



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE
PUNZONAMIENTOS CON CAÑONES ANCLADOS EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI”**

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Fernando Carrasco Chipe

Manuel Guamo Lema

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2012

A G R A D E C I M I E N T O

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. Kléber Malavé nuestro Director de Tesis por su invaluable apoyo para la culminación de este trabajo. Al Ing. Alejandro Villarreal de la CIA. Schlumberger e Ing. Daniel Cueva CIA. Baker Hughes 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 área Shushufindi de EPPETROECUADOR por la ayuda y atención prestada durante nuestra estadía en el Distrito Amazónico.

Fernando Carrasco C.

Manuel Guamo L.

DEDICATORIA

A mis padres, Luis Carrasco y Elvira Chipe, 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.

Fernando Carrasco C.

Dedico todo mi trabajo y esfuerzo a aquella persona que siempre creyó y confió en mí, a la persona que sacrificó mucho de sí 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 Rosa Lema Romero, mi madre.

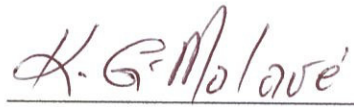
Manuel Guamo L.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN




Ing. Eduardo Santos

SUB-DECANO FICT



Ing. Kléber Malavé Tomalá

DIRECTOR DE TESIS



Ing. Heinz Terán

VOCAL

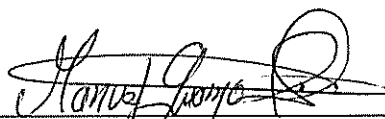
DECLARACIÓN EXPRESA

"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)



Fernando Carrasco Chipe



Manuel Guamo Lema

RESUMEN

La tesis está orientada a efectuar un Análisis Técnico - Económico de la aplicación de disparos con cañones anclados, utilizando los del tipo MAXR y ONE-TRIP, comparándolos con las técnicas TCP. Para establecer cuál de estas tecnologías ofrece el mejor Costo-Beneficio, mediante los resultados obtenidos en las zonas disparadas y evaluadas.

El primer capítulo contiene una introducción a los aspectos teóricos involucrados en la descripción del Campo Shushufindi – Drago y los sistemas de bombeo, explicando sus fundamentos de aplicación, ventajas y limitaciones.

Dentro del capítulo 2 se realiza una descripción detallada de cada una de los sistemas de cañoneo, 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.

En el capítulo 3 se revisan los aspectos teóricos involucrados en la tecnología de los disparos, tales como los factores que afectan la productividad de un pozo, los resultados de una operación de cañoneo y la secuencia de los aspectos físicos y químicos que generan un disparo.

En el capítulo 4 se efectúa la respectiva selección de pozos, que para este estudio fueron tomados del campo Shushufindi y Drago; detallando para cada uno de ellos las características petrofísicas y de fluidos, historiales de producción y de reacondicionamiento; y el análisis de restauración de presión.

Del capítulo 5. La operación de cañoneo resulte más eficiente básicamente en las penetraciones alcanzadas y por ende en las relaciones de productividades estimadas a partir de estas, sin dejar de tomar en cuenta el daño total generado por las diferentes técnicas en estudio. Finalmente se realiza una la evaluación económica, que permita decidir cuál de las técnicas analizadas es factible aplicar desde el punto de vista económico.

RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS.....	XI
SIMBOLOGÍA.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	1

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO 1.....	3
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS CAMPOS DRAGO Y SHUSHUFINDI.....	3
1.1.CAMPO DRAGO	3
1.1.1. Información general del Campo	4
1.1.2. Geología y estratigrafía del campo	5
1.2.CAMPO SHUSHUFINDI	7
1.2.1. Información general del campo	7
1.2.2. Geología y estratigrafía del campo	9
1.2.3. Características del área Shushufindi.....	11
1.3.DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS EN EL CAMPO	12
1.3.1. BOMBEO HIDRÁULICO	12
1.3.1.1. Tipos de Bombeo Hidráulico	12
1.3.1.2. Ventajas	15
1.3.1.3. Desventajas	15
1.3.2. BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (BES)	16
1.3.2.1. Aplicaciones.....	16
1.3.2.2. Ventajas	18
1.3.2.3. Desventajas	18
CAPITULO 2.....	20
SISTEMAS DE CAÑONEO DISPONIBLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA.....	20
2.1.INTRODUCCIÓN.....	20
2.2.CAÑONEO CON CABLE (WIRELINE)	21
2.2.1. CASING GUN	21
2.2.1.1. Ventajas del sistema	23
2.2.1.2. Desventajas del sistema	23
2.2.2. CAÑONES DE TUBERÍA (THROUGH TUBING GUN)	23

2.2.2.1.	Ventajas del sistema	25
2.2.2.2.	Desventajas del sistema	26
2.3.CAÑONES CORRIDOS CON TUBERÍA - TCP (TUBING CONVEYED		
PERFORATING)		26
2.3.1.	Ventajas del sistema	29
2.3.2.	Desventajas del sistema	30
1. 2.4.FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS		
DISPAROS.....		31
2.4.1.	Presión diferencial.....	31
2.4.2.	Bajo Balance	31
2.4.3.	Bajo balance Dinámico	32
2.4.4.	Surgencia Dinámica	33
2.4.5.	Sobrebalance.....	34
2.4.6.	Sobrebalance Extremo.....	34
2.5.PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO		35
2.5.1.	Configuración de la carga (Angulo de Fase)	35
2.5.2.	Diámetro del cañón	35
2.5.3.	Separación entre el cañón y la zona disparada (Clearance)	35
2.5.4.	Material del revestidor	36
2.5.5.	Determinación de la densidad de los disparos.....	36
2.5.6.	Daños estructurales del cemento y de la tubería de revestimiento.....	37
2.5.7.	Ubicación de los cañones en profundidad.....	37
2.6.Factores que afectan la productividad de un pozo		38
2.6.1.	Daño generado por el disparo	39
2.6.2.	Daño generado por el fluido de perforación	39
2.6.3.	Daño causado por el fluido de la completación	40
2.6.4.	Determinación de la efectividad de los disparos	41
CAPITULO 3.....		42
TÉCNICAS DE DISPAROS CON CAÑONES ANCLADOS		
3.1.DESCRIPCIÓN DEL CAÑONEO CON SISTEMAS DE ANCLAJE.....		42
3.1.1.	Sistema MAXR.....	43
3.1.1.1.	Operación del MAXR	44
3.1.1.2.	Secciones del MAXR.....	45
3.1.1.3.	Operación de la cabeza de disparo.....	46
3.1.1.4.	Características del anclaje	48
3.1.1.5.	Componentes del sistema	48
3.1.1.6.	Ventajas del MAXR.....	53
3.1.1.7.	Procedimiento para cañonear con MAXR-PURE.....	54
3.1.2.	Sistema One Trip - Un solo viaje	55
3.1.2.1.	Aplicaciones.....	56
3.1.2.2.	Ventajas del Sistema ONE-TRIP	56
3.1.2.3.	Limitaciones del Sistema ONE-TRIP	57
3.1.2.4.	Procedimiento Operativo del Cañoneo con ONE TRIP-DUO	57
3.2.CAÑONEO CON BAJO-BALANCE DINÁMICO.....		58
3.2.1.	Técnica PURE - (Perforating Ultimate Reservoir Exploitation) o Disparos para la Explotación Total del Yacimiento.....	59

3.2.1.1.	Principio operativo	59
3.2.1.2.	Aplicaciones.....	60
3.2.1.3.	Configuración del sistema.....	61
3.2.1.4.	Requerimientos para aplicar PURE	62
3.2.1.5.	Ventajas del Sistema.....	63
3.2.2.	Técnica DUO (Optimización del Bajo Balance Dinámico).....	64
3.2.2.1.	Principio teórico.....	64
3.2.2.2.	Configuración con DUO.....	65
3.2.2.3.	Aplicaciones del Sistema	66
3.2.2.4.	Ventajas del Sistema.....	68
CAPITULO 4.....		69
CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS ANALIZADOS.....		69
4.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN		69
4.2 ARENISCAS PRODUCTORES		71
4.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS DISPARADAS		73
4.4 DATOS INICIALES DE PRODUCCIÓN		75
4.5 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN		77
4.6 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS (Workover).....		88
4.7 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (Build up test)		91
CAPITULO 5.....		93
ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO ENTRE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO SELECCIONADOS		93
5.1. ANÁLISIS TÉCNICO		93
5.1.1.	Efectividad de los disparos	93
5.1.1.1.	Cálculo del Radio de Invasión	94
5.1.1.2.	Estimación de la profundidad de los disparos	96
5.1.1.3.	Comparación entre el Radio de Invasión y el Alcance de los Disparos. 99	
5.1.2.	Método Simple para estimar la productividad (PR) de un pozo	100
5.1.3.	Análisis a partir del Daño Total (St)	108
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO		109
5.2.1.	Detalles de los costos de operación referidos a cada método	109
5.2.1.1.	Costo estimado de operación	109
5.2.1.2.	Costos por Cañoneo.....	111
5.2.2.	Evaluación comparativa de los pozos seleccionados.....	117
5.2.3.	Discusión de los resultados	121
CAPÍTULO 6.....		122
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		122
6.1. CONCLUSIONES.....		122
6.2. RECOMENDACIONES		123
ANEXOS		125
BIBLIOGRAFÍA.....		192

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 Sobrebalance
ft	Pies
GOR	Relación Gas Petróleo
GR	Registros de Rayos Gamma
IPA	Índice de Productividad Real
IPI	Índice de Productividad Ideal
MM	Millones
md	Milidarcies
PPS	Levantamiento por Bombeo Eléctrico
PPH	Levantamiento por Bombeo Hidráulico
ppm	Partes por millón
psi	libras por pulgada cuadrada
psia	libras por pulgada cuadrada absolutas
plg	Pulgadas

PURE	Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation
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

<i>BSW</i>	Porcentaje de Agua y Sedimentos
<i>Df</i>	Diámetro del reservorio
<i>D</i>	Diámetro del pozo
<i>d</i>	Diámetro del túnel de perforación
<i>J</i>	Índice de Productividad
<i>k</i>	Permeabilidad
<i>ks</i>	Permeabilidad en la zona dañada
<i>ko</i>	Permeabilidad al petróleo
<i>h_T</i>	Espesor del reservorio
<i>h_o</i>	Intervalo disparado
<i>p_c</i>	Presión en la cabeza del pozo
<i>N</i>	Densidad de disparos
<i>P</i>	Profundidad de penetración de los disparos
<i>PR</i>	Relación de productividad
<i>PR_∞</i>	Razón de Productividad máxima
<i>PR/</i>	Eficiencia de Productividad
<i>PR_∞</i>	
<i>p_{ws}</i>	Presión de fondo
<i>p_{wf}</i>	Presión de fondo fluyente
<i>p_b</i>	Presión de burbuja
<i>Q</i>	Tasa de producción de una completación disparada
<i>QD</i>	Tasa de producción para un pozo con agujero abierto
<i>Q_∞</i>	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
S_f	Factor de daño de formación
S_t	Factor de daño total en el pozo
T_y	Temperatura de yacimiento
β_o	Parámetro adimensional basado en P, N, α , d (no daño)
α	Anisotropía
β_{oil}	Factor Volumétrico de formación del petróleo
\emptyset	Porosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

Fig. 1.1 Ubicación geográfica del campo	4
Fig. 1.2 Mapa de la Ubicación del Campo Shushufindi	8
Fig. 1.3 Describe el sistema integral de un circuito abierto de bombeo hidráulico	14
Fig. 1.4 Componentes del Sistema de Bombeo Electrosomergible	17
Fig. 2.1 Cañoneo Casing Gun	22
Fig. 2.2 Cañoneo Through Tubing Gun	24
Fig. 2.3 Cañones desechables y semidesechables	24
Fig. 2.4 Cañoneo TCP	27
Fig. 2.5 Cañones entubados	28
Fig.2.6Disparosen bajo balance.....	32
Fig.2.7Tipos de Bajo balance.....	33
Fig.2.8Disparosensobrebalance.....	34
Fig. 2.9 Daño a la formación por el disparo	39
Fig. 3.1 Ensamblaje MAXR (ancla Monobore)	46
Fig. 3.2 Monitoreo de presiones durante el proceso de cañoneo	47
Fig. 3.3 Sarta MAXR - PURE	49
Fig. 3.4 Posiciones del MAXR	51
Fig. 3.5Sección de Liberación Automática	53
Fig. 3.6 Técnica de bajo balance dinámico.....	58
Fig. 3.7 Resultados de la técnica PURE	60
Fig. 3.8 Configuración con sarta PURE	62
Fig. 3.9 Configuración con sarta DUO	65
Fig. 3.10 Válvula IGPV	66
Fig. 3.11 Sarta de cañoneo ONE-TRIP.....	67
Fig. 5.1 Radio de Invasión.....	94

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

TABLA 1.1 Características del Área Shushufindi	11
TABLA 1.2 Producciones obtenidas en Shushufindi por medio de Levantamiento Artificial.....	19
TABLA 4.1 Pozos disparados con Anclas	69
TABLA 4.2 Pozos disparados con TCP	70
TABLA 4.3 Valores Promedios de los Parámetros Petrofísicos	71
TABLA 4.4 Arenas Productoras.....	72
TABLA 4.5 Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos.....	73
TABLA 4.6 Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos.....	74
TABLA 4.7 Pruebas Iniciales de Pozos Cañoneados con Anclajes.....	75
TABLA 4.8 Pruebas Iniciales de Pozos Cañoneados con TCP	76
TABLA 4.9 Historial de Producción SSF – 116D.....	78
TABLA 4.10 Historial de Producción SSF – 119D.....	79
TABLA 4.11 Historial de Producción SSF – 122D.....	80
TABLA 4.12 Historial de Producción SSF – 140D.....	81
TABLA 4.13 Historial de Producción DRG – N20D	82
TABLA 4.14 Historial de Producción SSFD – 128D	83
TABLA 4.15 Historial de Producción SSFD – 131D.....	84
TABLA 4.16 Historial de Producción SSFD – 134D.....	85
TABLA 4.17 Historial de Producción DRG – E8D	86
TABLA 4.18 Historial de Producción DRG – E9D	87
TABLA 4.19 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 119D	88
TABLA 4.20 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 122D	89
TABLA 4.21 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 140D	89
TABLA 4.22 Historial de Reacondicionamiento DRG – N20D.....	90
TABLA 4.23 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 131D	90
TABLA 4.24 Historial de Reacondicionamiento DRG – E9D.....	91
TABLA 4.25 Pruebas de Restauración de Presión.....	92
TABLA 5.1 "Rs" de Pozos Cañoneados con TCP.....	95
TABLA 5.2 "Rs" de Pozos Cañoneados con Sistemas De Anclajes.....	95
TABLA 5.3 Penetración con TCP.....	97

TABLA 5.4 Penetración con Sistema de Anclajes.....	98
TABLA 5.5 “Rs” vs. “P” de Pozos Cañoneados con TCP.....	99
TABLA 5.6 “Rs” vs. “P” de Pozos Cañoneados con Sistema De Anclajes.....	100
TABLA 5.7 Resultados de Relación de Productividad para Pozos Cañoneados con TCP	104
TABLA 5.8 Resultados de Relación de Productividad para Pozos Cañoneados con Sistemas de Anclajes	106
TABLA 5.9 Daño total en los Pozos Seleccionados	108
TABLA 5.10 CostosdeOperación TCP.....	110
TABLA 5.11CostosdeOperación Anclaje	110
TABLA 5.12 Costos Promedios de Cañoneo TCP	112
TABLA 5.13 Costos Promedios de Cañoneo MAXR - PURE.....	114
TABLA 5.14 Costos Promedios de Cañoneo ONE TRIP	115
TABLA 5.15 Inversión por técnica	116
TABLA 5.16 Resultados del Primer Escenario	118
TABLA 5.17 Resultados del Segundo Escenario	119
TABLA 5.18 Resultados del Tercer Escenario.....	120

INTRODUCCIÓN

La terminación de los trabajos en un pozo para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, lo 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 gran importancia porque de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de trabajos de Workover. Por tal motivo los cañoneos de pozos de petróleo o gas, deben diseñarse para que se alargue al máximo la vida útil del pozo.

Es de vital importancia minimizar el factor de daño (S) ocasionado por el proceso de cañoneo, ya que las productividades dependen directamente de ello y por ende el IP. Por tanto, Es importante que la eficiencia de cañoneo y que las penetraciones alcanzada sean óptima.

Los avances logrados con las aplicaciones de las anclas combinadas con la técnica Bajo Balance, permiten incrementar considerablemente la productividad de hidrocarburos, principalmente por la eliminación del daño de formación, teniendo como premisa un buen potencial Hidrocarburífero.

Los cañones anclados se corren junto con una completación definitiva de producción, a esto se debe su principal implementación en campos de desarrollo.

El objetivo en plantear un Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes Técnicas de Cañoneo en los campos operados por EPPetroecuador, fue en determinar qué Sistema de cañoneo es el más eficiente técnicamente y el más recomendado en el punto de vista económico.

Para lograrlo se seleccionaron diez pozos del campo Shushufindi, correspondiente a los Sistemas TCP, MAXR y ONE TRIP ejecutado un Bajo-balance estático y dinámico, haciéndoles análisis de penetración, razón de productividad y daño total de formación.

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.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS CAMPOS DRAGO Y SHUSHUFINDI

La ubicación geográfica, la geología y la estratigrafía de los campos Drago y Shushufindi, donde se aplican las técnicas de disparo que se analizan en este estudio se describen a continuación.

1.1. CAMPO DRAGO

Los registros de información sísmica 3D sobre el área Shushufindi – Aguarico permitieron identificar la existencia del campo.

En septiembre del 2007 se perforó y completó el pozo exploratorio Drago 01 que determinó la presencia de hidrocarburos comerciales a nivel de los yacimientos Napo U y T. Las pruebas iniciales de producción dieron los siguientes resultados: T: 293 BPPD, Ui: 879 BPPD y Us: 677 BPPD, con un API promedio de 29°. El descubrimiento del campo permitió a EPPETROECUADOR incorporar 38.1 MMbbls de reservas probadas y 4.2 como reservas probables. A diciembre 2011 se han perforado 14 pozos obteniéndose una producción promedio de 7,967 BPPD. En los próximos tres años se tiene planificado perforar 21 pozos de desarrollo para alcanzar una producción de 20.000 BPPD.

1.1.1. Información general del Campo

Está situado en el eje de la cuenca Oriente, formando parte del corredor Sacha –Shushufindi y se encuentra en la provincia de Sucumbíos a 24 Km. al oeste de Shushufindi. En el **Anexo 1** se muestra un mapa estructural del área Shushufindi.

Geográficamente se extiende desde los $00^{\circ}10'4.229''$ hasta $00^{\circ}12'26.483''$ de latitud Sur, y desde los $76^{\circ}42'26.483''$ hasta los $76^{\circ}44'26.045''$ de longitud Oeste. La figura 1.1 muestra su ubicación geográfica.

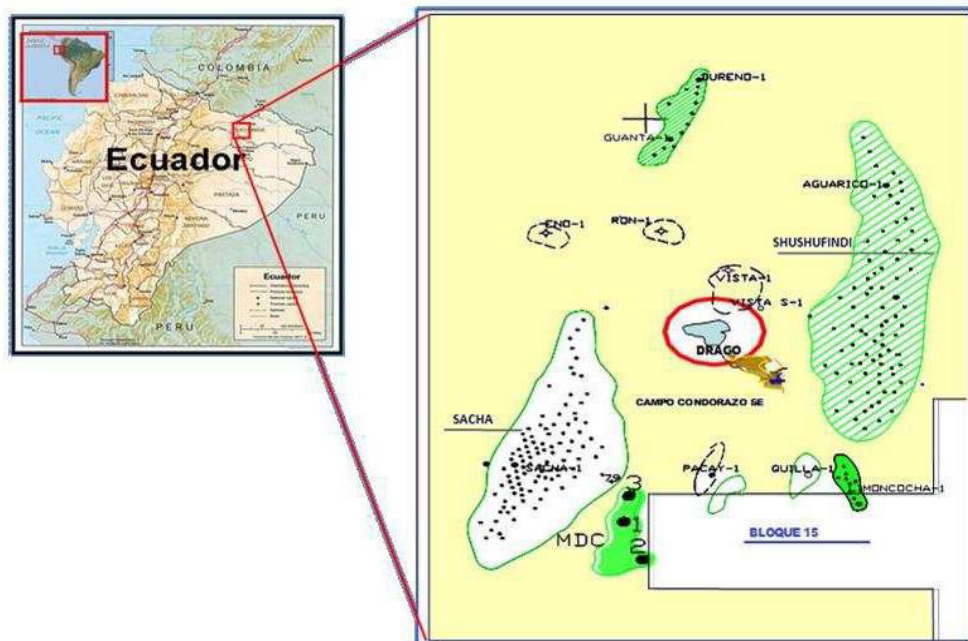


Figura.1.1 Ubicación geográfica del campo

Fuente: EPPetroecuador

1.1.2. Geología y estratigrafía del campo

La estructura fue definida con sísmica 2D y se detallada con la 3D, corrida entre los años 2002 – 2003. El alto estructural Drago forma parte de la Estructura Vista, la cual se presenta como un anticlinal alargado con una dirección preferencial norte sur, localizado al oeste de la estructura Shushufindi.

Es necesario indicar que dentro de la Estructura Vista, se localizó un cuerpo ígneo identificado en el pozo Vista 1, cuyas condiciones físico-químicas son distintas a las de los estratos sedimentarios que lo rodearon al momento de su intrusión-depositación y que alteraron las propiedades petrofísicas de dichos estratos formando una zona impermeable que dio lugar al entrapamiento hidrocarburífero en el alto estructural Drago.

La estratigrafía de las principales formaciones productoras del campo Drago se detalla a continuación:

Formación Napo

Presenta una serie de intercalaciones de lutitas, areniscas y calizas; su espesor promedio es de 1160 pies, siendo las principales zonas, las arenas U y T.

Arena T Inferior

Constituida de arenisca cuarzosa, blanca a gris clara, matriz caolinítica, y porosidad no visible, con intercalaciones de lutita de color gris, moderadamente dura con inclusiones de glauconita. Tiene un espesor promedio de 68 pies.

Arena T Superior

Formada por arenisca cuarzosa, gris verdosa clara, grano fino, con forma sub-angular a sub-redondeada, matriz arcillosa, cemento calcáreo, porosidad no visible, con intercalaciones de lutita gris oscura en forma laminar y no calcárea. Su potencia promedio es de 80 pies.

Arena U Inferior

Integrada por arenisca cuarzosa, moderadamente consolidada, grano medio a fino, con forma sub-angular a sub-redondeada, matriz, cemento y porosidad no visibles, con intercalaciones de lutita gris oscura, moderadamente dura en forma sub-laminar y sub-planar, textura empaquetada. La altura promedio es de 68 pies.

Arena U Superior

Constituida de arenisca cuarzosa, blanca, grano medio a fino, con forma sub-angular a sub-redondeada, matriz arcillosa, asociada con glauconita, no se observa cemento ni porosidad, con intercalaciones de lutita color gris oscuro, moderadamente dura, de forma laminar, no calcárea. Presenta un espesor promedio de 65 pies.

1.2. CAMPO SHUSHUFINDI

1.2.1. Información general del campo

Fue descubierto por Texaco en 1969 con la perforación del pozo SSFD-01 que alcanzó una profundidad de 9772 pies. Las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados: 2621 BPPD de 32,5° API y 2496 BPPD de 26,6° API de los yacimientos "T" y "U", respectivamente. Es la estructura petrolera más grande descubierta en el Ecuador y en la actualidad constituye la reserva remanente de crudo mediano (29 °API) más importante del país.

Se consideraba que Shushufindi y Aguarico eran dos campos diferentes por la presencia de un bajo estructural entre ellos, pero debido a la continuidad de los yacimientos y a la similitud aproximada de los cierres estructurales, se concluyó que es un solo campo. El área está constituida por cuatro areniscas productoras de la formación Napo: M-1, G-2, U y T. El volumen de reservas probadas es de 1157 millones de barriles a diciembre 2010, teniendo un record de producción de 100 mil barriles diarios hasta abril de 1994 y después ha ido declinando la tasa paulatinamente.

En la actualidad este campo presenta dos grandes retos: determinar el régimen óptimo de producción en su etapa de declinación final y controlar la producción de agua, que por su incremento dificulta los procesos de producción tanto en las instalaciones superficiales, como en los trabajos de operación, debido a la corrosión de las líneas de flujo, obstrucción por acumulación de escala, incremento en el consumo de químicos, mayor demanda de energía eléctrica y problemas con el medio ambiente.

Está ubicado en el Centro - Norte de la cuenca Oriental en la provincia de Sucumbíos, a 250 Km al este de Quito y a 35 Km al sur de la frontera con Colombia. Limitado al norte por el Campo Libertador, al sur por Limoncocha, al este por el Bloque Tarapoa y al oeste por Sacha. Geográficamente se extiende desde los 00° 00' 00" hasta 00° 19' 32" de latitud Sur y de 76° 35' 58" hasta los 76° 42' 26" de longitud oeste. La figura 1.2 muestra su ubicación geográfica.



Figura 1.2 Mapa de la Ubicación del Campo Shushufindi
Fuente: Departamento de Yacimientos – Quito

1.2.2. Geología y estratigrafía del campo

Su estructura constituye un anticlinal asimétrico con una falla de bajo relieve de 30 Km de largo en dirección Norte-Sur y un eje secundario Este-Oeste de 7 Km de ancho, con un cierre vertical de 370 pies, correspondiendo a un área aproximada de 43,200 acres. Estructuralmente está situado en la parte andina. Los yacimientos producen por empuje de agua y son las arenas Basal Tena, M-1, G2, U y T, siendo las principales las de la formación Napo.

Formación Napo

Presenta una sucesión de intercalaciones de arcillas, areniscas y calizas, su espesor varía 820 - 1312 pies conteniendo las zonas litológicas, Napo Inferior, Media y Superior.

Napo Inferior

Formada de areniscas glauconítica, lutitas arenosas y poca intercalación de calizas, gris-verdosas a negras, su espesor promedio es 355 pies.

Napo Media

Constituida por una caliza masiva en capas gruesas de color gris claro y exclusivamente calcáreo. Tiene una potencia promedios de 380 pies.

La Napo media, es exclusivamente calcáreo, puede ser a su vez subdividido en 3 secciones: La sección Inferior constituido por una caliza que se ha denominado Caliza B; la sección Media constituido por calizas, lutitas y areniscas; La sección Superior consiste en un banco de calizas llamada Caliza A.

Napo Superior

Integrada de lutitas duras de aspecto gris verdoso obscuro con areniscas, la potencia promedio es 575 pies.

Los yacimientos U y T son similares tanto en origen como en constitución y están formados por areniscas de grano fino a mediano con algunas zonas de grano grueso; son regionalmente continuas, pero tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales.

1.2.3. Características del área Shushufindi

Está integrada por los pozos de los campos: Shushufindi, Aguarico, Drago, Cobra y Condorazo, Cuya información general se indica en la tabla 1.1.

TABLA1.1 Características del Área Shushufindi

INFORMACION GENERAL	
No. De Pozos	185
No. De Pozos Productores	109
No. De Pozos cerrados Productores	30
No. De Pozos Inyectores	0
No. De Pozos cerrados Inyectores	7
No. De Pozos Re-Inyectores	15
No. De Pozos cerrados Re-Inyectores	4
No. De Pozos con Flujo Natural	0
No. De Pozos con Bombeo Hidráulico	111
No. De Pozos con Bombeo Mecánico	16
No. De Pozos con Gas Lift	1
No. De Pozos con Bombeo Electro sumergible	92
No. De Pozos Abandonados	10
No. De Pozos Esperando Abandono	2
Grado API (°) Promedio de campo	28
BSW (%)	62.85
Producción diaria de petróleo, BPPD	52,540

Fuente: Ingeniería de Petróleos - Distrito Amazónico

1.3. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS EN EL CAMPO

En la actualidad los sistemas de levantamiento artificial utilizados en el campo Shushufindi son: Bombeo hidráulico (pistón o jet) y electrosumergible, a continuación se explican brevemente uno de los mismos.

1.3.1. BOMBEO HIDRÁULICO

Permite transmitir potencia hidráulica a través del “tubing” por medio del fluido motriz presurizado en superficie hacia las bombas de subsuelo, que actúan como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en potencial sobre los fluidos del yacimiento.

Es altamente eficiente y puede ser por sistema abierto, donde el fluido motriz se mezcla con el del yacimiento, o cerrado, donde cada fluido se recupera por diferentes tuberías.

1.3.1.1. Tipos de Bombeo Hidráulico

Para aplicar el bombeo hidráulico existen dos alternativas: pistón y jet.

✓ **Bomba jet**

Su principal aplicación es para evaluar y probar zonas productivas. Convierte el fluido motriz presurizado en un jet de gran velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del yacimiento llevándolos a superficie. No emplea partes móviles.

✓ **Bombas pistón**

Consiste de un motor hidráulico con un pistón reciprocante accionado mediante fluido motriz y conectado por un eje corto a otro pistón en el extremo de bombeo, es decir uno trabaja con el fluido motriz y el otro con los que produce el yacimiento.

Es de doble acción, porque la mezcla de fluidos es desplazada tanto en la carrera ascendente como la descendente. El fluido motriz a alta presión, que puede ser petróleo o agua, se inyecta desde superficie por la tubería de producción y retorna mezclado con el del yacimiento por el espacio anular (circuito abierto) o por otra tubería (circuito cerrado).

En la figura 1.3, representa el sistema integral de bombeo hidráulico para circuito abierto.

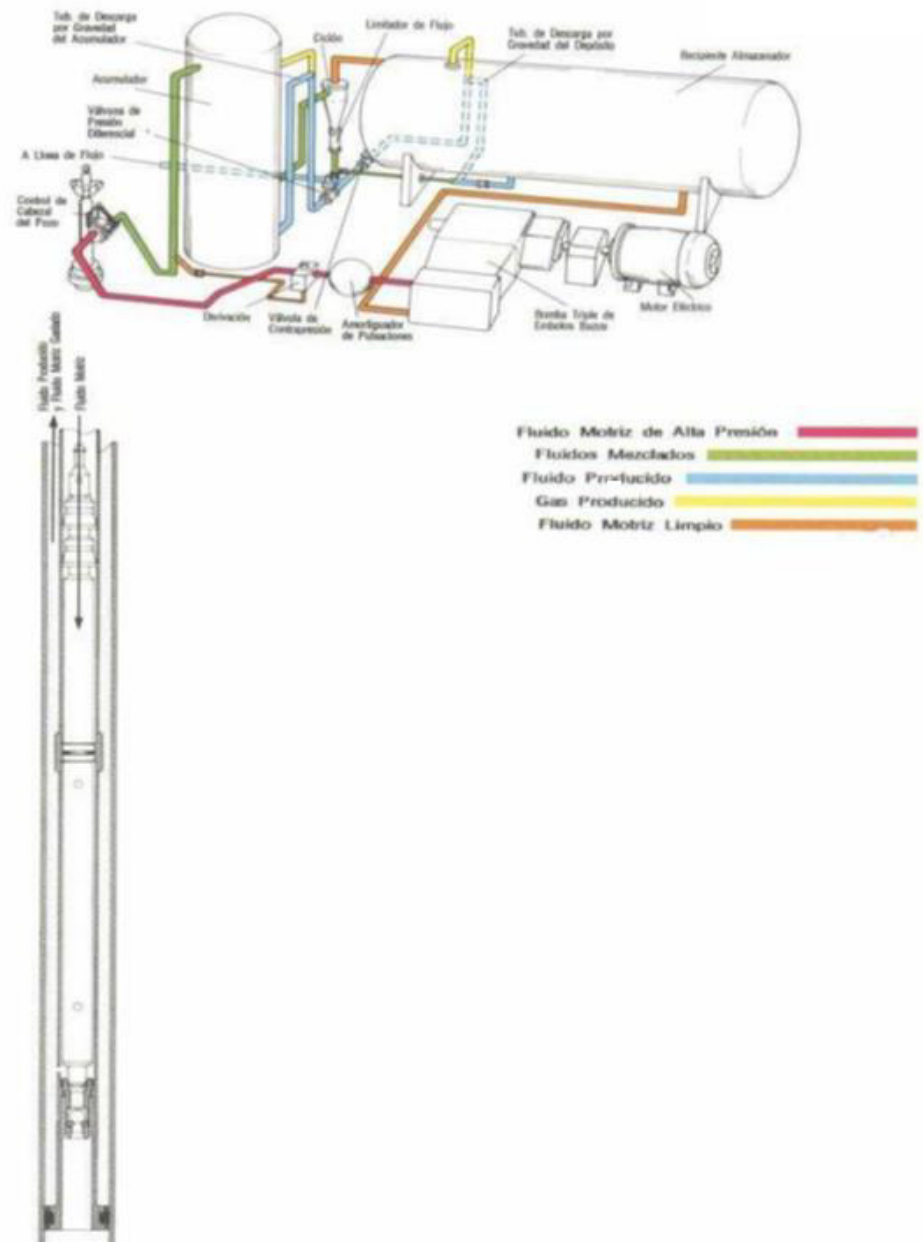


Figura 1.3 Describe el sistema integral de un circuito abierto de bombeo hidráulico

Fuente: Sertecpet

Las ventajas y desventajas de aplicar bombeo hidráulico son:

1.3.1.2. Ventajas

- ✓ Bajos costos de mantenimiento
- ✓ Se puede producir hasta 12,000 BFPD y desde grandes profundidades
- ✓ No existe recalentamiento de la bomba en comparación al bombeo eléctrico
- ✓ Se puede construir con partes inoxidables y anti-abrasivas.
- ✓ En el tipo JET el recubrimiento de carburo de tungsteno de la tobera y de la garganta da larga duración en pozos con alto contenido sólidos.
- ✓ Maneja crudos pesados, con alto contenido de parafina y altas temperaturas de fondo.
- ✓ Recomendable en pozos con presencia de escala, arena y partículas abrasivas.
- ✓ Capacidad de manejar producción con gas.

1.3.1.3. Desventajas

- ✓ Manejo de alta presiones en la operación.
- ✓ En pozos donde se tiene un alto corte de agua se debe inyectar químicos para disminuir o evitar la emulsión producida por el jet, en los tanques de almacenamiento de crudo.
- ✓ En el tipo JET ocurre desgaste de la boquilla anti-abrasiva “nozzle” debido al alto diferencial de presión en la misma.

1.3.2. BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (BES)

1.3.2.1. Aplicaciones

Es suministrar energía adicional al fluido del yacimiento mediante el uso de bombas centrífugas multi-etapa operada por un motor eléctrico, donde el caudal de producción se controla mediante variadores de frecuencia (VSD) instalados en superficie.

La energía requerida por el equipo de fondo se transfiere al mismo desde superficie por medio del cable eléctrico o de potencia al motor y es convertida en energía mecánica por el motor.

Equipo de Superficie

- ✓ Líneas de alta tensión o Generador eléctrico
- ✓ Transformadores
- ✓ Variador de Frecuencia
- ✓ Caja de Venteo
- ✓ Cable plano o "Flat Cable"
- ✓ Quick connector

Elementos de Fondo

- ✓ Cable plano y capilar
- ✓ Bomba
- ✓ Separador de Gas
- ✓ Protector o sello
- ✓ Motor
- ✓ Sensor de presión y temperatura
- ✓ Centralizador

La figura 1.4, indica los componentes del sistema BES, antes mencionado.

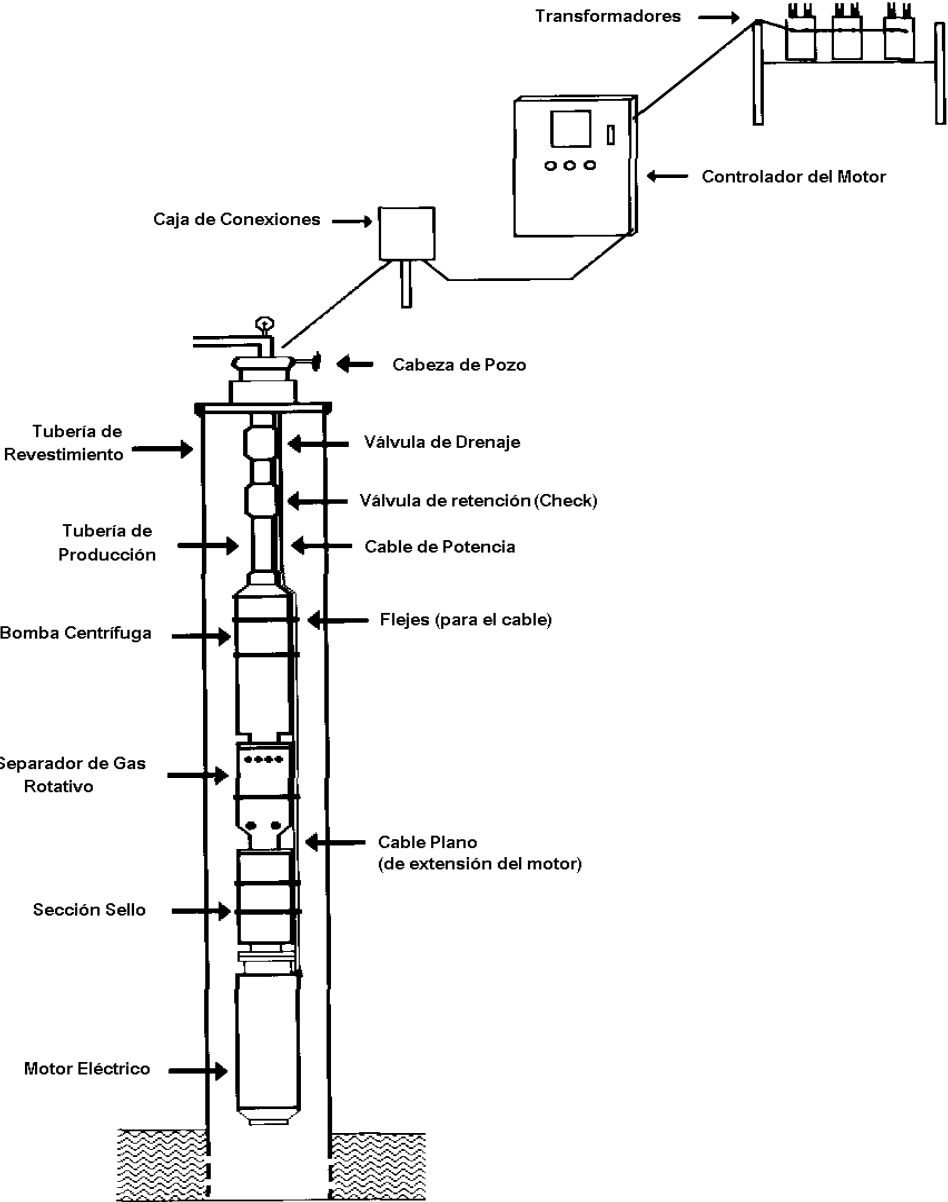


Figura 1.4 Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible
Fuente: Schlumberger

Las ventajas y desventajas de la BES son:

1.3.2.2. Ventajas

- ✓ Aplicable a baja presión de fondo
- ✓ Operan de forma confiable en pozos direccionales
- ✓ Aplicable en pozos con fluidos abrasivos, corrosivos y con producción de escala.
- ✓ Manejo de alta tasas de producción de fluido.
- ✓ Operan a condiciones extremas como altas temperaturas de fondo y diámetro reducido.
- ✓ Manejan altos cortes de agua. y baja relación gas-aceite.
- ✓ Operan a grandes profundidades.
- ✓ Se tiene excelentes resultados con fluidos de alta viscosidad.

1.3.2.3. Desventajas

- ✓ Desgaste del cable al bajar la bomba, especialmente en pozos direccionales
- ✓ Caída de la producción por acumulación de escala en la bomba.
- ✓ Se necesita taladro de reacondicionamiento para reparar problemas del equipo eléctrico.

En la tabla 1.2 se indica la producción del área Shushufindi por los diferentes sistemas de levantamiento artificial.

TABLA 1.2 Producciones obtenidas en Shushufindi por medio de Levantamiento Artificial

MÉTODO	NÚMERO DE POZOS	PRODUCCIÓN BPPD	PRODUCCIÓN BAPD	TOTAL PRODUCCIÓN
PPG	1	896	122	1018
PPH	16	6133	3749	9882
PPS	92	44122	82675	126797
TOTAL	109	51151	86546	137697

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

CAPITULO 2

SISTEMAS DE CAÑONEO DISPONIBLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA

2.1. INTRODUCCIÓN

En el proceso de cañoneo de los yacimientos productores se crean túneles a través de la tubería de revestimiento y del cemento, que se extienden dentro de la formación para estableciendo comunicación entre las arenas productoras y la boca del pozo.

El propósito principal del cañoneo es sobrepasar la zona de daño creada por los filtrados de los fluidos de las operaciones de perforación y cementación y proveer una comunicación efectiva entre el yacimiento y el pozo. La eficiencia del cañoneo debe ser suficiente para tener la misma área de flujo que en un pozo a hueco abierto sin daño.

El disparo también altera la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles creados. Para poder remover, parcial o totalmente el daño y los detritos de los disparos, es esencial que exista un cierto desbalance, es decir que la presión dentro del hueco antes del disparo sea menor que la de la formación.

El diseño de los disparos constituye una parte integral del planeamiento de la completación, en el que se tienen en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y los parámetros de los disparos como la penetración de la formación, el diámetro del túnel, el número de disparos y el ángulo entre los orificios, ya que tienen un impacto significativo sobre la caída de presión en las cercanías del pozo y por tanto, sobre la producción. La optimización de estos parámetros y la disminución del daño inducido constituyen aspectos importantes del disparo.

Los cañones más empleados en la industria ecuatoriana son con cable (Wireline), A través del Tubing (Through Tubing) y TCP (Tubing Conveyed Perforating) y se detallan a continuación.

2.2. CAÑONEO CON CABLE (WIRELIN)

Este sistema se aplica utilizando una unidad de cable eléctrico. El disparo se realiza en condiciones de sobre balance a favor de la formación para evitar el soplado de los cañones hacia arriba. Los tipos de cañoneo mediante wireline son el cañón de casing (casing gun) y el Through Tubing.

2.2.1. CASING GUN

Se bajan a través del revestidor, utilizando cable eléctrico y las cargas se colocan en soportes recuperables. El cañoneo se ejecuta

con una presión a favor de la columna hidrostática, lo cual permite mantener el control del pozo.

Este tipo de cañón se utiliza igualmente en operaciones a hueco abierto, con el fin de penetrar zonas dañadas por fluidos de perforación, o por depósitos de escamas. Para lograr este objetivo se utilizan cargas de alta capacidad de penetración, el cual se logran rangos de perforación más allá de la zona dañada. En la figura 2.1 se observa el sistema Casing Gun

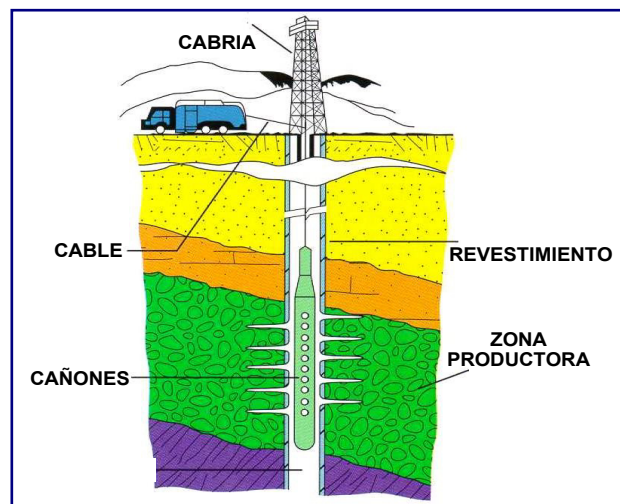


Figura. 2.1 Cañoneo Casing Gun

Fuente: Schlumberger

2.2.1.1. Ventajas del sistema

- ✓ Diseñados de acuerdo al diámetro interno del revestimiento con penetración de hasta 40" y con densidades de disparo de 4 a 6DPP.
- ✓ Alta penetración para llegar a zonas no dañadas.
- ✓ Capacidad de cañonear intervalos hasta una longitud máxima de 40' por corrida.
- ✓ Menor tiempo de operación en el procedimiento de cañoneo comparado a otras técnicas.

2.2.1.2. Desventajas del sistema

- ✓ Riesgo de reventón al cañonear zonas nuevas.
- ✓ La operación de cañoneo requiere taladro en el pozo y que esté lleno de fluido.
- ✓ Presencia de residuos de cañones en los túneles creados.

2.2.2. CAÑONES DE TUBERÍA (THROUGH TUBING GUN)

Se bajan con cable eléctrico a través de la tubería de producción que previamente fue corrida y asentada en el pozo.

Los cañones se bajan con cable eléctrico a través de la tubería de producción y se aplica un diferencial de presión estático a favor de la formación al momento del disparo. El cañón se asienta en profundidad utilizando el registro de cuellos o herramienta CCL. La técnica se muestra en la figura 2.2. En la figura 2.3 se presenta cañones de tuberías desechables y semidesechables cuyos

componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del yacimiento.

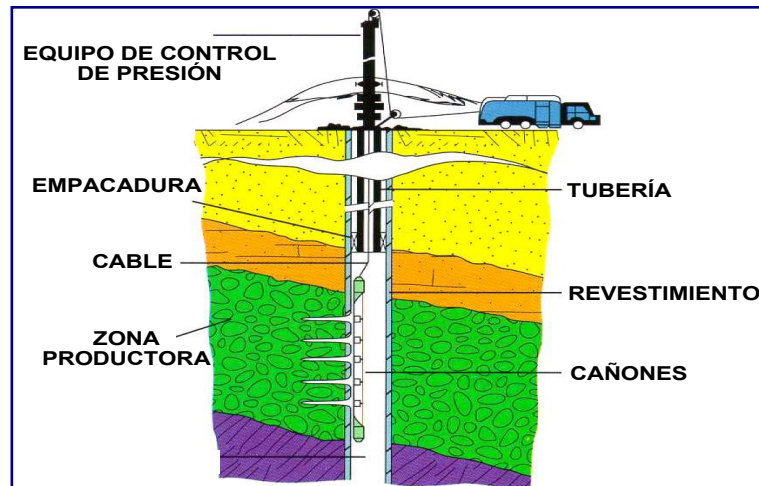


Figura 2.2 Cañoneo Through Tubing Gun
Fuente: Schlumberger

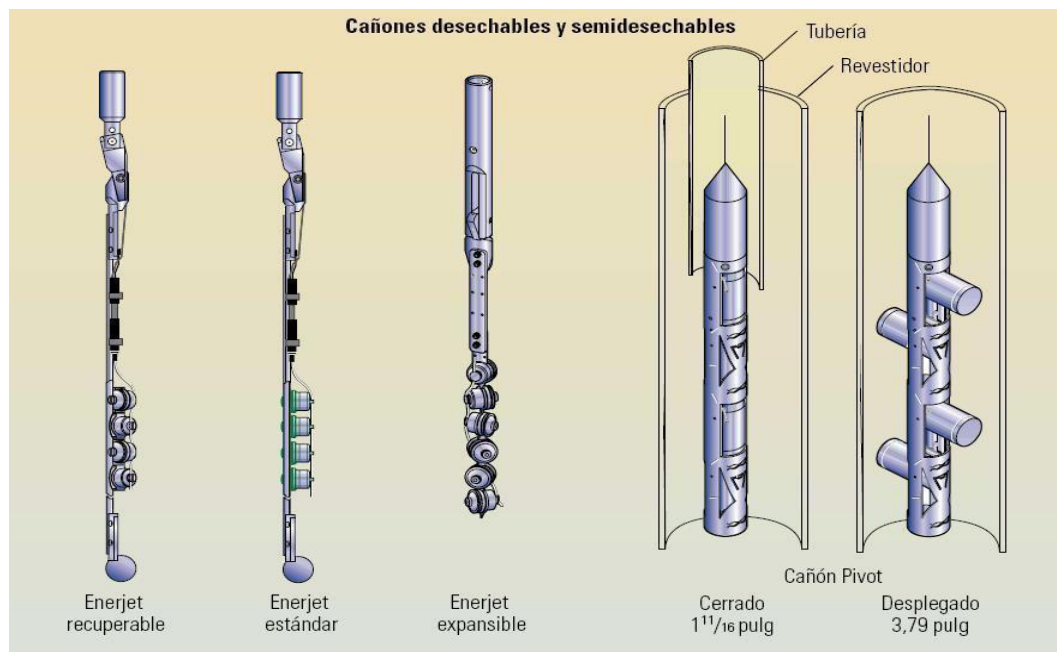


Figura 2.3 Cañones desechables y semidesechables
Fuente: Schlumberger

2.2.2.1. Ventajas del sistema

Las principales son:

- ✓ Seguridad durante las operaciones por tener tubería dentro del pozo.
- ✓ Permite el cañonear el pozo bajo condición de bajo balance, facilitando tener túneles limpios de residuos de disparos.
- ✓ Disponibilidad de cañones de hasta 32" de penetración y con densidades de disparo de 4 a 6 DPP.
- ✓ Capacidad de monitorear comportamiento de producción, presiones de fondo en las operaciones de cañoneo por plataforma.

2.2.2.2. Desventajas del sistema

- ✓ Las principales desventajas son las siguientes:
- ✓ Cargas de menor diámetro pueden causar corta o ninguna penetración en la formación.
- ✓ Para cañonear otro intervalo se debe controlar el pozo, con lo cual se exponen las zonas ya disparadas a los fluidos de control.
- ✓ No puede haber selectividad en el cañoneo.

2.3. CAÑONES CORRIDOS CON TUBERÍA - TCP (TUBING CONVEYED PERFORATING)

Con este sistema se logran orificios limpios, profundos y simétricos. Permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin límites de longitud en los intervalos a cañonear en un mismo viaje, factores que se combinan con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación, lo que origina una buena relación de productividad aún si se taponaran la mitad o las dos terceras partes de los orificios creados. En este método, el cañón va en el extremo inferior de la tubería de producción que lleva una empacadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar la operación de cañoneo.

Su principal aplicación es limpiar la formación después de los disparos y el sistema se puede utilizar en los siguientes casos: Control de arena o sólidos indeseables, mejorar la tasa de penetración, reducir el tiempo de operación y mayor seguridad.

Cuanto mayor sea el diámetro del cañón, mayor será el tamaño de los orificios y la penetración alcanzada.

La figura 2.4 muestra el sistema TCP y en la Fig. 2.5 los tipos de cañones entubados.

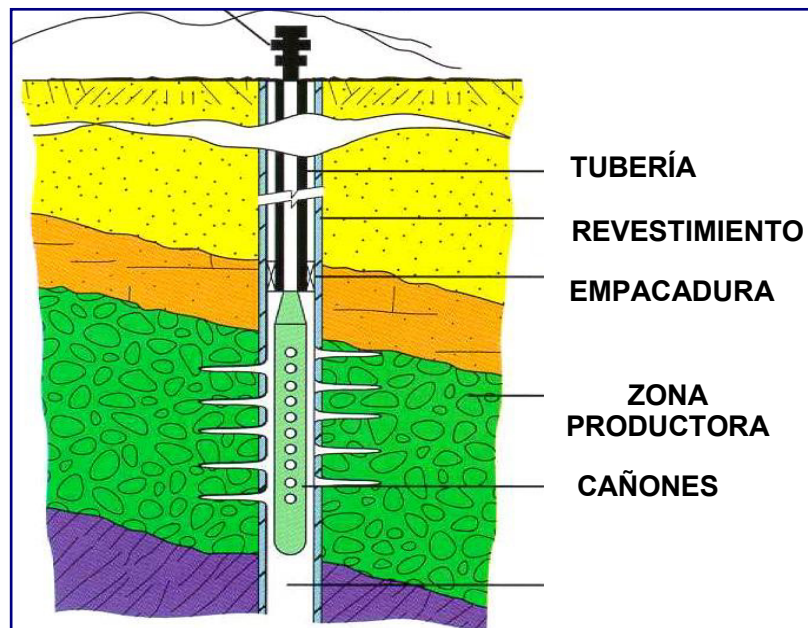


Figura 2.4 Cañoneo TCP

Fuente: Schlumberger

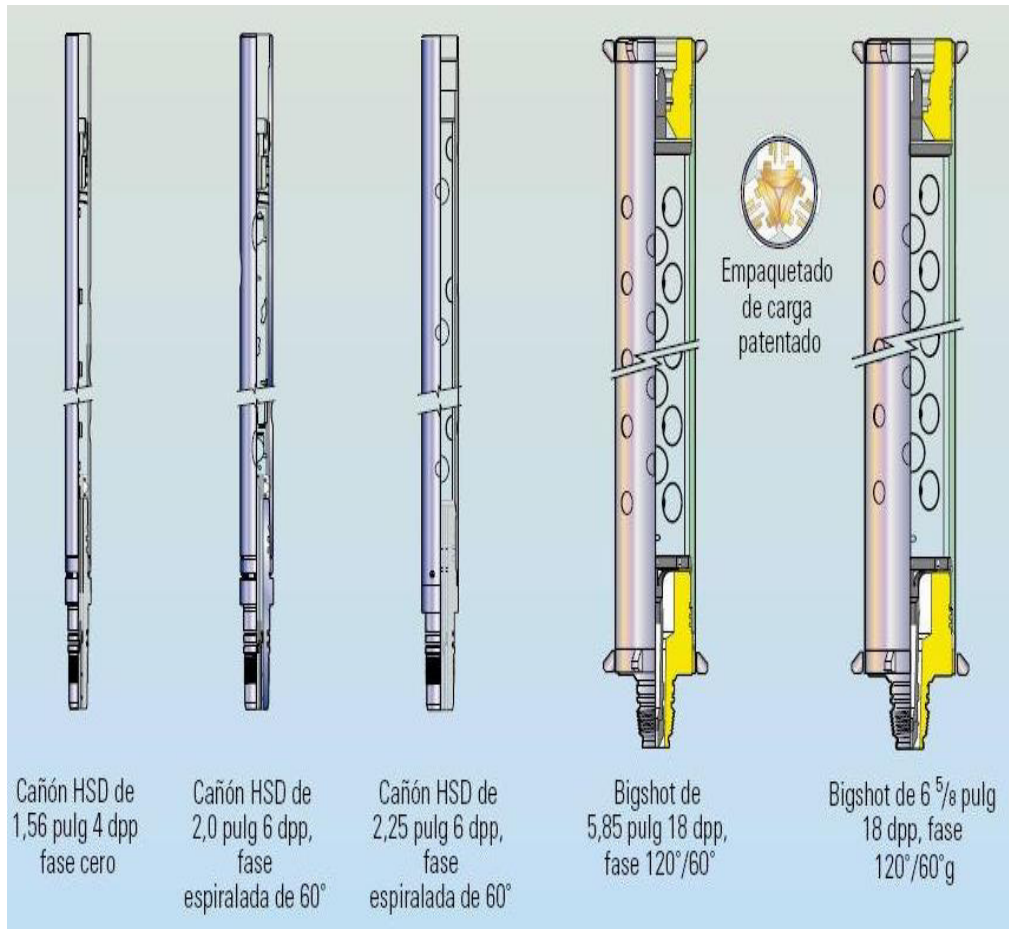


Figura 2.5 Cañones entubados
Fuente: Baker Hughes

2.3.1. Ventajas del sistema

- ✓ La formación puede ser perforada con huecos de gran diámetro, alta densidad de disparos en condición de bajo balance, lo que garantiza tener túneles limpios de residuos de cañones.
- ✓ Disponibilidad de cañones hasta de 63" de penetración y con densidades de 4 a 12 DPP.
- ✓ En la mayoría de los disparos por TCP se usan cargas explosivos HMX y HSD que resisten muy bien altas temperaturas por largo tiempo sin degradarse pero que, comparándolas con las RDX empleadas en sistema "wireline", tienen mayor poder detonante y por tanto mayor penetración.
- ✓ Se obtiene una buena relación de productividad, Q_p/Q_r , que es importante para yacimientos de baja permeabilidad.
- ✓ Dependiendo de la longitud del cañón TCP se puede disparar varios intervalos productores en un mismo viaje.
- ✓ Pozos direccionales pueden ser disparados sin mayores problemas.

2.3.2. Desventajas del sistema

- ✓ Es difícil verificar si los cañones se dispararon. Un sistema de detección de la efectividad de los disparos podría superar esta limitación.
- ✓ Los explosivos se degradan cuando están expuestos a elevadas temperaturas, reduciendo el desempeño de las cargas.
- ✓ Bajar la sarta de TCP en el pozo comparada con la corrida mediante "Wireline" requiere mayor tiempo.
- ✓ El correcto posicionamiento a profundidad de la sarta de cañones, requiere mayor tiempo que la ubicación mediante Wireline en donde los cañones se los posiciona usando CCL, mientras que con TCP la determinación de la profundidad se efectúa con GR, por ser un proceso más seguro y preciso.

2.4. FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS

2.4.1. Presión diferencial

El cañoneo de revestidores para la evaluación y/o producción de pozos se puede realizar bajo dos condiciones generales: Diferencial de presión positivo o negativo, es decir:

$$\Delta P = P_h - P_r$$

Donde,

ΔP = Diferencial de Presión, lpcá

P_h = Presión Hidrostática, lpcá

P_r = Presión del yacimiento, lpcá

Dependiendo del diferencial que se tenga, existen las siguientes alternativas para disparar una formación.

2.4.2. Bajo Balance

Se presenta cuando la presión de la formación es mayor que de la columna hidrostática del pozo a la profundidad de la arena a cañonear. Permite obtener un cañoneo óptimo, fluidos libres de sólidos perforaciones limpias e incrementar la eficiencia en la longitud de los disparos y el área de flujo. Se deben considerar las precauciones de seguridad necesarias en la operación, particularmente controlando el pozo de manera efectiva debido a

que las presiones de la formación pueden llegar rápidamente a superficie.



Figura 2.6 Disparosen bajo balance
Fuente: Halliburton

También se denomina diferencial de presión negativo o bajo balance estático. Esta condición se indica en la línea verde de la Figura 2.7, donde el pico de presión señala que la carga se ha detonado, después de lo cual la presión regresa al estado de bajo balance hasta lograr un equilibrio en la zona alrededor de la boca del pozo.

2.4.3. Bajo balance Dinámico

Se puede aplicar cuando la presión hidrostática de fondo esté en condición inicial de bajo-balance (TCP) o en sobre-balance (Wireline) antes de los disparos, como se observa en la figura 2.7 en la que la curva azul representa un estado inicial de Sobrebalance, donde el pico de presión indica la detonación de la carga. Después se genera un bajo balance dinámico mediante una presión transitoria negativa dando como resultado el efecto de Surgencia

Dinámica que se produce en la zona alrededor de la boca del pozo. El método permite tener una buena limpieza de los residuos de la zona dañada y compactada de los disparos.

2.4.4. Surgencia Dinámica

Se crea por la caída de presión instantánea que ocurre al momento de detonar un cañón en condiciones de desbalance. Dicha caída se debe a que la presión alrededor de la boca del pozo es igual a la con la atmosférica existente dentro de las secciones de cañones y/o espaciadores. Este efecto instantáneo puede ir de unos milisegundos a unos cuantos segundos, limpiando el túnel perforado y dando mejor conectividad pozo-yacimiento.

En la figura 2.7 muestra los tipos de bajo balance

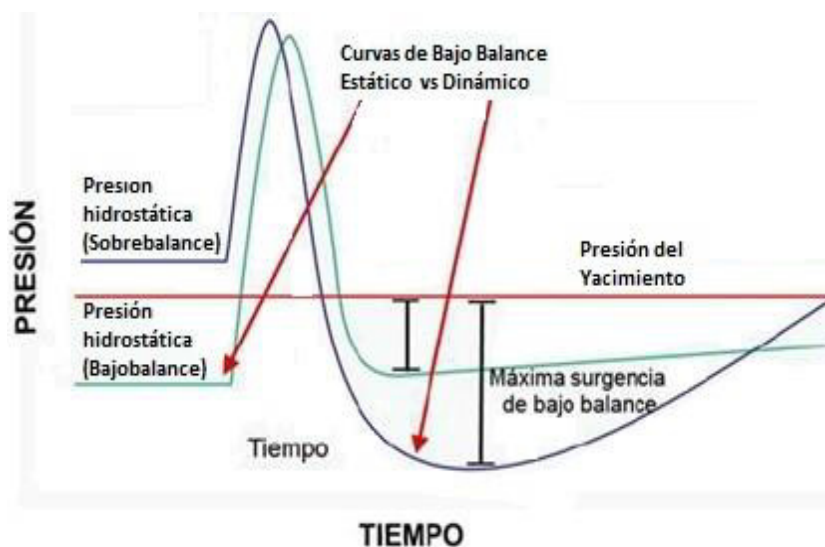


Figura 2.7 Tipos de Bajo balance

Fuente: Halliburton

2.4.5. Sobrebalance

Cañonear con presión del Pozo mayor que la del yacimiento, se conoce como perforación Sobre-Balance, Que generalmente se aplica para controlar el pozo durante el cañoneo. El problema con este proceso, es que los fluidos del pozo ingresan a la formación y la dañan. Es recomendable colocar ácido en los intervalos que se van a perforar cuando se cañonea con Sobrebalance porque se produce una estimulación matricial.

Una limitación de este proceso es el taponamiento de alguna de las perforaciones debido a que el fluido utilizado disminuye el flujo de la formación, daño que es parcialmente irreversible. Aun realizando operaciones como pistoneo (Swab) es imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.



Figura 2.8 Disparos en sobrebalance
Fuente: Halliburton

2.4.6. Sobrebalance Extremo

En esta operación, se presuriza el pozo con gas (usualmente Nitrógeno) a presiones superiores a la de fractura de la formación ($\text{Grad. s.b.e.} = G.\text{frac.} + 0.4 \text{ a } 0.6 \text{ lpc/pie}$). Cuando los Cañones se

detonan el influjo del gas presurizado dentro de la formación crea una mini fractura, es decir abre un canal de flujo más allá de la zona de daño. El método se basa en utilizar una columna de líquido directamente contra el intervalo a disparar, hasta un determinado nivel y sobre este colocar una columna de gas para obtener la presión adicional requerida.

2.5. PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO

Entre los principales tenemos:

2.5.1. Configuración de la carga (Angulo de Fase)

Consiste en la ubicación relativa de las cargas dentro del pozo. La distribución del explosivo y su densidad determinan la velocidad de detonación.

2.5.2. Diámetro del cañón

Por lo general la penetración es proporcional al diámetro del cañón utilizado, para obtener una mayor penetración el diámetro del cañón es un factor determinante y no necesariamente se requiere aumentar la cantidad carga explosiva.

2.5.3. Separación entre el cañón y la zona disparada (Clearance)

La separación existente entre la pared interior del revestidor y el cañón, afecta el grado de penetración del disparo. A medida que la separación aumenta, disminuye la penetración. Este factor se

puede controlar mediante el uso de centralizadores, que han resultado prácticos en casos cuando se utilizan cañones de gran diámetro.

2.5.4. Material del revestidor

Cuando se dispara un revestidor N-80 en lugar de uno J-55, se reduce la longitud de penetración aproximadamente en un 10% debido a su resistencia. También se tienen variaciones en función del espesor del revestidor.

2.5.5. Determinación de la densidad de los disparos

Depende de la tasa de producción estimada, de la permeabilidad de la formación y del espesor del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el caudal deseado con una razonable caída de presión.

Generalmente se recomienda 4 disparos por pie de 0.5 pulg, de diámetro, siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de pozos con baja producción. En los 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 a 6 disparos por pie del mayor diámetro posible.

La densidad de 4 o más DPP en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, pueden agrietarlas. También el cemento se fracturaría severamente, siendo necesarios trabajos remediales para controlar la producción indeseable de

agua o gas. Las uniones de las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellas.

2.5.6. Daños estructurales del cemento y de la tubería de revestimiento

Los cañones con cargador de tubo absorben la energía no empleada al detonar las cargas, evitándose el agrietamiento de la tubería de revestimiento y que el cemento se resquebraje. Con el uso de cañones a bala convencionales no se afectan las tuberías 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.

2.5.7. Ubicación de los cañones en profundidad

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

Similar objetivo se obtiene con registros rayos gamma (GR) que se basan en elementos radioactivos (Pastillas) insertados dentro de la sarta de cañoneo para facilitar la localización exacta de la profundidad del disparo.

2.6. Factores que afectan la productividad de un pozo

El factor de daño cuantifica la caída adicional de presión que ocurre en la formación productora a medida que los fluidos fluyen hacia el pozo. Que puede obedecer a una o varias causas. Los distintos mecanismos de daño se agrupan de acuerdo a los siguientes factores:

- ✓ Invasión de filtrado y sólidos del lodo de perforación, cemento y/o fluidos de completación.
- ✓ Daño por el cañoneo
- ✓ Migración de finos
- ✓ Hinchamiento de arcillas
- ✓ Depositación de asfáltenos y/o parafinas
- ✓ Formación de emulsiones
- ✓ Compactación del yacimientos

Con relación a la completación de pozos, es fundamental limitar el de daño en lo posible, particularmente el taponamiento severo en la zona cercana a la cara de la formación. Además de considerar las medidas necesarias para impedir una reducción severa de la permeabilidad en la zona cercana al pozo, el siguiente paso de una completación consiste en lograr la mejor comunicación de la formación con la boca del pozo.

2.6.1. Daño generado por el disparo

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 orificio y reduciendo la permeabilidad inicial.

Para disminuir el efecto pelicular se debe incrementar la penetración del disparo y superar la zona de daño.

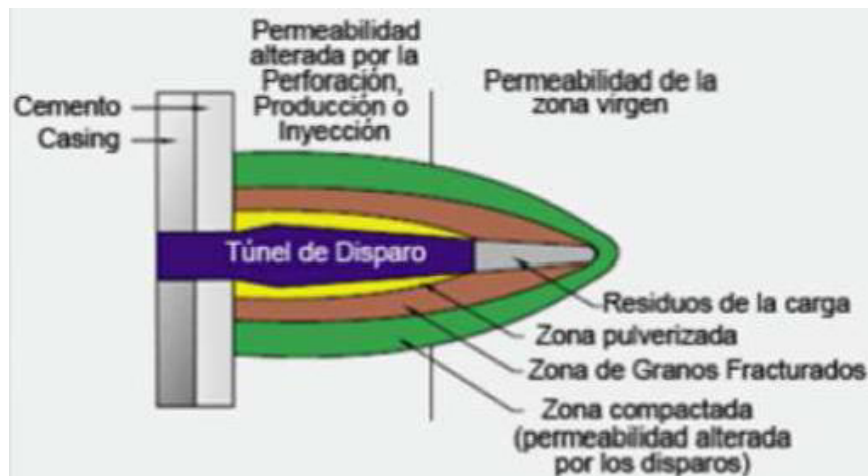


Figura 2.9 Daño a la formación por el disparo

Fuente: Schlumberger

2.6.2. Daño generado por el fluido de perforación

Durante la perforación del pozo resulta casi inevitable inducir daño a la formación debido al fluido utilizado (lodo), que viene asociado con el taponamiento de los poros alrededor del pozo. Existe la tendencia de usar lodos que cumplan con el propósito de perforar

segura y económicamente un pozo, pero no siempre se piensa en los efectos del fluido sobre la productividad del mismo.

Pese a que el lodo tiene la propiedad de formar una costra o película que impide una invasión masiva del fluido hacia la formación es inevitable que ocurra el proceso. Por ello se debe atravesar la zona dañada durante las operaciones de disparo.

2.6.3. Daño causado por el fluido de la completación

El fluido de completación es de primordial importancia para obtener la mejor producción posible del pozo. Si existe algún material extraño en el fluido, puede ser empujado dentro del disparo por el jet y el resultado sería un taponamiento del poro.

El jet de la carga genera gases de alta presión asociados con la explosión. Hay indicios reales de que el fluido alrededor se separa durante el disparo y cuando la burbuja de gas se contrae al enfriarse, el frente del fluido se dirige dentro del túnel creado.

Momentáneamente se produce una condición de sobre-balance con fuerzas de impacto y si el fluido no está completamente limpio, las partículas se adhieren a las paredes del orificio y podría ocurrir invasión de limitada extensión.

El daño del pozo, los orificios, la penetración parcial y la desviación de los disparos provocan un cambio en la geometría radial del flujo. La combinación de estos factores se denomina "Efecto Pelicular" y genera una caída de adicional de presión que afecta la producción del yacimiento.

2.6.4. Determinación de la efectividad de los disparos

La efectividad del cañoneo depende fundamentalmente de los siguientes factores:

- ✓ Equipo utilizado en el proceso.
- ✓ Cantidad y tipos de cargas del cañón.
- ✓ Técnicas aplicadas en la completación del pozo.
- ✓ Características de la tubería de revestimiento y del cemento.

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

- ✓ Penetración del disparo (si sobrepasan o no la zona de daño).
- ✓ Método simple para la estimación de la productividad de pozos.
- ✓ Análisis a partir del daño total encontrado después del disparo.

Para que se puedan llevar a cabo estos análisis se debe determinar previamente los siguientes parámetros:

- ✓ Radio de invasión de la formación productora, (r_s).
- ✓ Profundidad de penetración de los disparos, (P).

CAPITULO 3

TÉCNICAS DE DISPAROS CON CAÑONES ANCLADOS

Para mejorar las operaciones de disparos se dispone de un proceso basado en una variación de la tecnología TCP, denominado **Cañón Anclados**, el cual permite perforar la zona de interés y producirla de inmediato porque las detonaciones se ejecutan teniendo la completación definitiva dentro del pozo, que por lo general es una BES.

En el Ecuador, para aplicar el citado procedimiento se dispone de dos métodos de anclaje TCP: MAXR y ONE-TRIP (Schlumberger y Baker Hughes, respectivamente). El proceso de disparos se realiza en combinación con el sistema de bajo balance dinámico, que será creado aplicando los sistemas PURE y DUO, que se explican en este capítulo.

3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAÑONEO CON SISTEMAS DE ANCLAJE

Los sistemas de anclaje de liberación automática MAXR y ONE TRIP, son los que actualmente se utilizan en los campos Drago y Shushufindi de EPPetroecuador. Sirven para colgar los cañones en el casing permitiendo disparar en bajo balance y producir el yacimiento al tener la completación definitiva dentro del pozo, evitándose que el fluido de control ingrese al yacimiento.

Actualmente en los campos Drago y Shushufindi de EPPetroecuador se utilizan los sistemas de anclaje de liberación automática MAXR y

ONE TRIP. Sirven para colgar los cañones en el casing, permitiendo posteriormente disparar y producir la zona de interés, al tener completación definitiva dentro del pozo. Después de los disparos el ancla se libera automáticamente, el cañón cae al fondo y el pozo entra en producción. A continuación se detallan ambas técnicas.

3.1.1. Sistema MAXR

MAXR Ancla de Liberación automática independiente (Monobore Auto Release Anchor) se utilizó por primera vez en 1980 en el Mar del Norte. Posteriormente y debido al creciente número de pozos nuevos se implementó en el Golfo de México y en el suroeste asiático, porque mejora la rentabilidad de la inversión al maximizar la productividad del pozo.

El objetivo es fijar el sistema de anclaje en las paredes de revestimiento y permitir su liberación automática en el momento de la detonación. Todo el ensamblaje, los cañones y el anclaje caen al fondo del pozo, dejando en el casing un área de flujo completamente libre.

Para garantizar la efectividad del proceso, el ancla y los cañones se corren con cable eléctrico o en tubería y deben ser asentados correctamente respecto a la zona de interés. El anclaje se puede fijar hidráulica, eléctrica o mecánicamente y para asentarlos se necesita un registro que permita correlacionar profundidad y la respectiva herramienta de configuración (Setting Tool).

3.1.1.1. Operación del MAXR

Cuando la sarta de cañoneo se baja y se ubica en profundidad, la herramienta de configuración se activa con explosivos permitiendo que el "housing" (parte externa) del ancla sea forzada hacia abajo y el mandril interno se levante. Este movimiento ocasiona que las cuñas se deslicen en forma radial hasta anclarse a la pared interna del revestimiento. Inmediatamente se rompe el pin del adaptador de la herramienta de configuración, acción que la libera del ancla para recuperarla del pozo. De esta manera queda asentado el MAXR y por tanto los cañones en la posición correcta.

Una vez anclado el MAXR, la cabeza de disparo se activa hidráulicamente al presurizar los fluidos de completación hasta 2500 psi. Posteriormente y luego de un determinado tiempo de retardo necesario lograr condiciones de bajo balance se disparan los cañones. Ese tiempo corresponde al transcurrido desde la activación de la cabeza de disparo hasta cuando se drena el volumen de fluidos necesario para obtener el bajo balance estático.

Después de la detonación el anclaje deslizable se retrae automáticamente por el tipo "X" del sistema de liberación que tiene el ensamblaje, provocando la caída del ancla y de toda la sarta al fondo del pozo.

3.1.1.2. Secciones del MAXR

Secciones del MAXR una superior e inferior como se indica en la Fig. 3.1, conectadas por un "housing" interno que tiene como función cubrir la cabeza de disparo y contener el "pin" adaptador de la herramienta de configuración (Setting Tool). El "housing" externo se mueve arriba y abajo para expandir y contraer el deslizamiento de las cuñas.

La sección superior está integrada por el respaldo mecánico para la liberación del ensamblaje, la configuración de la conexión del adaptador, el bloqueo del ancla y la manga para la activación de la liberación mecánica del ancla.

La sección inferior contiene las cuñas deslizables, el "housing" de las cuñas, el tipo "X" de liberación automática (tapón de ruptura), la cabeza de disparo.

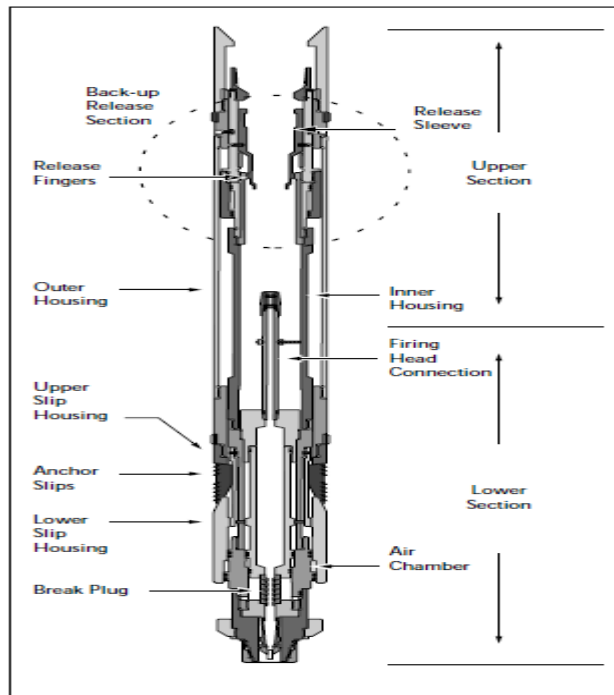


Figura 3.1 Ensamblaje MAXR (ancla Monobore)
Fuente: Schlumberger

3.1.1.3. Operación de la cabeza de disparo

El tiempo de retardo considerado desde la activación de la cabeza de disparo con el método de anclaje MAXR está entre 3 a 7 horas y permite drenar el fluido de completación para originar el bajo balance estático óptimo a favor de la presión del yacimiento.

El tiempo de retardo es función del equipo BES y del volumen de fluido que se debe recuperar para crear el necesario diferencial de presión.

El monitoreo de las presiones que ocurren proceso de cañoneo se muestran en la figura 3.2.

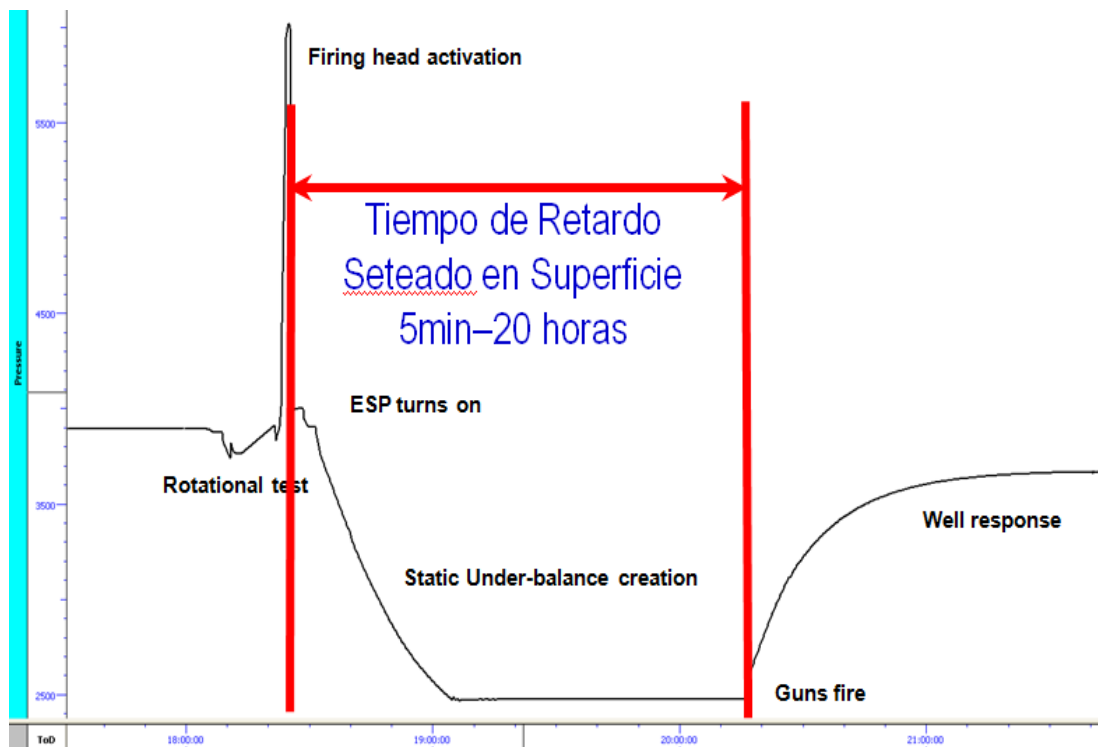


Figura 3.2 Monitoreo de presiones durante el proceso de cañoneo

Fuente: Schlumberger

3.1.1.4. Características del anclaje

- ✓ El sistema de anclaje utilizado por el MAXR es “Monobore” y tiene las siguientes características:
- ✓ Deslizamiento y liberación del sistema tipo "X".
- ✓ La liberación y caída automática al fondo del pozo en el momento del disparo.
- ✓ Liberación mecánica de respaldo, que se activa con la liberación de energía por la retracción de deslizamiento.
- ✓ Configuración disponible con cable eléctrico y tubería.
- ✓ Fija la parte superior de la sarta de los cañones para facilitar el acceso al liberador de respaldo y de la cabeza de disparo.

3.1.1.5. Componentes del sistema

La configuración del MAXR con el sistema PURE, que permite crear bajo balance dinámico, se muestra en la figura 3.3 y está integrada por los siguientes componentes:

- ✓ CPST
- ✓ CCL
- ✓ Setting Tool
- ✓ MAXR
- ✓ Carga HSD
- ✓ PURE
- ✓ Guía o "Bull nose"

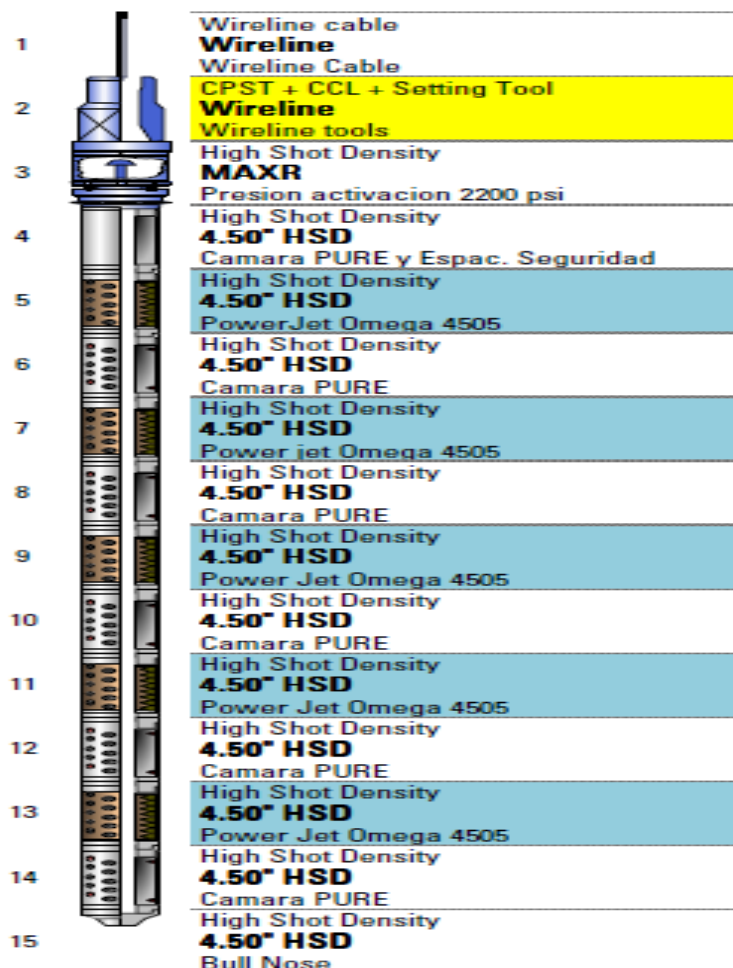


Figura 3.3 Sarta MAXR - PURE

Fuente: Schlumberger

La operación del MAXR contempla cuatro etapas:

- ❖ Corrida en el hueco. (Running in hole)
- ❖ Asentamiento en el Revestidor. (set in the casing)
- ❖ Liberación automática. (automatically releasing)
- ❖ Liberación mecánica de respaldo. (mechanically releasing)

✓ **Corrida en el hueco**

Se corre con cable eléctrico y herramienta de configuración (Setting Tool CPST20-AA, Schlumberger), Para asentarlo a profundidad. Los medios de ajuste del anclaje son similares a los de un tapón o packer.

✓ **Asentamiento en el Revestidor**

Cuando el ancla y los cañones de disparos se encuentran a profundidad se detona el explosivo que activa la herramienta de configuración (Setting Tool). El “housing” externo se mueve hacia abajo cortando los pines entre la sección exterior y la parte interna del deslizamiento del ancla (anchor slips), permitiendo que las cuñas se deslicen radialmente hasta que se ajusten al revestimiento, como se muestra en la parte (a) y (b) de la figura 3.4.

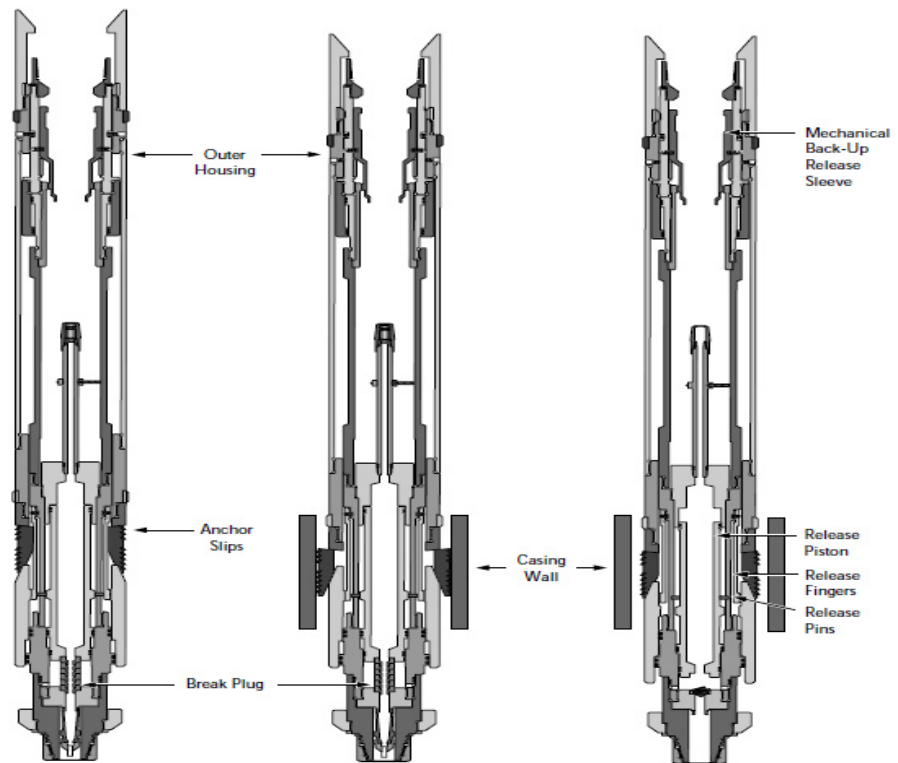


Figura 3.4 Posiciones del MAXR
Fuente: Schlumberger

✓ ***Liberación automática***

Para ejecutar los disparos se dispone de la activación hidráulica (HDF), la cabeza de disparos se baja profundidad, se activa y el cordón explosivo detona a través del tapón de ruptura que se rompe y los cañones se disparan. Después de la detonación la herramienta de liberación es accionada por la presión del fluido que mueve al respectivo pistón de hacia abajo, para que ocurra la liberación.

El ingreso del líquido hacia los cañones hace que el deslizamiento de la sección inferior cierre la cámara de aire permitiendo el acople entre la ranura T y la sección de alojamiento deslizante, causando el movimiento radial hacia la pared interior del MAXR y de nuevo al cuerpo de anclaje, como se muestra en la parte (c) de la figura 3.4, consiguiendo que el ancla y el cañón caigan al fondo del pozo.

✓ ***Liberación Mecánica***

Un mecanismo de respaldo llamado liberación mecánica, está disponible para liberar la sarta de cañoneo y anclaje en caso de fallar la automática del revestidor. Para activarla, la manga de la liberación (Pull Mandrel) es forzada para mover el soporte debajo de los dedos de liberación, mostrada en la figura 3.5, empujando al mandril de tensión y permitiendo que el hombro exterior se mueva hacia arriba y desplace radialmente el “housing” de deslizamiento superior hacia el interior de la pared del MAXR, lográndose que el ancla y los cañones caigan al fondo del pozo.

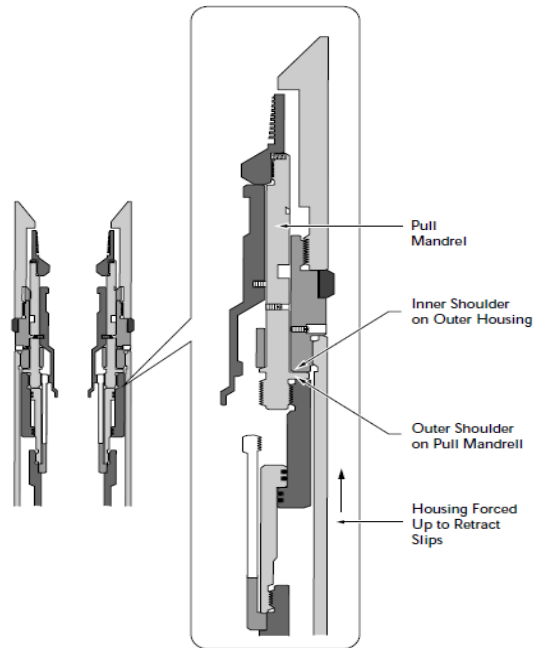


Figura 3.5 Sección de Liberación Automática
Fuente: Schlumberger

3.1.1.6. Ventajas del MAXR

- ✓ La herramienta de configuración puede liberarse del anclaje y de la sarta de cañoneo dejándolas en la posición correcta.
- ✓ Se utiliza principalmente para anclar cañones con alta densidad de disparos (HSD).
- ✓ La sarta de cañones y ancla MAXR es más eficiente en pozo nuevo que cuando se va a re-cañonear, porque permite tener mayor diámetro de cañón y por tanto mayor penetración.
- ✓ Permite liberar la sarta de cañones sin controlar el pozo.

3.1.1.7. Procedimiento para cañonear con MAXR-PURE

1. Correr y asentar los cañones con Wireline, correlacionando previamente con GR-CCL.
2. Bajar la Bomba Electro Sumergible (BES).
3. Realizar prueba de rotación. Activar la Cabeza de Disparo Hidráulica aplicando la respectiva presión de activación durante 1 ó 2 minutos. Liberar la presión.
4. Arrancar la Bomba Electro Sumergible, desplazando el volumen de fluido requerido para crear el bajo balance y después apagarla.
5. Esperar la detonación de los cañones. Monitorear el aporte de la formación.
6. El monitoreo de las presiones en el proceso se puede observar en la figura. 3.1. La explicación detallada del procedimiento se adjunta en el **Anexo 2**.

3.1.2. Sistema One Trip - Un solo viaje

Está disponible en la industria petrolera desde 1980, es un sistema para suspender cañones dentro de un pozo, reduciendo los viajes necesarios para realizar la operación de disparo y por tanto, los costos. El sistema permite obtener beneficios como reducir pérdidas de fluido de completación y evitar que la formación pueda ser invadida por los mismos. Además se reduce el tiempo de operación, comparados con la metodología TCP.

La técnica es complejo y combinar múltiples operaciones en un solo sistema, al producirse cualquier mal funcionamiento, sería necesario recuperar todo el sistema del pozo.

Al igual que la mayoría de los sistemas de terminación avanzados en uso hoy en día, el mayor ahorro se da en los proyectos con una profundidad extensa, geometría de pozo extremas, y/o escenarios en los que se necesita mayores costos de fluidos de completación.

En la medida que busca un mayor ahorro por lo general se asocia con un mayor riesgo, este sistema también se puede realizar de forma fiable en pozos menos profundos en los que los principales factores pueden incluir el control del pozo, daño de la formación reducida, y una mayor seguridad de funcionamiento.

3.1.2.1. Aplicaciones

La técnica se ha diseñado para que pueda ser útil en una gran variedad de escenarios por ejemplo alta tasa de agua, control de arena y empaques de grava fracpack.

- ✓ Wireline, Slickline, y TCP
- ✓ Pozos verticales, de alto Angulo y horizontales
- ✓ Grandes intervalos
- ✓ Cañoneo Orientado
- ✓ Disminuye el daño de la formación
- ✓ Disminución del tiempo de taladro

3.1.2.2. Ventajas del Sistema ONE-TRIP

- ✓ El tipo de anclaje utilizado “Auto-J Bottom Gun Anchor” puede ser asentado y desasentado en cualquier momento.
- ✓ Si no se libera el ancla del revestidor, debido a que está ubicada en la parte inferior de la sarta existe la suficiente distancia el cañón y el casing para que el pozo produzca.

3.1.2.3. Limitaciones del Sistema ONE-TRIP

- ✓ El sistema “Auto-J Bottom Gun Anchor” no es aplicable para tuberías de casing mayores a 9 5/8”.
- ✓ La cabeza de disparo hidráulica, Mark II, es un dispositivo mecánico y una vez activado no se puede detener el proceso.
- ✓ Poca disponibilidad de la herramienta debido a que algunos componentes del One Trip no son comunes, el tiempo promedio de envío es de 6 meses o más.

3.1.2.4. Procedimiento Operativo del Cañoneo con ONE TRIP-DUO

1. Correr y asentar los cañones con Wireline. Se realiza la correlación, previo al asentamiento del ancla con GR-CCL.
2. Bajar la Bomba Electro Sumergible (BES).
3. Realizar pruebas de rotación, activar la Cabeza de Disparo Hidráulica y aplicar presión durante 1 minuto. Liberar la presión hasta 0 Psi.
4. Arrancar la Bomba Electro Sumergible, para crear el bajo balance se desplaza volumen requerido. Después se apaga la Bomba Electrosumergible.
5. Esperar la detonación de los cañones. Monitorear aporte de la formación.

El detalle del procedimiento se adjunta en el Anexo 2.

3.2. CAÑONEO CON BAJO-BALANCE DINÁMICO

Durante los trabajos de perforación, cementación y completación se origina daño de formación que reduce la eficiencia de flujo del yacimiento. Además el cañoneo crea una zona triturada de baja permeabilidad alrededor del túnel creado, que de acuerdo a investigaciones puede disminuir hasta en diez veces el valor original.

Para minimizar y hasta eliminar si fuese posible el daño provocado por los disparos se requiere un diferencial de presión estática negativo, es decir un bajo balance estático que por sí solo no garantiza la obtención de disparos limpios, condición que también está directamente relacionada con la velocidad inicial instantánea de flujo creada por un bajo-balance dinámico, que se origina al detonarse los cañones, obteniéndose túneles limpios como se indica en la figura 3.6.



Figura 3.6 Técnica de bajo balance dinámico

Fuente: Schlumberger

*Para crear el bajo-balance requerido se dispone de dos técnicas, **PURE y DUO.***

3.2.1. Técnica PURE (Perforating Ultimate Reservoir Exploitation) o Disparos para la Explotación Total del Yacimiento

Es un método de disparos que utiliza configuraciones de cañones con secciones que tienen cargas de baja potencia para no perforar el casing, pero que permiten generar un alto nivel de bajo-balance dinámico. La técnica se puede utilizar en combinación con bajo-balance estático o en moderado sobre-balance de presión.

3.2.1.1. Principio operativo

Consiste en la detonación de cargas huecas, cuya cámara se encuentra a presión atmosférica, que al activarse reducen la presión en la región de la boca del pozo originando un flujo instantáneo al momento de los disparos y en consecuencia desprendiendo el daño en la zona triturada barriendo parte o la totalidad de los detritos que se encuentran en los túneles creados logrando perforaciones limpias, permitiendo que la permeabilidad de la zona triturada comparada con la de la zona virgen (K_c/K) pueda llegar a 1, incrementado la productividad. La citada información se muestra en la figura 3.7

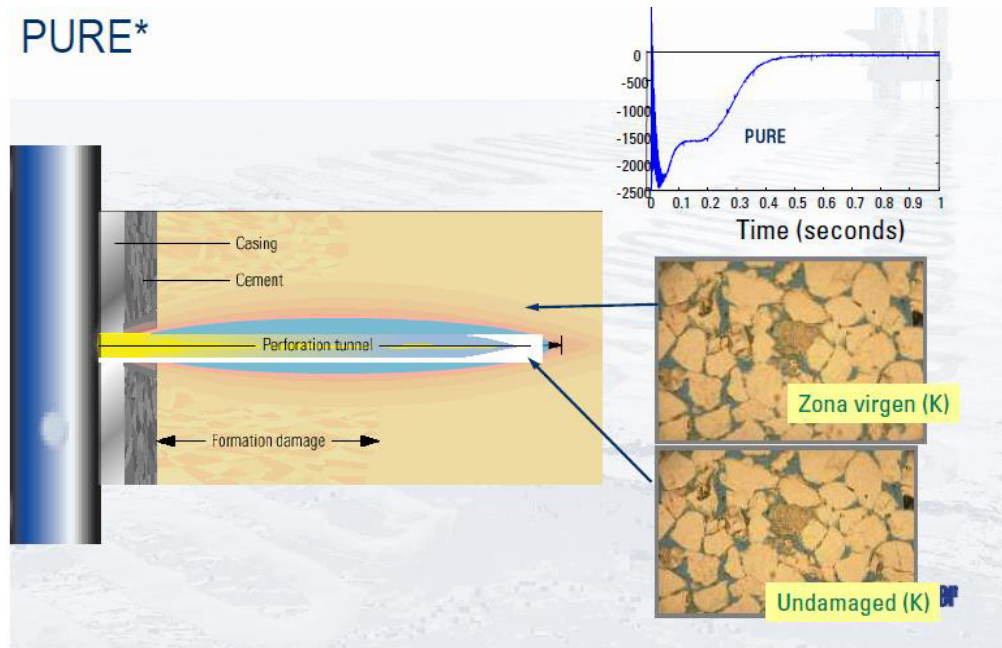


Figura 3.7 Resultados de la técnica PURE

Fuente: Schlumberger

3.2.1.2. Aplicaciones

La técnica es aplicable en cañones operados con cable y corridos con tubería, sea en pozos verticales o direccionales. Resulta efectiva en formaciones de baja permeabilidad que requieren un bajo-balance de presión extremadamente alto para la limpieza de los disparos. Se recomienda utilizar PURE con TCP y no con Wireline, porque evitamos daño por invasión de fluidos.

Por otra parte, las operaciones de disparos con bajo-balance dinámico incrementan la efectividad de los diversos tratamientos de estimulación que se pueden aplicar a un yacimiento,

optimizando los requerimientos en términos de potencia hidráulica en superficie. Otro beneficio es la disminución de la intensidad de las vibraciones producidas por los disparos, minimizando el deterioro de la adherencia cemento-formación y manteniéndose un buen aislamiento.

En la operación de disparo con bajo-balance estático es difícil obtener altos diferenciales de presión. Cuando se cañonea en esta condición el túnel se taponará por detritos y fragmentos de roca. El flujo de producción puede remover algunos residuos, pero se mantiene buena parte de la zona triturada de baja permeabilidad.

3.2.1.3. Configuración del sistema

La sarta de disparos se muestra en la figura 3.8 y está compuesta por:

- ✓ Cabeza de disparo (Firing head)
- ✓ Espaciador de Seguridad
- ✓ Cámara PURE
- ✓ Cañones de disparos de alta densidad (HSD)
- ✓ Guía o "Bull nose"



Figura 3.8 Configuración con sarta PURE

Fuente: Schlumberger

3.2.1.4. Requerimientos para aplicar PURE

Los requisitos mínimos son:

- ✓ Presión de yacimiento mayor a 1.000 psi
- ✓ Permeabilidad mayor a 5 md para petróleo y 0.1 md para gas.

Para determinar la eficiencia de la técnica PURE se utiliza el simulador SPAN el cual analiza los diversos tipos de roca y de fluidos, porosidad y permeabilidad de la formación que se disparará.

3.2.1.5. Ventajas del Sistema

- ✓ Crear bajo-balance dinámico en los primeros 100 milisegundos después del disparo.
- ✓ No requiere bajo-balance estático, pero es conveniente tenerlo para evitar la invasión de fluidos al yacimiento.
- ✓ Reduce la presión dinámica, disminuyendo la onda de choque en el pozo.
- ✓ Minimizar el micro-anillo hidráulico cemento-formación
- ✓ Mejora la permeabilidad al aumentar la efectividad de los disparos
- ✓ Disminuye la carga de presión en los equipos del taladro.
- ✓ Minimiza la tendencia al arenamiento en formaciones no-consolidadas al disminuir la onda de choque.
- ✓ Puede eliminar la necesidad de realizar trabajos de lavado con ácido (wash clean-up) en formaciones de baja permeabilidad.
- ✓ Aumenta la productividad o inyectividad del yacimiento

3.2.2. Técnica DUO (Optimización del Bajo Balance Dinámico)

El DUO (Dynamic Underbalance Optimization - Baker Hughes) es un método para crear una condición de bajo balance instantáneo en el momento del disparo con el propósito de limpiar las perforaciones en dos etapas: desprender la zona compactada alrededor del túnel creado por el disparo y limpiarlo junto con los residuos del mismo. La técnica permite planificar, analizar y optimizar el trabajo de cañoneo que se va a ejecutar y la duración del flujo originado en el proceso de disparos, para mejorar la producción durante la completación de los pozos.

3.2.2.1. Principio teórico

La mecánica del DUO permite desprender los residuos de la zona dañada o compactada y limpiar con el flujo del pozo los túneles creados sin afectar la zona virgen. Para ello se necesita alcanzar la surgencia dinámica requerida.

Utiliza la dinámica del pozo originada por el cañoneo para establecer temporalmente una condición de bajo balance dinámico, disminuyendo la presencia de daño en los disparos, que se puede lograr mediante la utilización de un cámara vacía, en el ensamblaje de disparos (cañones + válvulas IGPV-DUO), para controlar la presión y velocidad de flujo del yacimiento al pozo.

3.2.2.2. Configuración con DUO

La sarta de disparos está integrada por:

- ✓ Cabeza de disparo (Firing head)
- ✓ Cámara vacía (Blank Gun)
- ✓ Inter-Gun Pressure Valves (IGPV)
- ✓ Cañones Perfgun
- ✓ Guía o "Bullnose"

La respectiva configuración se muestra en la figura 3.9

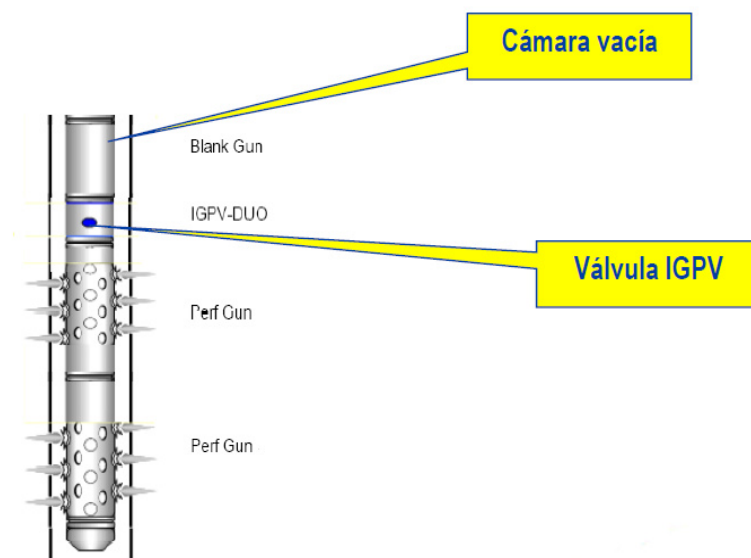


Figura 3.9 Configuración con sarta DUO

Fuente: Schlumberger

La parte fundamental del sistema DUO es la válvula IGPV, mostrada en la figura 3.10, porque en el momento en que se detonan los cañones permite el ingreso del fluido del anular hacia la cámara vacía superior, generando el bajo balance dinámico.



Fig. 3.10 Válvula IGPV
Fuente: Baker Hughes

3.2.2.3. Aplicaciones del Sistema

La técnica DUO permite cañonear intervalos masivos y se aplica con cañones operados con cable o corridos en tubería en pozos verticales o direccionales.

En la Figura 3.11 Se muestra un esquema de completación definitiva, previo al cañoneo, con el sistema de disparos ONE-TRIP

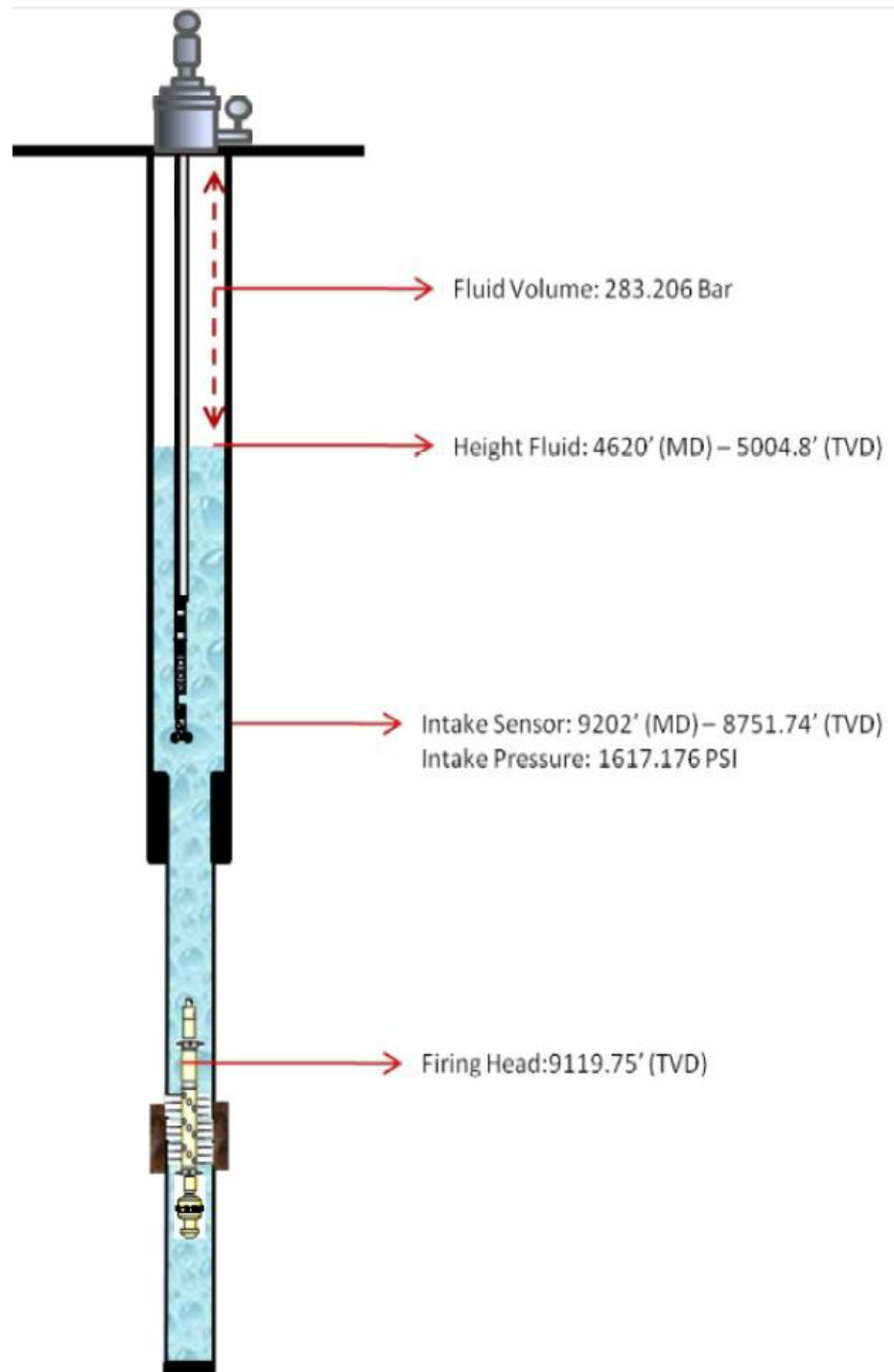


Figura 3.11 Sarta de cañoneo ONE-TRIP
Fuente: Baker Hughes

3.2.2.4. Ventajas del Sistema

- ✓ Simplifica las operaciones en el pozo debido a que elimina la necesidad de grandes presiones estáticas con lo que se ahorra tiempo de taladro y minimiza el control del pozo factores requeridos en las operaciones con TCP.
- ✓ Maximiza el flujo de producción al reducir el daño y eliminar los residuos en los túneles creados (valores Skin cercanos a cero).
- ✓ Proporciona un buen modelo para el diseño del ensamblaje de fondo requerido.
- ✓ Se dispone de programas para diseñar la operación en cada intervalo de interés.
- ✓ Utiliza sensores de presión de alta velocidad para verificar el comportamiento del proceso de disparos y confirmar la simulación realizada.

CAPITULO 4

CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS ANALIZADOS

4.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN

Los 10 pozos analizados en esta Tesis se seleccionaron considerando cinco operaciones exitosamente ejecutadas de las siete efectuadas con cañones anclados y cinco también exitosas, realizadas con TCP; ambos procesos en bajo balance dinámico. El propósito es comparar las dos técnicas para determinar la eficiencia de cada método, su incidencia en la eliminación o disminución del daño de formación y por tanto en el incremento de producción. Se debe indicar que cuando se disparó los cañones anclados, también se tuvo bajo-balance estático. Los pozos seleccionados se indican en la tabla 4.1 y 4.2.

TABLA 4.1 Pozos disparados con Anclas
(Diámetro del cañón 4 1/2")

CAMPO	POZO	ARENA	DPP	INTERVALO (Pies)
SHUSHUFINDI	128D	"Ui"	5	9887 - 9914
SHUSHUFINDI	131D	"Ui"	5	9592 - 9598
			5	9608 - 9611
			5	9616 - 9621
			5	9630 - 9638
			5	9646 - 9667
SHUSHUFINDI	134D	"Ui"	5	9569 - 9584
			5	9595 - 9640
DRAGO	E-8D	"Ti"	5	10236 - 10274
DRAGO	E-9D	"Ti"	5	10086 - 10096

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.2 Pozos disparados con TCP
(Diámetro del cañón 4 1/2")

CAMPO	POZO	ARENA	DPP	INTERVALO (Pies)
SHUSHUFINDI	116D	"Ui"	5	9618 - 9638
SHUSHUFINDI	119D	"Ti"	5	9797 - 9803
			5	9808 - 9812
			5	9816 - 9822
SHUSHUFINDI	122D	"Ti"	5	9629 - 9635
			5	9640 - 9653
			5	9660 - 9665
SHUSHUFINDI	140D	"Ui"	5	9359 - 9379
			5	9399 - 9420
DRAGO	N- 20D	"Ui"	5	10154 - 10172
			5	10180 - 10188

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

4.2. ARENISCAS PRODUCTORES

Los valores promedios de los principales parámetros petrofísicos de los campos Drago y Shushufindi se muestran en la tabla 4.3.

TABLA 4.3 Valores Promedios de los Parámetros Petrofísicos

CAMPO	ARENA	VALORES PROMEDIOS					
		Ø (%)	°API	Espesor (ft)	Sw (%)	So (%)	K mD
SSFD	BT	14.2	28	19	50	50	3076
	Us	13.6	27	94	45.3	54.7	1392
	Ui	17.1	26	124	25	75	424
	Ti	17.3	31.8	70	42.3	57.3	514
	Ts	11.5	30	173	55	45	546
DRAGO	T	18	28	60	32	68	845
	Us	15	27	54	48	52	680
	Ui	17	31	76	30	70	590

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

En la tabla 4.4 se indican variables como: presión de burbuja (Pb), temperatura del yacimiento (Ty), grado API, relación gas petróleo (GOR), factor volumétrico del petróleo (β_o) y gravedad del gas.

TABLA 4.4 Arenas Productoras

CAMPO	ARENA	Pb (Psi)	Tr (°F)	Grado API	GOR (SCF/STB)	β_{oil} (BBL/STB)	Gravedad del Gas
SSF	BT	1050	215	28	295	1.137	1.09
	Us	1010	215	27	230	1.1413	1.19
	Ui	863	213	26	208	1.1145	1.24
	Ti	1053	219	32	353	1.1575	1.31
	Ts	950	205	30	228	1.1356	1.28
DRG	T	1053	217	28	214	1.1835	1.27
	Ui	1065	215	27	200	1.1632	0.98
	Us	1006	200	31	221	1.1123	1.18

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

4.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS DISPARADAS

Los valores de las características petrofísicas de las formaciones disparadas en los pozos seleccionados, se muestran tablas en las tablas 4.5 y 4.6

TABLA 4.5 Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Disparados con Cañones Anclados

CAMPO	POZO	ARENA	Ht	Ho	Ø	K
			(ft)	(ft)	(%)	(mD)
SSF	128D	"Uj"	90	27	16.4	590
SSF	131D	"Uj"	90	43	14.6	980
SSF	134D	"Uj"	50	15	16.5	250
			70	45	16.5	250
SSF	E-8D	"Tj"	55	38	17	43.3
SSF	E-9D	"Tj"	54	10	15	680

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.6 Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos
Disparados con Cañones TCP

CAMPO	POZO	ARENA	Ht	Ho	Ø	K
			(ft)	(ft)	(%)	(mD)
SSF	116D	"Ts"	32	11	12	150
SSF	119D	"Ti"	25	16	18	410
SSF	122D	"Ti"	128	24	16.8	1582
SSF	140D	"Ui"	74	41	15	350
DRG	N-20D	"Ui"	49	8	18	106.7
			48	8	18	157

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

4.4. DATOS INICIALES DE PRODUCCIÓN

La información de producción de un pozo cuando se realizan las pruebas iniciales se obtiene del reporte oficial presentado a la respectiva dependencia gubernamental. En Las tablas 4.7 y 4.8 se presenta dichos datos para los pozos disparados con cañón anclado y TCP, respectivamente, considerando la técnica aplicada.

TABLA 4.7 Pruebas Iniciales de Pozos Cañoneados con Anclajes

Fecha	Arena	Método de Producción	Técnica	BPPD	BSW	API	Pc
SSF-128D							
21-May-11	Ui	PPS	MAX-R	810	0.25	18.8	110
SSF-131D							
22-Jun-11	Ui	PPS	MAX-R	1077	0.12	15.1	-
SSF-134D							
26-Ene-11	Ui	PPS	ONE TRIP	1155	0.07	21.7	-
DRG-E8D							
29-May-10	Ti	PPS	MAX-R	1685	0.1	33.4	ctk
DRG-E9D							
9-Abr-11	Ti	PPS	MAX-R	883	0.08	29	-

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.8 Pruebas Iniciales de Pozos Cañoneados con TCP

Fecha	Arena	Método de Producción	Técnica	BPPD	BSW (%)	°API	Pc
SSF-116D							
30-Abr-10	Ts	PPH	TCP - PURE	238	1	31.5	ctk
SSF-119D							
17-Abr-09	Ti	PPH	TCP - PURE	1606	0.03	31	ctk
SSF-122D							
15-Nov-08	Ti	PPH	TCP - PURE	1853	0.07	33.2	ctk
SSF-140D							
17-Jul-11	Ui	PPH	TCP - PURE	332	0.23	24	-
DRG-N20D							
8-Jun-10	Ui	PPH	TCP - PURE	317	0.34	26.4	ctk
14-Jun-10	Ui	PPH	TCP - PURE	829	0.04	26.4	ctk

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

4.5. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción para cada pozo seleccionado se elaboraron a partir de las respectivas pruebas mensuales en el periodo Octubre-2010 hasta Noviembre-2011.

Los principales datos que aparecen en un historial son: Estado del pozo, método de producción, arena productora, cantidad de fluidos, BSW, grado API.

En las tablas 4.9 a 4.13 se presentan las historias de producción para los pozos disparados con TCP y de la 4.14 a la 4.18 se muestran las correspondientes a los pozos disparados con cañones anclados.

TABLA 4.9 Historial de Producción SSF – 116D

Fecha	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor.	Observaciones
31-Dic-10	PPS	Ts	200	188	6	28	52	601	228	Monitoreo de producción
31-Ene-11	PPS	Ts	182	171	6	28	52	666	228	Monitoreo de producción
28.Feb-11	PPS	Ts	194	182	6	28	52	601	228	Monitoreo de producción
31-Mar-11	PPS	Ts	154	145	6	28	52	627	228	Monitoreo de producción
30-Abr-11	PPS	Ts	144	135	9	28	52	584	228	Incrementa BSW.
31-May-11	PPS	Ts	162	152	6	28	52	654	228	Monitoreo Producción- BSW.
30-Jun-11	PPS	Ts	148	139	6	28	52	639	228	Monitoreo Producción- BSW.
31-Jul-11	PPS	Ts	144	135	9	28	52	657	229	Incrementa BSW.
30-Ago-11	PPS	Ts	141	133	6	28	52	602	232	Monitoreo de producción
30-Sep-11	PPS	Ts	133	125	6	28	52	644	229	Monitoreo de producción
31-Oct-11	PPS	Ts	133	125	6	28	52	693	229	Monitoreo de producción
30-Nov-11	PPS	Ts	129	121	6	28	52	748	231	Monitoreo de producción

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.10 Historial de Producción SSF – 119D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor.	Observaciones
31-Dic-10	PP	PPS	Ti	2020	646	68	31	61	1407	259	Finaliza WO. Produce Ok.
31-Ene-11	PP	PPS	Ti	2012	644	68	31	61	1404	259	Monitoreo de producción
28.Feb-11	PP	PPS	Ti	2075	664	68	31	61	1415	260	Monitoreo de producción
31-Mar-11	PP	PPS	Ti	2067	661	68	31	61	1460	259	Monitoreo de producción
30-Abr-11	PP	PPS	Ti	2065	661	68	31	61	1566	258	Monitoreo de producción
31-May-11	PP	PPS	Ti	1824	584	68	31	61	1566	256	Reparación BES.
30-Jun-11	PP	PPS	Ti	1967	551	72	31	52	1371	256	Reparar BES. Finaliza WO. Monitoreo ProducciónBSW.
31-Jul-11	PP	PPS	Ti	1999	560	72	31	54	1366	259	Reparación BES.
30-Ago-11	PP	PPS	Ti	2223	622	72	31	54	1598	260	Incremento de la producción
30-Sep-11	PP	PPS	Ti	2195	615	72	31	54	1319	260	Monitoreo Producción - BSW.
31-Oct-11	PP	PPS	Ti	2275	637	72	31	54	1311	259	Monitoreo Producción - BSW.
30-Nov-11	PP	PPS	Ti	2120	530	75	31	54	1303	264	Monitoreo Producción - BSW.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.11 Historial de Producción SSF – 122D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor	Observaciones
31-Dic-10	PP	PPS	Ti	2744	823	70	32	52	1631	235	Monitoreo de producción
31-Ene-11	PP	PPS	Ti	2686	806	70	32	53	-	-	Sensor Dañado. Programa para arreglo.
28-Feb-11	PP	PPS	Ti	2702	703	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
31-Mar-11	PP	PPS	Ti	2629	684	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
30-Abr-11	PP	PPS	Ti	2603	677	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
31-May-11	PP	PPS	Ti	2599	676	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
30-Jun-11	PP	PPS	Ti	2607	678	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
31-Jul-11	PP	PPS	Ti	2607	678	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
30-Ago-11	PP	PPS	Ti	2637	686	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
30-Sep-11	PP	PPS	Ti	2614	680	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
31-Oct-11	PP	PPS	Ti	2614	680	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción
30-Nov-11	PP	PPS	Ti	2489	647	74	32	53	-	-	Monitoreo de producción

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.12 Historial de Producción SSF – 140D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	Frec Hz	P. Intake	T. Motor	Observaciones
31-Jul-11	PP	PPS	Ui	431	336	22	23.9	50	-	-	Produce luego de Build up
30-Ago-11	PP	PPS	Ui	426	111	74	24	50	814	254	Disminuye Producción. Limpieza de BES.
30-Sep-11	PP	PPS	Ui	217	130	40	24	51	901	255	Incrementa BSW. Limpieza a la BES.
31-Oct-11	PP	PPS	Ui	331	166	50	24	52	976	256	Monitoreo Producción - BSW.
30-Nov-11	PP	PPS	Ui	320	64	80	24	51	893	246	Disminuye Producción. Limpieza de BES.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.13 Historial de Producción DRG – N20D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor.	Observaciones
31-Dic-10	PP	PPS	Ui	750	420	44	26	54	865	266	Finaliza C/Pi. Produce Ok.
31-Ene-11	PP	PPS	Ui	773	278	64	26	55	796	268	Monitoreo Producción - BSW.
28.Feb-11	PP	PPS	Ui	697	251	64	26	56	619	270	Monitoreo de producción
31-Mar-11	PP	PPS	Ui	714	257	64	26	56	624	269	Monitoreo de producción
30-Abr-11	PP	PPS	Ui	714	257	64	26	56	624	270	Monitoreo de producción
31-May-11	PP	PPS	Ui	584	209	64	26	56	655	270	Monitoreo de producción
30-Jun-11	PP	PPS	Ui	575	138	76	26	56	666	271	Incrementa BSW.
31-Jul-11	PP	PPS	Ui	575	127	78	26	56	684	272	Monitoreo de producción
30-Ago-11	PP	PPS	Ui	559	123	78	26	57	695	274	Monitoreo de producción
30-Sep-11	PP	PPS	Ui	467	103	78	26	56	745	275	Monitoreo de producción
31-Oct-11	PP	PPS	Ui	448	99	78	26	56	765	275	Monitoreo de producción
30-Nov-11	PP	PPS	Ui	390	86	78	26	56	800	275	Monitoreo de producción

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.14 Historial de Producción SSFD – 128D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	Frec . Hz	P. Intake	T. Motor.	Observación
31-May-11	PP	PPS	Ui	1277	1162	9	28	60	1890	298	Finaliza C/Pi. Inicia produce Ok.
30-Jun-11	PP	PPS	Ui	1282	1157	3	28	61	1703	295	Disminuye BSW.
31-Jul-11	PP	PPS	Ui	1543	1420	8	28	61	1905	293	Incrementa BSW.
30-Ago-11	PP	PPS	Ui	1543	1327	14	28	63	1728	299	Monitoreo Producción - BSW.
30-Sep-11	PP	PPS	Ui	1492	1074	28	28	63	1857	299	Monitoreo Producción - BSW.
31-Oct-11	PP	PPS	Ui	1379	993	28	28	63	1931	294	Monitoreo de producción
30-Nov-11	PP	PPS	Ui	1395	865	38	28	63	1949	287	Monitoreo Producción - BSW.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.15 Historial de Producción SSFD – 131D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor	Observación
30-Jun-11	PP	PPS	Ui	1206	1077	0.12	15.1	50	2347	270	Finaliza C/Pi. Inicia produce Ok.
31-Jul-11	PP	PPS	Ui	1199	839	30	15.1	52	2362	280	Incrementa la frecuencia y BSW.
30-Ago-11	PP	PPS	Ui	1199	719	40	15.1	52	2347	289	Incrementa BSW.
30-Sep-11	PP	PPS	Ui	1125	675	40	15.1	52	2134	283	Monitoreo Producción - BSW.
31-Oct-11	PP	PPS	Ui	1125	675	40	15.1	52	2137	275	Limpieza de equipo BES.
30-Nov-11	PP	PPS	Ui	1288	708	45	15	52	2129	278	Incremento de la producción. Incremento BSW.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.16 Historial de Producción SSFD – 134D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor.	Observación
31-Jan-11	PP	PPS	Ui	1240	1141	8	21.7	54	1728	128	Finaliza C/Pi. Produce Ok.
28-Feb-11	PP	PPS	Ui	1314	1288	2	21.7	56	1616	260	Monitoreo de producción
31-Mar-11	PP	PPS	Ui	1318	1226	7	21.7	55	1624	260	Monitoreo de producción
30-Apr-11	PP	PPS	Ui	1155	1074	7	27.7	54	1589	260	Monitoreo de producción
31-May-11	PP	PPS	Ui	1144	1064	7	27.7	54	1596	260	Monitoreo de producción
30-Jun-11	PP	PPS	Ui	1079	1003	7	27.7	54	1613	260	Monitoreo de producción
31-Jul-11	PP	PPS	Ui	1125	900	20	27.7	54	1630	260	Incrementa BSW
30-Aug-11	PP	PPS	Ui	1126	901	20	27.7	54	1660	259	Monitoreo de producción
30-Sep-11	PP	PPS	Ui	1129	903	20	27.7	54	1665	259	Monitoreo de producción
31-Oct-11	PP	PPS	Ui	1157	833	28	21	54	1688	258	Incrementa BSW. Dis. Viscosidad.
30-Nov-11	PP	PPS	Ui	1111	800	28	21	54	1688	258	Monitoreo Producción - BSW.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.17 Historial de Producción DRG – E8D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor.	Observación
31-Oct-10	PP	PPS	Ti	1312	1010	23	33.4	47	2286	213	Incrementa BSW
31-Dic-10	PP	PPS	Ti	1284	924	28	33.4	47	-	-	Realizan M.P.G
31-Ene-11	PP	PPS	Ti	1269	914	28	33.4	47	-	-	Prueba con Medidor Multifásico
28.Feb-11	PP	PPS	Ti	1272	916	28	33.4	47	-	-	Monitoreo de producción
31-Mar-11	PP	PPS	Ti	1269	914	28	33.4	47	-	-	Monitoreo de producción
30-Abr-11	PP	PPS	Ti	1272	865	32	33.4	47	-	-	Incrementa BSW
31-May-11	PP	PPS	Ti	1213	825	32	33	47	-	-	Monitoreo de producción
30-Jun-11	PP	PPS	Ti	1077	646	40	33	47	-	-	Incrementa BSW
31-Jul-11	PP	PPS	Ti	1169	655	44	33	47	-	-	Incrementa BSW
30-Ago-11	PP	PPS	Ti	1221	670	45,1	33	51	-	-	Incremento BSW.
30-Sep-11	PP	PPS	Ti	1093	621	43.2	30.7	51	-	-	Incrementa BSW. Dis. Viscosidad.
31-Oct-11	PP	PPS	Ti	1008	464	54	30.7	51	-	-	Incrementa BSW. Monitoreo de producción.
30-Nov-11	PP	PPS	Ti	999	460	54	30.7	51	-	-	Finaliza WO. Recuperan BES y Evalúan.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.18 Historial de Producción DRG – E9D

Fecha	Estado	Método	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	API	Frec. Hz	P. Intake	T. Motor.	Observaciones
30-Abr-11	PP	PPS	Ti	1091	1069	2	30.8	53	2424	275	Finaliza C/Pi. Produce Ok.
31-May-11	PP	PPS	Ti	946	927	2	30.8	53 - 55	2412	295	Incremento de Frecuencia
30-Jun-11	PP	PPS	Ti	336	329	2	30	57 - 59	2450	307	Incremento de Frecuencia
31-Jul-11	PP	PPS	Ti	308	302	6	30	59 - 62	2462	310	Incremento de Frecuencia. Reparación por Atascamiento
30-Ago-11	PP	PPS	Ti	338	336	0,5	29,9	62	2216	300	Reparar - Prueba BES.
30-Sep-11	PP	PPS	Ti	338	336	0,5	29,9	62	-	-	Suspenden Eval. Posible Pack Desas.
31-Oct-11	PP	PPS	Ti	1763	1587	0,6	29,10	62	1860	275	Rediseñar BES. Finaliza C/Pi. Produce Ok. Aumenta producción.
30-Nov-11	PP	PPS	Ui	1765	1571	11	31.2	62	1865	274	Monitoreo Producción - BSW.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasc

4.6. HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS (Workover)

Por ser relativamente nuevos, los pozos seleccionados no tienen amplia historia de reacondicionamiento. En las tablas 4.19 a 4.22 constan los trabajos de "Workover" efectuados en los pozos disparados con TCP y de la 4.23 a la 4.24 se indican los correspondientes a los disparados con cañones anclados. Se presenta el número y el objetivo del Workover, la fecha de ejecución y las observaciones.

Se debe indicar que en los pozos SSF-116D, 128D, 134D, 140D y DRG-E8D no se han realizado trabajos de reacondicionamiento.

TABLA 4.19 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 119D

SSF - 119D			
W.O #	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	18-Ene-09	Reparar Bomba Electrosumergible	Trabajo exitoso. Se recupera +/- 1100 BPPD. Incrementa BSW de 36 a 44%. Bajan equipo BES en 3-1/2" tubería Siderca clase "A"
2	6-Jul-11	Reparar BES por baja carga, posible eje roto de la bomba.	Trabajo exitoso. Se recupera la producción.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.20 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 122D

SSFD - 122D			
W.O #	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	3-Jul-09	Cambio de completación por comunicación Tubing- Casing	Trabajo Satisfactorio. Baja BES similar a la interior en 3-1/2" TUBERIA CLASES "A". Recupera +/- 768 BPPD.
2	21-Ener-10	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing.	Trabajo exitoso. Bajan BES TE'2700 EN 3-1/2" tubería SEC-TN-70 CLASE "A". Recupera +/- 1030 BPPD.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.21 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 140D

SSFD - 140D			
W.O #	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	26-Sep-11	Limpieza de arena sobre Standing valve (+/-12') y limpieza a la BES con Coiled Tubing.	Trabajo exitoso, se logra prenda BES y recupera producción en +/- 180 BPPD.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.22 Historial de Reacondicionamiento DRG – N20D

DRG - N20D			
W.O #	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	09-Ago-10	Reparar BES	Trabajo satisfactorio, recupera producción +/- 740 BPPD. Bajan BES similar en la misma tubería de 3-1/2" siderca.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.23 Historial de Reacondicionamiento SSFD - 131D

SSFD - 131D			
W.O #	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	15-Oct-11	Limpieza de equipo BES con HCL al 10% utilizando Unidad de Coiled Tubing.	Trabajo exitoso. Se limpia BES, temperatura de motor baja de 315°F a 274°F

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 4.24 Historial de Reacondicionamiento DRG – E9D

DRG - E9D			
W.O #	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	06-Ago-11	Reparar BES por atascamiento	Trabajo exitoso, se recupera producción.
2	5-Oct-11	Recuperar BES, evaluar sin torre. Rediseñar BES.	Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 1400 BPPD.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

4.7. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (Build up test)

Permiten determinar para cada formación datos como presiones (fluyente y del yacimiento), índice de productividad, permeabilidad (K) y daño total (St).

La tabla 4.25 presenta la información obtenida de las pruebas de presión disponibles para 6 de los 10 pozos seleccionados. En los pozos SSFD-128D, 131D, 134D y DRG-E9D “no existen pruebas de Build Up”.

TABLA 4.25 Pruebas de Restauración de Presión

RESULTADOS DE B'UP																		
POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION							PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	IPA	IPI	DAÑO	Qt	BSW	Qo	Qw	°API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	b/d/psi	b/d/psi		St	b/d	%	b/d		b/d	pies	pies	pies
SSF-116D	30-Abr-10	Ts	2112	1148	1053	24	0.24	0.23	0.3	240	1	237	3	32	9795	9806	11	11
SSF-119D	15-Nov-09	TI	2497	2270	1053	410	6.79	7.78	1.9	1440	21	1138	302	31.0	9797	9803	6	16
															9808	9812	4	
															9816	9822	6	
SSF-122D	15-Nov-08	TI	2565	2414	1053	1582	13.19	20.1	13	1992	7	1853	139	32.3	9629	9635	6	24
															9640	9653	13	
															9660	9665	5	
SSF-140D	14-Ago-11	Ui	1539.8	1014.1	1010	5419	1.597	1.31	8	443	23	341	102	24.0	9359	9379	20	41
															9399	9420	21	
DRG-E8D	14-Ago-11	Ti	2665.4	2210.5	600	43.3	3.15	4.5	-2.07	431	23	332	99	24.0	10236	10274	38	38
DRG-N20D	03-Jun-10	Ui	2023.4	1560.7	1600	207.3	1.0737	2.5	1.07	487	25	365	122	25.9	10154	10172	18	26
	28-May-10	Ui	1993.6	1522.1	420	257.6	1.0432	2.25	2.6	1127	4	1082	45	25.4	10180	10188	8	

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

CAPITULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO SELECCIONADOS

Se debe considerar una buena planificación para poder lograr resultados exitosos en las operaciones de disparos, aplicando los sistemas seleccionados. El análisis implica comparar los resultados obtenidos para determinar la factibilidad tanto técnica como económica.

5.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Para este propósito se tomará en cuenta los resultados obtenidos al aplicar los dos sistemas de cañoneo descritos en esta tesis, analizando la efectividad de los disparos, la posible reducción o eliminación del daño total y estimado, mediante el denominado “Método Simple”, la productividad que se podría lograr.

5.1.1. Efectividad de los disparos

Se calcula el radio de invasión producido por el daño de formación utilizando la aplicación LOGCALC del programa PETROCALC 7, ingresando los valores promedios de resistividad, obtenidos de los registros eléctricos corridos a hueco abierto, y el valor calculado del radio se compara con la profundidad de penetración de los disparos estimada por los simuladores iPERF (Baker) y SPAN (Schlumberger).

El detalle de este procedimiento se indica a continuación.

5.1.1.1. Cálculo del Radio de Invasión

Para calcularlo se toma en cuenta los valores promedios de las resistividades obtenidas de los registros de inducción de corto (RLL8), mediano (RIM), largo alcance (RID) y del micro esférico (zona invadida RSFL), datos que son ingresados al LOGCALC, que calcula el diámetro de invasión. Las ecuaciones que ejecuta el programa se indican en el Anexo 5.

La figura 5.1 muestra la zona invadida y de permeabilidad alterada.

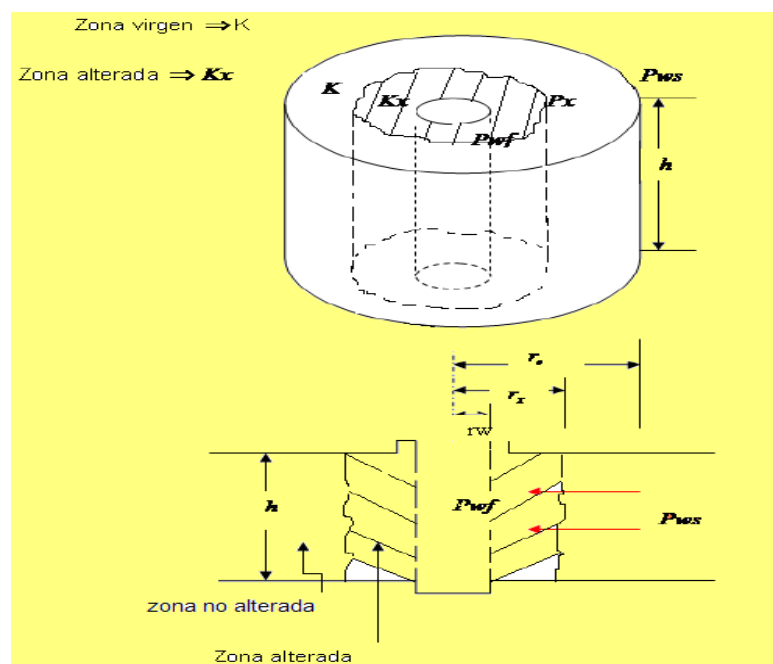


Figura 5.1 Radio de Invasión
Fuente: Halliburton

En las tablas 5.1 y 5.2 se indican las resistividades promedias obtenidas de los registros de inducción y el respectivo radio de invasión (R_s), para los pozos seleccionados.

TABLA 5.1 "Rs" de Pozos Cañoneados con TCP

POZO	RLL8 $\Omega\text{-m}$	RLM $\Omega\text{-m}$	RLD $\Omega\text{-m}$	Rxo $\Omega\text{-m}$	Rm $\Omega\text{-m}$	Di pies	Rs pies
SSF - 116D	12	12.5	15	14	0.720	38.29	19.15
SSF - 119D	42	43	50	38	1.020	42.30	21.15
SSF - 122D	140	145	154	40	0.509	36.91	18.46
SSF - 140D	30	31	32	36	0.675	23.83	11.91
DRG - N20D	17	18	24	20	0.680	36.49	18.25

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 5.2 "Rs" de Pozos Cañoneados con Sistemas De Anclajes

POZO	RLL8 $\Omega\text{-m}$	RLM $\Omega\text{-m}$	RLD $\Omega\text{-m}$	Rxo $\Omega\text{-m}$	Rm $\Omega\text{-m}$	Di pies	Rs pies
SSF - 128D	85	80	75	100	0.73	27.24	13.62
SSF - 131D	26	28	40	30	0.57	34.65	17.33
SSF - 134D	30	35	40	57	1.42	21.42	10.71
DRG - E8D	49	66	179	74	0.66	14.34	7.17
DRG - E9D	141	202	244	113	0.50	10.27	5.14

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

5.1.1.2. Estimación de la profundidad de los disparos

Los simuladores iPERF y SPAN calculan la penetración de los disparos. Para ello se debe ingresar información del revestimiento, del cemento, de la formación y las características del fluido de completación, generando resultados de penetración y análisis de productividad bajo las citadas condiciones.

El iPERF se utiliza para estimar la eficiencia de una completación aplicando el siguiente procedimiento:

- ✓ Predecir el desempeño de la carga a condiciones “in-situ”.

- ✓ Estimar las presiones en el pozo y en el yacimiento durante el cañoneo, determinando los cambios de presión que ocurren en un lapso mayor a cien milisegundos y confirmar el bajo balance que se necesita para alcanzar niveles óptimos de limpieza en los túneles perforados.

- ✓ Indicar el nivel recomendado del diferencial bajo-balance para restaurar la permeabilidad de la zona alrededor de los disparos sin que se genere flujo de arena, analizando las propiedades del yacimiento, de los fluidos y de las perforaciones que se necesitan para optimizarlas condiciones de limpieza.

El SPAN simula el rendimiento de los disparos permitiendo optimizar la eficiencia de la completación mediante la comparación de una variedad de tipo de cargas y de cañones.

Los resultados de las simulaciones se muestran en el **Anexo 6** donde se indican las opciones que se pueden manejar en el tipo de cañón, caída de presión dinámica de fluido y estimaciones de penetración, daño total e índice de productividad del pozo.

En las tablas 5.3 y 5.4 se muestran las penetraciones obtenidas de las simulaciones para las dos técnicas consideradas. En cada pozo se consideraron dos de tipos de cargas.

TABLA 5.3 Penetración con TCP
(Diámetro del cañón 4 1/2")

POZO	ARENA	TIPO DE CARGA	DPP	RADIO PROMEDIO DE PENETRACION (pulgadas)	DIAMETRO PROMEDIO DE ORIFICIO (pulgadas)
SSF-116D	Ts	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.39	0.44
		P. JET 4505 HMX	5	20.43	0.47
SSF-119D	Ti	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.69	0.43
		P. JET 4505 HMX	5	20.68	0.47
SSF-122D	Ti	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.57	0.43
		P. JET 4505 HMX	5	20.58	0.47
SSF-140D	Ui	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.33	0.43
		P. JET 4505 HMX	5	20.38	0.47
DRG-N20D	Ui	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.68	0.43
		P. JET 4505 HMX	5	20.67	0.47

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011
Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 5.4 Penetración con Sistema de Anclajes
(Diámetro del cañón 4 1/2")

POZO	ARENA	TIPO DE CARGA	DPP	RADIO PROMEDIO DE PENETRACION (pulgadas)	DIAMETRO PROMEDIO DE ORIFICIO (pulgadas)
SSF-128D	Ui	PJ OMEGA 4505 HMX	5	22.38	0.43
		PJ OMEGA 4512 HMX	5	14.52	0.34
SSF-131D	Ui	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.69	0.85
		P. JET 4505 HMX	5	20.68	0.92
SSF-134D	Ui	TC47H EXTRA DP HMX	5	39.49	0.47
		TC47H EXTRA HMX	5	29.53	0.38
DRG-E8D	Ti	PJ OMEGA 4505 HMX	5	21.18	0.44
		P. JET 4505 HMX	5	17.74	0.47
DRG-E9D	Ti	PJ OMEGA 4505 HMX	5	24.69	0.44
		P. JET 4505 HMX	5	20.68	0.47

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

5.1.1.3. Comparación entre el Radio de Invasión y el Alcance de los Disparos.

La operación de cañoneo se considera efectiva cuando el radio de penetración (P) es mayor a la profundidad del daño (Rs), mejorando la productividad del pozo.

En las tablas 5.5 y 5.6 se comparan “Rs vs P” en los pozos seleccionados para cada técnica de disparos.

TABLA 5.5 “Rs” vs. “P” de Pozos Cañoneados con TCP

POZO	TÉCNICA	ARENA	Rs (pulg)	P (pulg)	COMENTARIO
SSFD - 116D	TCP - PURE	Ts	19.15	25.55	SATISFACTORIO
SSFD - 119D	TCP - PURE	Ti	21.15	25.85	SATISFACTORIO
SSFD - 122D	TCP - PURE	Ti	18.46	24.57	SATISFACTORIO
SSFD - 140D	TCP - PURE	Ui	11.91	24.33	SATISFACTORIO
DRG - N20D	TCP - PURE	Ui	18.25	25.83	SATISFACTORIO

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 5.6 “Rs” vs. “P” de Pozos Cañoneados con Sistema De Anclajes

POZO	TÉCNICA	ARENA	Rs (pulg)	P (pulg)	COMENTARIO
SSF - 128D	MAXR - PURE	Ui	13.62	22.38	SATISFACTORIO
SSF - 131D	MAXR - PURE	Ui	17.33	24.69	SATISFACTORIO
SSF - 134D	ONE TRIP - DUO	Ui	10.71	39.49	SATISFACTORIO
DRG - E8D	MAXR - PURE	Ti	7.17	21.18	SATISFACTORIO
DRG - E9D	MAXR - PURE	Ti	5.14	22.18	SATISFACTORIO

Fuente: Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi – 2011

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

De las tablas se puede concluir que en los pozos seleccionados todas las **penetraciones (P)** estimadas **sobrepasan** la **profundidad del daño (rs)**, *por tanto los resultados obtenidos son satisfactorios.*

5.1.2. Método Simple para estimar la productividad (PR) de un pozo

Además de que el disparo debe sobrepasar la zona de daño para mejorar la *Relación de productividad (PR)*, se debe establecer un criterio que estime la óptima penetración que maximice dicho valor. Para ello existe el denominado “Método Simple para la estimación de la productividad de un pozo”.

El método se basa en un análisis adimensional y es de gran ayuda porque permite agrupar varios pozos para la respectiva comparación y selección del mejor sistema de disparos entre una serie de alternativas disponible. La información relacionada se indica en el **Anexo 7**.

Base del método

Las variables dominantes en la determinación de la productividad son: Alcance de la penetración (P), densidad de disparos (N), diámetro del túnel (d), anisotropía (α) o relación entre permeabilidad horizontal y vertical (K_h/K_v), diámetro del pozo (D), longitud de la zona dañada (L) y daño causado por la perforación (bc).

Además se deben cumplir las siguientes condiciones: las perforaciones se distribuyen a lo largo de una trayectoria espiral, el daño inicial del pozo es cero ($L=0$) y no hay daño por cañoneo ($bc=1$).

El método también considera las siguientes definiciones:

Relación de Productividad (PR): Es la relación el flujo actual a través de las perforaciones (Q) con el flujo del pozo a hueco abierto (QD), la ecuación es:

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

Relación de Productividad Máxima (PR_{∞}): Es la relación entre un flujo máximo (Q_{∞}) y el (QD), definidas en función de la penetración (P) y de una densidad infinita de disparos ($N \rightarrow \infty$) la ecuación es:

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

Eficiencia de productividad o productividad normalizada

(PR/PR_{∞}): Es la relación entre las dos definiciones anteriores y tiene valores de 0 a 1, es decir la eficiencia va de cero a 100%.

La variable adimensional β_0 que normaliza los parámetros de cañoneo P, N, d, α está dada por la siguiente ecuación:

$$\beta_0 = PN^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8}$$

La ecuación de la eficiencia de productividad está dada por:

El método simple utiliza la relación de productividad normalizada para calcular la eficiencia de los cañones, los valores mayores de PR/PR_{∞} tienden a ser asintóticos a uno (ver anexo 7), es decir mientras más se acerquen a la unidad mayor será la productividad del pozo. Los sistemas de cañoneo con mejores PR darán mayores tasas de flujo.

El procedimiento recomendado para aplicar el método simple es el siguiente:

1. A partir de los parámetros de cañoneo que se obtienen al disparar cada pozo con la técnica seleccionada, se calculan los valores de β_0 para diferentes longitudes de penetración aplicando la respectiva ecuación y asumiendo una relación de anisotropía igual a 10.
2. Con los valores calculados de β_0 se construye la curva PR/PR_∞ para cada pozo utilizando la ecuación de la eficiencia de la productividad.
3. Finalmente los valores de PR/PR_∞ correspondientes a la relación entre la relación penetración alcanzada durante el cañoneo y la “máxima”, se multiplican por PR_∞ del mismo pozo, obteniendo los valores de razón de productividad, PR .

Los valores de PR/PR_∞ obtenidos con el método simple y las respectivas curvas que representan la ecuación de eficiencia de productividad. Se indican en el anexo 7. Los valores se obtuvieron en base a los datos de las tablas 5.3 - 5.4 y los pozos están agrupados de acuerdo al diámetro de orificio disparado.

A continuación se muestran en las tablas 5.7 y 5.8 los resultados obtenidos de Relación de productividad (PR) para los pozos seleccionados; en base a los resultados de eficiencia de productividad de las tablas del Anexo 7, se compara las dos cargas propuestas para cada pozo.

TABLA 5.7 Resultados de Relación de Productividad para Pozos Cañoneados con TCP

POZO	Df (pies)	D (pulg)	Rs (pies)	P (pies)	d (pulg)	N (DPP)	PR ∞	PR/PR ∞	PR
SSF-116D	1320	6.184	16.93	24.39	0.44	5	1.687	0.880	1.485
	1320	6.184	16.93	20.43	0.47	5	1.609	0.868	1.396
SSF-119D	1320	6.184	12.00	24.69	0.43	5	1.693	0.880	1.490
	1320	6.184	12.00	20.68	0.47	5	1.614	0.869	1.402
SSF-122D	1320	6.184	16.10	24.57	0.43	5	1.691	0.880	1.487
	1320	6.184	16.10	20.58	0.47	5	1.612	0.868	1.399
SSF-140D	1320	6.184	11.91	24.33	0.43	5	1.686	0.879	1.482
	1320	6.184	11.91	20.38	0.47	5	1.608	0.867	1.394
DRG-N20D	1320	6.184	12.00	24.68	0.43	5	1.693	0.880	1.490
	1320	6.184	12.00	20.67	0.47	5	1.613	0.869	1.402

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

SSF – 116D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.99% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 90.80%, 9.20% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.485 para la penetración alcanzada y 1.396 para la segunda.

SSF-119D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.9% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 90.81%, 9.19% menor al valor asintótico de la curva.

SSF-122D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.89% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 90.76%. La Relación de Productividad es 1.487 para la penetración alcanzada y 1.399 para la segunda.

SSF-140D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.88% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 90.68%. La Relación de Productividad es 1.482 para la penetración alcanzada y 1.394 para la segunda.

DRG-N20D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.90% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 90.80%, 9.20% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.490 para la penetración alcanzada y 1.402 para la segunda.

TABLA 5.8 Resultados de Relación de Productividad para Pozos Cañoneados con Sistemas de Anclajes

POZO	Df (pies)	D (pulg)	Rs (pies)	P (pies)	d (pulg)	N (DPP)	PR ∞	PR/PR ∞	PR
SSF-128D	660	6.184	13.62	22.38	0.43	5	1.823	0.872	1.589
	660	6.184	13.62	14.52	0.34	5	1.594	0.819	1.305
SSF-131D	660	6.184	17.33	24.69	0.85	5	1.887	0.905	1.708
	660	6.184	17.33	20.68	0.92	5	1.775	0.896	1.590
SSF-134D	660	6.184	10.71	39.49	0.47	5	2.281	0.916	2.089
	660	6.184	10.71	29.53	0.38	5	2.018	0.889	1.794
DRG- E8D	660	6.184	12.00	21.18	0.44	5	1.790	0.868	1.553
	660	6.184	12.00	17.74	0.47	5	1.691	0.855	1.445
DRG- E9D	660	6.184	12	24.69	0.44	5	1.887	0.881	1.662
	660	6.184	12	20.68	0.47	5	1.775	0.869	1.542

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

SSF-128D. El valor de la Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es 89.96% y mayor en un 15.7% comparada a la otra opción propuesta. La Relación de Productividad es 1.437 para la penetración alcanzada y 1.212 para la segunda propuesta más económica.

SSF – 131D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.70% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 93.41%, 6.59% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.532 para la penetración alcanzada y 1.445 para la segunda

SSF – 134D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 11.5% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 94.53%, 5.47% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.793 para la penetración alcanzada y 1.586 para la segunda

DRG–E8D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 5.86% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 89.57%, 10.43% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.491 para la penetración alcanzada y 1.402 para la segunda.

DRG – E9D. El valor de la Eficiencia de Productividad para la penetración que se alcanzó en el pozo es mayor en un 6.00% comparada a la otra opción propuesta; es decir una eficiencia de 90.90%, 9.10% menor al valor asintótico de la curva. La Relación de Productividad es 1.491 para la penetración alcanzada y 1.402 para la segunda.

5.1.3. Análisis a partir del Daño Total (St)

En la tabla 5.9 se indican los valores de daño total real y simulado para cada una de las técnicas analizadas. Los reales se lo obtuvieron de las pruebas de presión y los simulados del programa iPERF y SPAN.

TABLA 5.9 Daño total en los Pozos Seleccionados

POZO	TÉCNICA	ARENA	St (real)	St (simulado)
SSF - 116D	TCP - PURE	Ts	0.3	7.6
SSF - 119D	TCP - PURE	Ti	1.9	7.5
SSF - 122D	TCP - PURE	Ti	13	7.6
SSF - 140D	TCP - PURE	Ui	8	7.7
DRG - N20D	TCP - PURE	Ui	2.6	7.4
SSF - 128D	MAXR - PURE	Ui	-	-0.5
SSF - 131D	MAXR - PURE	Ui	-	-0.75
SSF - 134D	ONE TRIP - DUO	Ui	-	-0.62
DRG - E8D	MAXR - PURE	Ti	-2.7	-0.25
DRG - E9D	MAXR - PURE	Ti	-	3.3

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

De los valores de daño total, se puede realizar un análisis cualitativo de la eficiencia de las técnicas de cañoneo. Se observa que en los pozos cañoneados con *TCP-PURE* presentan valores de daño positivos, mientras que los pozos disparados con *MAXR-PURE* y *ONE TRIP-DUO* tienen valores negativo y positivo. Se deben realizar pruebas de presión para obtener los valores de daño que no están disponibles.

5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El propósito es analizar cuantitativamente los costos de las operaciones de disparo consideradas y el incremento de producción entre diferentes tipos de sistemas, para después evaluar la rentabilidad que se podría obtener con cada método de disparo, estableciendo distintos escenarios:

Primero: ***TCP – PURE***

Segundo: ***MAXR - PURE***

Tercero: ***ONE TRIP - DUO***

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

La inversión está dada por el costo de operación y el costo promedio de cañoneo que constituye: costos por trabajo de taladro y de las técnicas de disparo por 15 pies perforados.

5.2.1.1. Costo estimado de operación

En la tabla 5.10 y 5.11 detallan el costo de operación que refiere al sistema TCP Y sistema Anclados para realizar la completación del pozo.

TABLA 5.10 Costos de Operación TCP

COSTO ESTIMADO	
Movimiento de la Torre	15,000
Químicos	2,000
Equipo de Subsuelo y Superficie	650,000
Supervisión e Instalaciones BES	20,000
Spooler + Vaccum + Evaluación	40,000
Quick Connector	65,000
Contingencias (+/-10%)	79,200
TOTAL COSTO DE OPERACIÓN	871,200

Fuente: EPPetroecuador.

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 5.11 Costos de Operación Anclaje

COSTO ESTIMADO	
Movimiento de la Torre	15,000
Químicos	2,000
Equipo de Subsuelo y Superficie	650,000
Supervisión e Instalaciones BES	20,000
Spooler + Vaccum + W/L + Evaluación	40,000
Unidad de Cable Eléctrico + Registro	70,000
Quick Connector	65,000
Contingencias (+/-10%)	86,200
TOTAL COSTO DE OPERACIÓN	948,200

Fuente: EPPetroecuador.

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

5.2.1.2. Costos por Cañoneo

Los costos para los dos sistemas, TCP y Anclados se considera en costo de taladro, tiempo desde el comienzo de la operación hasta que el pozo entra a producción, y diseño de la sarta de cañoneo por disparar un intervalo de 15 pies.

✓ **COSTOS CON TCP**

El tiempo promedio de operación TCP tradicional incluye la bajada y correlación de la sarta de disparos a profundidad, evalúan la formación, bajan el equipo BES y prueba de producción, esta es de 17 días.

En la tabla 5.12 muestra el costo promedio por trabajo de taladro y pie disparado por cañoneo con TCP-PURE, éste costo estará en función del precio del cañón y los 15 pies a disparar.

TABLA 5.12 Costos Promedios de Cañoneo TCP

COSTO PROMEDIO				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
COSTO DE TALADRO				
Trabajo de taladro	DIA	17	7,500	127,500
Supervisión y transporte	DIA	17	700	11,900
TOTAL COSTO DE TALADRO				139,400
COSTO POR DISPARAR 15 PIES				
Pure PJ Omega 4505 HMX 5DPP	PIE	15	4,000	60,000
Cámaras Pure 4-1/2	PIE	21	710	14,910
PURE (Diseño)	UND	1	5,350	5,350
Single Dropbar Firing Head System	UND	1	2,150	2,150
Dropbar Actualuated Production Valve	UND	1	995	995
Casing Packer Recuperable	DIA	10	697	6,970
Safety Joint (junta de seguridad)	DIA	10	1,070	10,700
Paquete de equipo de Soporte para TCP	UND	1	1,200	1,200
TCP Especialista cargo diario	DIA	2	1,510	3,020
TCP Operador cargo diario	DIA	2	1,200	2,400
Transporte de pasajeros	KM	80	8.37	670
Todos los camiones	KM	80	3.50	280
TOTAL COSTO POR DISPARAR 15 PIES				108,645
Total de Costo TCP				248,045

Fuente: EPPetroecuador.

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

✓ **COSTOS CON SISTEMA DE ANCLAJES**

El tiempo promedio de operación requerido para MAXR-PURE y ONETRIP-DUO es de 5 a 7 días, respectivamente, incluyendo corrida de sarta de disparos, del equipo Electrosumergible, cañoneo y entrada a producción del pozo.

En la tabla 5.13 y 5.14 muestran los costos promedios por trabajo de taladro y pie disparado por cañoneo con MAXR-PURE y ONE TRIP-DUO, éste costo estará en función de los 15 pies a disparar.

TABLA 5.13 Costos Promedios de Cañoneo MAXR - PURE

COSTO PROMEDIO				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
COSTO DE TALADRO				
Trabajo de taladro	DIA	5	16,000	80,000
Supervisión y transporte	DIA	5	700	3,500
TOTAL COSTO DE TALADRO				<u>83,500</u>
COSTO POR DISPARAR 15 PIES				
Pure Power Jet Omega 4505 HMX 5DPP	PIE	15	4,000	60,000
Cámaras Pure 4-1/2	PIE	25	710	17,750
PURE (Diseño)	UND	1	5,350	5,350
Bottom nose, 4-1/2in and 5in	UND	1	550	550
Upper Lower Inter-car	UND	1	5,555	5,555
Absolute Pressure Firing Head	UND	1	10,800	10,800
Equipo de soporte para TCP	UND	2	1,200	2,400
PURE Diseño	UND	1	5,385	5,385
TCP Especialista cargo diario	DIA	2	1,510	3,020
TCP Operador cargo diario	DIA	2	1,200	2,400
Transporte de pasajeros	KM	80	8.37	670
Todos los camiones	KM	80	3.5	280
TOTAL COSTO POR DISPARAR 15 PIES				<u>114,160</u>
Total de Costos MAXR				<u>197,660</u>

Fuente: EPPetroecuador.

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

TABLA 5.14 Costos Promedios de Cañoneo ONE TRIP

COSTO PROMEDIO				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
COSTO DE TALADRO				
Trabajo de taladro	DIA	7	16,000	112,000
Supervisión y transporte del taladro	DIA	7	700	4,900
TOTAL COSTO DE TALADRO				<u>116,900</u>
COSTO POR DISPARAR 15 PIES				
Ballistic connectors for mech & HYD system	PIE	15	4,500	67,500
Charge per spacers per foot	PIE	20	500	10,000
TCP	UND	1	4,000	4,000
Additional personnel charges TCP engineer	DIA	1	2,175	2,175
Specialist Operator per day	DIA	1	1,500	1,500
Mileage charge heavy duty logging truck	KMT	80	4.25	340
Mileage charge pick-up freight vehicle	KMT	80	2.75	220
Mileage charge passenger car	KMT	80	1.6	128
Firing head pulling tool	UND	1	1,125	1,125
Hydraulic c/w time delay	UND	1	18,375	18,375
Perforated joint	UND	1	4,500	4,500
Tensile bar	UND	1	425	425
Predator 4-1/2" 5SPF depth penetration	PIE	9,600	0.72	6,912
Exp. Hollow per shot surcharge 106F	PIE	60	177.5	10,650
TOTAL COSTO POR DISPARAR 15 PIES				<u>127,850</u>
Total de Costos ONE TRIP				<u>244,750</u>

Fuente: EPPetroecuador.

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

Utilizar torre para cañonear con sistema TCP es más costoso que cuando se dispara con anclaje, debido a que se requiere en promedio un tiempo adicional de 11 días de operación.

Partiendo del hecho de que los valores totales mostrados en la tabla de costos, referidos a cada método se analizan bajo las mismas condiciones, tales como: tipo y diámetro de cañón, densidad de disparos (DPP) y profundidad e intervalo a cañonear; podemos afirmar que realizar un trabajo mediante la técnica de TCP–PURE es más económico que el ejecutado con MAXR–PURE y de mucho menor costo que si se lo realizara con ONE–TRIP.

En la tabla 5.15 nos indica la inversión de acuerdo al tipo de técnica de disparo, para la completación del pozo, son: el costo de operación y el costo promedio de cañoneo.

TABLA 5.15 Inversión por técnica

INVERSION			
TIPO DE SERVICIO	COSTO DE OPERACIÓN	COSTO PROMEDIO DE CAÑONEO	INVERSIÓN (USD)
TCP - PURE	871,200	248,045	1,119,245
MAXR - PURE	948,200	197,660	1,145,860
ONE TRIP - DUO	948,200	244,750	1,192,950

Fuente: EPPetroecuador.

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

5.2.2. Evaluación comparativa de los pozos seleccionados

Se analizaron tres diferentes escenarios para el tiempo de recuperación de la inversión, mediante los respectivos análisis de: gastos durante la completación del pozo, egresos por el costo operativo para producir un barril e ingresos por producción diaria del petróleo, considerando los siguientes criterios:

- ✓ *No se tomó en cuenta el costo por las facilidades de superficies.*
- ✓ *Se establece el precio del barril promedio de petróleo en 75 USD, durante el periodo de 2 años. Los costos de completación se determinan considerando un 20% del valor del barril producido, es decir 15 USD/bbl.*
- ✓ *Cada técnica se analiza con la tasa de mayor producción.*
- ✓ *Se estima una declinación de producción de 7 al 8 % anual.*
- ✓ *El costo promedio de producir un barril de petróleo en el área Shushufindi es aproximadamente de 7.0 dólares.*

Los resultados de los ingresos, inversión – costos y el flujo de efectivo por técnica, se muestra en el **Anexo 8** y el análisis por escenario se detalla a continuación:

Primer escenario

Considera los resultados de la tasa de producción por la técnica de disparo TCP - PURE para los cuatro primeros meses que son: **806, 801, 796 y 791 BPPD**, respectivamente, más el cálculo de la inversión - costos que es de **1, 200,223 dólares** y los ingresos de **1, 437,397 dólares**, para esos mismo meses. Con estos datos estimamos un tiempo de recuperación de la inversión (T.R.I.) de aproximadamente **noventa y nueve días**. En la tabla 5.16 se muestra los resultados obtenidos para el primer escenario.

TABLA 5.16 Resultados del Primer Escenario

ESCENARIO 1		
INVERSIÓN Y COSTOS	1,200,223	USD
INGRESOS	1,437,397	USD
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	99	DIAS

Fuente: EPPETROECUADOR

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

Segundo escenario

Toma en cuenta los resultados de la tasa de producción obtenida por la técnica de disparo MAXR - PURE para los tres primeros meses, que son: **1080, 1073 y 1066 BPPD**, respectivamente, más el cálculo de la inversión- costos que es de **1, 226,982 dólares** y un ingreso de **1, 448,611 dólares**, para esos mismo meses. Con estos datos estimamos un tiempo de recuperación de la inversión (T.R.I.) de aproximadamente **setenta y cinco días**. En la tabla 5.17 se muestra los resultados para el segundo escenario.

TABLA 5.17 Resultados del Segundo Escenario

ESCENARIO 2		
INVERSIÓN Y EGRESOS	1,226,982	USD
INGRESOS	1,448,611	USD
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	75	DIAS

Fuente: EPPETROECUADOR

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

Tercer escenario

Considera los resultados de la tasa de producción para la técnica de disparo TCP - PURE para los tres primeros meses: **1141, 1134 y 1127 BPPD**, respectivamente, más el cálculo de la inversión-egresos que es de **1, 278,694 dólares** y un ingreso de **1, 531,139 dólares**, para ese mismo tiempo. Con esta información se estima un tiempo de recuperación de la inversión de aproximadamente **setenta y cuatro días**. La tabla 5.18 muestra los resultados para el tercer escenario.

TABLA 5.18 Resultados del Tercer Escenario

ESCENARIO 3		
INVERSIÓN Y EGRESOS	1,278,694	USD
INGRESOS	1,531,139	USD
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	74	DIAS

Fuente: EPPETROECUADOR

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

Los resultados indican que cada escenario representa una buena opción económica para disparar una formación, pero la aplicación de los sistemas de cañoneo con anclas son de mayor rentabilidad en comparación al TCP, tanto en la producción de fluidos como en la recuperación de la inversión.

5.2.3. Discusión de los resultados

El análisis de la información presentada en los tres escenarios planteados, permite obtener los siguientes resultados:

- ✓ *Tener un ahorro promedio de 28% en el costo operativo de la torre por la técnica de disparo con sistemas anclados en vez de TCP – PURE.*
- ✓ *El costo de cañoneo con sistema de anclajes en comparación al TCP-PURE, es mayor en un 68 a 71%.*
- ✓ *Completar el pozo mediante el sistema de cañoneo con anclas significa que la inversión se recupera en menor tiempo que al aplicar TCP, porque al usar la técnica garantiza la producción inmediata del pozo y no controlarlo después de efectuar los disparos. teniendo la completación definitiva dentro del mismo.*

CAPÍTULO 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 como el diseño y tipo de carga utilizada.
2. Diseñar y seleccionar los sistemas de cañoneo de manera que la penetración alcanzada maximice el valor de Eficiencia de la Productividad.
3. Las penetraciones alcanzadas no dependen del sistema con el que se suspendan los cañones, ya sean TCP o anclados; pero sí del tipo de carga a utilizarse, de la dureza de la formación y del revestidor
4. En una operación de cañoneo es económicamente rentable disparar con cargas de alta penetración como la POWER JET OMEGA 4505 HMX, porque se justifica la inversión al lograr incrementar la producción.
5. Cañonear pozos con los Sistemas de anclaje MAXR-PURE y ONETRIP-DUO genera mejores Relaciones de Productividad en comparadas con la técnica TCP-PURE; en general, el sistema de cañoneo con mayores PR, dará mejores tasas de flujo. Porque se aplica bajo-balance dinámico.

6. La diferencia entre los sistemas de anclajes MAXR-PURE y ONE TRIP-DUO básicamente es de diseño. Ambos ofrecen buenos resultados comparados con un TCP convencional, pero el MAXR tiene mayor aplicación por ser menos costoso y de mayor disponibilidad.
7. Las Técnicas MAXR-PURE y ONE TRIP-DUO generan menor daño de formación que el cañoneo con TCP convencional, debido a que evitan la invasión del fluido de control a la formación disparada.
8. La operación de cañoneo con anclajes y entrada a producción es 9 días promedio menos que con el uso de TCP-PURE.

6.2. RECOMENDACIONES

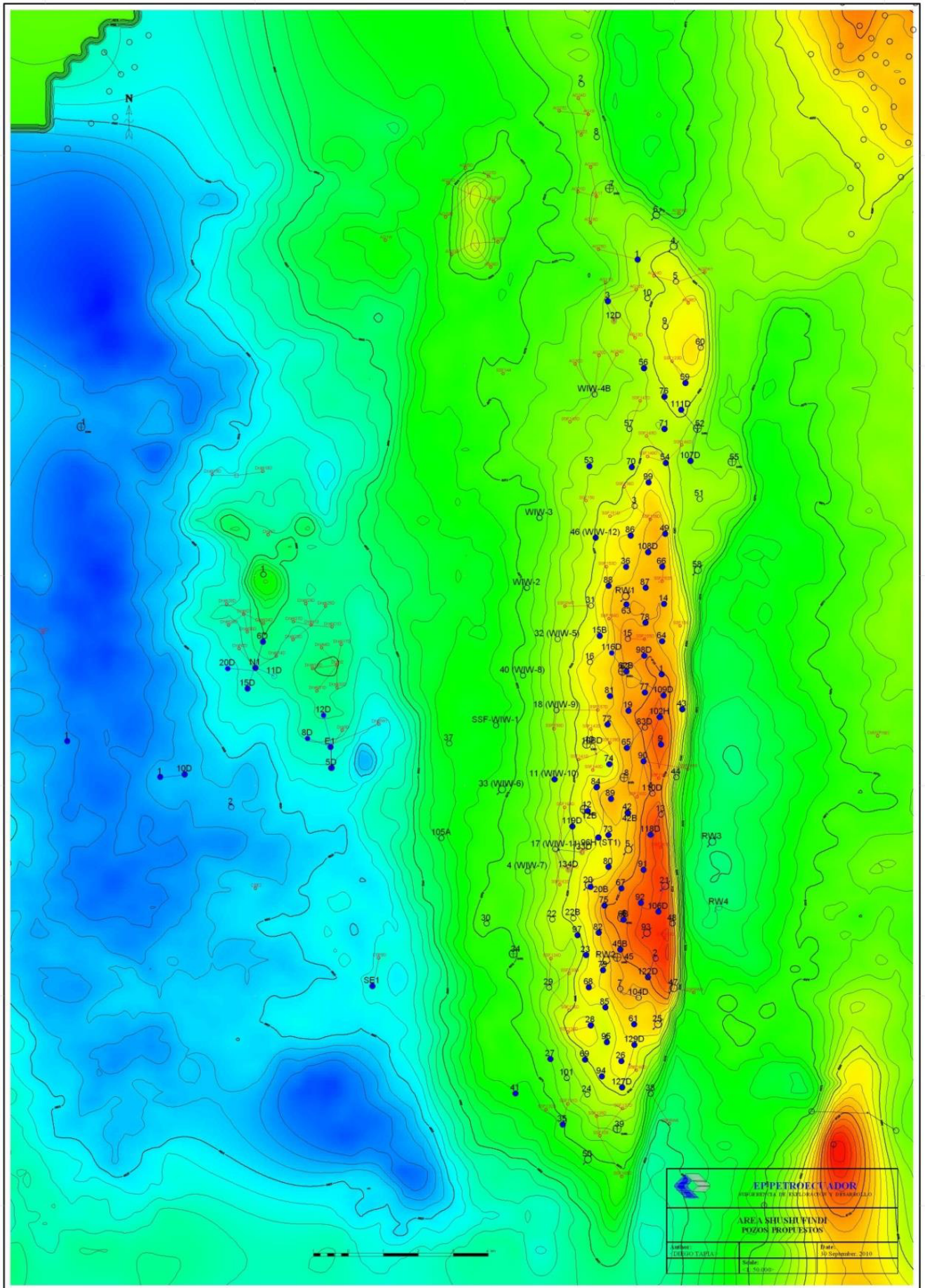
1. Es necesario que todos los pozos productores de un campo dispongan de pruebas presión (Build Up) por que la información que suministran es fundamental para optimizar la producción.
2. Se recomienda aplicar las técnicas de cañones anclados, porque han demostrado dar buenos resultados tanto técnicos como económicos.
3. En pozos nuevos se recomienda disparar las zonas de interés con sistemas de anclajes porque de esta manera se evita controlar (matar) el pozo y por tanto no existe invasión de fluidos de completación hacia la formación.
4. Ejecutar procesos de bajo-balance porque originan un túnel más limpio, eliminando la necesidad de utilizar ácido para limpiarlos.

5. Los cañones anclados se deben combinar además del bajo-balance estático con el dinámico, para maximizar la limpieza de los túneles creados.

6. Si no se aplican las técnicas recomendadas se puede utilizar fluidos de control compatibles con los de la formación, para que no haya interacción entre ellos.

ANEXO 1

MAPA ESTUCTURAL DEL AREA SHUSHUFINDI



ANEXO 2

PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL SISTEMA DE CAÑONEO MAXR – PURE Y ONE TRIP – DUO

Procedimiento de la técnica MAXR - PURE

Es un sistema de cañoneo bajado con cable eléctrico y anclado por el sistema de liberación automática, nos permite disparar la zona de interés, activando la cabeza de disparo hidráulicamente (HCF) con un tiempo de retraso. A continuación se detalla de forma ideal los pasos el proceso de disparo.

- ✓ Antes de empezar con las operaciones de anclaje MAXR y cañones con sistema PURE se recomienda correr una Canasta hasta el fondo del pozo. Sacar del pozo la Canasta para dejarlo limpio.

- ✓ Correr los cañones + MAXR + GR + CCL con wireline a una velocidad teniendo cuidado de no frenar bruscamente y a la entrada del Liner. Se realiza la correlación previo al asentamiento entre la distancia de la primera bala hasta el cero del CCL. Los intervalos a ser disparados se eligen de registros eléctricos, previamente establecido con los registro a hueco abierto y hueco entubado.

- ✓ Asentar el MAXR activando explosivos dentro de la CPST – AA. Registrar la tensión del cable todo el tiempo, esperar mínimo 5 minutos antes de sacar el cable.

- ✓ Sacar el equipo de asentamiento y CPST, dejando el MAXR anclado junto con los cañones en la zona de interés.
- ✓ Bajar la Bomba Electro Sumergible (BES), realizar pruebas de presión cada 2000 ft a la tubería durante la bajada de la BES, aplicar 1000 psi a la tubería contra el standing valve manteniendo el BOP abierto, esto debido a que la cabeza de disparo se activara con presión y si hay alguna fuga durante la prueba de presión, esta puede transmitirse por el anular.
- ✓ Desmontar el BOP y armar el Cabezal de pozo, realizar y chequear las conexiones del sistema. Conectar líneas de superficie (producción) al Cabezal del pozo, probar con 2000 psi con la Válvula Máster cerrada.
- ✓ Arrancar la BES para realizar pruebas de rotación y de funcionamientos de ambos sentidos.
- ✓ Activar la Cabeza de Disparo Hidráulica con el fluido desplazado durante las pruebas de rotación y aplicar presión durante 1 minuto. Liberar la presión a 0 Psi.
- ✓ Arrancar la Bomba Electro Sumergible para desplazar el volumen requerido para crear el bajo balance estático hasta un tiempo de evacuación que está cubierto por el tiempo de retardo (estimado por la

prestadora de servicios), obteniendo el bajo balance requerido. Después se apaga la Bomba Electro Sumergible.

- ✓ Esperar la detonación de los cañones de acuerdo al tiempo establecido a partir la presión de activación aplicada por anular. Una vez que se tenga detonación de los cañones, podrá ser verificado con el sensor de la BES con un incremento de presión debida al aporte del pozo. Monitorear respuesta de la formación, tiempo recomendado 1 hora antes de arrancar nuevamente BES para prueba de producción del pozo.

Procedimiento operativo ONE-TRIP

- ✓ Se recomienda realizar viaje de limpieza antes de realizar el trabajo para asegurarnos de: El pozo este limpio y Calibrar el casing para asegurar que el BHA llegue a la profundidad deseada.
- ✓ Armar el conjunto de cañones TCP – BHA utilizando el equipo y personal de Baker.
- ✓ Instalar la cabeza hidráulica MKII. Armar el equipo básico de wireline, conectar el CCL y el MRD running tool al ensamblaje de TCP.
- ✓ Levantar toda la sarta con cable y remover las cuñas y el collarín. Posteriormente se corre la sarta a una velocidad máxima de 150 ft/minuto, tener cuidado a la entrada del liner, disminuir la velocidad y chequear la tensión del cable.
- ✓ Realizar el control de profundidad con GR-CCL para poner y colocar los cañones en profundidad, y realizar el asentamiento del ancla soltando, controlando la tensión del cable.
- ✓ Una vez asentada el ancla liberar el MRD running tool, para cual se suelta cable se pierde tensión y se espera 10 minutos. Después de este tiempo tensionar el cable y comprobar si se libero running tool (Si no se asentó el ancla, repetir el procedimiento descrito nuevamente).

- ✓ Retirar el equipo de wireline a superficie y desmontar equipo básico una vez asentada el ancla y liberado el running tool.
- ✓ Continuar con la corrida de la completación con la BES. Utilizar standing valve para ir chequeando la tubería cada 2000 ft con una presión no mayor a 400 psi. Mantener el BOP abierto todo el tiempo, esto es si hay una fuga de presión durante el chequeo de la tubería para que no llegue a la cabeza de disparo y la accione.
- ✓ Desconectar BOP y armar cabezal de pozo, conectar líneas de superficie y chequear con presión las mismas.
- ✓ Arrancar BES y realizar pruebas de rotación y funcionamiento, después apagar la misma. Aplicar presión por el anular durante 2 minutos, para activar la cabeza hidráulica, se requerirá **1600 psi** en superficie.
- ✓ Liberar presión y arrancar la BES para establecer el nivel de fluido requerido para obtener el “underbalance”, Δp (psi) calculado. Apagar la BES y esperar detonación de los cañones de acuerdo al tiempo establecido a partir de la activación de la cabeza hidráulica.
- ✓ Una vez detonados los cañones, arrancar la BES para comprobar detonación.

ANEXO 3

**DISEÑO TCP, OPERACIÓN DE DISPARO
SSF-134D Y TIEMPO PROMEDIO TALADRO
DEL SISTEMA ONE TRIP Y TCP.**

GUN CONFIGURATION

PURPOSE (SEE SPECIFIC)		CLIENT AND SERVICE LOCATION		Baker Atlas		Baker Atlas Ecuador		TCP	
Baker Atlas Tubing Conveyed Perforating-Hang & Release		Baker Atlas Ecuador		Baker Hughes		Systems		Page: 1	
16.	EP PETROECUADOR	Field	2276	Well	185				
15.	ZARINA MEZZA	Well	30.57	Depth					
15.	SHUSHUFINDI	Well	SHUSHUFINDI 134D						
13.	SUCUMBIO	Well		Perforation	9.3				
13.		Perforation		Perforation	9569-9584, 9595-9640				
	SINOPEC 905	Perforation		CASING		SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD
	D. CUEVA/J. MARCANC	Perforation		LINER	7.000	26.00	N-80	Hydri 513	
12.	21 ENERO 2011	Job		TUBING					
	2394	Well	Oil	WRKSTR.					
No.	DEPTH (ft)	LENGTH (ft)	OD (in)	ID (in)	DESCRIPTION				
16	9542.63	5.50	3.750	N/A	cablehead				
15	9548.13	0.83	3.750	N/A	10-1 adapter				
14	9548.96	3.77	3.625	N/A	PFC Gamma Ray Tool				
13	9552.73	1.8	3.625	N/A	Measure point PFC Gamma Ray Tool				
12	9554.63	0	5.625	N/A	Weight Bar				
11	9554.63	2.5	2.000	N/A	MRD Running Tool				
10	9557.23	1.55	3.500	N/A	Fishing Neck				
9	9558.78	7	3.375	N/A	Mr II Hydraulic Firing Head w/Time Delay 300 Min				
8	9569	3.22	5.625	N/A	Safety spacer c/w centraliser				
7	9640	71	4.500	N/A	4-1/2" 5 SPF HMX Carrier (60 ft loaded - 11 ft spacer)				
6	9640.5	0.5	4.500	N/A	Blank Gun Carrier				
5	9640.98	0.48	5.625	N/A	Centralizer				
4	9641.31	0.33	4.500	N/A	Top Sub				
3	9650.21	8.9	5.500	N/A	Auto-J Hang and Release tool				
2	9650.21	N/A	N/A	N/A	Bottom of Tool String				
1	9650			N/A	PBD				
Top shot to center of CCL point =					20.04 ft				
Perforations, 9569-9584; 9595-9640									

PC – Card Data:

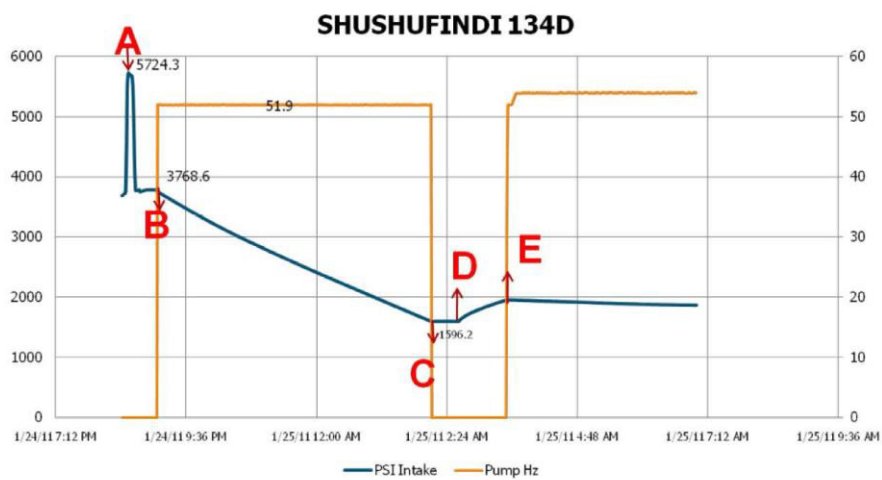


Figure 10. PC-card data- during job (Shushufindi 134D)

- A. Activation firing head. @ 20:32
- B. Start to pump. @ 21:04
- C. Stop pump @ 02:06
- D. Fired Guns @ 02:37
- E. Start to pump to produce well. @ 03:30

Firing Head fired in 6:05 hours. (05:50 tested at surface)

Saving Rig Time

The One Trip operation including setting guns, an ESP installation and production test is done in 7 days (average 4 jobs in Ecuador wells conditions).

OPERATION	RIG TIME (DAYS)						
	1	2	3	4	5	6	7
PRODUCTION							
ESP							
RUN ONE TRIP							
LOG							

Table 5: Rig time details – One trip operation

The average operation using the traditional TCP, including TCP run, correlation, ESP installation and production test is done in 17 days.

OPERATION	RIG TIME (DAYS)																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
PRODUCTION																	
ESP																	
EVALUATION																	
CORRELATION																	
TCP																	
LOG																	

Table 6: Rig time details – TCP operation

ANEXO 4

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS

DRG-N20D, SSF-128D Y SSF-134D.

DRN-20D

C y H

COMPLETACION INICIAL: 25 JUN 2010

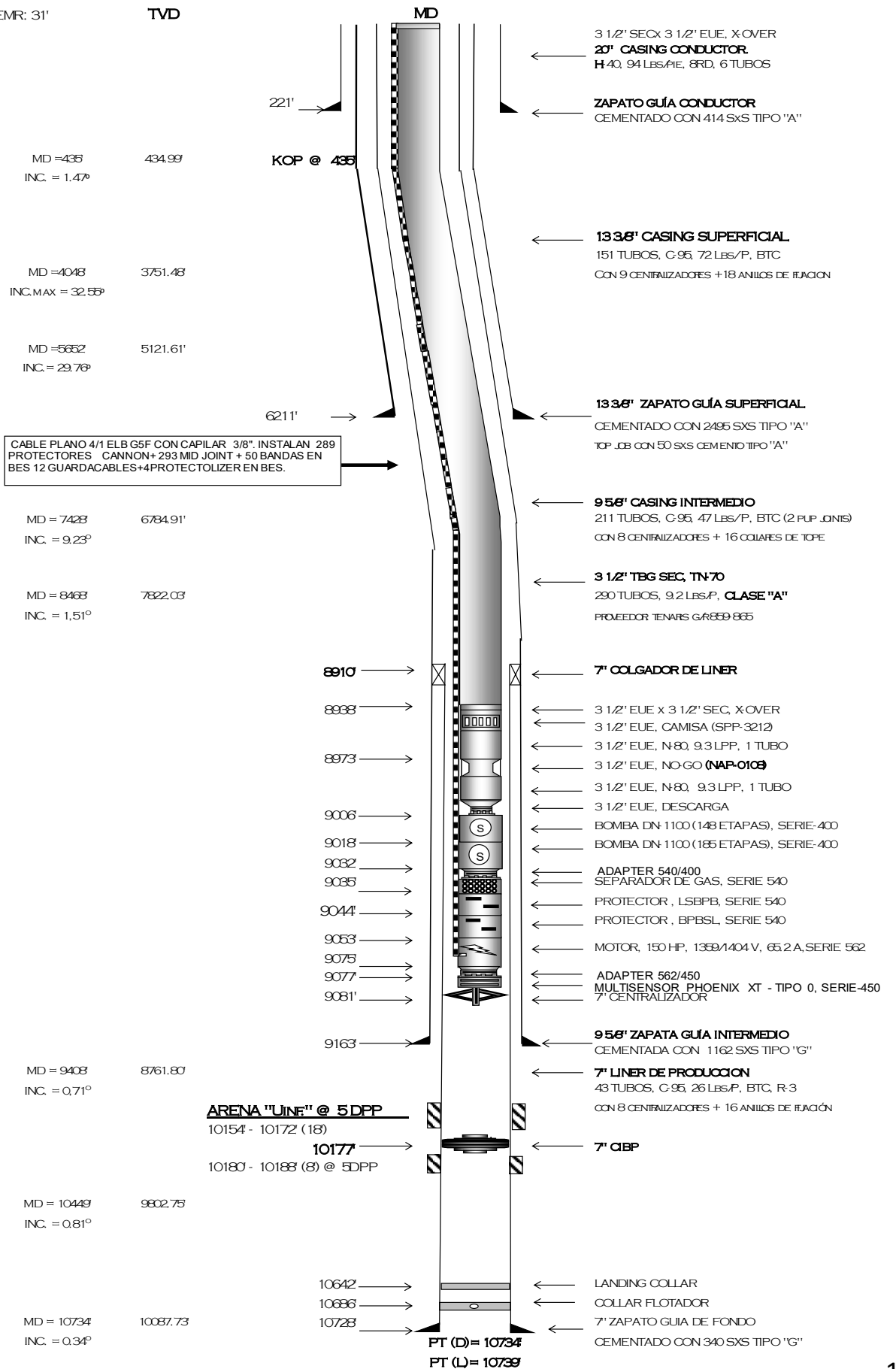
RTE: 913.1'

GLE: 882.1'

EMR: 31'

TVD

MD



CABLE PLANO 4/1 ELB G5F CON CAPILAR 3/8". INSTALAN 289 PROTECTORES CANNON+293 MID JOINT + 50 BANDAS EN BES 12 GUARDACABLES+4PROTECTOLIZER EN BES.

ARENA "LINE" @ 5DPP
10154 - 10172 (18)
10177
10180 - 10188 (8) @ 5DPP

SSF-128D

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN INICIAL

RTE: 889,6'
GLE: 857,9
M.R: 31,7'

TVD

MD

FECHA DE COMPLETACION: 21-MAYO-2011
20" CASING CONDUCTOR
5 TUBOS, H-40, 94 #/PIE, 8RD, R-3

222'

ZAPATO GUIA CONDUCTOR
CEMENTADO CON 710 SXS TIPO "A"

MD= 378 KOP
INC. = 11,6°

377,97

MD = 4599'
INC. MAX = 32,77°

4114,3

MD= 5070
INC. = 30,26°

4515,53

5904'

13 3/8" ZAPATO GUIA SUPERFICIAL
CEMENTADO CON 2435 SXS TIPO "A"

MD = 6575'
INC. = 16,77°

5897,09'

9 5/8" CASING INTERMEDIO
207 TUBOS, C-95, 47 #/PIE, BUTT, R-3

MD = 7328'
INC. = 10,21°

6628,85'

CABLE PLANO #4/1
CON CAPILAR 3/8".
INSTALAN: 302
PROTEC. CANON, 303
MID JOINT+50
BANDAS
6 GUARDACABLES

8811'

7" COLGADOR
LINER HANGER EXPANDIBLE
VERSAFLEX

MD = 8922'
INC. = 1,36°

8219,09'

3 1/2" EUE, 303 TUBOS CLASE "A"

9016'

9 5/8" ZAPATO GUIA INTERMEDIO
CEMENTADO CON 960 SXS TIPO "G"

MD = 9293'
INC. = 0,21°

8590,07'

9340'

3 1/2" CAMISA DESLIZABLE

9373'

3 1/2" EUE, 1 TUBO

3 1/2" EUE, NO-GO C/ST.VALVE, NPP-3598

9404'

3 1/2" EUE, 1 TUBO

3 1/2" EUE, 1 TUBO

9405'

3 1/2" EUE, DESCARGA

3 1/2" DESCARGA SENSOR

9415'

BOMBA GN-1600 (105 ETAPAS-REPARADA),
SERIE 540.

9418'

SEPARADOR DE GAS, SERIE 540 REPARADO

9436'

2 PROTECTORES LSBPBSL, SERIE 540-NUEVO

MOTOR 188 HP, 2424 VOLT, 47,4 AMP. SERIE 562

9449'

SENSOR XT TIPO 0 SERIE 450-NUEVO

9454'

7" CENTRALIZADOR

MD = 9670'
INC. = 1,15°

8967,04'

ARENA "U inf"@5DPP
9887'-9914'(27') C&Pi

7" LINER DE PRODUCCION
39 TUBOS, C-95, 26 #/PIE, BTC,

MD = 10330'
INC. = 1,02°

9626,97'

CAÑONES SISTEMA MAXAR.

10460'

10468'

COLLAR FLOTADOR

10559'

7" ZAPATO GUIA DE FONDO
CEMENTADO CON 430 SXS TIPO "G"

PT drill = 10560' (MD)

SSF - 134 D

COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES

RTE: 886,43'
GLE: 849,43'
M.R: 37'

TVD

COMPLETACION INICIAL: **26-ene-11**

MD= 366 KOP
INC. = 1110°

265'

20" CASING CONDUCTOR
6 TUBOS, K-55 94 Lbs/PIE, BTC
ZAPATO DE 20" CEMENTADO CON 635 SXS CEMENTO CLASE "A"

MD = 3919'
INC. MAX = 28,77°

13 3/8", CASING SUPERFICIAL
140 TUBOS, C-95, 72 #/PIE, BTC.

Maxima inclinacion
28,77° @ 3919' MD

13 3/8" ZAPATO GUIA SUPERFICIAL
CEMENTADO CON 2400 SXS TIPO "A"

MD= 5142'
INC. = 15,52°

5700'

9 5/8", CASING INTERMEDIO
206 TUBOS, 47 LBS/FT, C-95, BTC

MD= 6272'
INC. = 6,26°

7" LINER HANGER VERSAFLEX
ZAPATO 9 5/8", CEMENTADO CON 950 SXS TIPO "A"

MD = 6837'
INC. = 4,15°

8532'

8733'

**CABLE # 2
CON CAPILAR**
294 PROTECTORES GRIPPI
295 MIDDLE JOINT

3 1/2" EUE, N-80, 294 TUBOS CLASE "A" 9.3 #/PIE

MD = 9107'
INC. = 0,44°

9097'

9131'

3-1/2" CAMISA (ID = 2,81)
3 1/2" TUBO EUE, N-80,
3-1/2" NO-GO CON STD VALVE
3 1/2" TUBO EUE, N-80,

9164'

2 3/8" DESCARGA WELL LIFT + 2 3/8" X 3 1/2" X-OVER

9176'

BOMBA P-12, SERIE 400 104 ETAPAS

9199'

BOMBA P-12, SERIE 400 226 ETAPAS

9202'

SEPARADOR DE GAS SERIE 400

9213'

PROTECTORES, SERIE 400

9234'

MOTOR: 102 HP, 1293 V, 54 A, SERIE 450

9255'

MOTOR: 102 HP, 1293 V, 54 A, SERIE 450

9257'

SENSOR WELL LIFT -H SERIE 450

9258'

CAMISA DE ENFRIAMIENTO
CENTRALIZADOR

MD = 9483'
INC. = 0,59°

9033,04'

ARENA "Ui" (5 DPP)
9569' - 9584' (15')
9595' - 9640' (45')

7" LINER
37 TUBOS, C-95, 26 LBS/PIE, BTC.

MD = 9955'
INC. = 0,19°

9505,72'

CAÑONES SISTEMA ONETRP (CIA. BAKER)

MD= 10049'
INC. = 0,18°

9599,72'

10042'

10135'

COLLAR FLOTADOR 7"
7" ZAPATO GUIA DE FONDO
CEMENTADO CON 685 SXS TIPO "G"

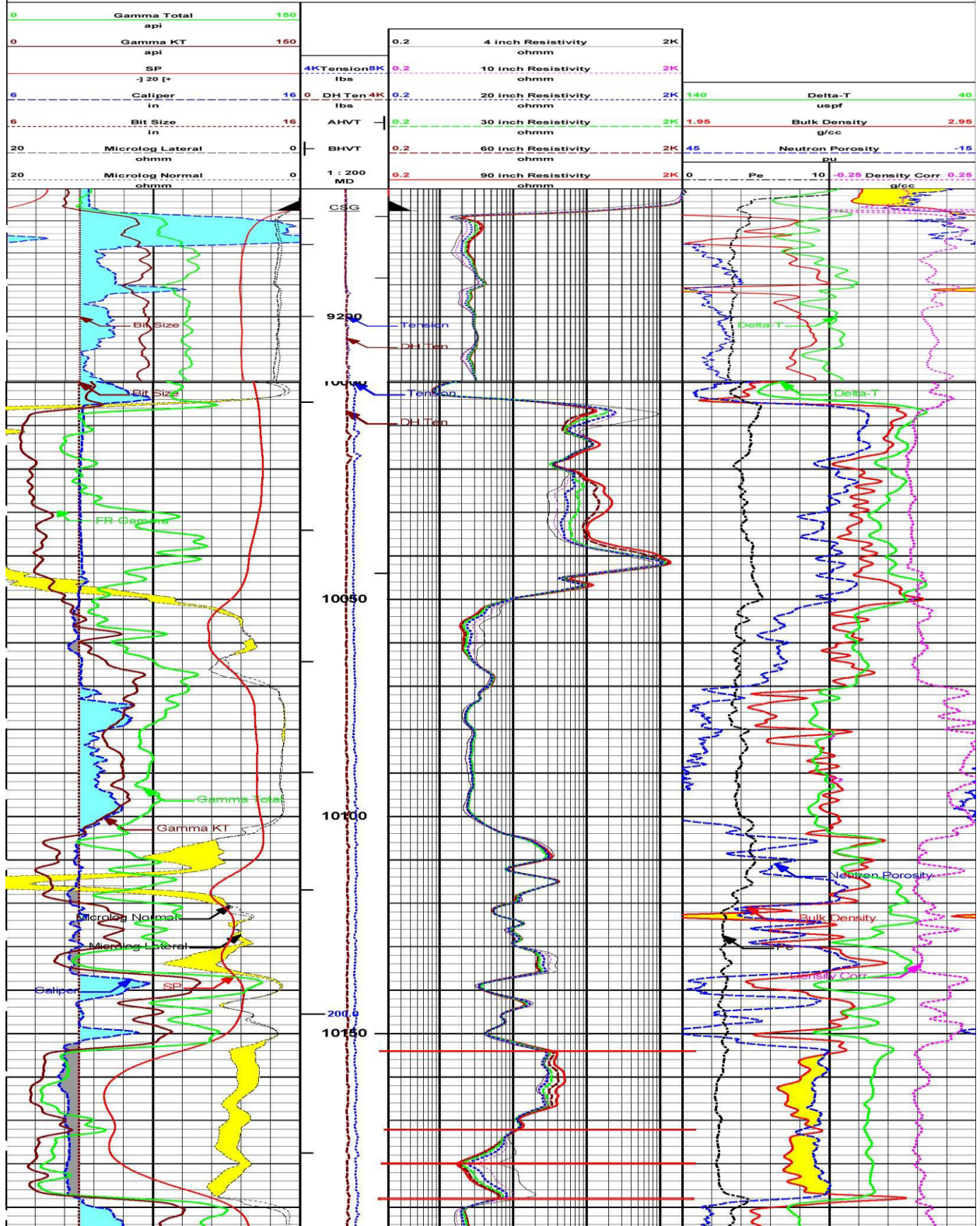
PT (DRILLER) = 10135'
PT (LOG) = 10156'

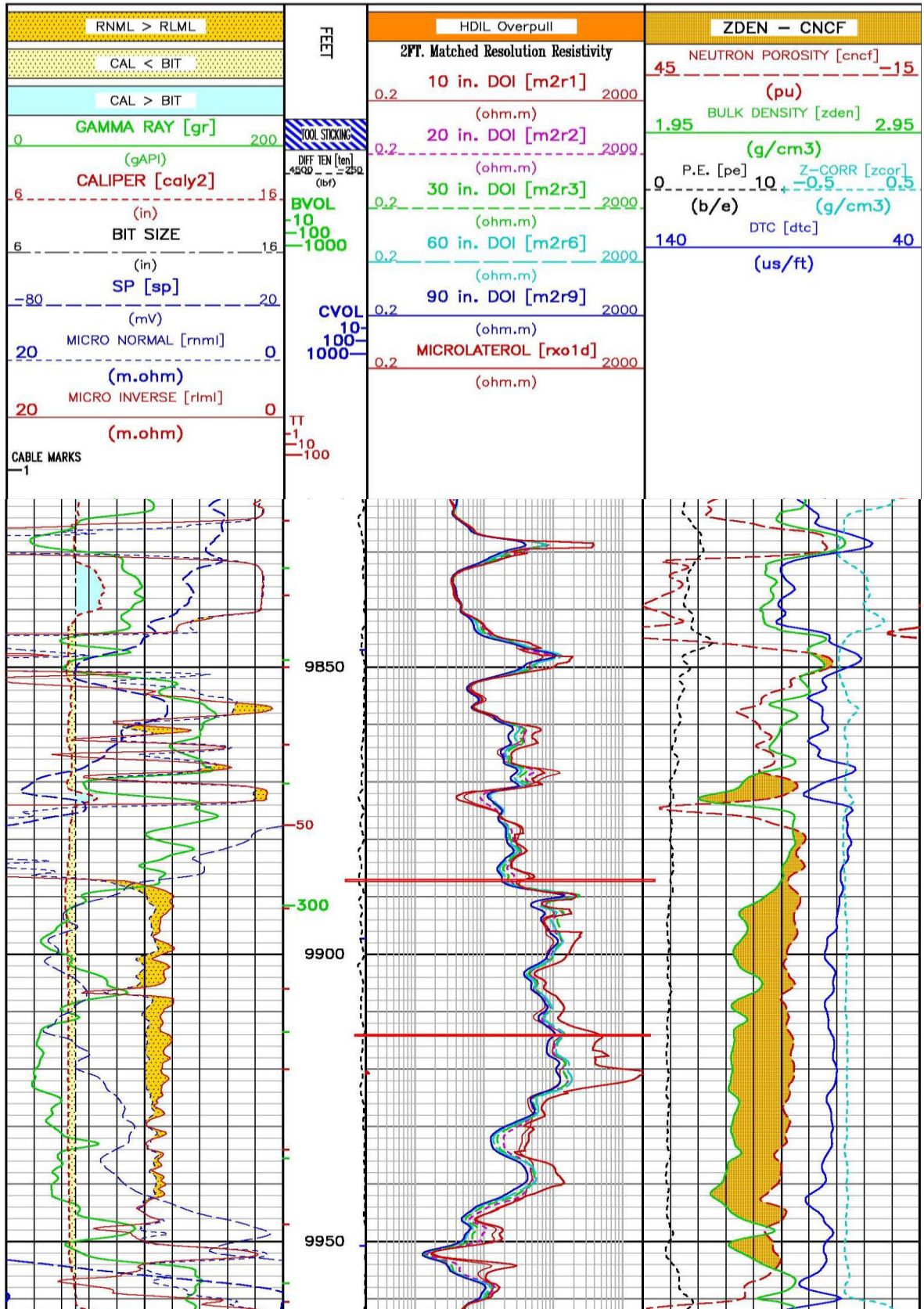
POR: R. LOYOLA

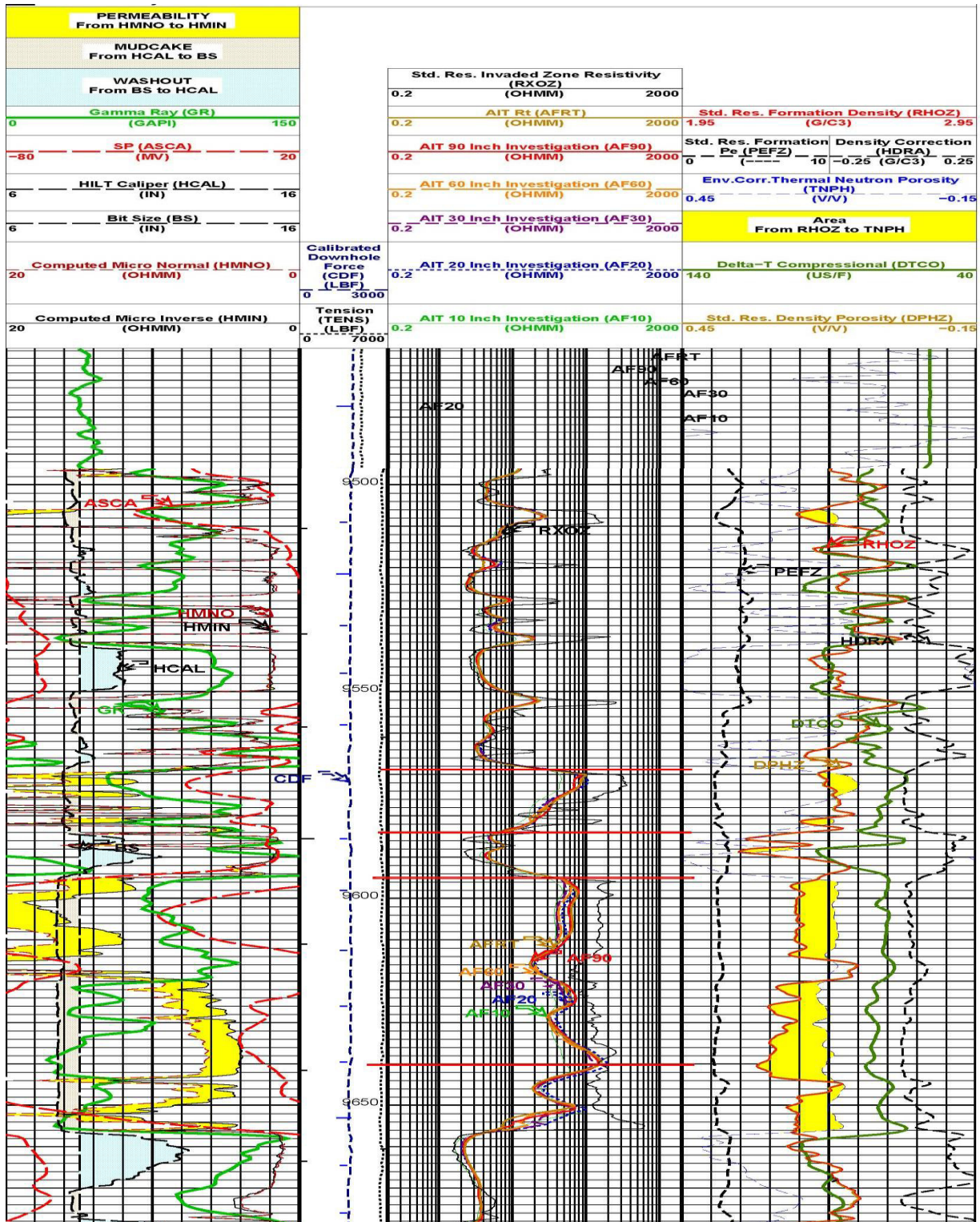
ANEXO 5

**REGISTROS ELECTRICOS DRG-N20D,
SSF-128D Y SSF-134D Y PROCEDIMIENTO
DEL CALCULO PROGRAMA LOGCALC**

**SECCION PRINCIPAL
ESCALA 1:200 MD**







LOGCALC**Option #1: Corrected R_t from dual-induction/laterolog 8 device****Purpose**

This LOGCALC module computes the true, uninvaded formation resistivity as well as the diameter of mud filtrate invasion. The user must specify a “normal” resistivity profile (i.e. deep resistivity less than medium resistivity, and medium resistivity less than shallow resistivity) and whether the ratio of the flushed zone resistivity to the mud resistivity, R_{xo}/R_m , is more nearly 20 or 100.

The numerical techniques utilized in this routine were originally presented by Bateman et al. (1978) and were specifically developed for the “dual induction-laterolog 8” device. This author has found that the routine also provides acceptable results when used with the “dual induction-focused log” run by other service companies. Figures 1-1 through 1-4 depict the tornado charts previously utilized in the solution of dual induction devices. (See Appendix B.)

Input

1. Shallow resistivity measurement from either LL-8 or Focused log, ohm-m.
2. Medium resistivity measurement (I_{Lm}) from dual induction log, ohm-m.
3. Deep resistivity measurement (I_{Ld}) from dual induction log, ohm-m.
4. Indication of whether R_{xo}/R_m is more nearly 20 or 100.

Output

1. Computed diameter of invasion, inches.
2. Computed true formation resistivity (R_t), ohm-m.
3. Computed true flushed zone resistivity (R_{xo}), ohm-m.

NOTE: If the computed diameter of invasion exceeds that for which the algorithm was intended or if the computed R_{xo} is less than the computed R_t , an appropriate warning will be output!

If you wish, the module may be rerun, a printout may be requested, or control may be returned to the main LOGCALC menu.

Variable Dictionary

RID—resistivity of deep induction log, ohm-m
RIM—resistivity of medium induction log, ohm-m
RLL8—resistivity of shallow (LL8) log, ohm-m
DI—diameter of invasion, ohm-m
A—intermediate computation variable
B—intermediate computation variable
C—intermediate computation variable
X—intermediate computation variable
Y—intermediate computation variable
ALPHA—intermediate computation variable
BETA—intermediate computation variable
GLL8—geometric factor for shallow resistivity device
GIM—geometric factor for medium resistivity device
GID—geometric factor for deep resistivity device
RTRID—ratio of R_t to RID
RT—true undisturbed formation resistivity, ohm-m

Equations

First, X and Y are defined:

$$X = (RLL8 - RID)/RID$$

$$Y = (RLL8 - RID)/(RIM - RID)$$

followed by a definition of A, B, and C for both R_{xo}/R_m cases:

if $R_{xo}/R_m = 20$:

$$A = Y - (.52 * X) - .46$$

$$B = - (33 * Y + 23 * X + 90)$$

$$C = 269 * Y + 530 * X + 1589$$

if $R_{xo}/R_m = 100$:

$$A = - ((.15 * X) - Y + 1.1)$$

$$B = - (66 * X + 34 * Y + 21)$$

$$C = 1129 * X + 291 * Y + 698$$

The extent of filtrate invasion is then computed:

$$DI = (- B + (B ** 2 - (4 * A * C)) ** .5)/(2.1 * A)$$

which then allows the computation of ALPHA and BETA for the R_{xo}/R_m cases:

if $R_{xo}/R_m = 20$:

$$ALPHA = (156 - 53 * DI) * .001$$

$$BETA = (25 * DI - 3780) * .001$$

if $R_{xo}/R_m = 100$:

$$ALPHA = - (4.63 * DI + 6.34) * .01$$

$$BETA = (3.06 * DI - 472.6) * .01$$

ANEXO 6

**SIMULACIONES iPERF Y SPAN PARA LOS
POZOS: DRG-N20D, SSF-128D Y SSF-134D**

SPAN
Perforating Analysis

Company : EP PETROECUADOR
Well : DRAGO 20D
Field : SHUSHUFINDI
Engineer : AEsparza3
Date : January 7, 2012
Comments : Arena Ui, intervalo: 10154' - 10172' (18 ft).

Schlumberger

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

File: C:\PROGRA~2\SCHLUM~1\SPAN8~1.0\UNTITLED.SP8

SPAN Version 8.0o
© Copyright 2010 Schlumberger

Company: EP PETROECUADOR

Well: DRAGO 20D

Penetration Report

Completion

Borehole Diameter: 8.5 in	Wellbore Fluid: Water
Form Top (TVD): 10154.0 ft	Fluid Density: 8.345 ppg
Form Bottom (TVD): 10172.0 ft	

Tubular(s)

Casing #	Outer Diameter (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Inner Diameter (in)	Tubing Position	Stand-off	Annulus Material	Annulus Density (ppg)	Csg Str Remain (%)
1	7	26.00	C95	6.184	Centralized		Cement	15.86	96/96

Formation

Rock Type: Sandstone	Rock Strength (UCS): 9200 psi
Porosity: 18.0 %	Vertical Stress: 9200 psi
Bulk Density: 2.33 g/cm3	Pore Pressure: 1994 psi
Formation Fluid: Oil	Wellbore Damage: 12 in

Perforating System(s)

Perf #	Phasing Angle (deg)	Shot Density (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	0.25	Eccentered	0	25.83	24.68	0.83	0.43	0.74
2	72	5.00	0.25	Eccentered	0	21.82	20.67	0.90	0.47	0.87

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.)

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

File: C:\PROGRA~2\SCHLUM~1\SPAN8~1.0\UNTITLED.SP8

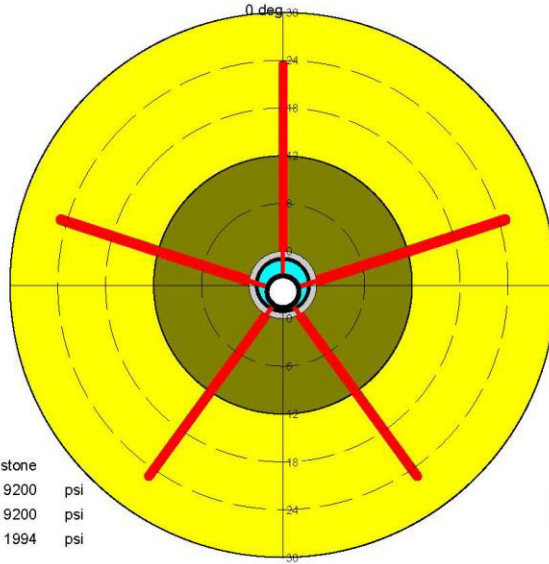
SPAN Version 8.0o
© Copyright 2010 Schlumberger

Company: EP PETROECUADOR

Well: DRAGO 20D

Perforating System #1

4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX, 38.8 g
72° Phasing, 5.00 spf



Rock Type: Sandstone
Rock UCS: 9200 psi
Vertical Stress: 9200 psi
Pore Pressure: 1994 psi

Water
Cement
Damaged Zone
Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.68	24.58	23.43	0.78	0.41
72	1.00	26.04	24.89	0.89	0.46
144	0.12	26.25	25.09	0.80	0.42
216	0.12	26.25	25.09	0.80	0.42
288	1.00	26.04	24.89	0.89	0.46
Average	0.78	25.83	24.68	0.83	0.43
AOF (in ² /ft)					0.74

at 5.00 spf

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

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

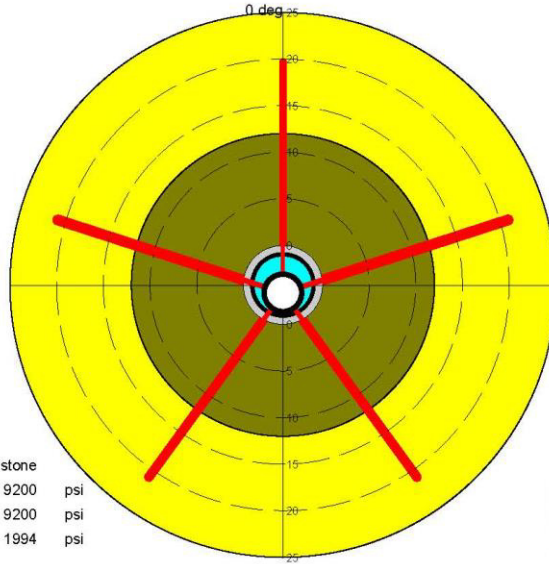
File: C:\PROGRA~2\SCHLUM~1\SPAN8~1.0\UNTITLED.SP8

SPAN Version 8.0o
© Copyright 2010 Schlumberger

Company: EP PETROECUADOR

Well: DRAGO 20D

Perforating System #2
 4-1/2" PURE Gun, PowerJet 4505, HMX, 38.6 g
 72° Phasing, 5.00 spf



Rock Type: Sandstone
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi

Water
 Cement
 Damaged Zone
 Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen (in)	Form Pen (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.68	20.81	19.66	0.74	0.39
72	1.00	22.11	20.95	1.01	0.52
144	0.12	22.05	20.89	0.88	0.46
216	0.12	22.05	20.89	0.88	0.46
288	1.00	22.11	20.95	1.01	0.52
Average	0.78	21.82	20.67	0.90	0.47
AOF (in ² /ft)					0.87

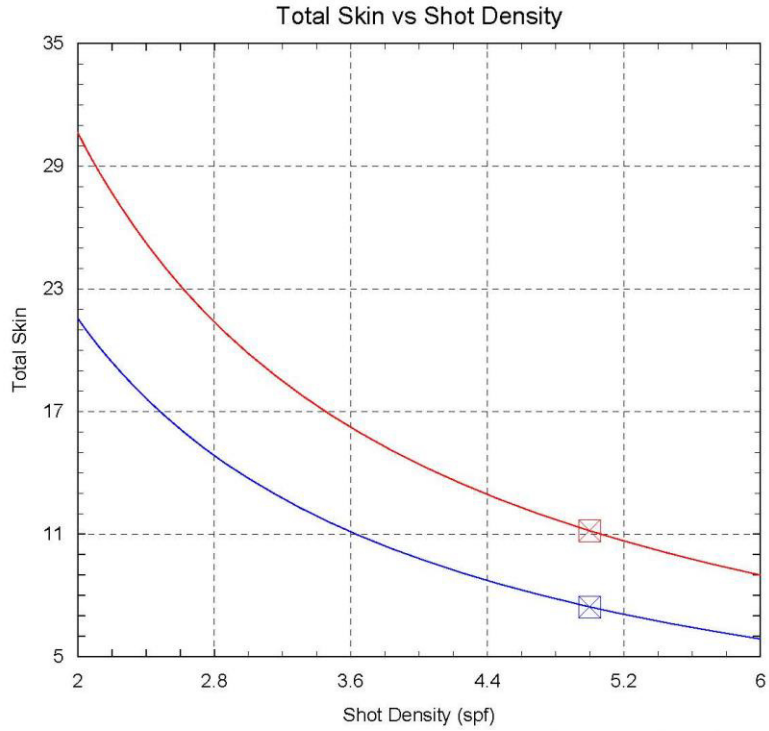
at 5.00 spf

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

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

File: C:\PROGRA~2\SCHLUM~1\SPAN8~1.0\UNTITLED.SP8

SPAN Version 8.0o
 © Copyright 2010 Schlumberger



Perforating System(s)

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

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	0.02	0.50	24.68/0.83
72	5.00/5.00	0.02	0.50	20.67/0.90

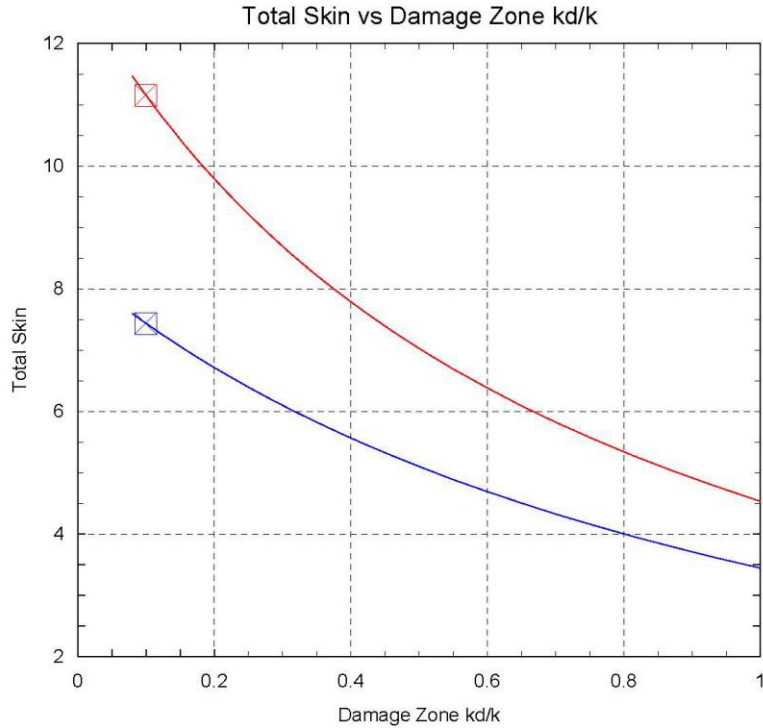
Formation

kh: 150.00 md
 kh/kv: 10.00
 Bulk Density: 2.33 g/cm3
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 12 in

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

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

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	0.02	0.50	24.68/0.83
72	5.00/5.00	0.02	0.50	20.67/0.90

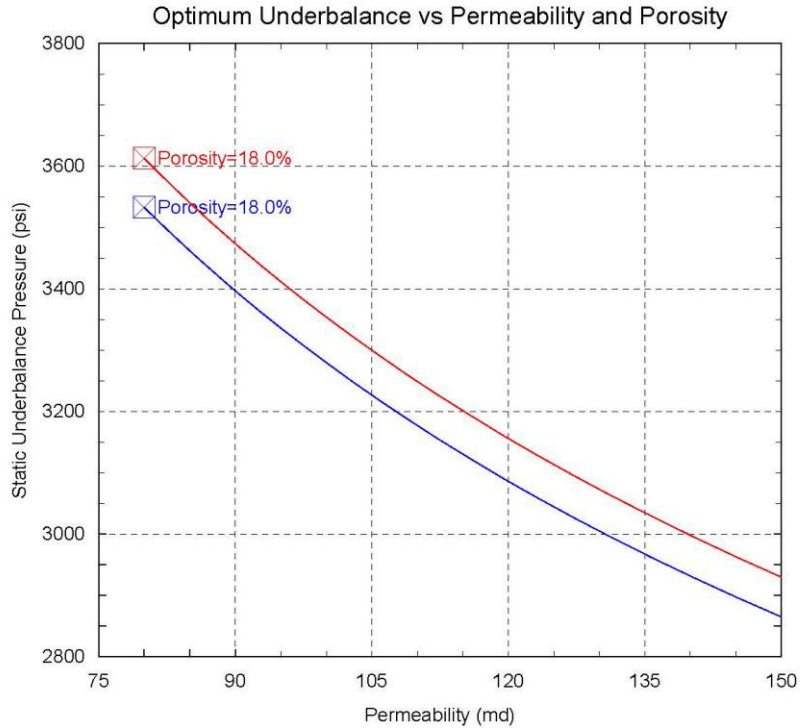
Formation

kh: 150.00 md
 kh/kv: 10.00
 Bulk Density: 2.33 g/cm3
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 12 in

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

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

Chrg Dia (mm)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)
48.00	24.68	0.83
48.00	20.67	0.90

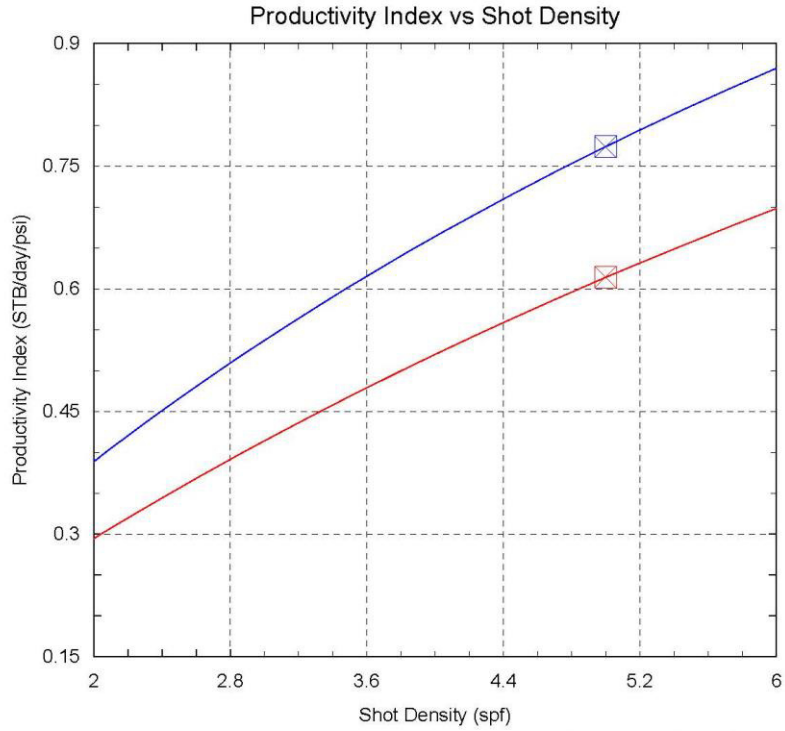
Formation

Rock Type: Sandstone
 Porosity: 18.0 %
 kh: 150.00 md
 kv: 15.00 md
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Recent research and field results indicate that a static underbalance alone is insufficient to achieve clean perforations. A PURE design to achieve a dynamic underbalance immediately after perforating will deliver perforations with a kc/k of about 1 and is the preferred method of perforating job design. Typically, a kc/k from 0.1 to 0.3 is obtainable with a traditional static underbalance job design. SPAN results are based on "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage", SPE 30081 (L. Behmann). Results are provided in good faith without warranty.



Perforating System(s)

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

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	0.02	0.50	24.68/0.83
72	5.00/5.00	0.02	0.50	20.67/0.90

Formation

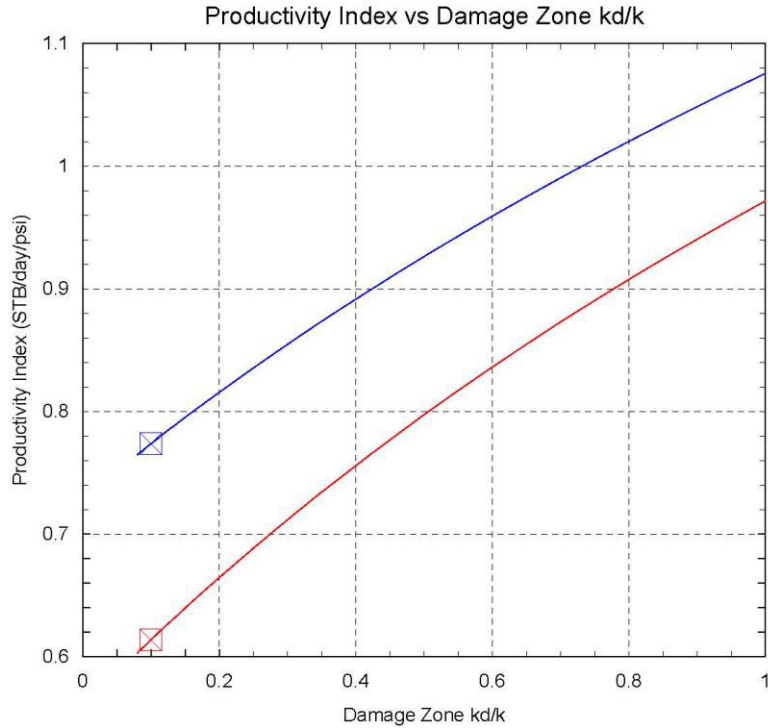
kh: 150.00 md
 kh/kv: 10.00
 Bulk Density: 2.33 g/cm3
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 12 in

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Flow Rate (STB/day): 365/289

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

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

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	0.02	0.50	24.68/0.83
72	5.00/5.00	0.02	0.50	20.67/0.90

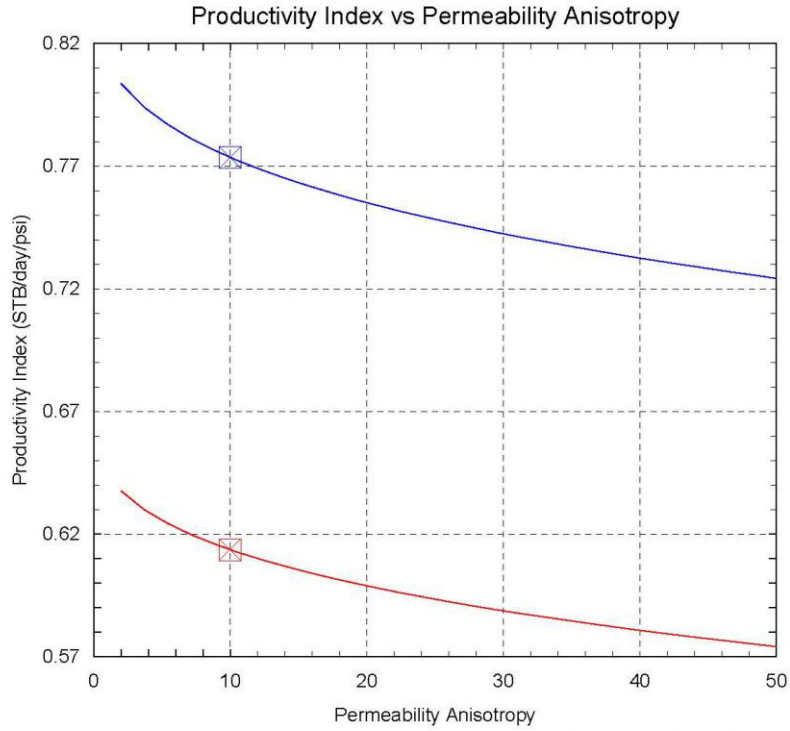
Formation

kh: 150.00 md
 kh/kv: 10.00
 Bulk Density: 2.33 g/cm3
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 12 in

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62
 Flow Rate (STB/day): 365/289

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

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

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	0.02	0.50	24.68/0.83
72	5.00/5.00	0.02	0.50	20.67/0.90

Formation

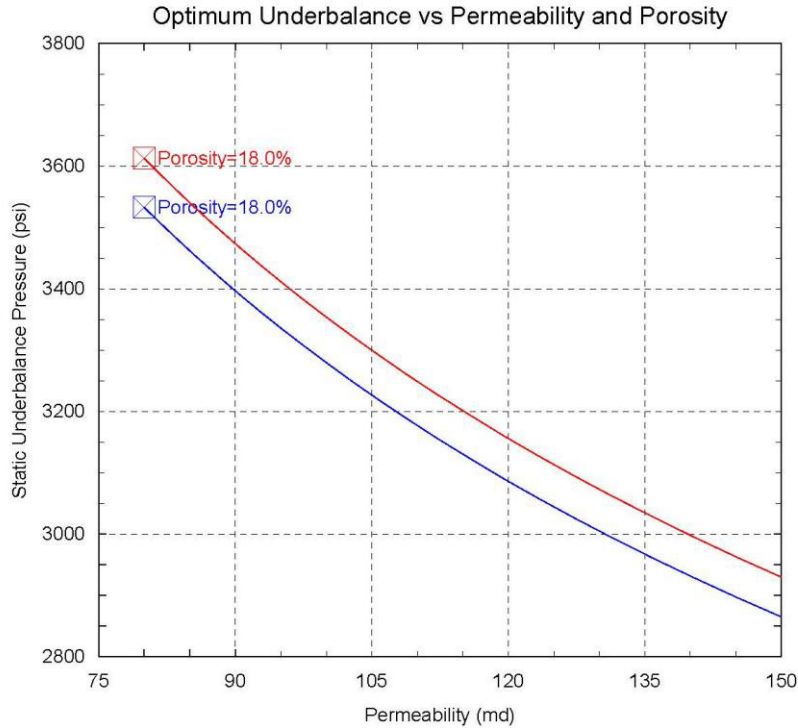
kh: 150.00 md
 kh/kv: 10.00
 Bulk Density: 2.33 g/cm3
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 12 in

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Flow Rate (STB/day): 365/289

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

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

Chrg Dia (mm)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)
48.00	24.68	0.83
48.00	20.67	0.90

Formation

Rock Type: Sandstone
 Porosity: 18.0 %
 kh: 150.00 md
 kv: 15.00 md
 Rock UCS: 9200 psi
 Vertical Stress: 9200 psi
 Pore Pressure: 1994 psi

Completion

Vertical Well
 Formation Thickness (TVD): 18.0 ft
 Perforated Length: 18.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62
 Flow Rate (STB/day): 365/289

Recent research and field results indicate that a static underbalance alone is insufficient to achieve clean perforations. A PURE design to achieve a dynamic underbalance immediately after perforating will deliver perforations with a kc/k of about 1 and is the preferred method of perforating job design. Typically, a kc/k from 0.1 to 0.3 is obtainable with a traditional static underbalance job design. SPAN results are based on "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage", SPE 30081 (L. Behmann). Results are provided in good faith without warranty.

EP PETROECUADOR

POZO: SHUSHUFINDI-134D CAMPO SHUSHUFINDI

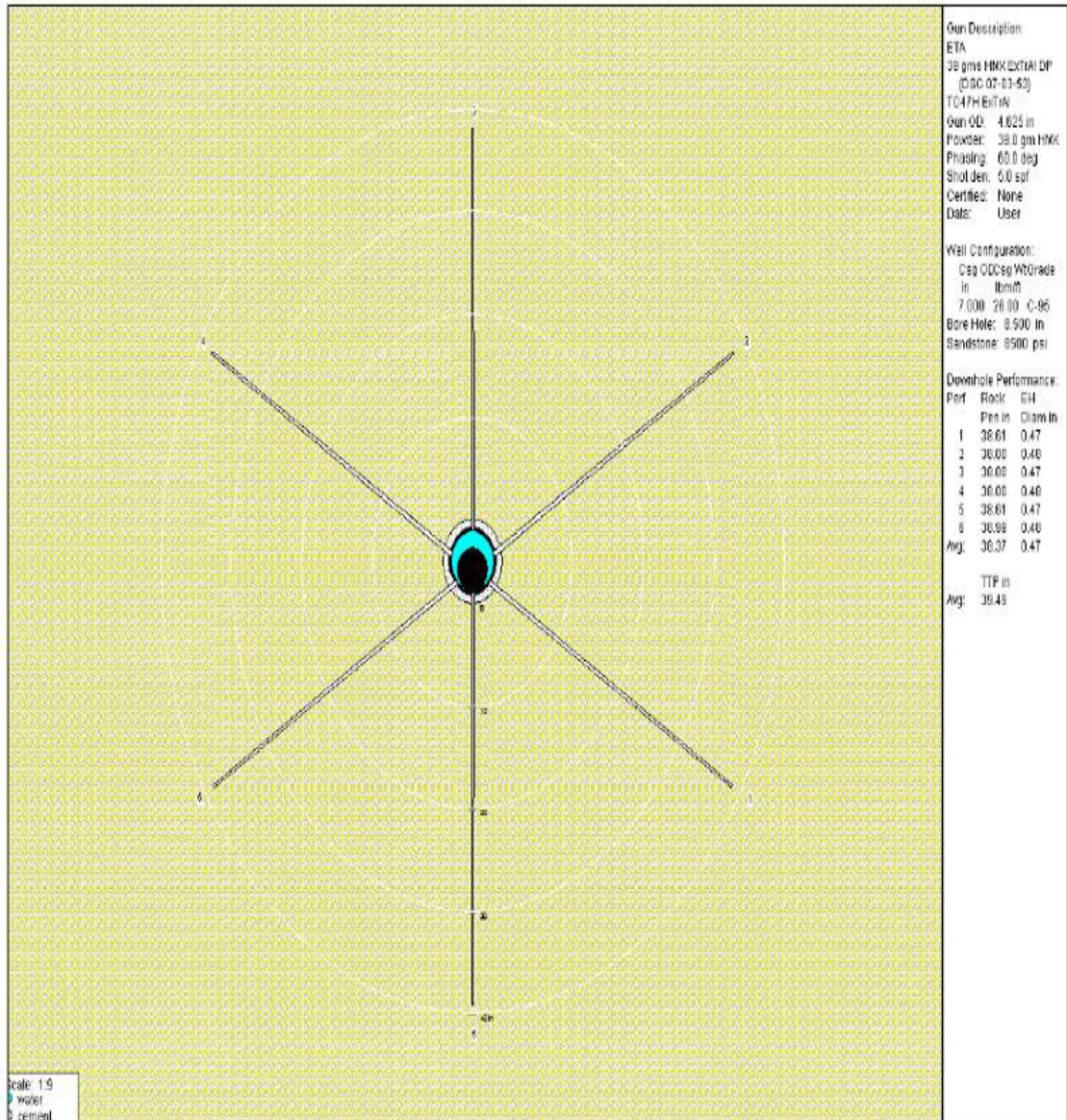
ARENA: U inferior

Análisis DUO

Dynamic Underbalance Optimization Process (DUOSM)

Reporte:	Final
Autor(es):	Mónica Guerrero
Fecha:	18 de Enero 2011
Referencia del Reporte:	080

Modelado de Penetración de la Carga





Perforation Clean Up Efficiency Calculation



Company:	EP PETROECUADOR	Well Location:	ECUADOR
Well Name:	SHUSHUFINDI-134D	Region:	LATIN AMERICA
Perforated Interval, MD :	9569'-9584'/9595'-9640'	Date of Modeling:	17-Jan-11

(Use one sheet per perforated interval)

INPUT PARAMETERS

Reservoir Matrix			Sandstone
Reservoir fluid			Heavy Oil 25 °API
Reservoir Fluid Viscosity	μ	cp	2.80
Reservoir Fluid Density	ρ	gm/cc	0.86
Particle Density, Matrix	ρ_p	gm/cc	2.38
Formation Porosity	ϕ	frac	0.12
Total Compressibility	C_t	psi ⁻¹	3.00E-06
Permeability	k	md	121
Temperature	T	F	185
Perforation Length	l	cm	100
Unconfined Compressive Strength	UCS	psi	8,378
Allowable Pressure Differential - Hardware	ΔP_{oper}	psi	5,000
Customer Safety Factor - Underbalance Level			0%
Shaped Charge Selected			4539 XP

OUTPUT RESULTS

Pressure drop required to sweep perforation*	ΔP_{f10}	psi	1,818
Allowable pressure drop - tensile failure criterion	$\Delta P_{tensile}$	psi	2,267
Maximum Underbalance Pressure, ΔP	ΔP_{max}	psi	2,267
Max Designed Underbalance ΔP , includes Safety Factor	ΔP_{maxd}	psi	2,267
Clean Up Efficiency (CUE) after applying ΔP_{maxd}	%CUE		100%
Volume through each perforation	v	cc/perf	2.18
Required minimum flow rate thru each perforation based on ΔP_{f10}	q_o	cc/sec	38.49
Required flow velocity thru each perforation, based on q_o		m/sec	1.62
Required minimum flow time based on ΔP_{f10}	t	sec	0.0566



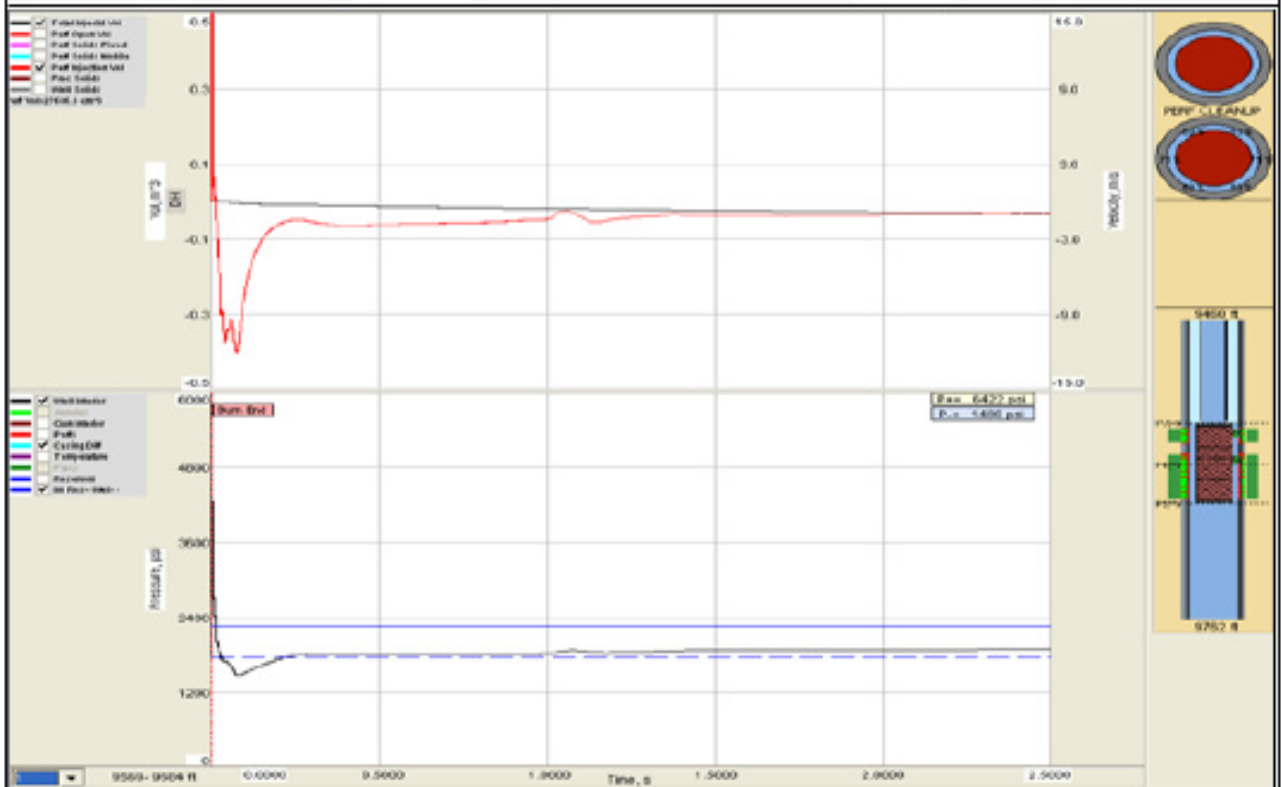
Dynamically Underbalanced Perforating Modeling Results



Company:	EP PETROECUADOR	Well Location:	ECUADOR
Well Name:	SHUSHUFINDI-134D	Region:	LATIN AMERICA
Perfed Interval, MD :	9569'-9584'/9595'-964	Date of Modeling:	22-Dec-10

OUTPUT

Underbalance ΔP , psi		Min. Flow Velocity, m/s		Min. Surge Duration, sec.	
Target	2,267	Target	1.62	Target	0.057
Achieved	796	Achieved	12	Achieved	0.238



CURVE DEFINITIONS

- Perf Velocity** The volume velocity at standard conditions through the perfs into the formation (+) or into the wellbore (-).

- Well Interior** The average pressure in the wellbore at the zone of interest

- Res -Wellbore** The initial formation (solid line) and wellbore (dashed line) pressures at the zone of interest

SPAN
Perforating Analysis

Company : EP Petroecuador
Well : SSFD 128D
Field : SSFD
Engineer : Omar Baquezea
Date : May 6, 2011
Comments : Ui

Schlumberger

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

File: D:\DOCUMENTS\TESTING\T...SSFD 128D\SPAN SSFD 128D.SP8

SPAN Version 8.0o
© Copyright 2010 Schlumberger

Penetration Report

Completion

Borehole Diameter: 8.5 in	Wellbore Fluid: Brine
Form Top (TVD): 9184.0 ft	Fluid Density: 8.4 ppg
Form Bottom (TVD): 9211.0 ft	

Tubular(s)

Casing #	Outer Diameter (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Inner Diameter (in)	Tubing Position	Stand-off	Annulus Material	Annulus Density (ppg)	Csg Str Remain (%)
1	7	26.00	C95	6.276	Centralized		Cement	15.86	96/96

Formation

Rock Type: Sandstone	Rock Strength (UCS): 10919 psi
Porosity: 16.2 %	Vertical Stress: 9198 psi
Bulk Density: 2.36 g/cm3	Pore Pressure: 3200 psi
Formation Fluid: Oil	Wellbore Damage: 12 in

Perforating System(s)

Perf #	Phasing Angle (deg)	Shot Density (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	0.25	Eccentered	0	23.49	22.38	0.78	0.43	0.73
2	135/45	12.00	0.25	Eccentered	0	15.63	14.52	0.61	0.34	1.09

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 Omega 4512, HMX, 22.0 g(API:Pen 34.00 in, EH Dia 0.35 in, Based on 19B 1st Ed.)

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

Productivity Report

Completion

Deviated Well, 1 deg	Drainage Area: 31.42 acre
Form Top (TVD): 9184.0 ft	Dietz Shape Factor: 31.62
Form Bottom (TVD): 9211.0 ft	Formation Height (TVD): 27.0 ft
Borehole Diameter: 8.5 in	Perforated Length: 27.0 ft
Wellbore Fluid: Brine	
Fluid Density: 8.4 ppg	

Formation

Rock Type: Sandstone	Formation Fluid: Oil [GLR=71.6 SCF/STB]
Porosity: 16.2 %	Gravity (Density): 18.0 deg API
Horizontal Permeability: 200.00 md	Form Volume Factor: 1.30 bbl/STB
Vertical Permeability: 20.00 md	Viscosity: 6.80 cp
kd/k: 0.10	Pore Pressure: 3200 psi
Wellbore Damage: 12 in	Formation Temperature: 203 deg F

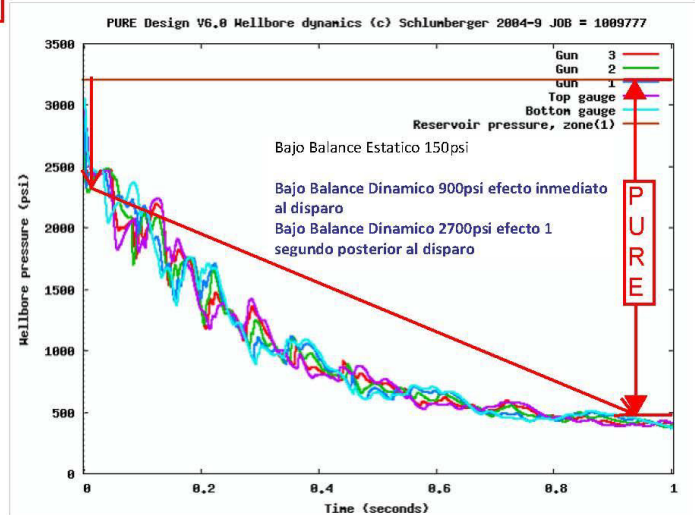
Perforating System(s)

Perf #	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density spf	Offset Angle (deg)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	72	5.00/100	5.00	0.25	0	1.00	0.50	22.38	0.78	0.43
2	135/45	12.00/100	12.00	0.25	0	1.00	0.50	14.52	0.61	0.34

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR
1	-0.45	-0.46	1.793e-5	0.0123	1.07
2	0.07	0.06	2.219e-5	0.01407	0.99

- 1. 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX
- 2. 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4512, HMX

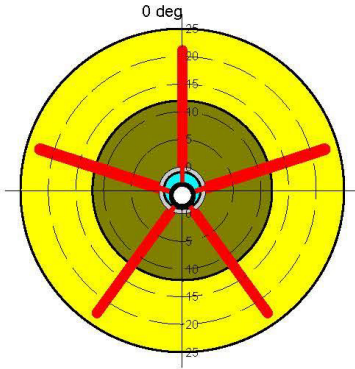
* At Pwf=1900 psi



Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

Company: EP Petroecuador

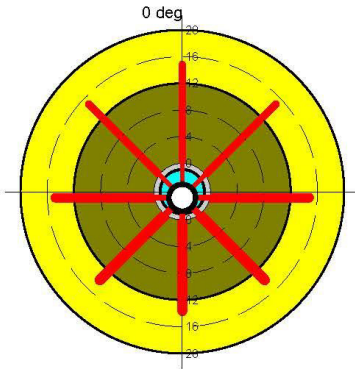
Well: SSFD 128D



Perforating System #1
 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX, 38.8 g
 72° Phasing, 5.00 spf

Clearance Avg	0.82	in
Total Pen Avg	23.49	in
Formation Pen Avg	22.38	in
Formation Dia Avg	0.78	in
Casing EH Avg	0.43	in
AOF (at 5.00 spf)	0.73	in ² /ft





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



Perforating System #2
 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4512, HMX, 22.0 g
 135/45° Phasing, 12.00 spf

Clearance Avg	0.82	in
Total Pen Avg	15.63	in
Formation Pen Avg	14.52	in
Formation Dia Avg	0.61	in
Casing EH Avg	0.34	in
AOF (at 12.00 spf)	1.09	in ² /ft

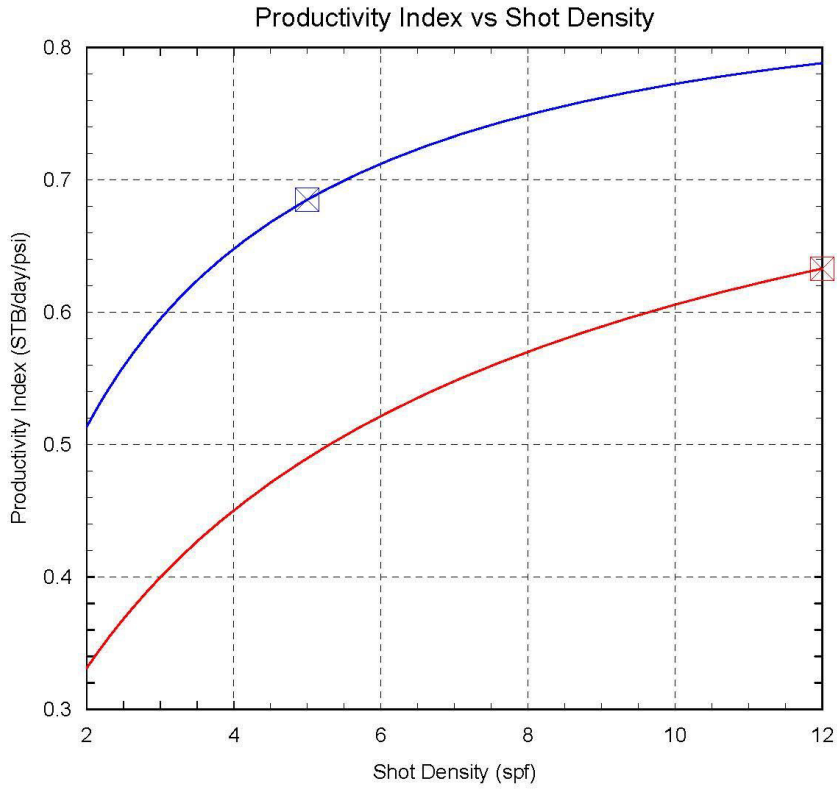
API: Pen 34.00 in, EH Dia 0.35 in, Based on 19B 1st Ed.

Rock Type:	Sandstone			
Rock UCS:	10919	psi		Brine
Vertical Stress:	9198	psi		Cement
Pore Pressure:	3200	psi		Damaged Zone
				Formation

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

File: D:\DOCUMENTS\TESTING\T...SSFD 128D\SPAN SSFD 128D.SP8

SPAN Version 8.0o
 © Copyright 2010 Schlumberger



Perforating System(s)

- 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX
- 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4512, HMX

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	1.00	0.50	22.38/0.78
135/45	12.00/12.00	1.00	0.50	14.52/0.61

Formation

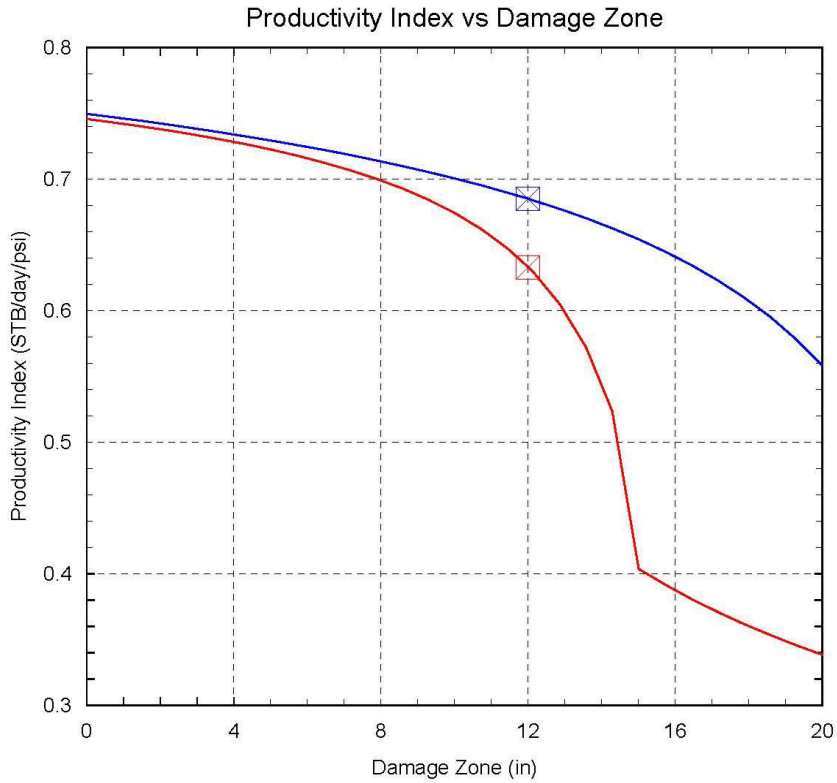
kh:	200.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.36	g/cm3
Rock UCS:	10919	psi
Vertical Stress:	9197	psi
Pore Pressure:	3200	psi
kd/k:	0.10	
Well Damage:	12	in

Completion

Deviated Well, 1 deg	
Formation Thickness (TVD):	27.0 ft
Perforated Length:	27.0 ft
Drainage Area:	31.42 acre
Dietz Shape Factor:	31.62

Flow Rate (STB/day): 890/822

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

- 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX
- 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4512, HMX

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	1.00	0.50	22.38/0.78
135/45	12.00/12.00	1.00	0.50	14.52/0.61

Formation

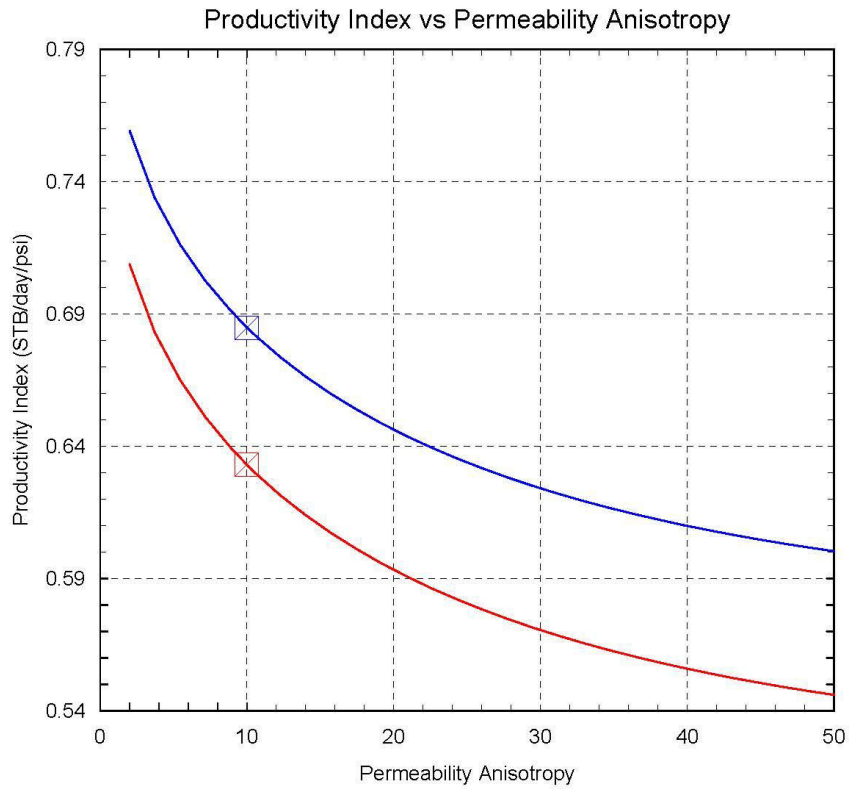
kh:	200.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.36	g/cm3
Rock UCS:	10919	psi
Vertical Stress:	9197	psi
Pore Pressure:	3200	psi
kd/k:	0.10	
Well Damage:	12	in

Completion

Deviated Well, 1 deg	
Formation Thickness (TVD):	27.0 ft
Perforated Length:	27.0 ft
Drainage Area:	31.42 acre
Dietz Shape Factor:	31.62

Flow Rate (STB/day): 890/822

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty



Perforating System(s)

- 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4505, HMX
- 4-1/2" PURE Gun, PowerJet Omega 4512, HMX

Phasing	Nom/Effect (spf)	kc/k	tc (in)	Form Pen/ Dia Avg (in)
72	5.00/5.00	1.00	0.50	22.38/0.78
135/45	12.00/12.00	1.00	0.50	14.52/0.61

Formation

kh:	200.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.36	g/cm3
Rock UCS:	10919	psi
Vertical Stress:	9197	psi
Pore Pressure:	3200	psi
kd/k:	0.10	
Well Damage:	12	in

Completion

Deviated Well, 1 deg	
Formation Thickness (TVD):	27.0 ft
Perforated Length:	27.0 ft
Drainage Area:	31.42 acre
Dietz Shape Factor:	31.62
Flow Rate (STB/day):	890/822

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty

ANEXO 7

**A SIMPLE METHOD FOR ESTIMATING
WELL PRODUCTIVITY (SPE 38148) Y
RESULTADOS DEL METODO EN LOS
POZOS SELECCIONADOS**



SPE 38148

A Simple Method for Estimating Well Productivity

James E. Brooks, SPE, Schlumberger Perforating and Testing

Copyright 1997, Society of Petroleum Engineers, Inc.

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

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax 01-972-952-9435.

Abstract

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

Introduction

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

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

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

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

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

where D_f is the estimated diameter of the formation reservoir.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

* Mark of Schlumberger

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

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

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.,

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

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

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

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 SPAN³ analysis nor the analysis of Karakas and Tariq⁴ treat a crushed zone with directionally different impaired permeabilities and, as a result, they tend to overestimate the flow in these situations.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

and the approximate productivity efficiency as

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

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):

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

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

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

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 ecentered 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 slot lengths than with equal length slots.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Conclusions

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Appendix—Nondimensional Analysis

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

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

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

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

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

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

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

Nomenclature

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

b_c = nondimensional single shot perforating damage – 1

d = diameter of perforating tunnel, L, in.

D = diameter of wellbore, L, in.

D_f = diameter of reservoir

k = virgin permeability, L^2 , md

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

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

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

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

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

P = penetration length, L, in.

PR = productivity ratio based on open hole of diameter D

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

Q = production rate from a perforated completion, L^3/s , ft³/s

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

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

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

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

α = anisotropy ratio, ratio of horizontal to vertical permeabilities

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

β_c = nondimensional parameter for perforating damage

β_d = nondimensional parameter for perforation hole size

β_p = nondimensional parameter for perforation length

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

Acknowledgment

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

References

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

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

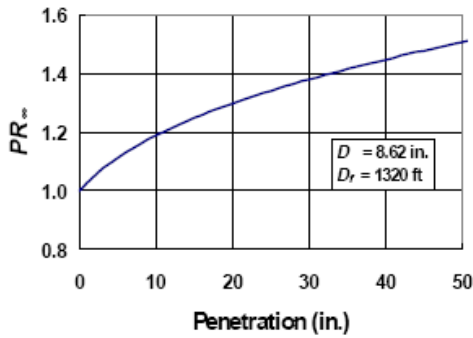


Fig. 1—Maximum productivity that can be obtained with a gun system with a given perforation length, is equal to the productivity of an openhole well of diameter $P + D$.

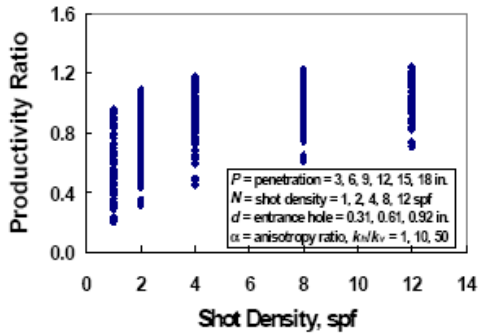


Fig. 2—Productivity ratio as a function of shot density for various penetration lengths, tunnel diameters and anisotropies. Note the lack of correlation.

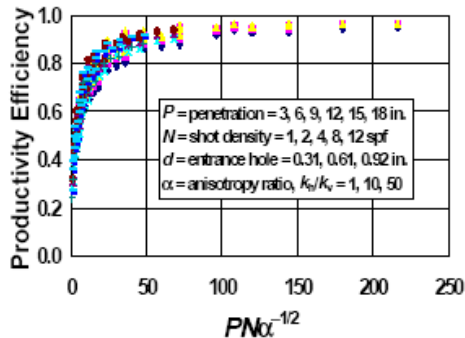


Fig. 3—Productivity efficiency versus nondimensional perforating length, β_p

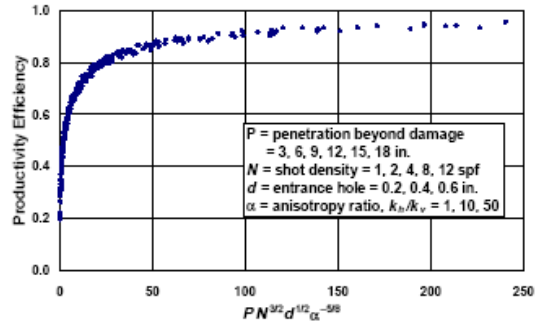


Fig. 4—Productivity efficiency versus β_o for no wellbore damage and no perforating damage

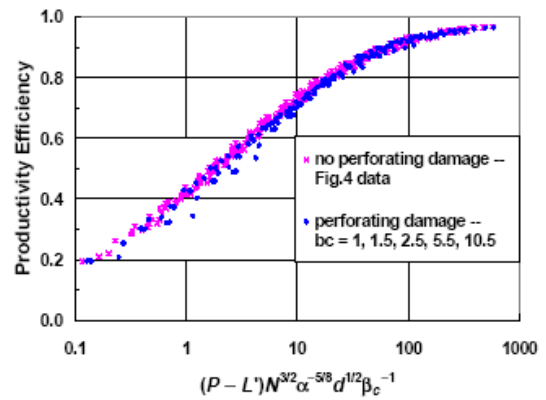


Fig. 5—Most general form of productivity efficiency versus nondimensional β , includes effects of wellbore damage and perforating damage

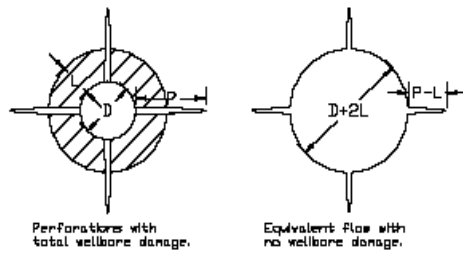


Fig. 6—Equivalency between total wellbore damage and no wellbore damage with smaller perforation length. For more general wellbore damage, $L \rightarrow L'$.

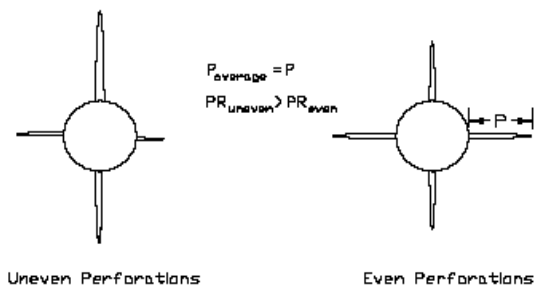


Fig. 7—Production from uneven perforations is greater than production from even perforations of same average penetration.

ANEXO 5.A. VALORES DE PR/PR[∞] (Diámetro de Orificio =0.43")
POZOS SSF-128D, SSF-140D, SSF-122D, DRG-N20D, SSF-119D

	P (pulgadas)	N (DPP)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR[∞]
	1	5	0,43	10	1,7	0,500
	2	5	0,43	10	3,5	0,581
	4	5	0,43	10	7,0	0,675
	6	5	0,43	10	10,4	0,728
	8	5	0,43	10	13,9	0,764
	10	5	0,43	10	17,4	0,790
	14	5	0,43	10	24,3	0,827
	16	5	0,43	10	27,8	0,841
	18	5	0,43	10	31,3	0,852
	20	5	0,43	10	34,8	0,862
	22	5	0,43	10	38,2	0,870
SSF -128D	22,38	5	0,43	10	38,9	0,872
SSF -140D	24,33	5	0,43	10	42,3	0,879
SSF -122D	24,57	5	0,43	10	42,7	0,880
DRG N20D	24,68	5	0,43	10	42,9	0,880
SSF -119D	24,69	5	0,43	10	42,9	0,880
	26	5	0,43	10	45,2	0,884
	30	5	0,43	10	52,2	0,895
	35	5	0,43	10	60,8	0,906
	40	5	0,43	10	69,5	0,914
	50	5	0,43	10	86,9	0,927
	60	5	0,43	10	104,3	0,935
	70	5	0,43	10	121,7	0,942
	80	5	0,43	10	139,1	0,946
	90	5	0,43	10	156,5	0,950
	100	5	0,43	10	173,9	0,953
	150	5	0,43	10	260,8	0,961
	200	5	0,43	10	347,7	0,965
	250	5	0,43	10	434,6	0,967
	300	5	0,43	10	521,6	0,968
	350	5	0,43	10	608,5	0,969
	400	5	0,43	10	695,4	0,969

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

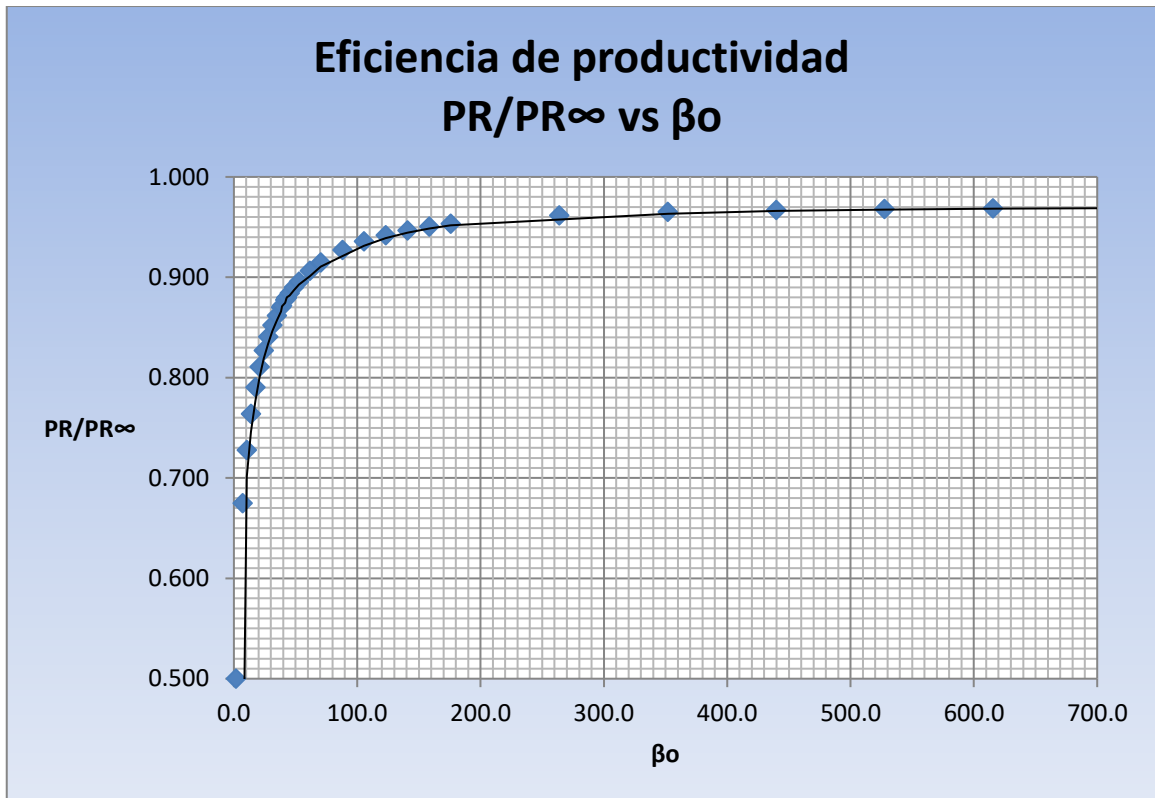


Figura: “PR/PR ∞ vs β_0 ”

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

ANEXO 5.B. VALORES DE PR/PR[∞] (Diámetro de Orificio =0.44")
POZOS DRG-E8D, SSF-116D, DRG-E9D

	P (pulgadas)	N (DPP)	d (pulgadas)	α	β_o	PR/PR[∞]
	1	5	0.44	10	1.8	0.500
	2	5	0.44	10	3.5	0.583
	4	5	0.44	10	7.0	0.676
	6	5	0.44	10	10.6	0.729
	8	5	0.44	10	14.1	0.765
	10	5	0.44	10	17.6	0.792
	14	5	0.44	10	24.6	0.828
	16	5	0.44	10	28.1	0.842
	18	5	0.44	10	31.7	0.853
	20	5	0.44	10	35.2	0.863
DRG - E8D	21.18	5	0.44	10	37.2	0.868
SSF - 116D	24.39	5	0.44	10	42.9	0.880
DRG - E9D	24.69	5	0.44	10	43.4	0.881
	28	5	0.44	10	49.2	0.891
	30	5	0.44	10	52.8	0.896
	35	5	0.44	10	61.6	0.906
	40	5	0.44	10	70.3	0.915
	50	5	0.44	10	87.9	0.927
	60	5	0.44	10	105.5	0.936
	70	5	0.44	10	123.1	0.942
	80	5	0.44	10	140.7	0.947
	90	5	0.44	10	158.3	0.950
	100	5	0.44	10	175.9	0.953
	150	5	0.44	10	263.8	0.962
	200	5	0.44	10	351.7	0.965
	300	5	0.44	10	527.6	0.968
	400	5	0.44	10	703.5	0.969

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

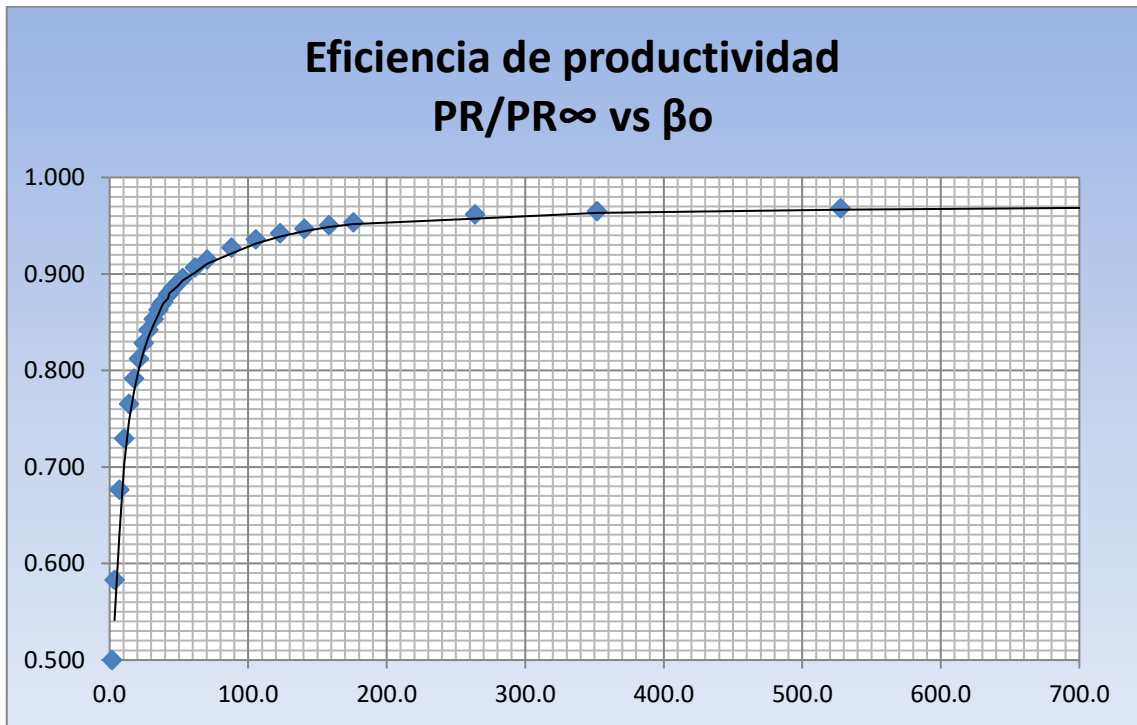


Figura: “ PR/PR^∞ vs β_0 ”

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

**ANEXO5.C. VALORES DE PR/PR[∞] (Diámetro de Orificio =0.47) POZO
SSF-134D**

P (pulgadas)	N (DPP)	d (pulgadas)	α	βo	PR/PR [∞]	
1	5	0.47	10	1.8	0.500	
2	5	0.47	10	3.6	0.587	
4	5	0.47	10	7.3	0.681	
6	5	0.47	10	10.9	0.734	
8	5	0.47	10	14.5	0.769	
10	5	0.47	10	18.2	0.795	
14	5	0.47	10	25.4	0.832	
16	5	0.47	10	29.1	0.845	
18	5	0.47	10	32.7	0.856	
20	5	0.47	10	36.4	0.866	
24	5	0.47	10	43.6	0.881	
28	5	0.47	10	50.9	0.893	
30	5	0.47	10	54.5	0.898	
35	5	0.47	10	63.6	0.909	
SSF-134D	39.49	5	0.47	10	71.8	0.916
	40	5	0.44	10	70.3	0.915
	50	5	0.44	10	87.9	0.927
	60	5	0.44	10	105.5	0.936
	70	5	0.44	10	123.1	0.942
	80	5	0.44	10	140.7	0.947
	90	5	0.44	10	158.3	0.950
	100	5	0.44	10	175.9	0.953
	200	5	0.44	10	351.7	0.965
	300	5	0.44	10	527.6	0.968
	350	5	0.44	10	615.5	0.969

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

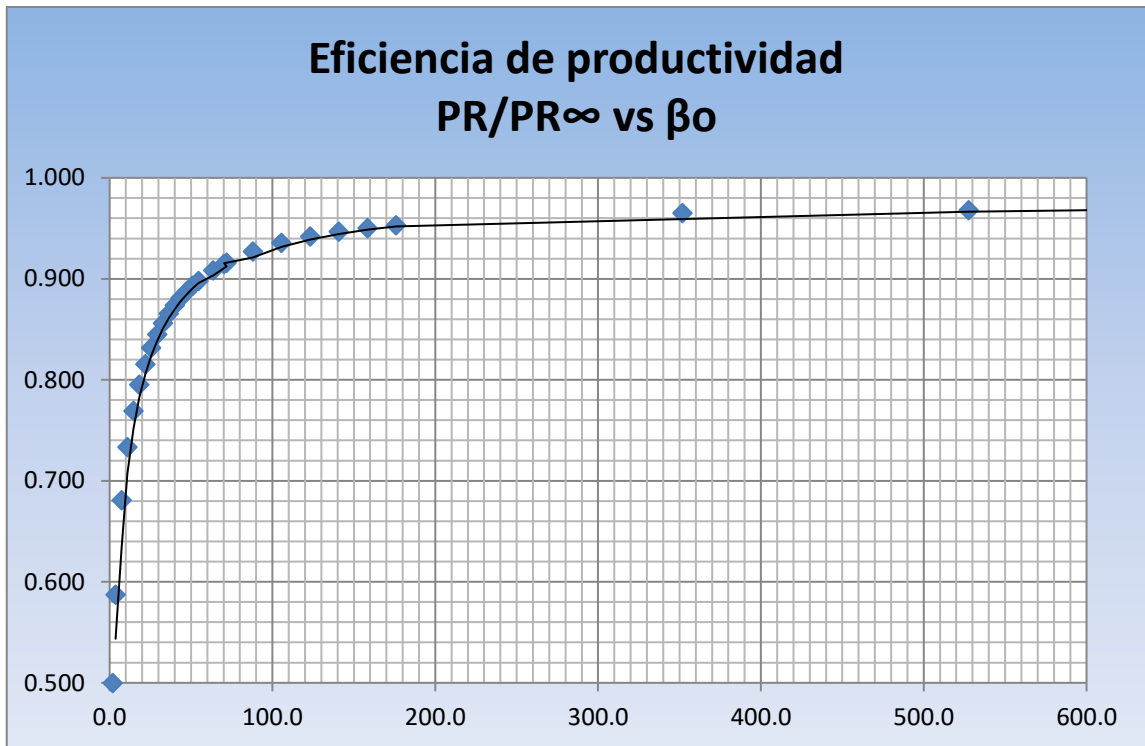


Figura: “ PR/PR_{∞} vs β_0 ”

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

**TABLA 5.D.VALORES DE PR/PR ∞ (Diámetro de Orificio =0.85)
PARA EL POZO SSF-131D**

P (pulgadas)	N (DPP)	d (pulgadas)	α	β_0	PR/PR ∞	
1	5	0.85	10	2.4	0.534	
2	5	0.85	10	4.9	0.627	
4	5	0.85	10	9.8	0.720	
6	5	0.85	10	14.7	0.770	
8	5	0.85	10	19.6	0.804	
10	5	0.85	10	24.4	0.828	
12	5	0.85	10	29.3	0.846	
16	5	0.85	10	39.1	0.872	
20	5	0.85	10	48.9	0.890	
22	5	0.85	10	53.8	0.897	
SSF - 131D	24.69	5	0.85	10	60.4	0.905
	26	5	0.85	10	63.6	0.909
	28	5	0.85	10	68.4	0.913
	30	5	0.85	10	73.3	0.917
	35	5	0.85	10	85.6	0.926
	40	5	0.85	10	97.8	0.932
	50	5	0.85	10	122.2	0.942
	60	5	0.85	10	146.7	0.948
	70	5	0.85	10	171.1	0.953
	80	5	0.85	10	195.5	0.956
	90	5	0.85	10	220.0	0.958
	100	5	0.85	10	244.4	0.960
	150	5	0.85	10	366.7	0.965
	200	5	0.85	10	488.9	0.968
	250	5	0.85	10	611.1	0.969
	300	5	0.85	10	733.3	0.969
	400	5	0.85	10	977.7	0.970

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

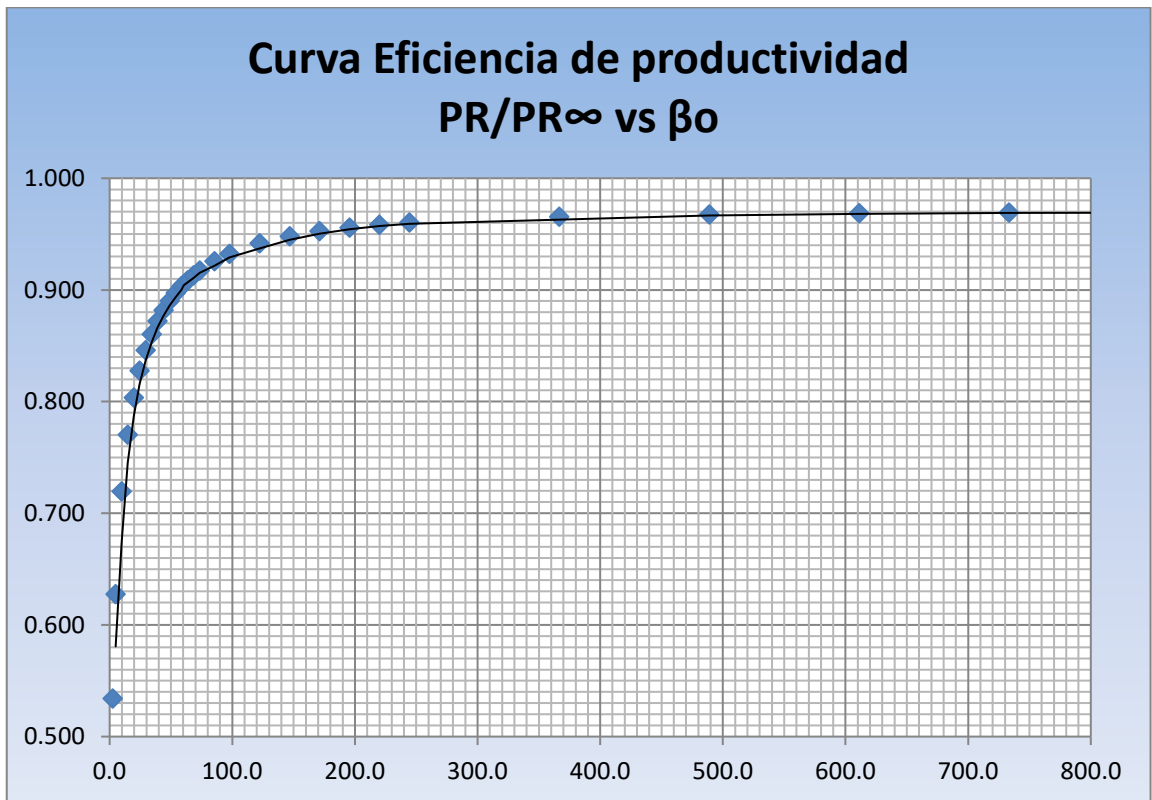


Figura: “PR/PR ∞ vs β_0 ”

Elaborado por: Manuel Guamo - Fernando Carrasco

ANEXO 8

EVALUACIÓN FINANCIERO (INGRESO, INVERSIÓN-EGRESOS Y RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN) POR LOS SISTEMAS DE CAÑONEO EN LOS POZOS SELECCIONADOS

INGRESOS								
SISTEMA TCP			SISTEMA MAXR			SISTEMA ONE TRIP		
PROD. DIARIA	PROD. MENSUAL	INGRESOS	PROD. DIARIA	PROD. MENSUAL	INGRESOS	PROD. DIARIA	PROD. MENSUAL	INGRESOS
BPPD	BPPM	(USD)	BPPD	BPPM	(USD)	BPPD	BPPM	(USD)
806	24,180	362,700	1080	32,385	485,775	1,141	34,230	513,450
800	24,005	360,072	1,072	32,150	482,255	1,133	33,982	509,729
795	23,837	357,560	1,063	31,894	478,412	1,124	33,711	505,668
788	23,626	354,396	1,054	31,612	474,178	1,114	33,413	501,193
780	23,391	350,869	1,043	31,297	469,460	1,103	33,080	496,206
771	23,125	346,882	1,031	30,942	464,126	1,090	32,704	490,567
761	22,819	342,288	1,018	30,532	457,978	1,076	32,271	484,070
749	22,457	336,855	1,002	30,047	450,709	1,059	31,759	476,386
734	22,012	330,185	982	29,452	441,784	1,038	31,130	466,953
714	21,433	321,496	956	28,677	430,159	1,010	30,311	454,665
686	20,593	308,890	918	27,553	413,292	971	29,123	436,838
634	19,009	285,141	848	25,434	381,516	896	26,883	403,252
Total		4,057,334	Total		5,429,645	Total		5,738,976

COSTO OPERATIVO POR TÉCNICA					
SISTEMA TCP		SISTEMA MAXR		SISTEMA ONE TRIP	
PROD. MENSUAL	COSTOS	PROD. MENSUAL	COSTOS	PROD. MENSUAL	COSTOS
BPPM	(USD)	BPPM	(USD)	BPPM	(USD)
24,180	20,795	32,385	27,203	34,230	28,753
24,039	20,193	32,197	27,045	34,031	28,586
23,887	20,065	31,992	26,874	33,815	28,405
23,720	19,925	31,769	26,686	33,579	28,206
23,536	19,771	31,523	26,479	33,319	27,988
23,331	19,598	31,248	26,249	33,029	27,744
23,099	19,403	30,938	25,988	32,700	27,468
22,831	19,178	30,579	25,686	32,321	27,149
22,514	18,912	30,154	25,329	31,871	26,772
22,123	18,584	29,630	24,890	31,319	26,308
21,613	18,155	28,947	24,316	30,596	25,701
20,870	17,531	27,951	23,479	29,544	24,817
Total	232,109	Total	310,223	Total	327,897

	INGRESOS			INVERSIÓN Y COSTOS			FLIJO DE EFECTIVO		
	TCP	MAXR	ONE TRIP	TCP	MAXR	ONE TRIP	TCP	MAXR	ONE TRIP
Mes 0				1,119,245	1,145,860	1,192,950			
Mes 1	362,700	485,775	513,450	20,795	27,203	28,753	-777,339	-687,288	-708,253
Mes 2	360,072	482,255	509,729	20,193	27,045	28,586	-437,461	-232,078	-227,110
Mes 3	357,560	478,412	505,668	20,065	26,874	28,405	-99,966	219,460	250,153
Mes 4	354,396	474,178	501,193	19,925	26,686	28,206	234,505	666,953	723,140
Mes 5	350,869	469,460	496,206	19,771	26,479	27,988	565,604	1,109,934	1,191,357
Mes 6	346,882	464,126	490,567	19,598	26,249	27,744	892,888	1,547,810	1,654,181
Mes 7	342,288	457,978	484,070	19,403	25,988	27,468	1,215,772	1,979,801	2,110,782
Mes 8	336,855	450,709	476,386	19,178	25,686	27,149	1,533,449	2,404,824	2,560,019
Mes 9	330,185	441,784	466,953	18,912	25,329	26,772	1,844,722	2,821,279	3,000,200
Mes 10	321,496	430,159	454,665	18,584	24,890	26,308	2,147,634	3,226,548	3,428,557
Mes 11	308,890	413,292	436,838	18,155	24,316	25,701	2,438,369	3,615,525	3,839,694
Mes 12	285,141	381,516	403,252	17,531	23,479	24,817	2,705,979	3,973,562	4,218,129

Tiempo en días para la recuperación de la inversión por técnica

TRI TCP	99
TRI MAXR	75
TRI ONE TRIP	74

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

12. Página Web: www.bakerhughes.com