0,2	3548	4322	0,86	1,35	1,35	1,89	1,46	445,0	0,17
Hs	13-Feb-06	9816-9832	674	11	1,6	1413	3254	0,071	4,80	4,80	0,234	0,19	72,8	0,15

CAPÍTULO 4

4. ANALISIS TÉCNICO DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO CONVENCIONAL Y CON TCP DE LOS POZOS ESTUDIADOS

4.1. Cálculo del radio de invasión

Como se mencionó en el Capitulo 1 para calcular el radio de invasión en la zona dañada se utilizará la ecuación de Hawkins:

$$rs = rw \times e^{\frac{S}{\left(\frac{k}{ks} - 1\right)}}$$

En este trabajo se considerará una reducción severa de permeabilidad por efectos de invasión representada matemáticamente por una relación *k/ks* igual a 10, además el valor de *S* introducido dentro de esta fórmula corresponde al del daño total tomado de las pruebas de restauración de presión de cada pozo analizado, debido a que es el único valor de daño que se posee realmente.

A continuación se tabularán los valores de *rs* de los pozos seleccionados para cada técnica en estudio.

TABLA 4.1
"*rs*" DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

POZO	ARENA	rw (pies)	St	K/Ks	rs (pies)	rs (pulgadas)
121	U	0.411	2.7	10	0.555	6.658
127	Hs	0.411	3.5	10	0.606	7.276
132	U	0.411	5.22	10	0.734	8.809
134	U	0.411	6.06	10	0.806	9.670

TABLA 4.2
"*rs*" DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP BAJO-BALANCE

POZO	ARENA	rw (pies)	St	K/Ks	rs (pies)	rs (pulgadas)
154D	Hi	0.29	-4.82	10	0.170	2.037
159	Hs	0.29	1.972	10	0.361	4.332
161	Hi	0.29	9.81	10	0.863	10.350
	Hs	0.29	4.67	10	0.487	5.847
162	Hi	0.29	-0.77	10	0.266	3.195
	Hs	0.29	-1.32	10	0.250	3.005

TABLA 4.3

"*rs*" DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE

POZO	ARENA	rw (pies)	St	K/Ks	rs (pies)	rs (pulgadas)
42	BT	0.29	1.4	10	0.339	4.066
186	Ui	0.29	7.66	10	0.679	8.151
189	Hs	0.29	-3	10	0.208	2.494
191	Hs	0.29	4.8	10	0.494	5.932

4.2. Estimación de la profundidad de penetración de los disparos

La estimación de la profundidad de penetración de los disparos en este estudio se realizó a partir de la aplicación del software SPAN (Schlumberger Perforating Analysis) de la compañía Schlumberger.

Elegir una geometría óptima de perforación para una formación en particular, esta afectada por el diámetro del casing y tubing. El programa SPAN predice el resultado de algunos trabajos de cañoneo permitiendo al ingeniero de completación comparar una variedad de alternativas. El programa consiste de un modulo de predicción de penetración y un modulo de predicción para cálculo de productividad.

El modulo de penetración calcula la longitud de las perforaciones y el diámetro de las mismas; y el tamaño de las cargas para datos de completación y formación dada. Esta teoría básica de penetración asume que tanto el jet y la roca se comportan como fluido si la presión de penetración excede el esfuerzo de la roca.

El programa toma en consideración el tipo de carga, fase y posición de los cañones, diámetro de los cañones, densidad de disparo, profundidad de disparo, especificaciones y posición de casing, fluidos de completación, diámetro del hueco y datos en general de la formación y el pozo (Ver ANEXO 1).

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la estimación de profundidad de penetración de los disparos de los pozos seleccionados, tomando como herramienta de cálculo el software antes mencionado. Cada pozo en estudio fue analizado tanto para la carga con la que fue disparado como para otro tipo de carga, dicha opción servirá para el posterior análisis técnico-económico.

TABLA 4.4

“*P*” DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

POZO	ARENA	DIAMETRO DEL CANON	TIPO DE CARGA	DPP	RADIO PROMEDIO DE PENETRACION (pulgadas)	DIAMETRO PROMEDIO DE ORIFICIO (pulgadas)
SACHA 121	U	5"	**37J RDX**	4	12.10	0.34
		5"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	4	23.83	0.46
SACHA 127	Hs	5"	**51B HJ II RDX**	4	15.87	0.52
		5"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	4	24.06	0.46
SACHA 132	U	4 1/2"	**51B HJ II RDX**	4	15.47	0.49
		4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	4	22.88	0.45
SACHA 134	U	4 1/2"	**51B HJ II RDX**	4	15.54	0.49
		4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	4	23.00	0.45

TABLA 4.5

“*P*” DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP BAJO-BALANCE

POZO	ARENA	DIAMETRO DEL CANON	TIPO DE CARGA	DPP	RADIO PROMEDIO DE PENETRACION (pulgadas)	DIAMETRO PROMEDIO DE ORIFICIO (pulgadas)
SACHA 154D	Hi	4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	26.46	0.42
		4 1/2"	**PJ 4505 HMX**	5	22.18	0.42
SACHA 159	Hs	4 5/8"	**51J UJ HMX**	5	21.96	0.4
		4 5/8"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	26.08	0.44
SACHA 161	Hs	4 5/8"	**51J UJ HMX**	5	21.6	0.4
		4 5/8"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	25.67	0.45
SACHA 162	Hs	4 5/8"	**51J UJ HMX**	5	21.98	0.4
		4 5/8"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	26.11	0.44

TABLA 4.6

“*P*” DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE

POZO	ARENA	DIAMETRO DEL CANON	TIPO DE CARGA	DPP	RADIO PROMEDIO DE PENETRACION (pulgadas)	DIAMETRO PROMEDIO DE ORIFICIO (pulgadas)
SACHA 42	BT	4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	23.61	0.44
		4 1/2"	**PJ 4505 HMX**	5	21.03	0.46
SACHA 186	Ui	4 1/2"	**PJ 4505 HMX**	5	19.61	0.46
		4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	23.46	0.44
SACHA 189	Hs	4 1/2"	**PJ 4505 HMX**	5	21.81	0.46
		4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	26.1	0.44
SACHA 191	Hs	4 1/2"	**PJ 4505 HMX**	5	21.36	0.46
		4 1/2"	**PJ OMEGA 4505 HMX**	5	25.56	0.44

🟨	Cargas utilizadas en el cañoneo
☐	Otra opción

4.3. Análisis de la efectividad de los disparos en los pozos Seleccionados

4.3.1. Análisis a partir de la penetración del disparo (si los disparos sobrepasaron o no la zona de daño de formación por invasión en el pozo)

Se considera efectiva en un principio la operación de cañoneo siempre que el radio de penetración del disparo sea mayor que el radio de daño de formación por invasión del pozo, este criterio se debe a que la penetración más allá de la zona de daño es relevante para mejorar la *PR.*

En las siguientes tablas se comparan los radios *rs* y *P* de los pozos seleccionados para cada técnica en estudio.

TABLA 4.7

"*rs*" *vs.* "*P*" DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

POZO	ARENA	rs (pulgadas)	P (pulgadas)	Comentario
121	U	6.658	12.13	Satisfactorio
127	Hs	7.276	15.87	Satisfactorio
132	U	8.809	15.37	Satisfactorio
134	U	9.670	15.44	Satisfactorio

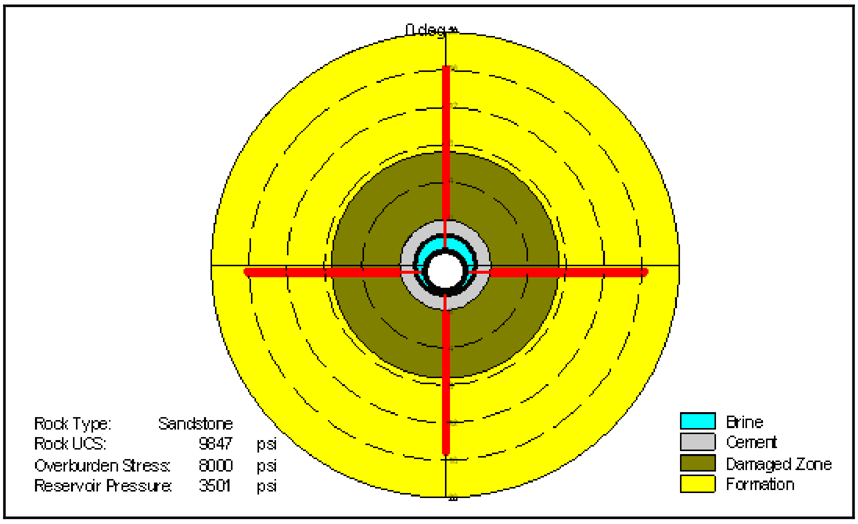


Figura 4.1 "*rs*" *vs.* "*P*" **del Pozo SACHA-127 para una carga de 5" HSD 51 HJ II RDX**

TABLA 4.8

"rs" vs. "P" DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP BAJO-BALANCE

POZO	ARENA	rs (pulgadas)	P (pulgadas)	Comentario
154 D	Hi	2.037	26.46	Satisfactorio
159	Hs	4.332	21.96	Satisfactorio
161	Hs	5.874	21.6	Satisfactorio
162	Hs	3.005	21.98	Satisfactorio

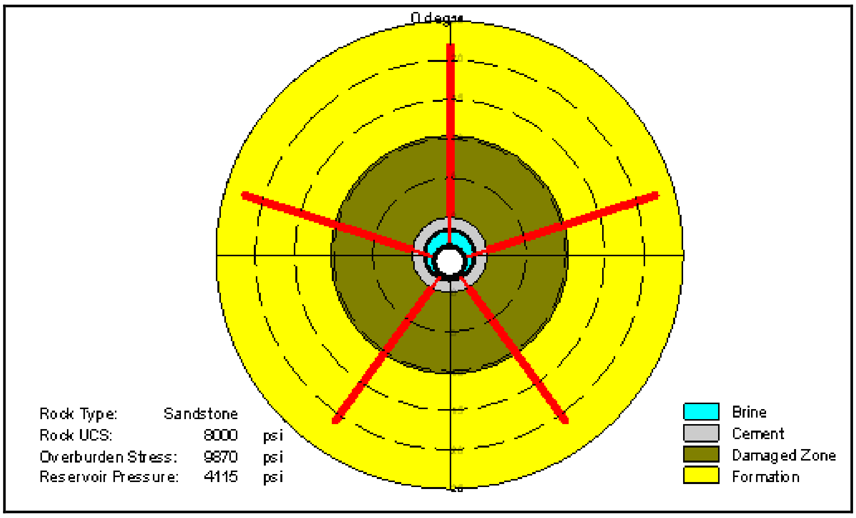


Figura 4.2 *"rs" vs. "P"* del Pozo SACHA-161 en la arena "Hs" para una carga de 4 5/8" HSD, 51 J Ultra Jet HMX

TABLA 4.9

“*rs*” *vs.* “*P*” DE POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE

POZO	ARENA	rs (pulgadas)	P (pulgadas)	Comentario
42	BT	4.066	23.61	Satisfactorio
186	Ui	6.556	19.61	Satisfactorio
189	Hs	2.494	21.81	Satisfactorio
191	Hs	5.932	21.36	Satisfactorio

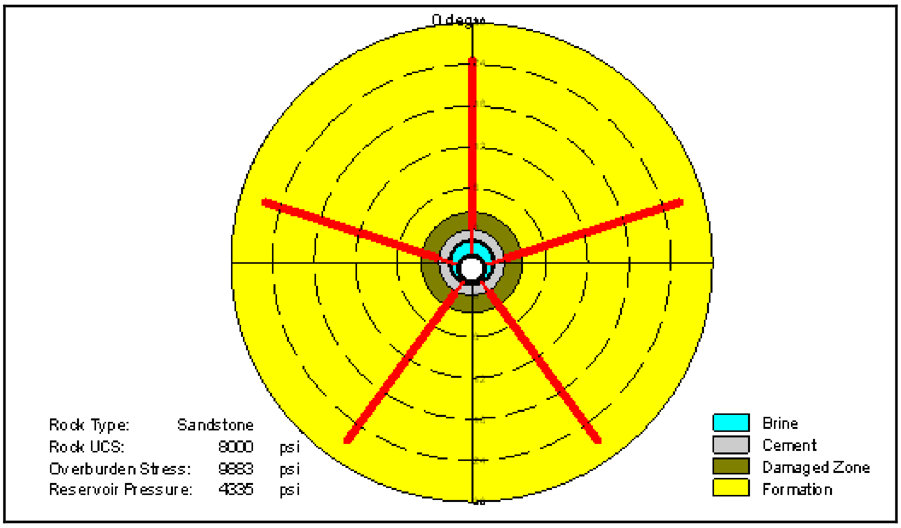


Figura 4.3 “*rs*” *vs.* “*P*” del Pozo Sacha 189 para una carga de 4 5/8” PURE, Power Jet Omega 4505 HMX

Como se puede observar en las tablas anteriores, a partir del mencionado criterio todos los pozos seleccionados poseen un resultado satisfactorio, ya que todos los *P* estimados sobrepasan su respectivo *rs.*

Pero si bien es cierto que sobrepasando la zona de daño se mejora la Razón de Productividad del pozo, se debe establecer un criterio a partir del cual se estime una penetración óptima que maximice el valor de *PR*, el cual tome en consideración los parámetros de la operación de cañoneo para cada técnica en estudio. Este es el análisis que se presenta a continuación.

4.3.2. Análisis a partir de un Método Simple para la estimación de la productividad de un pozo

Este Método Simple para la estimación de la productividad de un pozo que se presenta a continuación en forma resumida fue preparado por James E. Brooks, SPE, Schlumberger Perforating and Testing, para su presentación en una conferencia SPE sostenida en Holanda el 2 y 3 de junio de 1997. El mismo paper que para su ampliación y una mejor comprensión se adjunta en el ANEXO 2.

Una aplicación práctica de este método es la selección del mejor sistema de disparos de una serie de alternativas. Por lo que se lo aplicará en nuestro estudio. El análisis es también muy usado en la determinación de intercambios económicos entre incrementos marginales en productividad y mejoramientos contemplados en algunos de los parámetros de cañoneo, que en el caso de nuestro estudio se da en la longitud de penetración.

Este método se basa en un análisis adimensional el cual puede frecuentemente ser de gran ayuda en estas situaciones por agrupamiento a la vez de muchos parámetros importantes para describir las dependencias funcionales mencionadas. Y ese fue el propósito de este estudio.

Base del método

En este método se asume que las variables dominantes en la determinación de la productividad son: longitud de penetración (P), densidad de disparos (N), diámetro del túnel de perforación (d), anisotropía o tasa de permeabilidad horizontal para permeabilidad vertical de la formación (*α*), diámetro del pozo (*D*), longitud de la zona dañada (*L*), y daño causado por la perforación del jet (*bc*). Se asume también que no hay diferencia apreciable en productividad causada por la fase del cañón. Tanto que las perforaciones son distribuidas a lo largo un patrón espiral. El daño del pozo y el daño por cañoneo (El deterioro local a la permeabilidad causado por la perforación del jet) son inicialmente asumidas como cero. Luego, se mostrará que estos efectos pueden ser incluidos como parte del análisis.

No daño. Antes de que se considere el caso general de daño de pozo y por cañoneo, consideramos la simple situación de no daño en el pozo (*L=0*) y no daño por cañoneo (*bc=1*). Pero primeramente se debe tener en cuenta las siguientes definiciones:

Razón de productividad (*PR*): Es la razón del flujo actual a través de las perforaciones, *Q*, para la del flujo, *QD*, en un agujero abierto teniendo un diámetro igual al del pozo, *D.*

$$PR = \frac{Q}{QD}$$

Razón de productividad máxima (PR_∞): Se define como la productividad basada en un flujo, Q_∞, en el pozo de un cañón idealizado teniendo penetración P, y una densidad de disparos infinita *(N→∞).*

$$PR\infty = \frac{Q\infty}{QD} = \ln(Df\ /\ D) / \ln[Df\ /(D + 2P)]$$

Eficiencia de productividad o productividad normalizada (PR/PR_∞): La cual tiene valores entre 0 y 1 (cero a 100% de eficiencia, respectivamente), dependiendo de los parámetros de perforación y formación en particular.

Es de gran importancia que se haya aclarado estas definiciones ya que en nuestro estudio se usará esta razón de productividad normalizada para calcular la eficiencia de los cañones de perforación.

El firme agrupamiento de los 270 datos en el estudio de James E. Brooks dieron soporte a su contexto de que esta forma de normalización de parámetros pueden ser tratados como una sola variable dependiente en la determinación de la eficiencia de productividad. Donde *βo* es dicha variable, la cual es el producto de dos parámetros adimensionales y esta dado por la siguiente ecuación

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

Un buen ajuste para la curva obtenida por la normalización de los parámetros de cañoneo puede ser aproximado por la ecuación

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

Debido a la forma de ecuación escogida los valores mayores de *βo* tienden a un valor asintótico que es un poco menor al valor ideal de 1, esto se debe a las asunciones del método; mientras más cerca se este de este valor mayor será la productividad del pozo. Y en todas las situaciones, el sistema de cañoneo con mayores *PR* dará las mejores tasas de flujo.

Efecto de zona compactada y daño en el pozo. Debido a las diferentes incertidumbres que se manejan con respecto a los diferentes tipos de daño y a la estimación de la permeabilidad en la zona dañada, en nuestro estudio no aplicaremos esta sección del análisis de Brooks, basándonos en el principio de que como en su estudio se mencionó, estos nuevos datos con daño incluido en la gráfica correspondiente caen encima de los datos previamente calculados sin daño. Esto se debe a la normalización de datos la cual genera resultados similares para los dos casos.

De acuerdo de lo que se ha expuso anteriormente, se determinará que operación de cañoneo fue más efectiva para los pozos seleccionados en nuestro estudio, y se añadirá opciones que pudieron haber generado mejorías en los mismos.

Procedimiento. El procedimiento a seguir en este tipo de análisis técnico para nuestro estudio es el siguiente:

1. A partir de los parámetros de cañoneo que se tuvieron en la perforación de cada pozo con su respectiva técnica, se calcularán los valores de βo para diferentes longitudes de penetración

empleando la formula arriba detallada. (Se asume anisotropía igual a 1).

2. Luego con los valores de βo ya calculados, se construirá la curva PR/PR_∞ para cada pozo, usando la ecuación de aproximación para la misma.

3. Finalmente los valores de PR/PR_∞ correspondientes a la penetración alcanzada durante el cañoneo para cada pozo y a la penetración “máxima” que se tiene actualmente en el mercado (otra opción), se las multiplica por el valor de PR_∞ del mismo pozo calculado a partir de su respectiva ecuación, obteniendo de esta manera sus valores de rozón de productividad, PR.

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA WIRELINE

TABLA 4.10

VALORES DE PR/PR_{∞} PARA EL POZO SACHA-121

	POZO SACHA-121					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	4	0,34	1	0,466	0,337
	1	4	0,34	1	4,665	0,621
	2	4	0,34	1	9,330	0,714
	4	4	0,34	1	18,659	0,798
	6	4	0,34	1	27,989	0,841
	8	4	0,34	1	37,318	0,868
	10	4	0,34	1	46,648	0,887
SAC-121	12,1	4	0,34	1	56,444	0,901
	14	4	0,34	1	65,307	0,910
	16	4	0,34	1	74,636	0,918
	18	4	0,34	1	83,966	0,925
	20	4	0,34	1	93,295	0,930
	22	4	0,34	1	102,625	0,935
	24	4	0,34	1	111,954	0,938
	26	4	0,34	1	121,284	0,941
	28	4	0.34	1	130,613	0,944
	30	4	0,34	1	139,943	0,947
	50	4	0,34	1	233,238	0,959
	70	4	0,34	1	326,533	0,964
	90	4	0,34	1	419,829	0,967
	100	4	0,34	1	466,476	0,967
	200	4	0,34	1	932,952	0,970

TABLA 4.11

VALORES DE PR/PR_{∞} PARA EL POZO SACHA-127

	POZO SACHA-127					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	4	0,52	1	0,577	0,359
	1	4	0,52	1	5,769	0,650
	2	4	0,52	1	11,538	0,741
	4	4	0,52	1	23,076	0,822
	6	4	0,52	1	34,613	0,861
	8	4	0,52	1	46,151	0,886
	10	4	0,52	1	57,689	0,902
	12	4	0,52	1	69,227	0,914
	14	4	0,52	1	80,764	0,923
SAC-127	15,87	4	0,52	1	91,552	0,929
	18	4	0,52	1	103,840	0,935
	20	4	0,52	1	115,378	0,940
	22	4	0,52	1	126,915	0,943
	24	4	0,52	1	138,453	0,946
	26	4	0,52	1	149,991	0,949
	28	4	0,52	1	161,529	0,951
	30	4	0,52	1	173,066	0,953
	50	4	0,52	1	288,444	0,963
	70	4	0,52	1	403,822	0,966
	90	4	0,52	1	519,199	0,968
	100	4	0,52	1	576,888	0,968
	200	4	0,52	1	1153,776	0,970
	300	4	0,52	1	1730,665	0,970

TABLA 4.12

VALORES DE PR/PR_{∞} PARA LOS POZOS SACHA-132 Y SACHA-134

	POZOS SACHA-132 Y SACHA-134					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	4	0,49	1	0,560	0,356
	1	4	0,49	1	5,600	0,646
	2	4	0,49	1	11,200	0,737
	4	4	0,49	1	22,400	0,818
	6	4	0,49	1	33,600	0,859
	8	4	0,49	1	44,800	0,883
	10	4	0,49	1	56,000	0,900
	12	4	0,49	1	67,200	0,912
	14	4	0,49	1	78,400	0,921
SAC-132	15,47	4	0,49	1	86,632	0,926
SAC-134	15,54	4	0,49	1	87,024	0,927
	18	4	0,49	1	100,800	0,934
	20	4	0,49	1	112,000	0,938
	22	4	0,49	1	123,200	0,942
	24	4	0,49	1	134,400	0,945
	26	4	0,49	1	145,600	0,948
	28	4	0,49	1	156,800	0,950
	30	4	0,49	1	168,000	0,952
	50	4	0,49	1	280,000	0,962
	70	4	0,49	1	392,000	0,966
	90	4	0,49	1	504,000	0,968
	100	4	0,49	1	560,000	0,968
	200	4	0,49	1	1120,000	0,970
	300	4	0,49	1	1680,000	0,970

🟨	**Penetración alcanzada**
🟦	**Penetración “máxima”**
🟧	**Valor asintótico**

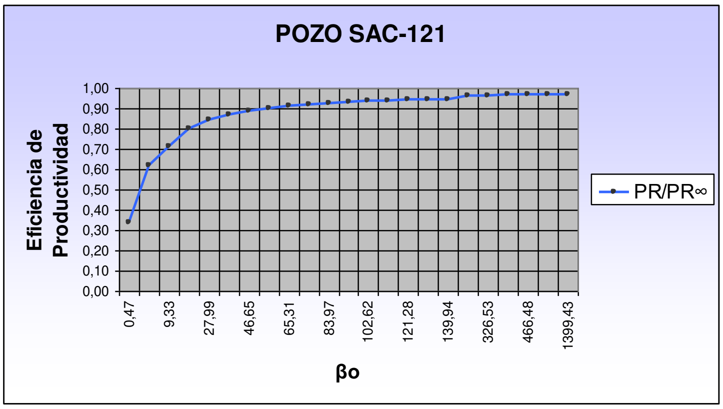


Figura 4.4 Gráfica de la *PR/PR*∞ para el pozo SACHA-121

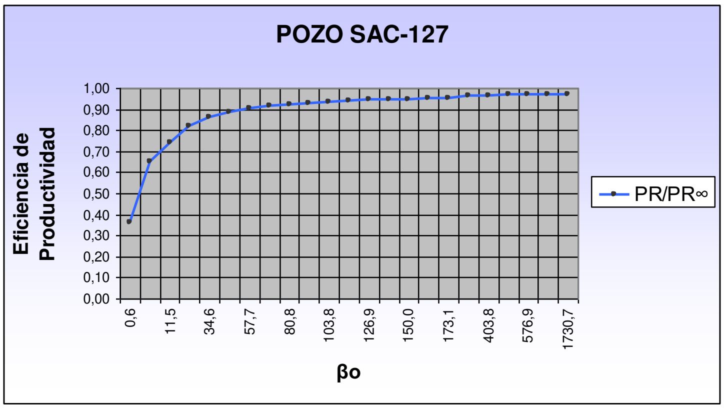


Figura 4.5 Gráfica de la *PR/PR*∞ para el pozo SACHA-127

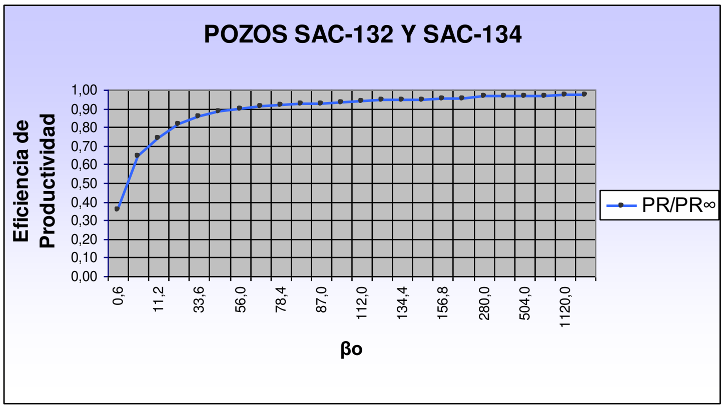


Figura 4.6 Gráfica de la *PR/PR*∞ para los pozos SACHA-132 y SACHA-134

TABLA 4.13

VALORES DE *PR* PARA LOS POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE

WIRELINE							
POZOS	**re (pies)**	**Df (pies)**	**D (pulg)**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
121	786,67	1573,34	9,84	12,1	1,324	0,901	1,193
	786,67	1573,34	9,84	26	1,568	0,941	1,475
127	851,37	1702,74	9,84	15,87	1,388	0,929	1,290
	851,37	1702,74	9,84	26	1,554	0,949	1,475
132	946,52	1893,04	9,84	15,47	1,370	0,926	1,269
	946,52	1893,04	9,84	26	1,537	0,948	1,457
134	888,56	1777,12	9,84	15,54	1,378	0,927	1,277
	888,56	1777,12	9,84	26	1,547	0,948	1,467

🟨	Cargas utilizadas durante el cañoneo
	Otra opción

Como se puede observar en los resultados obtenidos para los pozos cañoneados con la técnica Wireline, el valor asintótico de la Eficiencia de Productividad en dichos pozos es 0.97, el análisis en cada pozo se hace a partir de la penetración alcanzada durante el cañoneo (manteniéndose los parámetros empleados y generados por el mismo) y además de una penetración de 26 pulg. que se pudo haber alcanzado si se utilizaba otro tipo de carga u otros parámetros de perforación. A continuación se detallarán los resultados obtenidos y observaciones para cada pozo:

SACHA 121. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 4% a la otra opción propuesta y 6.9% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.193 para la penetración alcanzada y 1.475 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 23.63% en producción si se llegaba a la profundidad de 26 pulg.

SACHA 127. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 2% a la otra opción propuesta y 4.1% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.290 para la penetración alcanzada y 1.475 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 14.43% en producción si se llegaba a la profundidad de comparación.

SACHA 132. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 2,2% a la otra opción propuesta y 4.4% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.269 para la penetración alcanzada y 1.457 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 14.81% en producción si se llegaba a la profundidad "máxima" teórica del mercado.

SACHA 134. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 2,1% a la otra opción propuesta y 4.3% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.277 para la penetración alcanzada y 1.467 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 14.87% en producción si se llegaba a la profundidad de 26 pulg.

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP

BAJO-BALANCE

TABLA 4.14

VALORES DE *PR/PR_{∞}* PARA LOS POZO SACHA-159, SACHA-161 Y SACHA-162

	POZOS SACHA-159, SACHA-161 Y SACHA-162					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR_{∞}**
	0,1	5	0,4	1	0,707	0,381
	1	5	0,4	1	7,071	0,677
	2	5	0,4	1	14,142	0,766
	4	5	0,4	1	28,284	0,842
	6	5	0,4	1	42,426	0,879
	8	5	0,4	1	56,569	0,901
	10	5	0,4	1	70,711	0,915
	12	5	0,4	1	84,853	0,925
	14	5	0,4	1	98,995	0,933
	16	5	0,4	1	113,137	0,939
	18	5	0,4	1	127,279	0,943
	20	5	0,4	1	141,421	0,947
SAC-161	21,6	5	0,4	1	152,735	0,949
SAC-159	21,96	5	0,4	1	155,281	0,950
SAC-162	21,98	5	0,4	1	155,422	0,950
	24	5	0,4	1	169,706	0,952
	26	5	0,4	1	183,848	0,954
	28	5	0,4	1	197,990	0,956
	30	5	0,4	1	212,132	0,958
	50	5	0,4	1	353,553	0,965
	70	5	0,4	1	494,975	0,968
	90	5	0,4	1	636,396	0,969
	100	5	0,4	1	707,107	0,969
	200	5	0,4	1	1414,214	0,970
	300	5	0,4	1	2121,320	0,970

TABLA 4.15

VALORES DE PR/PR_{∞} PARA EL POZO SACHA-154D

	POZO SACHA-154D					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,42	1	0,725	0,384
	1	5	0,42	1	7,246	0,680
	2	5	0,42	1	14,491	0,769
	4	5	0,42	1	28,983	0,845
	6	5	0,42	1	43,474	0,881
	8	5	0,42	1	57,966	0,902
	10	5	0,42	1	72,457	0,917
	12	5	0,42	1	86,948	0,927
	14	5	0,42	1	101,440	0,934
	16	5	0,42	1	115,931	0,940
	18	5	0,42	1	130,422	0,944
	20	5	0,42	1	144,914	0,948
	22	5	0,42	1	159,405	0,951
	24	5	0,42	1	173,897	0,953
	26	5	0,42	1	188,388	0,955
SAC-154D	26,46	5	0,42	1	191,721	0,955
	28	5	0,42	1	202,879	0,957
	30	5	0,42	1	217,371	0,958
	50	5	0,42	1	362,284	0,965
	70	5	0,42	1	507,198	0,968
	90	5	0,42	1	652,112	0,969
	100	5	0,42	1	724,569	0,969
	200	5	0,42	1	1449,138	0,970
	300	5	0,42	1	2173,707	0,970

🟨	**Penetración alcanzada**
🟦	**Penetración “máxima”**
🟧	**Valor asintótico**

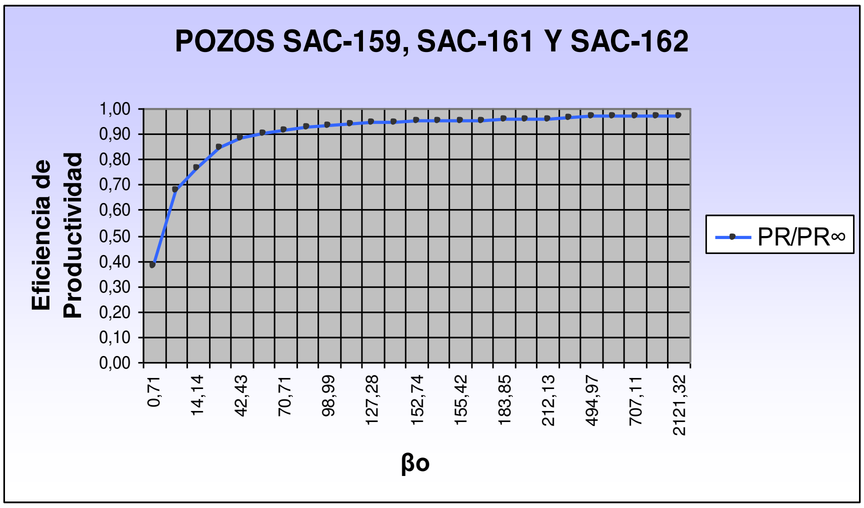


Figura 4.7 Gráfica de la *PR/PR*$_\infty$ para los pozos SACHA-159, SACHA-161 Y SACHA-162

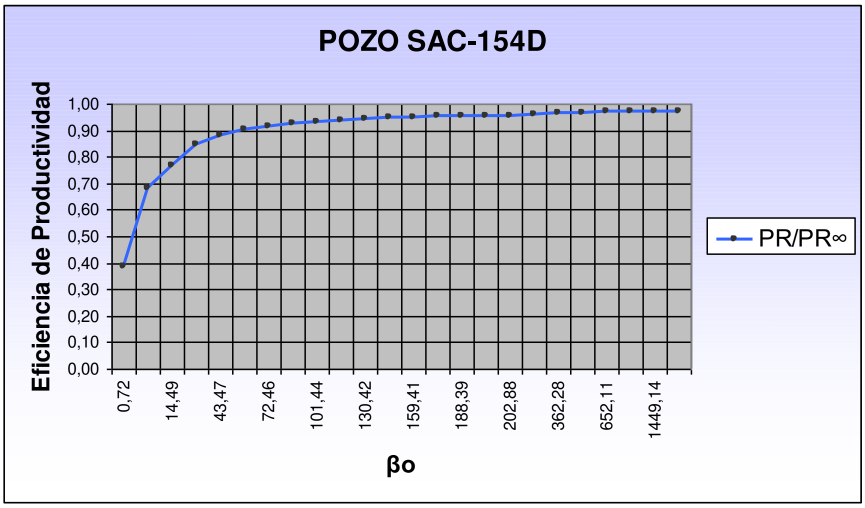


Figura 4.8 Gráfica de la *PR/PR*$_\infty$ para el pozo SACHA-154D

TABLA 4.16

VALORES DE *PR* PARA LOS POZOS CAÑONEADOS CON TCP

TCP BAJO-BALANCE							
POZOS	**re (pies)**	**Df (pies)**	**D (pulg)**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
154D	888,56	1777,12	6,96	26,46	1,635	0,955	1,561
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,955	1,554
159	813,64	1627,28	6,96	21,96	1,574	0,950	1,495
	813,64	1627,28	6,96	26	1,644	0,954	1,568
161	882,54	1765,08	6,96	21,6	1,555	0,949	1,475
	882,54	1765,08	6,96	26	1,629	0,954	1,554
162	838,25	1676,5	6,96	21,98	1,570	0,950	1,491
	838,25	1676,5	6,96	26	1,638	0,954	1,563

🟨	Cargas utilizadas durante el cañoneo
	Otra opción

A partir de los resultados obtenidos para los pozos cañoneados con el Sistema TCP Bajo-balance se puede observar que el valor asintótico de la Eficiencia de Productividad en dichos pozos es 0.97, el análisis en cada pozo al igual que el método anterior se hace a partir de la penetración alcanzada durante el cañoneo (manteniéndose los parámetros empleados y generados por el mismo) y además de una penetración de 26 pulg. que se pudo haber alcanzado si se utilizaba otro tipo de carga. A continuación se detallarán los resultados obtenidos y observaciones para cada pozo:

SACHA 154D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la carga con la cual se disparó el pozo es menor en un 1.5% al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.561 para la esta carga. No se puede hablar de un incremento en producción por empleo de otra carga para este pozo, debido a que la penetración alcanzada es superior a 26 pulg. , que es nuestro valor “máximo” teórico de comparación.

SACHA 159. El valor de la Eficiencia de Productividad para la profundidad que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.4% a la otra opción propuesta y 2.0% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.495 para la penetración alcanzada y 1.568 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 4.88% en producción si se llegaba a la profundidad de 26 pulg.

SACHA 161. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.5% a la otra opción propuesta y 2.1% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.475 para la penetración alcanzada y 1.554 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 5.35% en producción si se llegaba a la profundidad de comparación.

SACHA 162. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.4% a la otra opción propuesta y 2.0% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.491 para la penetración alcanzada y 1.563 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 4.82% en producción si se llegaba a la profundidad “máxima” teórica del mercado.

POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA PURE.

TABLA 4.17

VALORES DE PR/PR_{∞} PARA EL POZO SACHA-42

	POZO SACHA-42					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR_{∞}**
	0,1	5	0,44	1	0,742	0,387
	1	5	0,44	1	7,416	0,683
	2	5	0,44	1	14,832	0,772
	4	5	0,44	1	29,665	0,847
	6	5	0,44	1	44,497	0,883
	8	5	0,44	1	59,330	0,904
	10	5	0,44	1	74,162	0,918
	12	5	0,44	1	88,994	0,928
	14	5	0,44	1	103,827	0,935
	16	5	0,44	1	118,659	0,941
	18	5	0,44	1	133,492	0,945
	20	5	0,44	1	148,324	0,948
	22	5	0,44	1	163,156	0,951
SAC-42	23,61	5	0,44	1	175,096	0,953
	24	5	0,44	1	177,989	0,954
	26	5	0,44	1	192,821	0,956
	28	5	0,44	1	207,654	0,957
	30	5	0,44	1	222,486	0,959
	50	5	0,44	1	370,810	0,966
	70	5	0,44	1	519,134	0,968
	90	5	0,44	1	667,458	0,969
	100	5	0,44	1	741,620	0,969
	200	5	0,44	1	1483,240	0,970
	300	5	0,44	1	2224,860	0,970

TABLA 4.18

VALORES DE PR/PR_{∞} PARA LOS POZOS SACHA-186, SACHA-189 Y SACHA-191.

	POZOS SACHA-186, SACHA-189 Y SACHA-191					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**Bo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,46	1	0,758	0,389
	1	5	0,46	1	7,583	0,686
	2	5	0,46	1	15,166	0,774
	4	5	0,46	1	30,332	0,849
	6	5	0,46	1	45,497	0,885
	8	5	0,46	1	60,663	0,905
	10	5	0,46	1	75,829	0,919
	12	5	0,46	1	90,995	0,929
	14	5	0,46	1	106,160	0,936
	16	5	0,46	1	121,326	0,941
	18	5	0,46	1	136,492	0,946
SAC-186	19,61	5	0,46	1	148,700	0,949
SAC-191	21,36	5	0,46	1	161,970	0,951
SAC-189	21,81	5	0,46	1	165,383	0,952
	24	5	0,46	1	181,989	0,954
	26	5	0,46	1	197,155	0,956
	28	5	0,46	1	212,321	0,958
	30	5	0,46	1	227,486	0,959
	50	5	0,46	1	379,144	0,966
	70	5	0,46	1	530,801	0,968
	90	5	0,46	1	682,459	0,969
	100	5	0,46	1	758,288	0,969
	200	5	0,46	1	1516,575	0,970
	300	5	0,46	1	2274,863	0,970

🟨	**Penetración alcanzada**
🟦	**Penetración "máxima"**
🟧	**Valor asintótico**

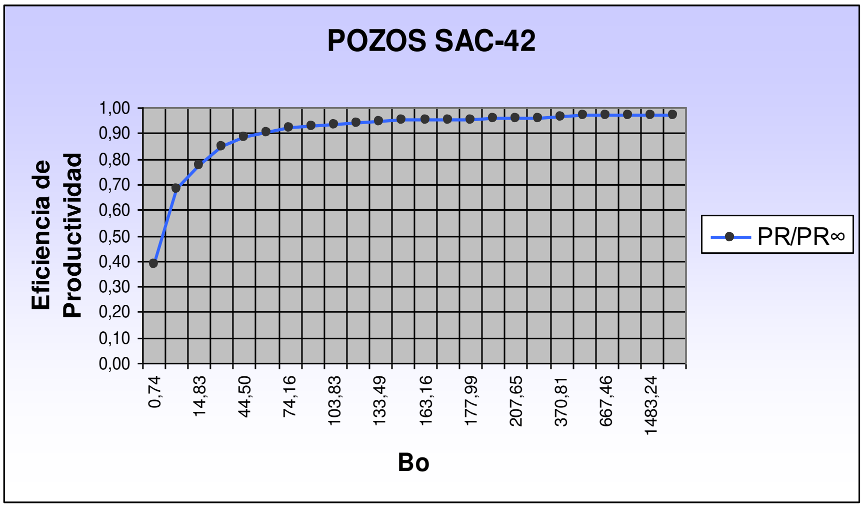


Figura 4.9 Gráfica de la *PR/PR*$_\infty$ para el pozo SACHA-42

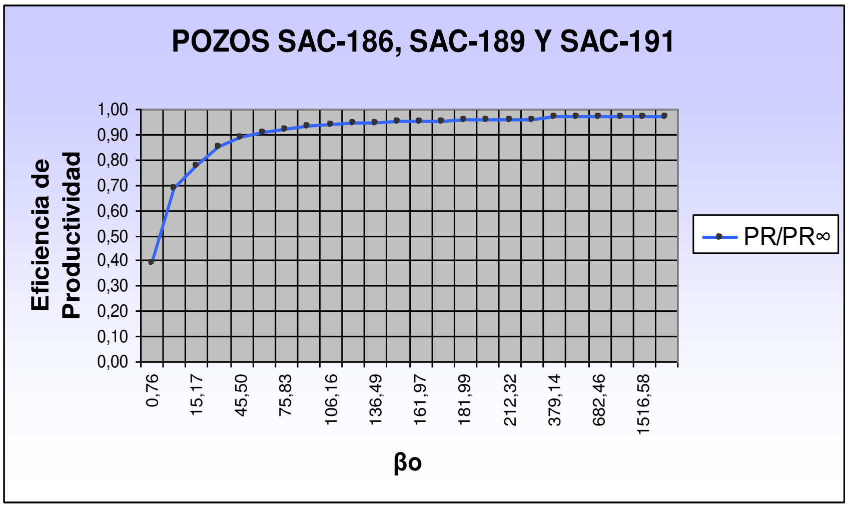


Figura 4.10 Gráfica de la *PR/PR*$_\infty$ para los pozos SACHA-186, SACHA-189 Y SACHA-191

TABLA 4.19

VALORES DE *PR* PARA LOS POZOS CAÑONEADOS CON PURE

PURE							
POZOS	re (pies)	Df (pies)	D (pulg)	P	PR∞	PR/PR∞	PR
42	935,04	1870,08	6,96	23,61	1,579	0,953	1,505
	935,04	1870,08	6,96	26	1,618	0,956	1,547
186	888,56	1777,12	6,96	19,61	1,518	0,949	1,441
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,956	1,556
189	888,56	1777,12	6,96	21,81	1,557	0,952	1,483
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,956	1,556
191	888,56	1777,12	6,96	21,36	1,549	0,951	1,474
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,956	1,556

🟨	Cargas utilizadas durante el cañoneo
	Otra opción

De los resultados de los pozos cañoneados con el Sistema PURE se observa un valor asintótico de la Eficiencia de Productividad en dichos pozos de 0.97, el análisis en cada pozo al igual que en los dos métodos anteriores se hace a partir de la penetración alcanzada durante el cañoneo (manteniéndose los parámetros empleados y generados por el mismo) y además de una penetración de 26 pulg. que se pudo haber alcanzado si se utilizaba otro tipo de carga. A continuación se detallarán los resultados obtenidos y observaciones para cada pozo:

SACHA 42. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.3% a la otra opción propuesta y 1.7% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.505 para la penetración alcanzada y 1.547 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 2.79% en producción si se llegaba a la profundidad de comparación.

SACHA 186. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.7% a la otra opción propuesta y 2.1% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.441 para la penetración alcanzada y 1.556 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 7.98% en producción si se llegaba a la profundidad "máxima" teórica del mercado.

SACHA 189. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.4% a la otra opción propuesta y 1.8% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.483 para la penetración alcanzada y 1.556 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 4.92% en producción si se llegaba a la profundidad de 26 pulg.

SACHA 191. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es menor en un 0.5% a la otra opción propuesta y 1.9% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.474 para la penetración alcanzada y 1.556 para la segunda, por lo que se pudo haber obtenido un incremento del 5.56% en producción si se llegaba a la profundidad de 26 pulg.

En contexto general se puede observar que los pozos cañoneados con TCP Bajo-balance y PURE presentan resultados más satisfactorios en productividad que la técnica de Wireline, debido a que el valor de la Eficiencia de Productividad en estas dos técnicas se acercan mucho más al valor asintótico de 0.97, quedando a tan solo 1.9% y 1.875% en promedio respectivamente, mientras que para la técnica Wireline éste valor se establece a un 4.925% del valor asintótico.

Esa diferencia porcentual entre las Eficiencias de Productividades entre Wireline y las otras dos técnicas que no excede el 3%, es suficiente para que se establezca que si se hubiese llegado a una penetración de 26 pulg. , se hubiese obtenido un incremento de producción en estos pozos de cerca del 15%, mientras que en las otras dos técnicas este aumento en la producción en los pozos hubiese llegado tan solo al 5%.

La diferencia entre Wireline y las otras dos técnicas es notoria, pero se observa también que entre TCP y PURE no se generan resultados en el análisis técnico que permitan dirimir entre un sistema y otro.

Si bien es cierto que la asunción de anisotropía igual a 1 sobreestima el flujo en estas situaciones; para los valores de anisotropías 5 y 10 la tendencia entre las diferencias de Eficiencias de Productividades se mantiene entre los Sistemas de Cañoneo, aunque como es de esperar con valores de PR menores. (Ver ANEXO 3).

4.3.3. Análisis a partir del daño total encontrado luego del disparo

Para una mejor visualización de los valores correspondientes a los daños totales de los pozos seleccionados, se muestran a continuación en la siguiente tabla en la que se destaca la técnica con la cual fueron cañoneados.

TABLA 4.20

***St* DE POZOS SELECIONADOS**

POZO	TÉCNICA	ARENA	St
121	Wireline	U	2.7
127	Wireline	Hs	3.5
132	Wireline	U	5.22
134	Wireline	U	3.06
154D	TCP Bajo-balance	Hi	-4.82
159	TCP Bajo-balance	Hs	1.97
161	TCP Bajo-balance	Hs	4.67
162	TCP Bajo-balance	Hs	-1.32
42	PURE	BT	1.4
186	PURE	Ui	5.7
189	PURE	Hs	-3
191	PURE	Hs	4.8

A partir de los valores de *St* de los pozos se puede establecer un análisis cualitativo de la eficiencia de las técnicas de cañoneo, debido a que se puede observar claramente que los pozos que fueron cañoneados con Wireline presentan valores de daño siempre positivos y algo elevados, mientras que los pozos cañoneados con TCP Bajo-balance y PURE alternan valores positivos y negativos, muy similares, los cuales redundarán en una mayor producción en los pozos cañoneados con estos dos métodos.

Esto se debe a que como se mencionó anteriormente con Wireline no tenemos la limpieza de las perforaciones que se puede obtener con TCP Bajo-balance y con PURE, por el hecho que primero no limpiamos la zona compactada, luego después de realizado el disparo, los fluidos de matado entran a la formación y si esos fluidos no son compatibles, se puede crear un daño de formación adicional.

La calificación de cualitativo de este análisis se lo dan las diferentes incertidumbres que se manejan al no poder estimar claramente los diferentes tipos de daños.

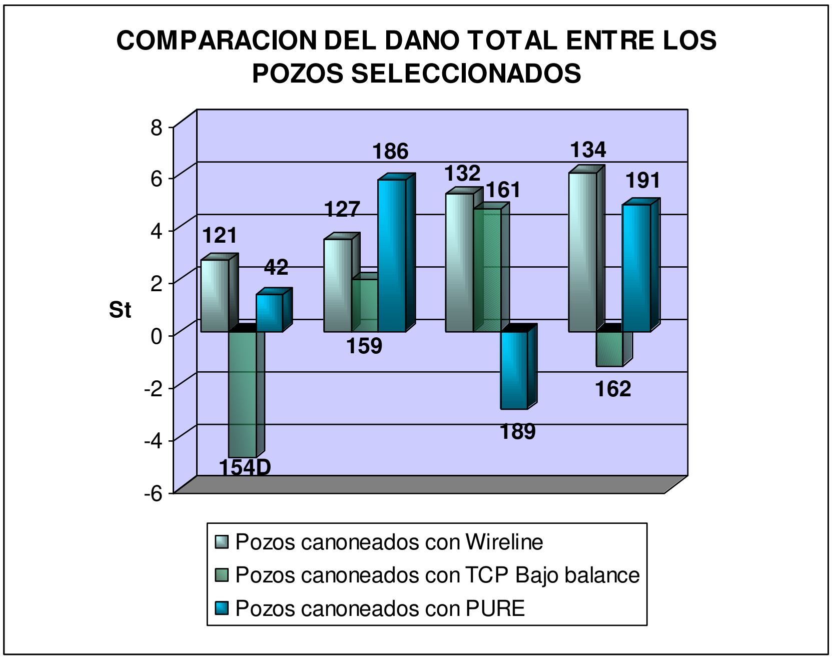


Figura 4.11 Comparación del daño total entre los pozos seleccionados.

Algunos datos de pozos con sus daños totales y la respectiva técnica de cañoneo con la cual fueron disparados se anexan al final de este trabajo (Ver ANEXO 4), con el fin de brindar más información en la que se ratifica lo antes expuesto. Estos pozos adicionales corresponden a varios campos de Petroproducción.

4.4. Propuesta de re-cañoneo de los pozos SACHA-09 y SACHA-43, mediante la utilización de la técnica de cañoneo con Slickline

4.4.1. Antecedentes de los pozos SACHA-09 y SACHA-43

El Pozo SACHA-09 posee un programa de trabajo de reacondicionamiento (WO #09) con fecha 1 de octubre del 2006, con el objetivo de aumentar la densidad de disparo en 5 DPP en la arena "T" y "U"; y evaluar dichas arenas.

Este trabajo no se ha podido llevar a cabo hasta la actualidad debido al limitado espacio en la locación, ya que se encuentra ubicada a pocos metros de la autopista Coca – Lago Agrio y a su cercanía con casas aledañas, por lo que realizar el trabajo con torre de reacondicionamiento sería muy complicado y peligroso.

El pozo SACHA-43 se encuentra en una situación similar al SACHA-09. Este pozo posee un programa de reacondiconamiento (WO #13) con fecha 10 de abril del 2007, con el objetivo de aumentar la densidad de disparo a

5 DPP en las arenas “T” y “U” y evaluar por separado estas arenas.

Este trabajo tampoco se ha podido llevar a efecto debido a que cerca del pozo pasan líneas de flujo correspondientes a los pozos SACHA-111, 109 y 61, lo que dificultaría el posicionamiento de una torre de reacondicionamiento, como se muestra en la figura 4.13.

Figura 4.12 Locación pozo SACHA-09

Figura 4.13 Locación pozo SACHA- 43

4.4.2. Justificación de la utilización de la técnica Slickline para efectuar el programa de repunzonamiento en los pozos SACHA-09 y SACHA-43

Debido a los problemas que ya se han mencionado en ambos pozos; en este trabajo se plantea la posibilidad de realizar dichas operaciones utilizando la técnica eFire Slickline de la compañía Schlumberger, por las siguientes razones:

- Esta técnica no necesita de torre de reacondicionamiento, por lo que elimina los problemas de espacio en la locación. Solo necesita una unidad de Slickline (Ver figura 4.14)

- Disminución de costos operativos debido a que no es necesario utilizar torre de reacondicionamiento para sacar tubería de producción, bajar cañones y correr registro de correlación para ubicarse a la profundidad deseada.
- Aunque se tiene limitaciones en diámetro del cañón debido a que los cañones son bajados por el tubing, la elección adecuada del tipo de carga garantizaría la penetración del tubing, casing, cemento y formación.
- Disminución en tiempo de operación.

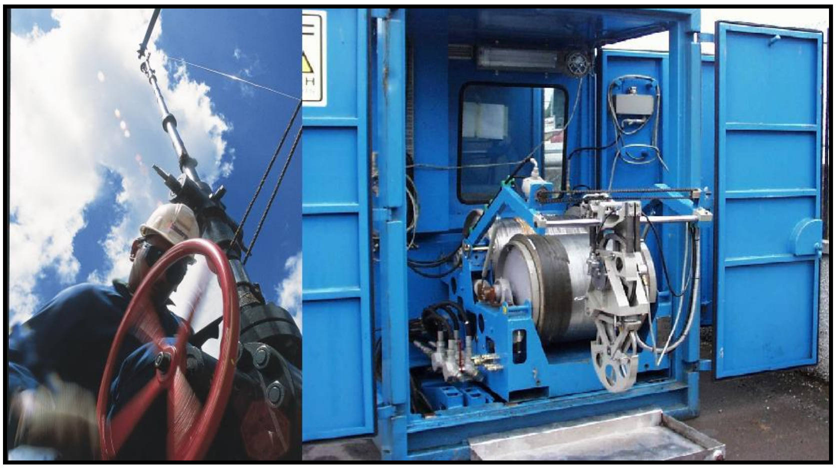


Figura 4.14 Unidad de Slickline

4.4.3. Resultados de la simulación con SPAN

Como se mencionó anteriormente una de las grandes limitaciones que se debe tener en cuenta para redisparar los 2 pozos en estudio, es que el diámetro de los cañones no solo depende del diámetro del tubing sino también del diámetro interno de la camisa de cada zona productora que es de 1.81 pulg. (Ver Anexo 5)

Se seleccionó cañones de diámetro externo menor a 1.81 pulg. con seis diferentes tipos de cargas con el objetivo de verificar si las mismas sobrepasan la zona de daño previamente calculada. Los resultados se tabulan a continuación:

TABLA 4.21

“rs” vs. “P” PARA LOS POZOS SACHA-09 Y SACHA-43

POZO	ARENA	St	rs	DIAMETRO DEL CANON	TIPO DE CARGA	DPP	RADIO PROMEDIO DE PENETRACION	DIAMETRO PROMEDIO DE ORIFICIO
Sacha 09	"T"	1.37	4.052	1-3/8"	**16A Hiperdome RDX**	5	0.87"	0.07"
				1.56"	**20J Ultra Jet RDX**	5	2.85"	0.09"
				1.63"	**Ener Jet III RDX**	5	6.24"	0.18"
				1-11/16"	**Power Ener Jer HMX**	5	8.10"	0.14"
				1-11/16"	**20J Ultra Jet HMX**	5	2.51"	0.10"
				1-11/16"	**Hyper Cap RDX**	5	2.90"	0.17"
Sacha 43	"U"	4.72	5.88	1-3/8"	**16A Hiperdome RDX**	5	0.9"	0.07"
				1.56"	**20J Ultra Jet RDX**	5	3.69"	0.10"
				1.63"	**Ener Jet III RDX**	5	6.39"	0.18"
				1-11/16"	**Power Ener Jer HMX**	5	8.29"	0.14"
				1-11/16"	**20J Ultra Jet HMX**	5	2.59"	0.10"
				1-11/16"	**Hyper Cap RDX**	5	2.97"	0.17"

🟨	Cargas que atraviesan la zona dañada
	Cargas que no atraviesan la zona dañada

En los resultados se pudo observar que las cargas Ener Jet III RDX y Power Ener Jet HMX con diámetro de canon 1.63” y 1-11/16” respectivamente, son las únicas que logran cumplir el objetivo, por lo que se recomienda disparar con dichas cargas. Debemos tomar en cuenta que existen otro tipo de cargas de mayor penetración no disponibles para correr en el software utilizado que también pueden cumplir el objetivo de sobrepasar la zona de daño.

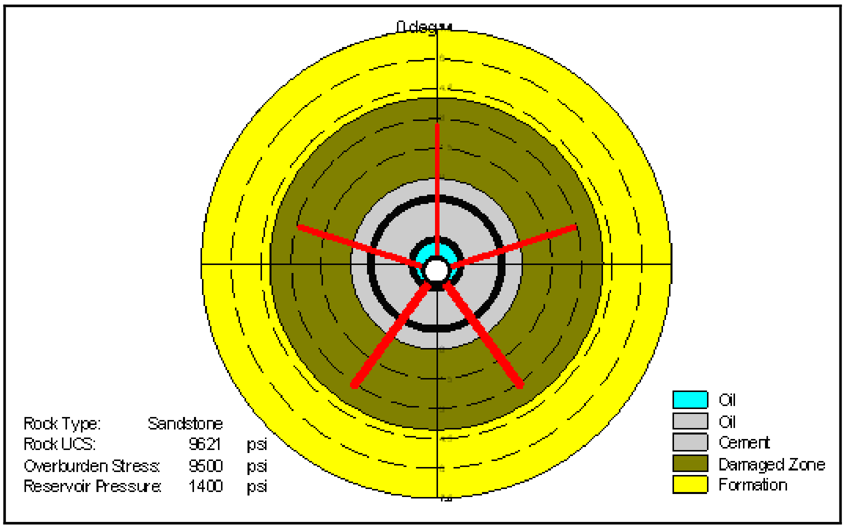


Figura 4.15 “P” vs. “rs” del Pozo Sacha 09 para una carga de 1.56” 20J Ultra Jet RDX

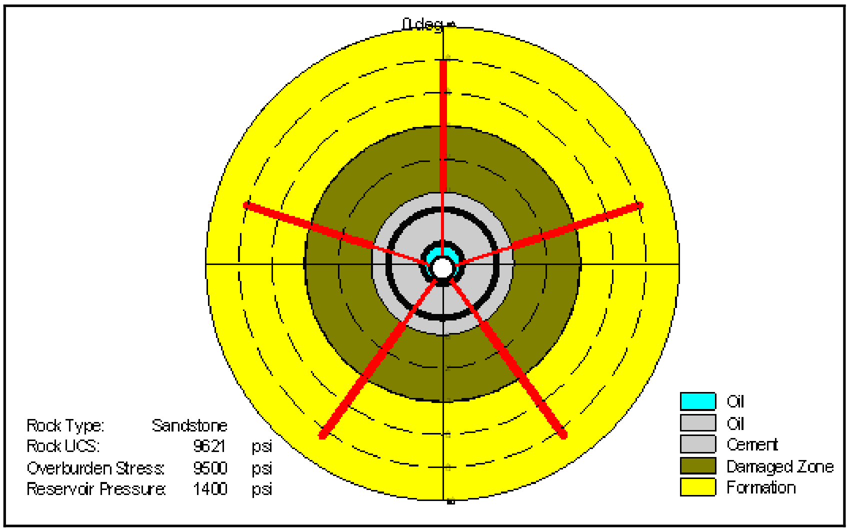


Figura 4.16 “P” vs. “rs” del Pozo Sacha 09 para una carga de 1-11/16” Power Ener Jet HMX

Si bien es cierto, debido al reducido diámetro en cual se bajarían los cañones sólo se alcanzarían profundidades que apenas sobrepasan la zona dañada, lo cual aparentemente redundaría en un bajo PR, ésta baja estaría compensada por le aumento de 2 DPP a 5DPP en la densidad de disparos.

CAPÍTULO 5

5. ANALISIS ECONÓMICO DE LAS TÉCNICAS CON TCP Y CANONEO CONVENCIONAL DE LOS POZOS ESTUDIADOS

5.1. Introducción

Diseñar la satisfacción de necesidades económicas y lograr operaciones competitivas en organizaciones de los sectores privado y público depende del balance prudente entre lo que es técnicamente posible y lo que es aceptable económicamente. Sin embargo, no hay un método abreviado para alcanzar este balance entre factibilidad técnica y la económica. De esta manera, los métodos del análisis económico deben utilizarse para proporcionar resultados que ayuden a conseguir un balance aceptable.

Cuando se llevan a cabo estudios económicos y se comunican los resultados, es importante utilizar definiciones consistentes en términos de costos:

- Los costos fijos son aquellos que no resultan afectados por cambios en el nivel de actividad en un intervalo factible de operaciones en cuanto a la capacidad total o a la capacidad disponible. Por supuesto cualquier costo esta sujeto a cambios, pero los costos fijos tienden a permanecer constantes en un rango específico de condiciones de operación. Cuando suceden cambios grandes en la utilización de los recursos o cuando entran en juego la expansión de la planta o la paralización, los costos fijos se afectaran.
- Los costos variables están asociados con una operación cuyo total varia de acuerdo con la cantidad de producción u otras medidas de del nivel de actividad.
- El costo incremental o ingreso incremental, es el costo adicional, o entrada, que resulta de de aumentar la producción de un sistema en una o mas unidades. El costo incremental con frecuencia se asocia con decisiones “se hace/no se hace” que implican un cambio limitado en la producción o en el nivel de actividad.

5.2. Detalles de los costos de operación referidos a cada método

A continuación se presentara los costos aproximados de los tres métodos de cañoneo en análisis, que son: Wireline Convencional, TCP Bajo balance y TCP PURE.

TABLA 5.1

COSTOS PROMEDIOS DE CAÑONEO CON WIRELINE

COSTOS PROMEDIOS DE CANONEO CON WIRELINE				
DESCRIPCION	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**PRECIO UNITARIO**	**PRECIO TOTAL**
Camión Standard	Km	110	$3.00	330
Cargo Básico	UND	1	$2,303.50	2303.5
Equipo de presión por instalación	UND	1	$243.90	243.9
Equipo de presión por bajada	CORRIDA	1	$135.50	135.5
4 5/8" 5 ddp Cañoneo profundidad	ft	9000	$0.62	5580
4 5/8" 5 ddp Cañoneo intervalo	ft	30	$301.60	9048
		TOTAL		17640.9

TABLA 5.2

COSTOS PROMEDIOS DE CAÑONEO CON TCP BAJO-BALANCE

COSTOS PROMEDIOS DE CANONEO CON TCP BAJO BALANCE				
DESCRIPCION	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**PRECIO UNITARIO**	**PRECIO TOTAL**
Tools transportation	Km	110	$3.50	385
Engineer Transportation	Km	110	$2.00	220
Servicio Power Jet	Ft	30	$815	24450
Positrieve 7 inc o menor primeras 8 hrs	UND	1	$1,200	1200
Positrieve 7 inc o menor 8 hrs adicionales	UND	1	$250	250
Espaciador	Ft	0	$240	0
Cabeza de disparo	UND	1	$5,000	5000
Barra para detonación mecánica	UND	1	$1,000	1000
Válvula de aislamiento de tubería	UND	1	$1,000	1000
Marca radioactiva	UND	1	$300	300
Válvula de producción	UND	1	$600	600
Especialista TCP	DIAS	2	$850	1700
			TOTAL	36105

TABLA 5.3

COSTOS PROMEDIOS DE CAÑONEO CON PURE

COSTOS PROMEDIOS DE CANONEO CON TCP PURE				
DESCRIPCION	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**PRECIO UNITARIO**	**PRECIO TOTAL**
Tools transportation	Km	110	$3.50	385
Engineer Transportation	Km	110	$2.00	220
Servicio Power Jet	Ft	30	$815	24450
Positrieve 7 inc o menor primeras 8 hrs	UND	1	$1,200	1200
Positrieve 7 inc o menor 8 hrs adicionales	UND	1	$250	250
Espaciador	Ft	0	$240	0
Cabeza de disparo	UND	1	$5,000	5000
Barra para detonación mecánica	UND	1	$1,000	1000
Válvula de aislamiento de tubería	UND	1	$1,000	1000
Marca radioactiva	UND	1	$300	300
Válvula de Producción	UND	1	$600	600
Especialista TCP	DIAS	2	$850	1700
Servicio de Cañoneo Pure	Ft	30	$1,222.50	36675
			TOTAL	72780

Los valores que se encuentran sombreados de color amarillo son los costos variables de cada método y los valores sin sombrear, son costos fijos.

Cabe recalcar que está sin incluir el valor de registro por correlación de profundidad CCL para el caso de Wireline Convencional, y el registro de correlación de rayos Gamma para los casos de TCP Bajo-balance y PURE.

Un valor que se debería considerar es el costo extra por tratamiento de operación que bordea los $20000 para el caso especial de Wireline convencional, ya que como se ha mencionado anteriormente se cañonea en condición de sobre-balance.

Partiendo del hecho de que los valores totales mostrados en la tabla de costos referidos a cada método fueron realizados bajo similares condiciones, tales como: el mismo kilometraje para transportar materiales, el mismo tipo y diámetro de canon, igual densidad de disparos (DPP) y la misma profundidad e intervalo a cañonear; podemos realizar la siguiente comparación:

- Realizar un trabajo de Cañoneo mediante la técnica de TCP Bajo Balance es aproximadamente 2 veces más costoso que haberlo efectuado con la técnica Wireline Convencional, sin embargo es 2 veces mas económico que la técnica TCP Pure.
- Además se puede concluir que efectuar un trabajo de Cañoneo con la técnica TCP Pure es aproximadamente 4 veces más costosa que la técnica Wireline Convencional.

5.3. Análisis económico a partir de un método simple para la estimación de la productividad

A partir del análisis técnico realizado en el capitulo 4 acerca de este mismo tema, podemos realizar el respectivo análisis económico teniendo como base la simulación en la profundidad de penetración para cada pozo en estudio con un tipo de carga diferente en comparación con la carga que realmente se utilizó.

En la mayoría de los casos, se tomo como punto de comparación la carga Power Jet Omega 4505 HMX, ya que es la carga que en la actualidad alcanza una mayor penetración.

El objetivo de este análisis económico es determinar la tasa de producción que se obtendría si se hubiese realizado el trabajo de cañoneo con una carga de mayor penetración que en este caso seria la Power Jet Omega 4505 HMX. Una vez conocido este valor se puede comparar ambas tasas de producción, calcular el diferencial entre ellas y por consiguiente se puede obtener las ganancias diarias correspondientes.

A continuación se presentara una tabla resumida por cada método, en la cual se muestra el numero de pozo, los dos tipos de cargas utilizadas en la simulación, la penetración que alcanza cada una de las cargas, la relación de productividad (PR) correspondiente, la tasa promedio (Qpr), la tasa que se obtendría a hueco abierto (Qd), el incremento de tasas (ΔQ), incremento porcentual, y las ganancias que se obtendrían si se hubiera elegido la carga con mayor penetración.

TABLA 5.4

INCREMENTO PORCENTUAL EN PRODUCCION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE MEDIANTE EL EMPLEO DE CARGAS DE ALTA PENETRACION

WIRELINE								
POZOS	**TIPO DE CARGA**	**P (pulgadas)**	**PR**	**Qpr (BPPD)**	**Qd (BPPD)**	**ΔQ (BBPD)**	**Ganancia($)**	**Incremento porcentual**
121	**37J RDX**	12.1	1.193	1109	929.59	228.45	9138.00	20.60
	PJ OMEGA 4505 HMX	23.83	1.438	1337.45				
127	**51B HJ II RDX**	15.87	1.290	495	383.72	58.59	2343.60	11.84
	PJ OMEGA 4505 HMX	24.06	1.442	553.59				
132	**51B HJ II RDX**	15.47	1.269	357	281.32	38.92	1556.80	10.90
	PJ OMEGA 4505 HMX	22.88	1.407	395.92				
134	**51B HJ II RDX**	15.54	1.277	531	415.82	58.32	2332.80	10.98
	PJ OMEGA 4505 HMX	23	1.418	589.32				

TABLA 5.5

INCREMENTO PORCENTUAL EN PRODUCCION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON TCP BAJO-BALANCE MEDIANTE EL EMPLEO DE CARGAS DE ALTA PENETRACION

TCP BAJO BALANCE								
POZOS	**TIPO DE CARGA**	**P (pulgadas)**	**PR**	**Qpr (BPPD)**	**Qd (BPPD)**	**Q (BBPD)**	**Ganancia($)**	**Incremento porcentual**
154D	**PJ OMEGA 4505 HMX**	26.460	1.561	1290	826.28	-61.31	-2452.40	-4.75
	PJ 4505 HMX	22.18	1.487	1228.69				
159	**51J UJ HMX**	21.96	1.495	348	232.72	17.29	691.60	4.97
	PJ OMEGA 4505 HMX	26.08	1.570	365.29				
161	**51J UJ HMX**	21.6	1.475	879	595.78	43.60	1744.00	4.96
	PJ OMEGA 4505 HMX	25.67	1.549	922.6				
162	**51J UJ HMX**	21.98	1.491	341	228.70	17.21	688.40	5.05
	PJ OMEGA 4505 HMX	26.11	1.566	358.21				

TABLA 5.6

INCREMENTO PORCENTUAL EN PRODUCCION EN LOS POZOS CAÑONEADOS CON PURE MEDIANTE EL EMPLEO DE CARGAS DE ALTA PENETRACION

TCP PURE								
POZOS	**TIPO DE CARGA**	**P (pulgadas)**	**PR**	**Qpr (BPPD)**	**Qd (BPPD)**	**Q (BBPD)**	**Ganancia($)**	**Incremento porcentual**
42	**PJ OMEGA 4505 HMX**	23.610	1.505	227	150.81	-6.93	-277.20	-3.05
	PJ 4505 HMX	21.03	1.459	220.07				
186	**PJ 4505 HMX**	19.610	1.441	207	143.65	10.27	410.80	4.96
	PJ OMEGA 4505 HMX	23.46	1.512	217.27				
189	**PJ 4505 HMX**	21.810	1.483	296	199.66	14.93	597.20	5.04
	PJ OMEGA 4505 HMX	26.1	1.557	310.93				
191	**PJ 4505 HMX**	21.360	1.474	497	337.29	25.43	1017.20	5.12
	PJ OMEGA 4505 HMX	25.56	1.549	522.43				

🟨	Cargas utilizadas durante el cañoneo
	Otra opción

En el análisis técnico previo, se obtuvieron los valores de relación de productividad (PR) para cada una de las cargas. Conocidos estos valores, se pudo obtener la tasa promedio que se lograría si se hubiese elegido la carga que alcance una mayor penetración. Encontrada la tasa promedio, se puede calcular el incremento de tasa, y por ende las ganancias.

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

Los costos de las cargas Power Jet Omega 4505 y Power Jet 4505 son \$2249 y \$815 por pie respectivamente. Por ejemplo si queremos conocer en que tiempo recuperamos la inversión realizada para el caso del pozo Sacha 186, observamos las ganancias diarias que se obtienen y la inversión adicional realizada. Para este caso la inversión se puede recuperar aproximadamente en 167 días. A partir del 168 día todo lo que se obtenga es utilidad. (El valor asumido para el barril de petróleo fue de \$40).

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

1. La longitud de penetración que se puede lograr en una operación de cañoneo depende principalmente de las propiedades mecánicas de la roca, es decir de su resistencia a la compresión; además de otros factores tales como el diseño y tipo de cargas utilizadas.

2. Diseñar los sistemas de cañoneo de tal manera que el valor de penetración alcanzada maximice en lo que sea técnica y económicamente posible el valor de Eficiencia de Productividad.

3. Cañonear pozos con los Sistemas TCP Bajo-balance y PURE genera mejores Razones de Productividad en comparación con la técnica de Wireline; y en todas las situaciones, el sistema de cañoneo con mayores PR dará las mejores tasas de flujo.

4. Bajo los mismos parámetros bajo los cuales fueron disparados los pozos, emplear cargas de alta penetración logra un incremento de producción del 10.98% en los pozos que fueron cañoneados con el Sistema Wireline Convencional.

5. Emplear cargas de alta penetración logra un incremento del 5% en producción aproximadamente para los pozos que fueron disparados con los Sistemas TCP Bajo-balance y PURE (manteniendo sus parámetros bajo los cuales fueron cañoneados).

6. Es económicamente rentable elegir una carga de alta penetración (POWER JET OMEGA 4505 HMX) en una operación de cañoneo, justificando la inversión adicional con el incremento en producción, tal como se demostró para el caso del pozo Sacha 186.

7. La Técnica de Cañoneo Convencional genera mas daño de formación que las Técnicas de TCP Bajo-balance y PURE.

8. Realizar un trabajo de Cañoneo mediante la técnica de TCP Bajo Balance es aproximadamente 2 veces más costoso que haberlo efectuado con la técnica Wireline Convencional, sin embargo es 2 veces más económico que la técnica TCP PURE bajo similares parámetros de operación requeridos.

9. Para los valores de Anisotropía 5 y 10 la tendencia entre las diferencias de Eficiencias de Productividades se mantienen entre las Técnicas de Cañoneo, aunque con valores menores de PR.

10. La diferencia entre Wireline y las otras dos técnicas es notoria, siendo estas últimas las que ofrecen mejores resultados, pero se observa también que entre TCP Bajo-balance y PURE no se generan resultados en el análisis técnico que permitan dirimir entre un sistema y otro.

6.2. Recomendaciones

1. Realizar trabajos de tratamientos con ácidos o similares en los pozos que se han cañoneado con técnicas que utilicen un sobre-balance, con el fin de reducir el daño provocado por los punzonamientos.

2. Tener mucho cuidado con los valores de daño total obtenidos para cada pozo de las pruebas de restauración de presión, debido a que algunos no representan la condición real del reservorio, como es el caso del pozo Sacha 137 el cual fue cañoneado con la técnica PURE y registró un valor de daño total de 15.02, lo cual no concuerda con su historial de tasa de producción que es aproximadamente 850 BPPD de la Arena Ti.

3. Realizar un estudio completo para redisparar los pozos SACHA-09 y SACHA-43 mediante el uso de la técnica e-fire Slickline, con la finalidad de incrementar la producción en dichos pozos.

4. Emplear en las operaciones de cañoneo llevadas a cabo en los campos de Petroproducción cargas de alta penetración, ya que

estas garantizan una buena obtención de Relación de Productividad.

5. A partir de los resultados obtenidos en este trabajo, se recomienda a demás de cañonear con cargas de alta penetración, utilizar el Sistema TCP Bajo-balance, ya que es el método que ofrece mejores réditos técnicos-económicos.

6. Utilizar fluidos de matado del pozo compatibles con los de la formación para la operación de cañoneo en estado de sobre-balance, con el objetivo de no generar un daño adicional, el cual puede ser irreversible.

ANEXO 1

CORRIDAS DEL SOFTWARE SPAN PARA LOS POZOS SACHA-132, SACHA-159, SACHA-42

SPAN

Perforating Analysis

Company	: ESPOL
Well	: Sacha 132
Field	: Sacha
Engineer	: Johan Díaz & Christian Sánchez
Date	: April 20, 2007

Schlumberger

SPAN Version 7.20d

Company: ESPOL

Well: Sacha 132

Penetration Report

Completion

Borehole Diameter:	9.875	in	Wellbore Fluid:	Brine	
Perforated Depth:	9438.0	ft	Fluid Density:	8.3	ppg

Tubular(s)

Casing #	Outer Diameter (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Inner Diameter (in)	Tubing Position	Annulus Material	Annulus Density (ppg)
1	7	26.00	N80	6.276	Centralized	Cement	15.86

Formation

Rock Type:	Sandstone		Rock Strength (UCS):	9438	psi
Porosity:	12.6	%	Overburden Stress:	9500	psi
Bulk Density:	2.54	g/cm3	Reservoir Pressure:	1159	psi
Formation Fluid:	Oil		Wellbore Damage:	8.808	in

Perforating System(s)

Perf #	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Gun Position	Stand Off (in)	Total Pen Average (in)	Form Pen Average (in)	Form Dia Average (in)	EH Dia Average (in)	AOF (in ^{2}/ft)
1	90	4.00/100	Far	0	17.27	15.47	0.94	0.49	0.77
2	90	4.00/100	Far	0	24.68	22.88	0.86	0.45	0.64

1. 4-1/2" High Shot Density, 51B HyperJet II, RDX,37.0 g(API:Pen 34.58 in ,EH Dia 0.46 in ,RP43 5th Ed.)
2. 4-1/2" High Shot Density, PowerJet Omega 4505, HMX,38.8 g(API:Pen 59.20 in ,EH Dia 0.43 in ,19B 1st Ed.)

File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

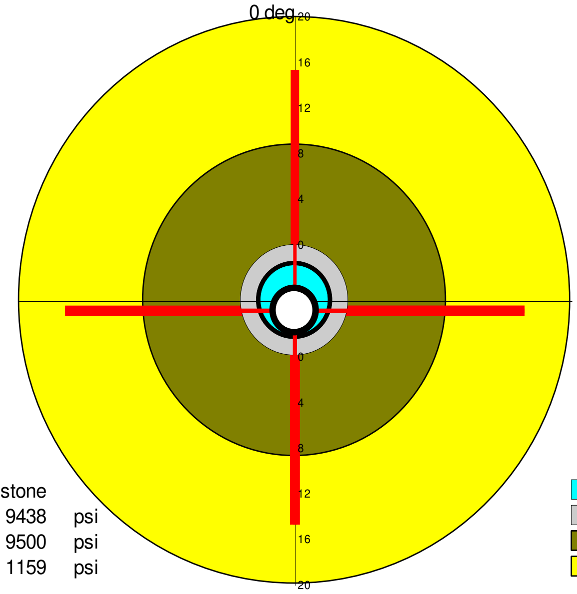
SPAN Version 7.20d

Company: ESPOL

Well: Sacha 132

Perforating System #1

4-1/2" High Shot Density, 51B HyperJet II, RDX, 37.0 g



Rock Type:	Sandstone	
Rock UCS:	9438	psi
Overburden Stress:	9500	psi
Reservoir Pressure:	1159	psi

🟦 Brine
⬜ Cement
🟫 Damaged Zone
🟨 Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.78	17.12	15.32	0.84	0.44
90	0.76	17.71	15.91	0.98	0.52
180	0.00	16.52	14.72	0.96	0.50
270	0.76	17.71	15.91	0.98	0.52
Average	0.82	17.27	15.47	0.94	0.49
				AOF (in ^{2}/ft)	0.77

at 4.00 spf

API: Pen 34.58 in , EH Dia 0.46 in , RP43 5th Ed.

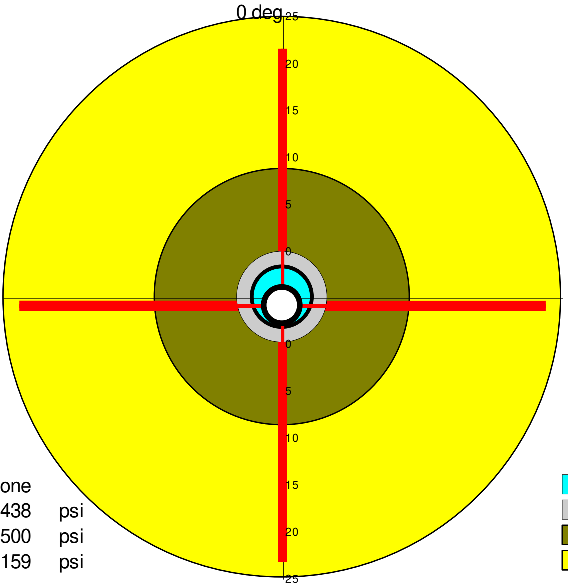
File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

SPAN Version 7.20d

Company: ESPOL Well: Sacha 132

Perforating System #2

4-1/2" High Shot Density, PowerJet Omega 4505, HMX, 38.8 g



Rock Type:	Sandstone	
Rock UCS:	9438	psi
Overburden Stress:	9500	psi
Reservoir Pressure:	1159	psi

🟦 Brine
⬜ Cement
🟫 Damaged Zone
🟨 Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)	
0	1.78	23.37	21.57	0.80	0.42	
90	0.76	25.17	23.37	0.91	0.48	
180	0.00	25.03	23.23	0.81	0.43	
270	0.76	25.17	23.37	0.91	0.48	
Average	0.82	24.68	22.88	0.86	0.45	
				AOF (in ²/ft)	0.64	at 4.00 spf

API: Pen 59.20 in , EH Dia 0.43 in , 19B 1st Ed.

File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

SPAN Version 7.20d

SPAN

Perforating Analysis

Company : ESPOL
Well : Sacha 159
Field : Sacha
Engineer : Johan Díaz & Christian Sánchez
Date : April 15, 2007

Schlumberger

SPAN Version 7.20d

Company: ESPOL Well: Sacha 159

Penetration Report

Completion

Borehole Diameter:	9.875	in	Wellbore Fluid:	Brine	
Perforated Depth:	9823.0	ft	Fluid Density:	8.3	ppg

Tubular(s)

Casing #	Outer Diameter (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Inner Diameter (in)	Tubing Position	Annulus Material	Annulus Density (ppg)
1	7	26.00	C95	6.276	Centralized	Cement	15.86

Formation

Rock Type:	Sandstone		Rock Strength (UCS):	8000	psi
Porosity:	18.0	%	Overburden Stress:	9823	psi
Bulk Density:	2.36	g/cm3	Reservoir Pressure:	3405	psi
Formation Fluid:	Oil		Wellbore Damage:	4.33	in

Perforating System(s)

Perf #	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Gun Position	Stand Off (in)	Total Pen Average (in)	Form Pen Average (in)	Form Dia Average (in)	EH Dia Average (in)	AOF (in ²/ft)
1	72	5.00/100	Far	0	23.76	21.96	0.79	0.40	0.61
2	72	5.00/100	Far	0	27.88	26.08	0.89	0.44	0.77

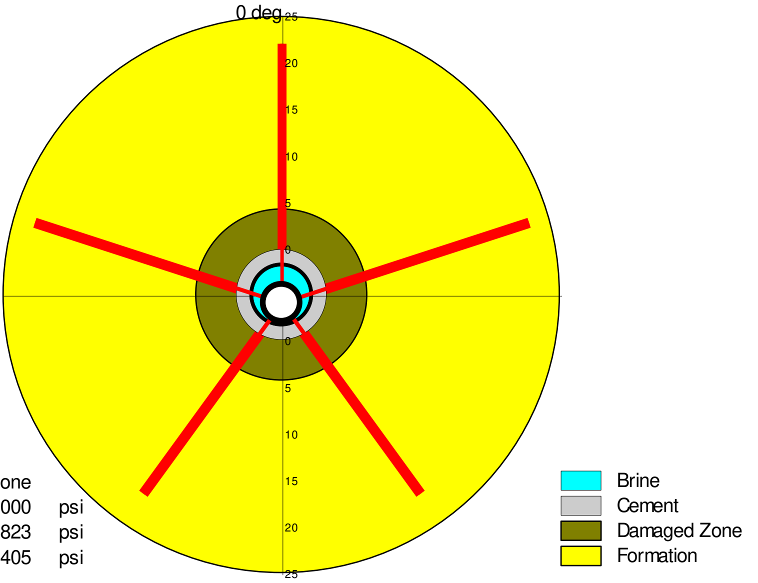
1. 4-5/8" High Shot Density, 51J UltraJet, HMX,38.8 g(API:Pen 47.26 in ,EH Dia 0.37 in ,Based on RP43 5th Ed.)
2. 4-5/8" High Shot Density, PowerJet Omega 4505, HMX,38.8 g(API:Pen 59.20 in ,EH Dia 0.43 in ,Based on 19B 1st Ed.)

Company: ESPOL

Well: Sacha 159

Perforating System #1

4-5/8" High Shot Density, 51J UltraJet, HMX, 38.8 g



Rock Type:	Sandstone	
Rock UCS:	8000	psi
Overburden Stress:	9823	psi
Reservoir Pressure:	3405	psi

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.66	23.88	22.08	0.72	0.36
72	0.98	24.59	22.79	0.81	0.40
144	0.12	22.87	21.07	0.81	0.41
216	0.12	22.87	21.07	0.81	0.41
288	0.98	24.59	22.79	0.81	0.40
Average	0.77	23.76	21.96	0.79	0.40
				AOF (in ^{2}/ft)	0.61 at 5.00 spf

API: Pen 47.26 in , EH Dia 0.37 in , Based on RP43 5th Ed.

File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

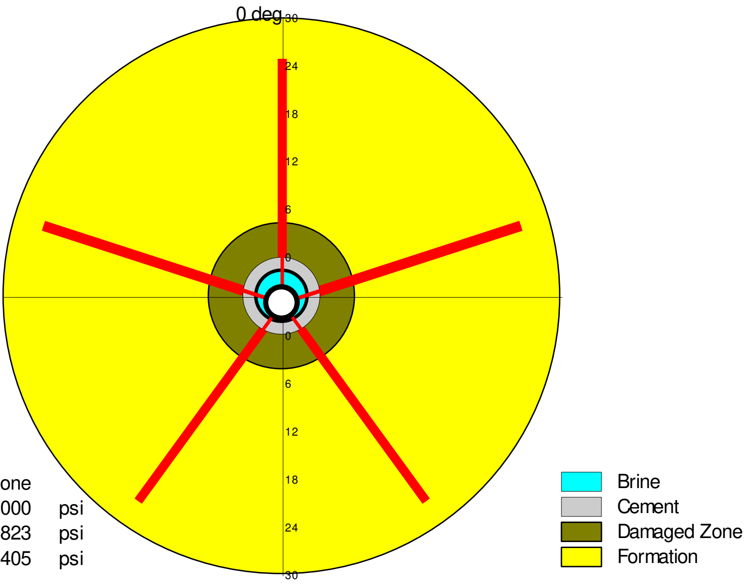
SPAN Version 7.20d

Company: ESPOL

Well: Sacha 159

Perforating System #2

4-5/8" High Shot Density, Pow erJet Omega 4505, HMX, 38.8 g



Rock Type:	Sandstone	
Rock UCS:	8000	psi
Overburden Stress:	9823	psi
Reservoir Pressure:	3405	psi

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.66	26.68	24.88	0.86	0.43
72	0.98	28.13	26.33	0.94	0.47
144	0.12	28.23	26.43	0.85	0.42
216	0.12	28.23	26.43	0.85	0.42
288	0.98	28.13	26.33	0.94	0.47
Average	0.77	27.88	26.08	0.89	0.44
				AOF (in ²/ft)	0.77 at 5.00 spf

API: Pen 59.20 in , EH Dia 0.43 in , Based on 19B 1st Ed.

File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

SPAN Version 7.20d

SPAN

Perforating Analysis

Company : ESPOL
Well : Sacha 42
Field : Sacha
Engineer : Johan Díaz & Christian Sánchez
Date : April 15, 2007

Schlumberger

SPAN Version 7.20d

Company: ESPOL Well: Sacha 42

Penetration Report

Completion

Borehole Diameter:	8.75	in	Wellbore Fluid:	Brine	
Perforated Depth:	8637.0	ft	Fluid Density:	8.3	ppg

Tubular(s)

Casing #	Outer Diameter (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Inner Diameter (in)	Tubing Position	Annulus Material	Annulus Density (ppg)
1	7	26.00	S95	6.276	Centralized	Cement	15.86

Formation

Rock Type:	Sandstone		Rock Strength (UCS):	9800	psi
Porosity:	18.0	%	Overburden Stress:	8637	psi
Bulk Density:	2.37	g/cm3	Reservoir Pressure:	897	psi
Formation Fluid:	Oil		Wellbore Damage:	4.06	in

Perforating System(s)

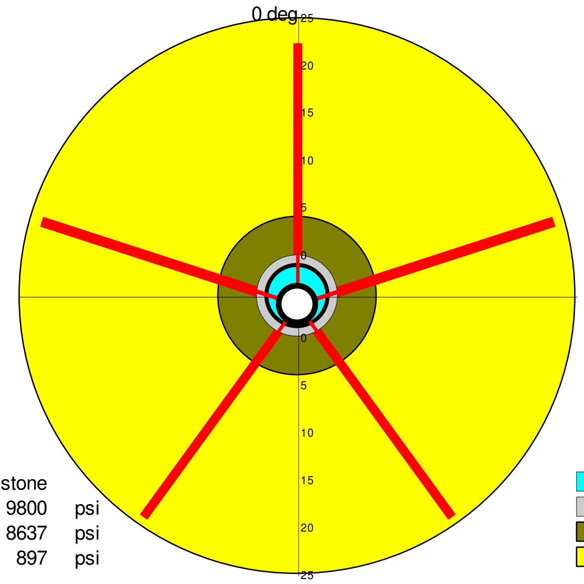
Perf #	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Pure Density (spf)	Gun Position	Stand Off (in)	Total Pen Average (in)	Form Pen Average (in)	Form Dia Average (in)	EH Dia Average (in)	AOF (in^2/ft)
1	72	5.00/100	5.00	Far	0	24.85	23.61	0.82	0.44	0.76
2	72	5.00/100	5.00	Far	0	21.03	19.80	0.86	0.46	0.83

1. 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX,38.8 g(API:Pen 59.20 in ,EH Dia 0.43 in ,Based on 19B 1st Ed.)
2. 4-1/2" PURE Gun, PowerJet 4505, HMX,38.6 g(API:Pen 46.40 in ,EH Dia 0.47 in ,Based on 19B 1st Ed.)

Company: ESPOL Well: Sacha 42

Perforating System #1

4-1/2" PURE Gun, Pow erJet Omega 4505, HMX, 38.8 g



Rock Type:	Sandstone	
Rock UCS:	9800	psi
Overburden Stress:	8637	psi
Reservoir Pressure:	897	psi

🟦 Brine
⬜ Cement
🟫 Damaged Zone
🟨 Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.78	23.55	22.32	0.78	0.42
72	1.05	25.08	23.85	0.88	0.47
144	0.13	25.27	24.03	0.79	0.42
216	0.13	25.27	24.03	0.79	0.42
288	1.05	25.08	23.85	0.88	0.47
Average	0.82	24.85	23.61	0.82	0.44
				AOF (in ²/ft)	0.76 at 5.00 spf

API: Pen 59.20 in , EH Dia 0.43 in , Based on 19B 1st Ed.

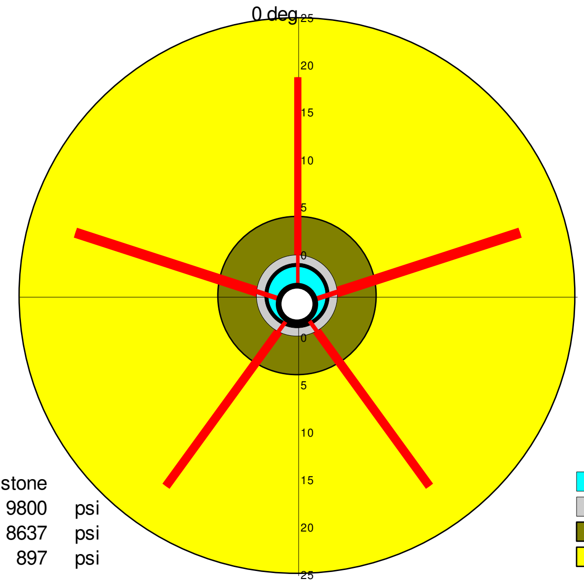
SPAN Version 7.20d

File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

Company: ESPOL Well: Sacha 42

Perforating System #2

4-1/2" PURE Gun, PowerJet 4505, HMX, 38.6 g



Rock Type:	Sandstone	
Rock UCS:	9800	psi
Overburden Stress:	8637	psi
Reservoir Pressure:	897	psi

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)	
0	1.78	19.97	18.73	0.71	0.38	
72	1.05	21.34	20.10	0.97	0.52	
144	0.13	21.26	20.02	0.83	0.44	
216	0.13	21.26	20.02	0.83	0.44	
288	1.05	21.34	20.10	0.97	0.52	
Average	0.82	21.03	19.80	0.86	0.46	
				AOF (in^2/ft)	0.83	at 5.00 spf

API: Pen 46.40 in , EH Dia 0.47 in , Based on 19B 1st Ed.

File: C:\PROGRA~1\SCHLUM~1\SPAN7~1.20\UNTITLED.SP7

SPAN Version 7.20d

ANEXO 2

A SIMPLE METHOD FOR ESTIMATING WELL PRODUCTIVITY (SPE 38148)

SPE 38148

A Simple Method for Estimating Well Productivity

James E. Brooks, SPE, Schlumberger Perforating and Testing

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

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 Tariq[4] 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 underlining 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

$$PR = Q/Q_D \quad \text{.......} \quad (1)$$

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., $N \to \infty$). 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

$$PR_\infty = Q_\infty/Q_\mathrm{D} = \ln(D_f/D)/\ln[D_f/(D+2P)] \quad \text{(2)}$$

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,

$$\beta_P = PN/\sqrt{\alpha} \quad \text{(3)}$$

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, $\sqrt{\alpha}$, 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 Muscat[1] 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):

$$\beta_d = d\,N/\alpha^{1/4} \quad \text{(4)}$$

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:

$$\beta_0 = \beta_P\sqrt{\beta_d} \quad \text{(5a)}$$

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

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

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

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

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 $\beta_0 \to 0$, 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:

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

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.,

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

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

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

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 SPAN[5] analysis nor the analysis of Karakas and Tariq[4] 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 give 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

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

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 Tariq[4] 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

$$\beta_P = (P - L')N/\sqrt{\alpha} \quad \text{(10)}$$

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

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

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

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

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

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

and the approximate productivity efficiency as

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

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 third, the results do not apply to the situations where the wellbore damage extends beyond the end of the perforation.

Discussion

There are several key points to make about the productivity relationships developed in the last section.

Gun Performance Effectiveness. The relationship given in Figs. 4 or 5 can be viewed as an efficiency curve that depends upon both the performance parameters of the gun system and the formation parameters of the reservoir.

The effectiveness of the perforating job depends on where you are on the efficiency curve. The most effective flow situations occur for higher values of β. For a β equal to about 100, the gun should operate with better than 90% efficiency in that particular reservoir. Such a gun system could be considered quite efficient in delivering flow. As a consequence, there are only diminishing gains to be had by increasing shot density or penetration because the perforating job is already near maximum efficiency.

On the other hand, the perforating job will be relatively inefficient if β is less than 10. If, for example, β is approximately 1, then the gun has only about a 42% efficiency rating. In this case, increasing shot density and/or penetration could improve the flow substantially. For example, if we were to double the shot density, the gun would now be about 55% efficient and return a corresponding 30% increase in productivity.

Penetration versus Shot Density. One trade-off that often presents itself is choosing between perforating guns with different shot densities and penetrations. We can use our analysis to rank the relative importance of the two perforating variables for equal percentage increases.

Note that the productivity ratio is a product of two monotonically increasing functions, one (PR_∞), a function of penetration only, and the other (PR/PR_∞) a function of both penetration and shot density. The maximum productivity ratio increases logarithmically with P; the productivity efficiency first increases rapidly with ($P \times N^{3/2}$), eventually reaching an asymptotic value slightly less than 1 and not changing much with either perforating parameter.

It is not obvious at first glance which effect is more important. We can, however, deduce from the slopes of the two curves that, if there is no wellbore damage ($L = 0$), for an equal percentage change in penetration and shot density that

(a) If $\beta < 10$ (the steep part of the curve), shot density is more important than penetration.

(b) If $\beta > 10$, penetration is slightly more important than shot density.

If there is moderate wellbore damage present, however, penetration will almost always be more important than shot density for equal-percentage increases. And, in all situations, the gun system with the higher *PR* should give the better flow.

As a practical matter, however, we are limited in what gains can be achieved with penetration alone, particularly for small guns, even with premium shaped charges. In these cases, shot density may offer an attractive solution because higher shot densities are often available, and shooting a zone more than once to increase production efficiency may be economically feasible.

Penetration versus Hole Size. Penetration and shot density are clearly important for a natural completion; one has a proportional effect on β, the other a 3/2-power effect. But what about hole size, which has only a square-root effect? Using conservation-of-energy arguments, we can show that hole size is almost never important, particularly if in gaining hole size we sacrifice penetration. We do this by recognizing that there is a relationship between the explosive mass, the kinetic energy of the perforating jet, and the total volume of the perforation tunnel (including crushed zone):

$$\textit{Explosive mass} \propto \textit{Jet kinetic energy} \propto (d + 2t_c)^2 P$$

If there is no perforating damage ($t_c = 0$), then

$$d = constant \sqrt{\frac{Explosive \quad mass}{P}} \quad \text{..................................} \ (15)$$

In optimizing a perforator, gains in hole size are at the expense of penetration for a fixed explosive mass. For example, a 10% increase in hole size sacrifices about 20% of the penetration, which from Eq. 13 is a poor exchange, because the net β would be reduced by 15%.

Another reason not to emphasize hole size when selecting a perforating gun for a natural completion is that perforating jets that make larger holes are more damaging to the formation, producing higher perforating damage skins. So whatever small, marginal improvement in β we might gain with a large hole may be more than lost because of a lack of perforating cleanup (i.e., larger accompanying β_c). This is explained further in Ref. 7.

As a final note, we have sized the perforation by its tunnel diameter rather than its entrance hole in the casing. We do not believe that the two are particularly strongly correlated. The casing entrance hole is formed by a small portion of the perforating jet, which is not necessarily related to the remainder of the jet that actually penetrates the formation. Rather than using entrance hole, a stronger overall measure of tunnel diameter is to relate it to explosive mass and penetration length, as we have done in Eq. 15.

Variable Penetration Lengths. The interpretation of β_P as an accumulative penetration suggests that our method can also treat certain types of uneven perforations, such as those with a pattern that repeats itself every revolution. A gun shot eccentered in a casing, for example, will produce this type of pattern. Our β_P would now be calculated by summing the individual perforation lengths. This turns out to be exactly the same as multiplying the average penetration by the shot density. This means that uneven and even perforations with 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

$$Q = Q(P, N, d, \alpha, D, D_f) \qquad \text{(A-1)}$$

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

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: $d\alpha^{1/4}N/\sqrt{\alpha}$, $PN/\sqrt{\alpha}$ 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,

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

$$= Q(\beta_P, \beta_d, 1, D/D_f) \qquad \text{(A-4)}$$

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.

Df = 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^2/s, ft^2/s

Q_D = production rate from an open hole of diameter D, L^2/s, ft^2/s

Q_∞ = production rate from an open hole of diameter $D + 2P$, L^2/s, ft^2/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.

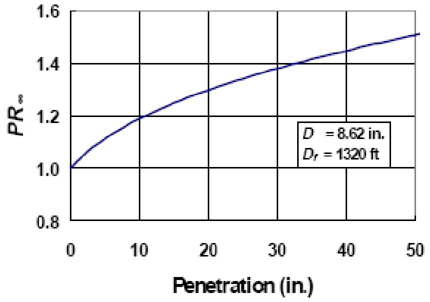


Fig. 1—Maximum productivity that can be obtained with a gun system with a given perforation length, is equal to the productivity of an openhole well of diameter $P + D$.

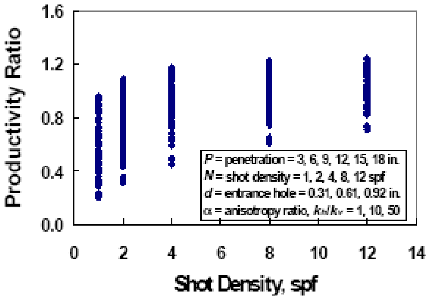


Fig. 2—Productivity ratio as a function of shot density for various penetration lengths, tunnel diameters and anisotophies. Note the lack of correlation.

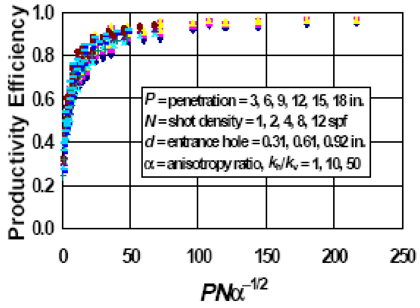


Fig. 3—Productivity efficiency versus nondimensional perforating length, β_P

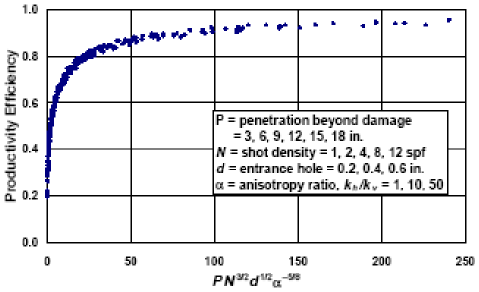


Fig. 4—Productivity efficiency versus β_0 for no wellbore damage and no perforating damage

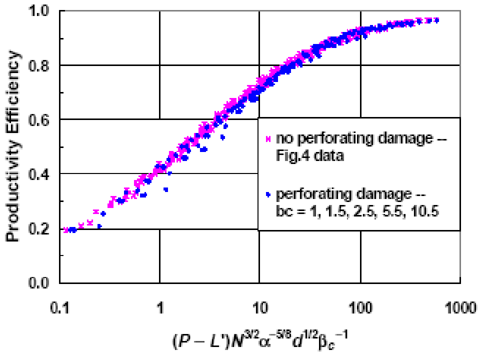
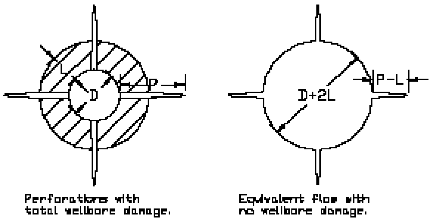


Fig. 5—Most general form of productivity efficiency versus nondimensional β, includes effects of wellbore damage and perforating damage



Perforations with total wellbore damage.

Equivalent flow with no wellbore damage.

Fig. 6—Equivalency between total wellbore damage and no wellbore damage with smaller perforation length. For more general wellbore damage, $L \rightarrow L'$.

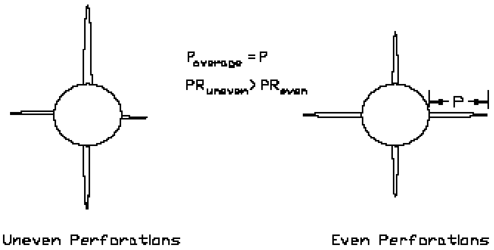


Fig. 7—Production from uneven perforations is greater than production from even perforations of same average penetration.

ANEXO 3

ANÁLISIS TÉCNICO PARA VALORES DE ANISOTROPÍA 5 Y 10

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 5 (α=5)

PR/PR_{∞} PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

	POZOS SAC-132 Y SAC-134					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	4	0,49	5	0,205	0,260
	1	4	0,49	5	2,048	0,511
	2	4	0,49	5	4,096	0,603
	4	4	0,49	5	8,192	0,697
	6	4	0,49	5	12,288	0,749
	8	4	0,49	5	16,384	0,783
	10	4	0,49	5	20,480	0,809
	12	4	0,49	5	24,576	0,828
	14	4	0,49	5	28,672	0,844
SAC-132	15,47	4	0,49	5	31,683	0,853
SAC-134	15,54	4	0,49	5	31,826	0,854
	18	4	0,49	5	36,864	0,867
	20	4	0,49	5	40,960	0,876
	22	4	0,49	5	45,056	0,884
	24	4	0,49	5	49,152	0,891
	26	4	0,49	5	53,248	0,896
	28	4	0,49	5	57,344	0,902
	30	4	0,49	5	61,440	0,906
	50	4	0,49	5	102,400	0,934
	70	4	0,49	5	143,361	0,947
	90	4	0,49	5	184,321	0,954
	100	4	0,49	5	204,801	0,957
	200	4	0,49	5	409,602	0,966
	300	4	0,49	5	614,403	0,969

POZO SAC-127

	P (pulgadas)	N (disp/pies)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR∞
	0,1	4	0,52	5	0,211	0,262
	1	4	0,52	5	2,110	0,515
	2	4	0,52	5	4,220	0,607
	4	4	0,52	5	8,439	0,701
	6	4	0,52	5	12,659	0,752
	8	4	0,52	5	16,878	0,787
	10	4	0,52	5	21,098	0,812
	12	4	0,52	5	25,317	0,831
	14	4	0,52	5	29,537	0,847
SAC-127	15,87	4	0,52	5	33,482	0,858
	18	4	0,52	5	37,976	0,870
	20	4	0,52	5	42,195	0,879
	22	4	0,52	5	46,415	0,886
	24	4	0,52	5	50,635	0,893
	26	4	0,52	5	54,854	0,899
	28	4	0,52	5	59,074	0,904
	30	4	0,52	5	63,293	0,908
	50	4	0,52	5	105,489	0,936
	70	4	0,52	5	147,684	0,948
	90	4	0,52	5	189,879	0,955
	100	4	0,52	5	210,977	0,958
	200	4	0,52	5	421,954	0,967
	300	4	0,52	5	632,931	0,969

POZO SAC-121					
P (pulgadas)	N (disp/pies)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR∞
0,1	4	0,34	5	0,171	0,245
1	4	0,34	5	1,706	0,487
2	4	0,34	5	3,412	0,579
4	4	0,34	5	6,824	0,672
6	4	0,34	5	10,236	0,726
8	4	0,34	5	13,648	0,762
10	4	0,34	5	17,060	0,788
12,1	4	0,34	5	20,642	0,810
14	4	0,34	5	23,884	0,825
16	4	0,34	5	27,296	0,839
18	4	0,34	5	30,708	0,850
20	4	0,34	5	34,120	0,860
22	4	0,34	5	37,531	0,869
24	4	0,34	5	40,943	0,876
26	4	0,34	5	44,355	0,883
28	4	0,34	5	47,767	0,888
30	4	0,34	5	51,179	0,894
50	4	0,34	5	85,299	0,926
70	4	0,34	5	119,418	0,941
90	4	0,34	5	153,538	0,950
100	4	0,34	5	170,598	0,952
200	4	0,34	5	341,195	0,965
300	4	0,34	5	511,793	0,968

🟨	Penetración alcanzada
🟦	Penetración “máxima”
🟧	Valor asintótico

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 5 (α=5)

PR/PR_∞ PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP BAJO-BALANCE

	POZO SAC-154D					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,42	5	0,265	0,282
	1	5	0,42	5	2,650	0,545
	2	5	0,42	5	5,300	0,638
	4	5	0,42	5	10,599	0,730
	6	5	0,42	5	15,899	0,780
	8	5	0,42	5	21,199	0,812
	10	5	0,42	5	26,499	0,836
	12	5	0,42	5	31,798	0,854
	14	5	0,42	5	37,098	0,868
	16	5	0,42	5	42,398	0,879
	18	5	0,42	5	47,698	0,888
	20	5	0,42	5	52,997	0,896
	22	5	0,42	5	58,297	0,903
	24	5	0,42	5	63,597	0,909
	26	5	0,42	5	68,896	0,914
SAC-154D	26,46	5	0,42	5	70,115	0,915
	28	5	0,42	5	74,196	0,918
	30	5	0,42	5	79,496	0,922
	50	5	0,42	5	132,493	0,945
	70	5	0,42	5	185,490	0,955
	90	5	0,42	5	238,488	0,960
	100	5	0,42	5	264,986	0,962
	200	5	0,42	5	529,973	0,968
	300	5	0,42	5	794,959	0,969

POZOS SAC-159, SAC-161 Y SAC-162

	P (pulgadas)	N (disp/pies)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR∞
	0,1	5	0,4	5	0,259	0,280
	1	5	0,4	5	2,586	0,542
	2	5	0,4	5	5,172	0,635
	4	5	0,4	5	10,344	0,727
	6	5	0,4	5	15,516	0,777
	8	5	0,4	5	20,688	0,810
	10	5	0,4	5	25,860	0,833
	12	5	0,4	5	31,032	0,851
	14	5	0,4	5	36,204	0,865
	16	5	0,4	5	41,376	0,877
	18	5	0,4	5	46,548	0,886
	20	5	0,4	5	51,720	0,894
SAC-161	21,6	5	0,4	5	55,858	0,900
SAC-159	21,96	5	0,4	5	56,789	0,901
SAC-162	21,98	5	0,4	5	56,840	0,901
	24	5	0,4	5	62,064	0,907
	26	5	0,4	5	67,236	0,912
	28	5	0,4	5	72,408	0,917
	30	5	0,4	5	77,580	0,921
	50	5	0,4	5	129,300	0,944
	70	5	0,4	5	181,020	0,954
	90	5	0,4	5	232,740	0,959
	100	5	0,4	5	258,600	0,961
	200	5	0,4	5	517,200	0,968
	300	5	0,4	5	775,800	0,969

🟨	Penetración alcanzada
🟦	Penetración “máxima”
🟧	Valor asintótico

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 5 (α=5)

PR/PR∞ PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA PURE

	POZOS SAC-186, SAC-189 Y SAC-191					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,46	5	0,277	0,286
	1	5	0,46	5	2,773	0,551
	2	5	0,46	5	5,546	0,645
	4	5	0,46	5	11,093	0,736
	6	5	0,46	5	16,639	0,785
	8	5	0,46	5	22,185	0,817
	10	5	0,46	5	27,732	0,840
	12	5	0,46	5	33,278	0,858
	14	5	0,46	5	38,824	0,872
	16	5	0,46	5	44,371	0,883
	18	5	0,46	5	49,917	0,892
SAC-186	19,61	5	0,46	5	54,382	0,898
SAC-191	21,36	5	0,46	5	59,235	0,904
SAC-189	21,81	5	0,46	5	60,483	0,905
	24	5	0,46	5	66,556	0,911
	26	5	0,46	5	72,103	0,916
	28	5	0,46	5	77,649	0,921
	30	5	0,46	5	83,195	0,924
	50	5	0,46	5	138,659	0,946
	70	5	0,46	5	194,122	0,956
	90	5	0,46	5	249,586	0,961
	100	5	0,46	5	277,318	0,962
	200	5	0,46	5	554,636	0,968
	300	5	0,46	5	831,953	0,969

	POZO SAC-42					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,44	5	0,271	0,284
	1	5	0,44	5	2,712	0,548
	2	5	0,44	5	5,424	0,642
	4	5	0,44	5	10,849	0,733
	6	5	0,44	5	16,273	0,783
	8	5	0,44	5	21,698	0,815
	10	5	0,44	5	27,122	0,838
	12	5	0,44	5	32,547	0,856
	14	5	0,44	5	37,971	0,870
	16	5	0,44	5	43,396	0,881
	18	5	0,44	5	48,820	0,890
	20	5	0,44	5	54,244	0,898
	22	5	0,44	5	59,669	0,904
SAC-42	🟨 23,61	5	0,44	5	64,036	0,909
	24	5	0,44	5	65,093	0,910
	🟦 26	5	0,44	5	70,518	0,915
	28	5	0,44	5	75,942	0,919
	30	5	0,44	5	81,367	0,923
	50	5	0,44	5	135,611	0,946
	70	5	0,44	5	189,855	0,955
	90	5	0,44	5	244,100	0,960
	100	5	0,44	5	271,222	0,962
	200	5	0,44	5	542,444	0,968
	🟧 300	5	0,44	5	813,666	0,969

🟨	Penetración alcanzada
🟦	Penetración “máxima”
🟧	Valor asintótico

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 5 (α=5)

PR PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

WIRELINE							
POZOS	**re**	**Df**	**D**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
121	786,67	1573,34	9,84	12,1	1,324	0,81	1,072
	786,67	1573,34	9,84	26	1,568	0,883	1,384
127	851,37	1702,74	9,84	15,87	1,388	0,858	1,191
	851,37	1702,74	9,84	26	1,554	0,899	1,397
132	946,52	1893,04	9,84	15,47	1,370	0,853	1,169
	946,52	1893,04	9,84	26	1,537	0,896	1,377
134	888,56	1777,12	9,84	15,54	1,378	0,854	1,177
	888,56	1777,12	9,84	26	1,547	0,896	1,386

PR PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP BAJO-BALANCE

TCP BAJO-BALANCE							
POZOS	**re**	**Df**	**D**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
154D	888,56	1777,12	6,96	26,46	1,635	0,915	1,496
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,914	1,487
159	813,64	1627,28	6,96	21,96	1,574	0,901	1,418
	813,64	1627,28	6,96	26	1,644	0,912	1,499
161	882,54	1765,08	6,96	21,6	1,555	0,900	1,399
	882,54	1765,08	6,96	26	1,629	0,912	1,485
162	838,25	1676,5	6,96	21,98	1,570	0,901	1,414
	838,25	1676,5	6,96	26	1,638	0,912	1,494

PR PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA PURE

PURE							
POZOS	**re**	**Df**	**D**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
42	935,04	1870,08	6,96	23,61	1,579	0,909	1,436
	935,04	1870,08	6,96	26	1,618	0,915	1,481
186	888,56	1777,12	6,96	19,61	1,518	0,898	1,364
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,916	1,491
189	888,56	1777,12	6,96	21,81	1,557	0,905	1,409
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,916	1,491
191	888,56	1777,12	6,96	21,36	1,549	0,904	1,401
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,916	1,491

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 10 (α=10)

PR/PR_{∞} PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

	POZO SAC-121					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	4	0,34	10	0,111	0,212
	1	4	0,34	10	1,106	0,433
	2	4	0,34	10	2,212	0,521
	4	4	0,34	10	4,425	0,614
	6	4	0,34	10	6,637	0,669
	8	4	0,34	10	8,850	0,707
	10	4	0,34	10	11,062	0,735
SAC-121	12,1	4	0,34	10	13,385	0,759
	14	4	0,34	10	15,487	0,777
	16	4	0,34	10	17,699	0,792
	18	4	0,34	10	19,911	0,806
	20	4	0,34	10	22,124	0,817
	22	4	0,34	10	24,336	0,827
	24	4	0,34	10	26,549	0,836
	26	4	0,34	10	28,761	0,844
	28	4	0,34	10	30,973	0,851
	30	4	0,34	10	33,186	0,858
	50	4	0,34	10	55,309	0,899
	70	4	0,34	10	77,433	0,920
	90	4	0,34	10	99,557	0,933
	100	4	0,34	10	110,619	0,938
	200	4	0,34	10	221,238	0,958
	300	4	0,34	10	331,857	0,964

POZO SAC-127					
P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
0,1	4	0,52	10	0,137	0,228
1	4	0,52	10	1,368	0,459
2	4	0,52	10	2,736	0,549
4	4	0,52	10	5,472	0,643
6	4	0,52	10	8,208	0,697
8	4	0,52	10	10,944	0,734
10	4	0,52	10	13,680	0,762
12	4	0,52	10	16,416	0,784
14	4	0,52	10	19,152	0,801
15,87	4	0,52	10	21,710	0,815
18	4	0,52	10	24,624	0,828
20	4	0,52	10	27,360	0,839
22	4	0,52	10	30,096	0,848
24	4	0,52	10	32,832	0,857
26	4	0,52	10	35,568	0,864
28	4	0,52	10	38,304	0,870
30	4	0,52	10	41,041	0,876
50	4	0,52	10	68,401	0,913
70	4	0,52	10	95,761	0,931
90	4	0,52	10	123,122	0,942
100	4	0,52	10	136,802	0,946
200	4	0,52	10	273,604	0,962
300	4	0,52	10	410,405	0,966

SAC-127

POZOS SAC-132 Y SAC-134

	P (pulgadas)	N (disp/pies)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR∞
	0,1	4	0,49	10	0,133	0,225
	1	4	0,49	10	1,328	0,456
	2	4	0,49	10	2,656	0,545
	4	4	0,49	10	5,312	0,639
	6	4	0,49	10	7,968	0,693
	8	4	0,49	10	10,624	0,730
	10	4	0,49	10	13,280	0,758
	12	4	0,49	10	15,936	0,780
	14	4	0,49	10	18,592	0,798
SAC-132	15,47	4	0,49	10	20,544	0,809
SAC-134	15,54	4	0,49	10	20,637	0,810
	18	4	0,49	10	23,903	0,825
	20	4	0,49	10	26,559	0,836
	22	4	0,49	10	29,215	0,846
	24	4	0,49	10	31,871	0,854
	26	4	0,49	10	34,527	0,861
	28	4	0,49	10	37,183	0,868
	30	4	0,49	10	39,839	0,874
	50	4	0,49	10	66,398	0,911
	70	4	0,49	10	92,958	0,930
	90	4	0,49	10	119,517	0,941
	100	4	0,49	10	132,797	0,945
	200	4	0,49	10	265,594	0,962
	300	4	0,49	10	398,391	0,966

🟨	Penetración alcanzada
🟦	Penetración “máxima”
🟧	Valor asintótico

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 10 (α=10)

PR/PR_{∞} PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP BAJO-BALANCE

	POZOS SAC-159, SAC-161 Y SAC-162					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,4	10	0,168	0,243
	1	5	0,4	10	1,677	0,485
	2	5	0,4	10	3,354	0,576
	4	5	0,4	10	6,707	0,670
	6	5	0,4	10	10,061	0,723
	8	5	0,4	10	13,415	0,759
	10	5	0,4	10	16,768	0,786
	12	5	0,4	10	20,122	0,807
	14	5	0,4	10	23,475	0,823
	16	5	0,4	10	26,829	0,837
	18	5	0,4	10	30,183	0,849
	20	5	0,4	10	33,536	0,859
SAC-161	21,6	5	0,4	10	36,219	0,865
SAC-159	21,96	5	0,4	10	36,823	0,867
SAC-162	21,98	5	0,4	10	36,856	0,867
	24	5	0,4	10	40,244	0,875
	26	5	0,4	10	43,597	0,881
	28	5	0,4	10	46,951	0,887
	30	5	0,4	10	50,304	0,892
	50	5	0,4	10	83,841	0,925
	70	5	0,4	10	117,377	0,940
	90	5	0,4	10	150,913	0,949
	100	5	0,4	10	167,681	0,952
	200	5	0,4	10	335,363	0,965
	300	5	0,4	10	503,044	0,968

POZO SAC-154D

	P (pulgadas)	N (disp/pies)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR∞
	0,1	5	0,42	10	0,172	0,245
	1	5	0,42	10	1,718	0,488
	2	5	0,42	10	3,436	0,580
	4	5	0,42	10	6,873	0,673
	6	5	0,42	10	10,309	0,726
	8	5	0,42	10	13,746	0,762
	10	5	0,42	10	17,182	0,789
	12	5	0,42	10	20,619	0,809
	14	5	0,42	10	24,055	0,826
	16	5	0,42	10	27,492	0,840
	18	5	0,42	10	30,928	0,851
	20	5	0,42	10	34,364	0,861
	22	5	0,42	10	37,801	0,869
	24	5	0,42	10	41,237	0,877
	26	5	0,42	10	44,674	0,883
SAC-154D	26,46	5	0,42	10	45,464	0,885
	28	5	0,42	10	48,110	0,889
	30	5	0,42	10	51,547	0,894
	50	5	0,42	10	85,911	0,926
	70	5	0,42	10	120,276	0,941
	90	5	0,42	10	154,640	0,950
	100	5	0,42	10	171,822	0,953
	200	5	0,42	10	343,645	0,965
	300	5	0,42	10	515,467	0,968

🟨	Penetración alcanzada
🟦	Penetración “máxima”
🟧	Valor asintótico

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 10 (α=10)

PR/PR$_\infty$ PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA PURE

	POZO SAC-42					
	P (pulgadas)	**N (disp/pies)**	**d (pulgadas)**	**α**	**βo**	**PR/PR∞**
	0,1	5	0,44	10	0,176	0,247
	1	5	0,44	10	1,759	0,491
	2	5	0,44	10	3,517	0,583
	4	5	0,44	10	7,035	0,676
	6	5	0,44	10	10,552	0,729
	8	5	0,44	10	14,069	0,765
	10	5	0,44	10	17,587	0,792
	12	5	0,44	10	21,104	0,812
	14	5	0,44	10	24,621	0,828
	16	5	0,44	10	28,139	0,842
	18	5	0,44	10	31,656	0,853
	20	5	0,44	10	35,173	0,863
	22	5	0,44	10	38,690	0,871
SAC-42	23,61	5	0,44	10	41,522	0,877
	24	5	0,44	10	42,208	0,879
	26	5	0,44	10	45,725	0,885
	28	5	0,44	10	49,242	0,891
	30	5	0,44	10	52,760	0,896
	50	5	0,44	10	87,933	0,927
	70	5	0,44	10	123,106	0,942
	90	5	0,44	10	158,279	0,950
	100	5	0,44	10	175,866	0,953
	200	5	0,44	10	351,732	0,965
	300	5	0,44	10	527,597	0,968

POZOS SAC-186, SAC-189 Y SAC-191

	P (pulgadas)	N (disp/pies)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR∞
	0,1	5	0,46	10	0,180	0,249
	1	5	0,46	10	1,798	0,494
	2	5	0,46	10	3,596	0,586
	4	5	0,46	10	7,193	0,679
	6	5	0,46	10	10,789	0,732
	8	5	0,46	10	14,385	0,768
	10	5	0,46	10	17,982	0,794
	12	5	0,46	10	21,578	0,814
	14	5	0,46	10	25,175	0,831
	16	5	0,46	10	28,771	0,844
	18	5	0,46	10	32,367	0,855
SAC-186	19,61	5	0,46	10	35,262	0,863
SAC-191	21,36	5	0,46	10	38,409	0,871
SAC-189	21,81	5	0,46	10	39,218	0,872
	24	5	0,46	10	43,156	0,880
	26	5	0,46	10	46,753	0,887
	28	5	0,46	10	50,349	0,892
	30	5	0,46	10	53,945	0,897
	50	5	0,46	10	89,909	0,928
	70	5	0,46	10	125,873	0,943
	90	5	0,46	10	161,836	0,951
	100	5	0,46	10	179,818	0,954
	200	5	0,46	10	359,637	0,965
	300	5	0,46	10	539,455	0,968

🟨	Penetración alcanzada
🟦	Penetración “máxima”
🟧	Valor asintótico

ANÁLISIS TÉCNICO PARA ANISOTROPÍA 10 (α=10)

PR PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRWLINE

WIRELINE							
POZOS	**re**	**Df**	**D**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
121	786,67	1573,34	9,84	12,1	1,324	0,759	1,005
	786,67	1573,34	9,84	26	1,568	0,844	1,323
127	851,37	1702,74	9,84	15,87	1,388	0,815	1,131
	851,37	1702,74	9,84	26	1,554	0,864	1,343
132	946,52	1893,04	9,84	15,47	1,370	0,809	1,109
	946,52	1893,04	9,84	26	1,537	0,861	1,324
134	888,56	1777,12	9,84	15,54	1,378	0,81	1,116
	888,56	1777,12	9,84	26	1,547	0,861	1,332

PR PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP BAJO-BALANCE

TCP BAJO-BALANCE							
POZOS	**re**	**Df**	**D**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
154D	888,56	1777,12	6,96	26,46	1,635	0,885	1,447
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,883	1,437
159	813,64	1627,28	6,96	21,96	1,574	0,867	1,365
	813,64	1627,28	6,96	26	1,644	0,881	1,448
161	882,54	1765,08	6,96	21,6	1,555	0,865	1,345
	882,54	1765,08	6,96	26	1,629	0,881	1,435
162	838,25	1676,5	6,96	21,98	1,570	0,867	1,361
	838,25	1676,5	6,96	26	1,638	0,881	1,443

PR PARA POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA PURE

PURE							
POZOS	**re**	**Df**	**D**	**P**	**PR∞**	**PR/PR∞**	**PR**
42	935,04	1870,08	6,96	23,61	1,579	0,877	1,385
	935,04	1870,08	6,96	26	1,618	0,885	1,432
186	888,56	1777,12	6,96	19,61	1,518	0,863	1,310
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,887	1,443
189	888,56	1777,12	6,96	21,81	1,557	0,872	1,358
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,887	1,443
191	888,56	1777,12	6,96	21,36	1,549	0,871	1,350
	888,56	1777,12	6,96	26	1,627	0,887	1,443

ANEXO 4

TABLA DE VARIOS POZOS PRODUCTORES DE PETROPRODUCCIÓN CON SU RESPECTIVO FACTOR DE DAÑO TOTAL

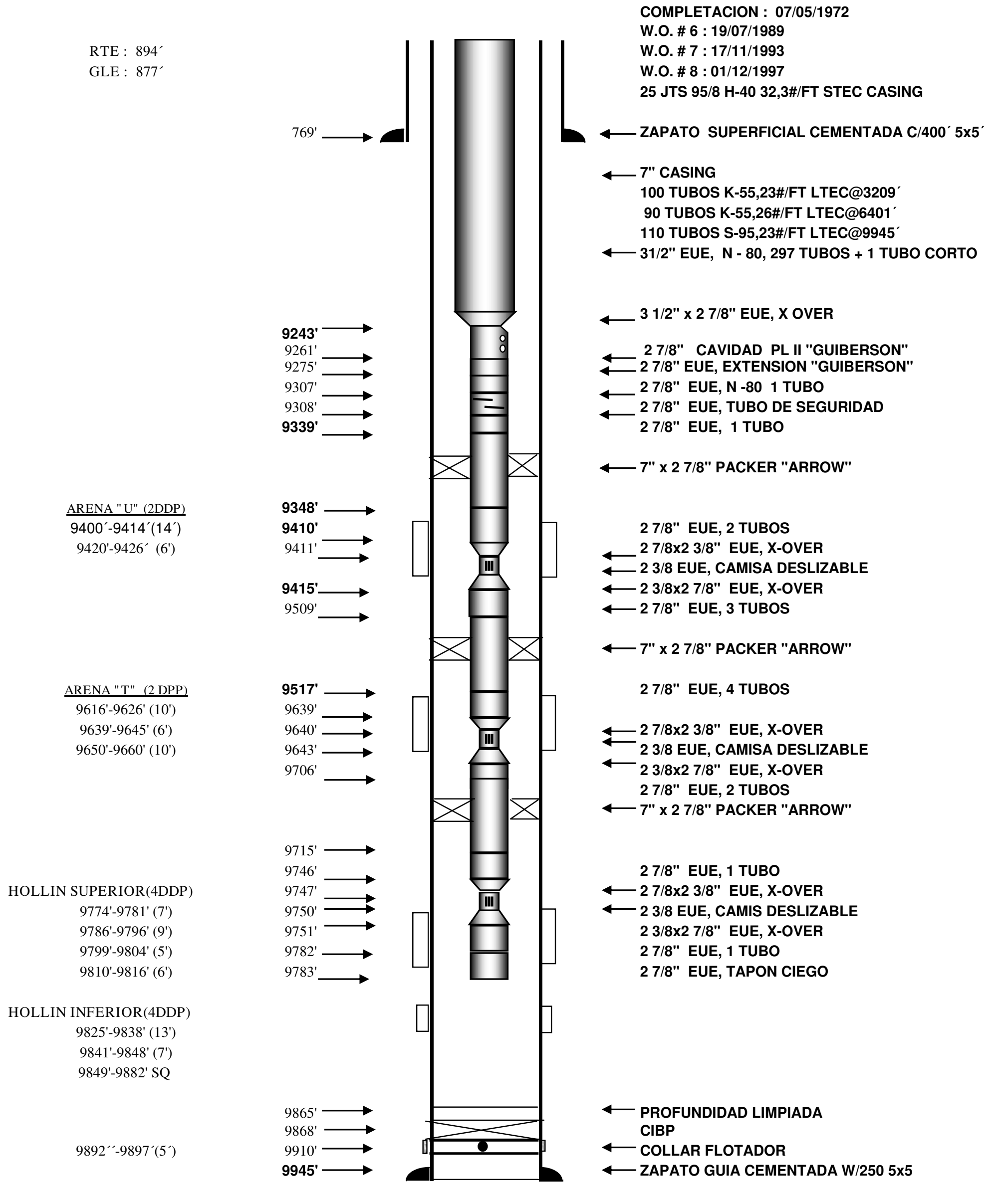
ARENA	DAÑO TOTAL																
	>20	20	18	15	11	10	6	5	4	3	2	1	0,6	-0,45	-0,7	-1	-2
Hi												AUC-51					
Hi	AUC-53																
Hi											CON-01						
Hs+i														AUC-60D			
Hs+i							CON-07										
U		AUC-31															
U+T																	LA-9B
U								LA-38									
U		GTA-02															
Ui+m					GTA-06												
Ui						GTA-17D											
Ui															ATA-13		
Ui																ATA-14	
Ui	ATA-15																
Ui								ATA-17									
Ti			ATA-16														
Ti										ATA-18							
BT												SAC-42					
Ui													SAC-155D				
Ui													SAC-184				
Ti				SAC-137													
Ti								SAC-176D									
Hs								SAC-189									
Hs								SAC-191									
Hs										SAC-198							
Hi													SAC-154D				
Ts+i							SSF-60										
Ts+i							SSF-80										
T									SSF-111D								
Us								SSF-96H									
U						SSF-98D											
BT				SSF-107D													
															PURE	TCP	WL

ANEXO 5

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS SACHA-09 Y SACHA-43

SACHA 09

W.O. # 08



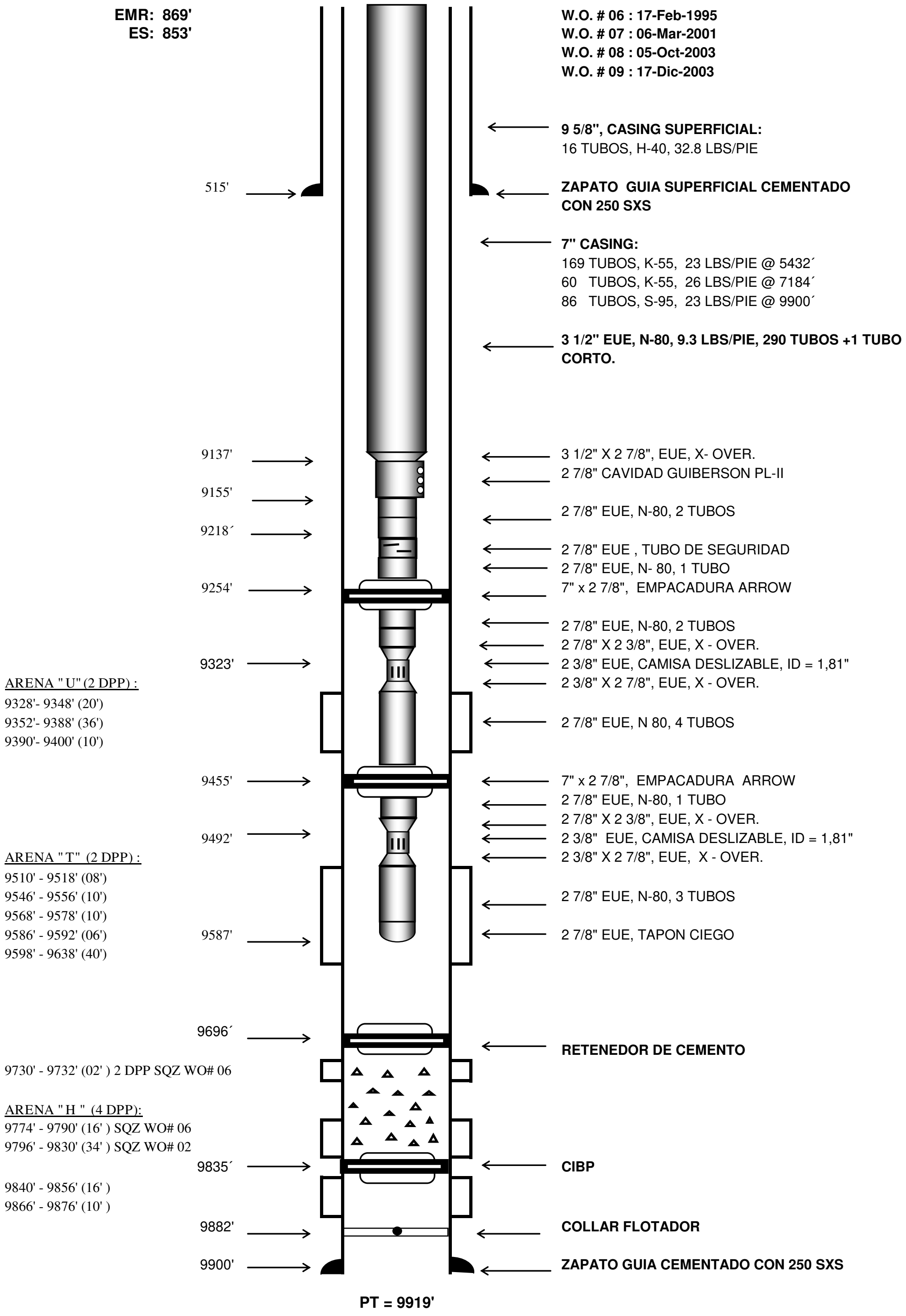
POR: L. AGUIRRE/ M.F.

SACHA - 43

W.O. # 09

COMPLETACIÓN INICIAL : 24-Mayo-1972

W.O. # 06 : 17-Feb-1995
W.O. # 07 : 06-Mar-2001
W.O. # 08 : 05-Oct-2003
W.O. # 09 : 17-Dic-2003



POR: V .E. / H.R.

ANEXO 6

PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL BAJO-BALANCEADA EN ARENAS Y CALIZAS

A.3.1. Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajo-balanceada en arenas.

Para determinar la presión bajo-balanceada que contrarreste el efecto skin, es importante clasificar la formación en: Consolidada ó No-consolidada. Una forma de lograr esto es mediante el análisis de la respuesta de los registros de densidad ó sónico en las lutitas limpias adyacentes a la zona productora.

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

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

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

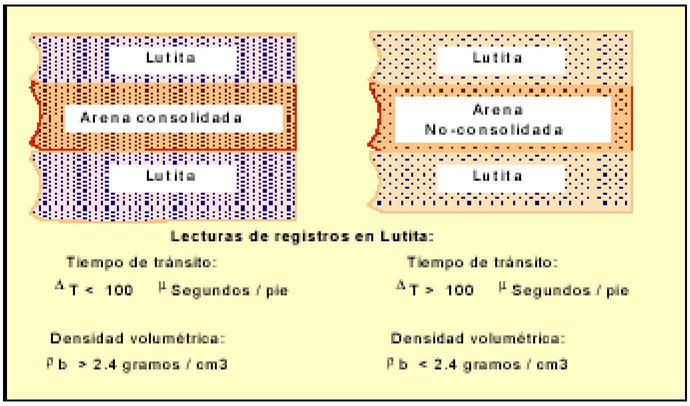


Figura: Respuestas de los registros sónicos y densidad en arenas

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

La razón de usar el tiempo de tránsito de las barreras de lutitas adyacentes, abajo o arriba, en lugar de la arena misma, es que el tiempo de tránsito de la lutita está relacionado directamente con su compactación. El grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena. Si se usara el tiempo de tránsito de la arena para determinar su compactación, sería necesario hacer correcciones por tipo de hidrocarburo, densidad de los granos de arena, porosidad de la zona, saturación de agua, etc., muchos de estos datos no están disponibles y deben ser supuestos, por lo que es posible tener un resultado erróneo.

A.3.1.1. Arenas consolidadas

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

1. Determinación de la presión bajobalanceada máxima (∆Pmax). Hay dos maneras de encontrar la presión diferencial máxima:

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

b). La resistencia compresiva de formación puede ser usada también para calcular la ∆Pmáx. De acuerdo a pruebas hechas en laboratorio con núcleos de formación, no hay movimiento en la matriz de formación hasta que el esfuerzo efectivo excede 1.7 veces la resistencia compresiva de la formación. El esfuerzo efectivo es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. Por lo tanto, la presión de poro mínima es igual a la presión de sobrecarga menos 1.7 veces la resistencia compresiva. Esto significa que la presión bajo balanceada máxima es la presión de formación menos la presión de poro mínima.

$$\sigma z = \sigma \mathrm{sob} - \mathrm{Pp}$$

$$\sigma z \leq 1.7 \times \mathrm{Rc}$$

$$\mathrm{Pp\,min} = \sigma \mathrm{sob} - 1.7 \times \mathrm{Rc}$$

$$\Delta \mathrm{P\,max} = \mathrm{Pf} - \mathrm{Pp\,min}$$

2. Determinación de la presión bajobalanceada mínima (∆Pmín)

En base a estudios estadísticos se ha llegado a establecer un rango de valores mínimos para yacimientos de arenas, estos valores se encuentran en la tabla de la figura 1.12, como se observa en esta tabla, el valor de ∆P depende de 2 factores: La permeabilidad de la formación y el fluido contenido (Aceite o gas).

Arena con aceite:

$$\Delta P\,\min = \frac{3500}{k^{0.37}}$$

Arena con gas:

$$\Delta P\,\min = \frac{2500}{k^{0.17}}$$

3. Determinación del punto medio de presión ∆Pmed.

Una vez determinado ∆Pmáx y ∆Pmín en los pasos anteriores, se determina el punto medio de presión y la presión diferencial bajobalanceada .P de la manera siguiente:

$$\Delta P\,med = \frac{\Delta P\,max - \Delta P\,min}{2}$$

a). Si los registros indican una invasión somera y/o se usó cemento con baja pérdida de agua, ∆P estará entre ∆Pmín y el punto medio.

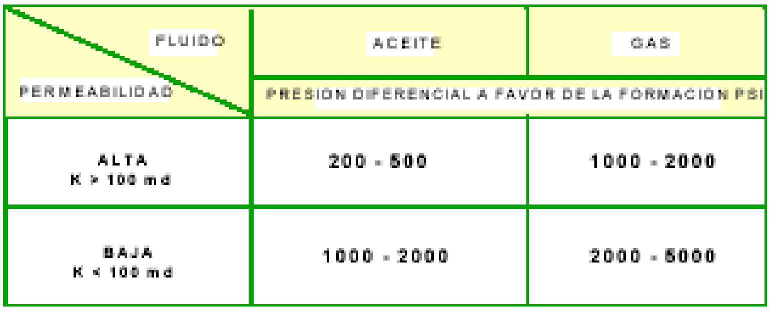
b). Si los registros indican una invasión de media a profunda y/o se usó cemento de media a alta pérdida de agua, ∆P estará entre el punto medio y ∆Pmáx.

Si la presión diferencial calculada (∆P) está fuera de los rangos mostrados en la tabla 10, ajustar el valor de la presión al mínimo o máximo. Una vez que se obtiene la presión diferencial requerida para efectuar el disparo, se calcula la presión hidrostática a la profundidad del intervalo productor al momento del disparo.

$$Ph = Pf - \Delta P$$

La densidad requerida para generar la presión hidrostática de la ecuación anterior es calculada como sigue:

$$\rho b = \frac{Ph}{1.4228 \times Dv}$$



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

Figura: Presión diferencial previa al disparo

La presión hidrostática de una columna de fluido es:

$$Ph = 1.4228 \times Dv \times \rho f$$

En el caso de no contar con el dato de la presión de formación puede calcularse en base al lodo de perforación usado para controlar la zona de interés suponiendo:

$$Pf \leq Phl$$

$$Phl = 1.4228 \times Dv \times \rho l$$

En la tabla de la figura 1.12 se observa que para zonas de baja permeabilidad se requieren presiones diferenciales más altas para forzar a los fluidos a través de los poros. De igual forma, en una zona de gas debido a que éste tiene una mayor compresibilidad no se expande tan fácilmente como el aceite después de ser comprimido durante la perforación.

A.3.1.2. Arenas no-consolidada

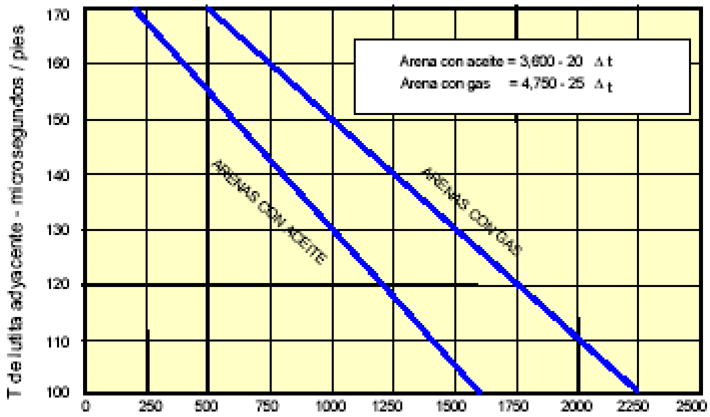


Figura: Gráfico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro sónico

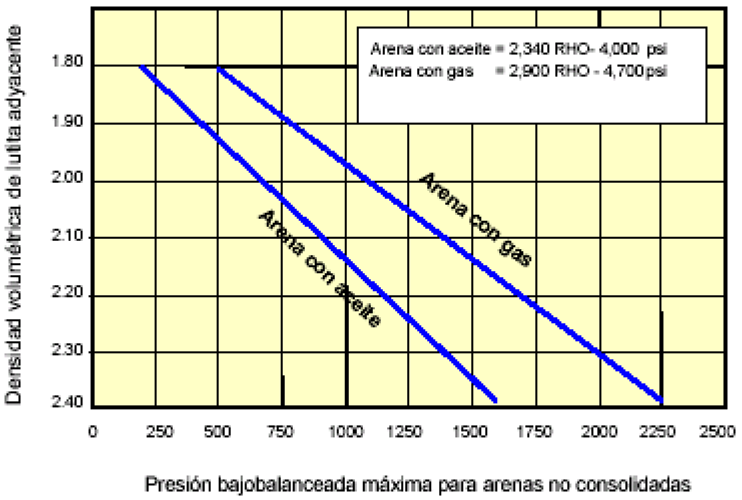


Figura: Gráfico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro de densidad

Las graficas de las figuras 1.13 y 1.14 relacionan la máxima presión diferencial con el tiempo de tránsito ∆t o la densidad ρb de las lutitas adyacentes para arenas no-consolidadas. Si se cuenta con una buena medida de la resistencia compresiva de la formación, es posible determinar la ∆Pmáx para formaciones no-consolidadas esto es empleando el mismo procedimiento que se utiliza para arenas consolidadas, el cual consiste en restar la presión de poro mínima para generar movimiento de arena, de la presión de la formación.

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

1. Escoja la ΔPmáx .

Presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con aceite:

$$\Delta \mathrm{P}\max = 3600 - 20\Delta \mathrm{t}.....(\mathrm{psi})$$

$$\Delta \mathrm{P}\max = 2340\rho \mathrm{b} - 4000.....(\mathrm{psi})$$

Presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con gas:

$$\Delta \mathrm{P}\max = 4750 - 25\Delta \mathrm{t}.....(\mathrm{psi})$$

$$\Delta \mathrm{P}\max = 2900\rho \mathrm{b} - 4700.....(\mathrm{psi})$$

2. Escoja la ΔPmín. Usando la permeabilidad de la formación, determine la Pmín mediante las ecuaciones usadas en la determinación de la presión bajobalanceada mínima para arenas consolidadas, para zonas de aceite y gas respectivamente.

3. Determine la presión del punto medio. Siga el mismo procedimiento establecido para arenas consolidadas.

$$\Delta P\,\text{med} = \frac{\Delta P\,\text{max} - \Delta P\,\text{min}}{2}$$

A.3.2. Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajo-balanceada en carbonatos.

Para el caso de formaciones de carbonatos, no se dispone de un estudio estadístico riguroso ni de experimentos de laboratorio. En algunos países como Venezuela, se ha trabajado con rangos de presiones diferenciales entre 1,500 y 3.500 psi, sin que se presenten problemas de derrumbe.

En México se han efectuado trabajos con pistolas bajadas con tubería (DBT) con resultados diferentes. La presión diferencial aplicada al momento del disparo ha variado en general entre 1,000 y 5,000 psi. Sin embargo existen casos en los que se han tenido problemas de derrumbe aplicando presiones muy diferentes (7000 psi en un caso y 1000 psi en otro). En ambos pozos la formación disparada era caliza tipo mudstone con muy baja porosidad. Debido a lo anterior es recomendable realizar un estudio mas profundo cuando se determine la ∆Pmáx aplicable, en donde ∆Pmáx es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática mínima para evitar el derrumbe.

A.3.2.1. Aplicación del Registro Sónico

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

$$\mathrm{Ph} = \mathrm{Pf} - \mathrm{Ph(min)}$$

$$\mathrm{Ph(min)} = 1.422 \times \mathrm{Dv} \times \rho(\mathrm{registro})$$

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

a). Si ∆Pmáx, obtenida del producto WBS (Well Bore Stability) o similar es mayor de 1,000 psi se tomará:

Para gas:

$$Ph = Pf - (\Delta Pmáx \times 0.8)$$

Para aceite:

$$Ph = Pf - (\Delta Pmáx \times 0.6)$$

b). Si ∆Pmáx, obtenida del producto WBS o similar es menor de 1,000 psi se tomará:

Para gas:

$$Ph = Pf - (\Delta Pmáx \times 0.6)$$

Para aceite:

$$Ph = Pf - (\Delta Pmáx \times 0.4)$$

$$\Delta P = Pf - Ph$$

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

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

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

Para complementar los métodos ya mencionados a continuación se incluye la gráfica de King (figura 1.15) que muestra el efecto de la permeabilidad para determinar el desbalance requerido en pozos de aceite y gas. Esta gráfica, según el autor puede ser aplicable a formaciones de arenas y carbonatos.

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

ΔP min = 300 psi.

Usar ΔP de 400-500 psi

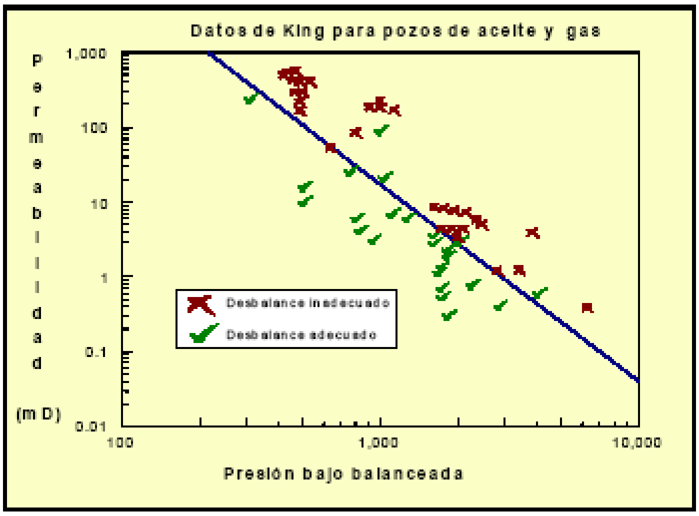


Figura: Efecto de la permeabilidad en la presión bajo - balanceada

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

De la gráfica de King:

ΔP min = 1000 psi.

Usar ΔP de 1200-1500 psi

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

ANEXO 7

MAPA DEL CAMPO SACHA

BIBLIOGRAFÍA

1. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, Perforating Solutions, U.S.A., 2005.

2. JAMES E. BROOKS, SPE, Schlumberger Perforating and Testing; “A Simple Method for Estimating Well Productivity”, paper SPE 38148, 1997.

3. BAKKER E., BEHRMAN L., MILTON P., SALSMAN A., STUTZ L. & UNDERDOWN D; “La nueva dinámica de operaciones de disparos en condiciones de bajo balance”, Oilfield Review, Primavera 2003/2004.

4. BEHRMAN L., BROOKS J., FARRANT S., FAYARD A., BROWN A., MICHAEL C., SMITH P. & UNDERDOWN D; “Técnicas de Diseño de Disparos para Optimizar la Productividad”, Oilfield Review, Verano 2000.

5. ECONOMIDES M., HILL D. & ECONOMIDES C.; Petroleum Production System, U.S.A., 1994.

6. GORDILLO S., “Análisis Técnico de la Eficacia del punzonamiento con Cargas de Alta Penetración en los Campos de Petroproducción”, Tesis no publicada, FIGEMPA, Universidad Central, 2006.

7. FORERO A., BAKER ATLAS; “Conceptos y Técnicas de Cañoneo”, 2002.

8. CRAFT B. & HAWKINS F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, 1959.

9. ROMÁN H., Apuntes de Facilidades de Superficie, ESPOL, 2005.

10. Página Web: www.slb.com/oilfield

11. Página Web: www.connect.slb.com