

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Metodología para Selección de Técnicas de Cañoneo en
el Oriente Ecuatoriano”

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Giancarlo Israel Artieda Loayza

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

Me gustaría agradecer en estas líneas a las personas y colegas me han dado su ayuda durante el proceso de investigación y redacción de este trabajo. En primer lugar, quisiera agradecer a la ESPOL por las facilidades que ha dado para llevar a cabo esta investigación. Así mismo, deseo expresar mi agradecimiento al Ingeniero Miguel Cevallos y mi prima Mary y su hermosa familia, por las facilidades que me dieron cuando realice diferentes visitas a los pozos. También agradezco a la empresa PERFOLOG Cía. Ltda. por su colaboración al realizar esta tesis.

Por último, en este ámbito académico, mi sincera gratitud al Ingeniero Galarza, director de este trabajo. Sin su ayuda y su interés, esta tesis difícilmente habría llegado a concluirse en los plazos y forma que hoy tiene. Y concluyo, dándole gracias a mi familia por su paciencia, comprensión e infinito apoyo durante las muchas horas que les he robado.

DEDICATORIA

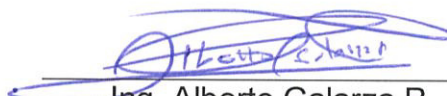
Esta tesis se la dedico al forjador de mi camino, a mi padre celestial, el que me acompaña y siempre me levanta de mis tropiezos, al creador de mis padres, quienes me han forjado como la persona que soy en la actualidad, muchos de mis logros se los debo a ustedes entre los que se incluye este. Me formaron con reglas y con algunas libertades, pero al final de cuentas, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

Gracias por sus enseñanzas, por los mensajes de aliento y su excelente manera de instruirme para afrontar las verdades de esta vida. En este reto universitario concluyente, no lo hubiera podido haber hecho sin su ayuda, les doy mi más sinceras gracias.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Dra. Elizabeth Peña C.
DECANA FICT
PRESIDENTE



Ing. Alberto Galarza R.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Xavier Vargas
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)



Giancarlo Artieda L.

RESUMEN

En este proyecto se hace un Análisis Técnico-Estadístico del uso de los sistemas de cañoneo con cargas moldeadas: convencionales RAZOR y reactivas CONNEX™. Inicialmente se tenía establecido analizar 12 pozos, pero debido a problemas operacionales, sólo se realizó el estudio a 8 pozos, de los cuales 7 pozos fueron cañoneados con el sistema de cargas reactivas CONNEX™ y 1 pozo con el sistema de cargas convencional RAZOR.

Para realizar el estudio se analizó Pruebas de Restauración (Build Up), Pruebas de PVT, y Pruebas de Producción de los Pozos. De las pruebas mencionadas anteriormente se extrajo la información siguiente:

Presión del Yacimiento, porosidad, saturación de agua, tasas de fluido total, tasa de petróleo, tasa de agua, grados API, temperatura del yacimiento, permeabilidad, daño de formación, salinidad, viscosidad.

Posteriormente se determinó el Índice de Productividad de cada pozo con daño de cañoneo igual a 0, cuyo objetivo será compararla con los Índices de Productividad simulados con el software iPerf™, tanto al usar la carga convencional RAZOR como reactiva CONNEX™, para concluir cual carga

moldeada es la más eficiente y a su vez, comprobar si la carga con la que se efectuó dicho cañoneo, fue la más indicada a usar.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. MARCO TEÓRICO INGENIERIL.....	1
1.1 Fundamentos Teóricos sobre Índice de Productividad	1
1.1.1 Factores que Afectan a la Productividad durante el Cañoneo	4
1.2 Tipos de Daños	8
1.2.1 Daño por Penetración Parcial.....	10
1.2.2 Daño por Cañoneo	10
1.2.3 Daño por Inclinación del Pozo.....	11
1.2.4 Daños durante la Producción	12
1.2.5 Análisis y Cálculos Analíticos para los diferentes tipos de daños	12
1.3 Técnicas de Cañoneo.....	24
1.3.1 Descripción de la Técnica de Cañoneo con Wireline.....	24
1.3.2 Procedimientos con Wireline Convencional.....	32

1.3.3	Descripción de la Técnica de Cañoneo con TCP (Tubing Conveyed Perforating ó Cañón Transportado por tubería)	41
1.3.4	Procedimientos con TCP Under-Balance	47
1.3.5	Proceso de Cañoneo.....	50
1.3.6	Factores que afectan al Cañoneo.....	51
1.3.7	Componentes de un Cañón.....	61
1.3.8	Explosivos	66
1.3.9	Armado de un Cañón	69
1.3.10	Tipos de Cañones	73
1.4	Carga Moldeadas (Shaped Charge)	76
1.4.1	Elementos de una Carga.....	78
1.4.2	Funcionamiento de una Carga Moldeada	81
1.4.3	Tipos de Cargas	84
1.4.4	Diferencias de Resultado usando Carga Convencionales y Carga Reactiva Connex™	88
2	INFORMACIÓN DEL BLOQUE DE ESTUDIO.....	90
2.1	Bloque ESPOL	90
2.2	Campo FICT	91
2.2.1	Pozo FICT-154.....	91
2.2.2	Pozo FICT-158.....	95
2.2.3	Pozo FICT-167	99
2.3	Campo Gayar	103
2.3.1	Pozo Gayar 4A-8.....	103
2.3.2	Pozo Gayar 4A-14.....	107

2.3.3	Pozo Gayar Norte 2.....	110
2.3.4	Pozo Gayar Sur 1.....	113
2.3.5	Pozo Gayar Sur 3.....	117
2.3.6	Pozo Gayar 36	123
2.3.7	Pozo Gayar 42	127
2.4	Campo Monik	131
2.4.1	Campo Monik 38	131
2.5	Campo Carolyne.....	135
2.5.1	Campo Carolyne 1	135
3	ANÁLISIS DE DATOS Y RESULTADOS.....	139
3.1	Análisis del Pozo FICT 154	141
3.2	Análisis del Pozo FICT 158	150
3.3	Análisis del Pozo FICT 167	155
3.4	Análisis del Pozo Gayar Sur 1	160
3.5	Análisis del Pozo Gayar Sur 3	164
3.6	Análisis del Pozo Gayar 36.....	170
3.7	Análisis del Pozo Gayar 42.....	174
3.8	Análisis del Pozo Carolyne 1	179
3.9	Análisis Pozos Restantes	184
3.10	Análisis Estadística De Efectividad De Las Cargas	185
3.11	Metodología de Selección de Cargas para Cañonear un Pozo.....	185
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	188

4.1	Conclusiones	188
4.2	Recomendaciones	190

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

ABREVIATURAS

°F	Grados Fahrenheit
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo)
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BHP	Presión de fondo
BHT	Temperatura de fondo
CCL	Registro Localizador de Collares
cp	Centipoise
DPP	Disparos por pie
ESP	Bomba Electro-Sumergible
ft	Pies
GR	Registros de Rayos Gamma
Hz	Herzio
IP	Índice de Productividad
MD	Profundidad Medida
md	Milidarcies
m/s	Metros/segundos
psi	libras por pulgada cuadrada
psia	libras por pulgada cuadrada absolutas
pulg	Pulgadas
TCP	Tubing Conveyed Perforating
TVD	Profundidad Verdadera Medida

SIMBOLOGÍA

BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
IP	Índice de Productividad
k	Permeabilidad
k_s	Permeabilidad en la zona dañada
k_o	Permeabilidad al petróleo
K_{dp}	Permeabilidad de la zona dañada alrededor de los túneles de disparo
h_T	Espesor del reservorio
L_p	Longitud de los túneles de disparo
n	Número de túneles de disparo
P_r	Presión del reservorio
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
n	Densidad de disparos
PR	Relación de productividad
p_{wf}	Presión de fondo fluyente
p_b	Presión de burbuja
Q	Tasa de producción
r_e	Radio de drenaje
r_s	Radio de la zona dañada
r_{dp}	Radio de la zona dañada alrededor de los túneles de disparo
r_w	Radio del pozo
S	Daño de formación
S_p	Daño de formación
S_d	Daño por penetración parcial
S_θ	Daño por desviación del pozo
S_{dp}	Daño por disparos
Wh	Well head
μ	Viscosidad del fluido
θ_w	Ángulo de inclinación del pozo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Efecto de la Penetración y Densidad en la Relación de Productividad.....	5
Figura 1.2 Efecto de la fase de disparo en la relación de productividad.....	6
Figura 1.3 Cañoneo Con Underbalance Y Overbalance	8
Figura 1.4 Caída de Presión en un Pozo Dañado	9
Figura 1.5 Daño Producido Por Cañoneo	11
Figura 1.6 Modelo Diseñado Por Hawkins	13
Figura 1.7 Perfiles de Presión para Modelo de 2 Regiones	17
Figura 1.8 Penetración Parcial.....	18
Figura 1.9 Intervalo Disparado Incompletamente.....	19
Figura 1.10 Variables Daño Por Desviación.....	21
Figura 1.11 Variables Daño Por Cañoneo	23
Figura 1.12 Completación De Sistema Casing Gun	26
Figura 1.13 COMPLETACIÓN DE SISTEMA THROUGH TUBING.....	29
Figura 1.14 Shouting Panel	34
Figura 1.15 Equipo De Seguridad Blasmeter	37
Figura 1.16 Completación De Sistema TCP	42
Figura 1.17 Procedimiento de TCP Underbalance	50
Figura 1.18 Fase De Disparo.....	52
Figura 1.19 Densidad De Disparo 10 Spf.....	54
Figura 1.20 Claro de un cañón	57
Figura 1.21 Diámetro Y Longitud (Penetración) De Disparo	59

Figura 1.22 Portacargas O Rista.....	62
Figura 1.23 Detonadores NO Resistorizados.....	63
Figura 1.24 Detonadores Resistorizados.....	64
Figura 1.25 Detonadores Por Percusión.....	65
Figura 1.26 Cordón Detonante.....	66
Figura 1.27 Vista De Un Portacargas Extraído De Un Cañón.....	69
Figura 1.28 Colocación Del Centralizador.....	70
Figura 1.29 Portacargas Rodeado Por Cordón Detonante.....	71
Figura 1.30 Portacargas con Cargas.....	72
Figura 1.31 Marcar Primer Disparo en el Cañón.....	73
Figura 1.32 Tipo De Cañón Según Su Portacargas.....	75
Figura 1.33 Cargas Moldeadas.....	77
Figura 1.34 Componentes De Cargas Moldeadas.....	78
Figura 1.35 Cascos De Zinc Y Acero.....	79
Figura 1.36 Tipo de Liners.....	81
Figura 1.37 Funcionamiento De Una Carga Moldeada Convencional.....	83
Figura 1.38 Diferencias Entre Cargas Convencionales Y Reactivas.....	84
Figura 1.39 Funcionamiento De Una Carga Moldeada Reactiva CONNEX™.....	87
Figura 1.40 Diferencias De Cargas En Rocas Con Esfuerzos Tensiles Moderados.....	88
Figura 1.41 Diferencias de cargas en rocas con esfuerzo tensiles mayores.....	89
Figura 2.1 Completación Pozo Fict-154.....	94
Figura 2.2 Completación Pozo FICT-158.....	98

Figura 2.3 Completación Pozo FICT-167	102
Figura 2.4 Completación Pozo Gayar 4A-8.....	106
Figura 2.5 Completación POZO GAYAR 4A-14	109
Figura 2.6 Completación Pozo Gayar Norte 2.....	112
Figura 2.7 Completación Pozo Gayar Sur 1.....	116
Figura 2.8 Completación Pozo Gayar Sur 3.....	122
Figura 2.9 Completación Pozo Gayar 36	126
Figura 2.10 Completación Pozo Gayar 42	130
Figura 2.11 Completación Pozo Monik 38	134
Figura 2.12 Completación Pozo Carlyne 1.....	138
Figura 3.1 Ingreso de Datos Software iPerf™	142
Figura 3.2 Selección de Carga Software iPerf™	145
Figura 3.3 IPR al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 154	146
Figura 3.4 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 154	146
Figura 3.5 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 154	147
Figura 3.6 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 154	147
Figura 3.7 IPR al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 158	151
Figura 3.8 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 158	152
Figura 3.9 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 158	152
Figura 3.10 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 158	153
Figura 3.11 IPR al Usar Carga Razor 12 DPP Pozo FICT 167	156

Figura 3.12 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 167	157
Figura 3.13 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 167	157
Figura 3.14 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 167	158
Figura 3.15 IPR al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 1	161
Figura 3.16 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 1	161
Figura 3.17 IPR al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 1	162
Figura 3.18 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 1	162
Figura 3.19 IPR al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 3	166
Figura 3.20 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 3	166
Figura 3.21 IPR al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 3	167
Figura 3.22 Corte Horizontal al Usar Carga Connex™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 3	168
Figura 3.23 IPR al Usar Carga Razor 12 DPP Pozo Gayar 36	171
Figura 3.24 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo Gayar 36	171
Figura 3.25 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo Gayar 36	172
Figura 3.26 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo Gayar 36	172
Figura 3.27 IPR al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo Gayar 42	176
Figura 3.28 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo Gayar 42	176
Figura 3.29 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP pozo Gayar 42	177

Figura 3.30 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo Gayar 42.....	177
Figura 3.31 IPR al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Carolyne 1	180
Figura 3.32 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Carolyne 1	181
Figura 3.33 IPR al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Carolyne 1	181
Figura 3.34 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Carolyne 1	182

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Comparación Sistemas De Cañoneo Con Wireline	31
Tabla II Presión requerida según la permeabilidad por W.T. BELL	44
Tabla III Tabla de Presión a Favor de la Formación Requerida según la Permeabilidad en Arenas Consolidadas	56
Tabla IV Tabla de presión a favor de la formación requerida según la permeabilidad en carbonatos.....	56
Tabla V Tabla de presión a favor de la formación requerida según la permeabilidad en arenas no consolidadas	56
Tabla VI Explosivos Secundarios Según Su Velocidad Y Presión De Detonación	68
Tabla VII Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo FICT-154 En La Arena Napo “U” Inferior.....	92
Tabla VIII Evaluación De Producción Del Pozo Fict-154 En La Arena Napo “U” Inferior	92
Tabla IX Pruebas de Producción del Pozo FICT-154 en la ARENA NAPO “U” INFERIOR	93
Tabla X Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Fict-158 En La Arena Napo “U” Inferior.....	95
Tabla XI Evaluación de Producción del Pozo FICT-158 Arena Napo “U” Inferior	96
Tabla XII Pruebas de Producción del Pozo FICT-158 en la ARENA NAPO “U” INFERIOR	97
Tabla XIII Propiedades Petrofísicas Promedio del Pozo FICT-167 en la Arena Napo “U” Inferior.....	99
Tabla XIV Evaluación De Producción Del Pozo FICT-167 En La Arena Napo “U” Inferior	100

Tabla XV Pruebas de Producción del Pozo FICT-167 en la ARENA NAPO “U” INFERIOR	101
Tabla XVI Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 4A-8.....	105
Tabla XVII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 4A-14 en la Arena Napo “T” SUPERIOR.....	108
Tabla XVIII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR NORTE 2.....	111
Tabla XIX Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar Sur 1 En La Arena Napo “U” Inferior.....	113
Tabla XX Evaluación De Producción Del Pozo Gayar Sur 1 en la Arena Napo “U” Inferior	114
Tabla XXI Pruebas de Producción del Pozo GAYAR SUR 1 en la Arena Napo “U” INFERIOR	115
Tabla XXII Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar Sur 3 En La Arena Napo “T” Inferior.....	118
Tabla XXIII Evaluación De Producción Del Pozo Gayar Sur 3 en La Arena Napo “T” Inferior	118
Tabla XXIV Pruebas de Producción del Pozo GAYAR SUR 3 en la Arena NAPO “T” INFERIOR	119
Tabla XXV Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar Sur 3 En La Arena Napo “T” Superior	120
Tabla XXVI Evaluación De Producción Del Pozo Gayar Sur 3 En La Arena Napo “T” Superior.....	120
Tabla XXVII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR SUR 3 en la ARENA NAPO “T” SUPERIOR	121
Tabla XXVIII Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar 36 en La Arena Napo “U” Inferior.....	123
Tabla XXIX Evaluación De Producción Del Pozo Gayar 36 En La Arena Napo “U” Inferior	124
Tabla XXX Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 36 en la Arena Napo “U” INFERIOR	125

Tabla XXXI Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar 42 En La Arena Napo “U” Inferior.....	128
Tabla XXXII Evaluación De Producción Del Pozo Gayar 42 En La Arena Napo “U” Inferior.....	128
Tabla XXXIII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 42 en la Arena Napo “U” INFERIOR.....	129
Tabla XXXIV Pruebas de Producción del Pozo MONIK 38 en la Arena Napo “M-1”	133
Tabla XXXV Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Carlyne 1 en la Arena Napo “M-1”	136
Tabla XXXVI Evaluación de Producción del Pozo Carlyne 1 En La Arena Napo “M-1”	136
Tabla XXXVII Pruebas de Producción del Pozo CAROLYNE 1 en la Arena Napo “M-1”	137
Tabla XXXVIII Comparación IP pozo FICT 154	149
Tabla XXXIX Comparación IP pozo FICT 158	154
Tabla XL Comparación IP pozo FICT 167	159
Tabla XLI Comparación IP pozo GAYAR SUR 1	164
Tabla XLII Comparación IP pozo GAYAR SUR 3	169
Tabla XLIII Comparación IP pozo GAYAR 36	174
Tabla XLIV Comparación IP pozo GAYAR 42.....	179
Tabla XLV Comparación IP pozo CAROLYNE 1	183
Tabla XLVI Análisis Estadístico de Efectividad de IP de las cargas	185

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 1	1
Ec. 2	3
Ec. 3	3
Ec. 4	12
Ec. 5	14
Ec. 6	15
Ec. 7	15
Ec. 8	15
Ec. 9	15
Ec. 10	17
Ec. 11	19
Ec. 12	20
Ec. 13	20
Ec. 14	20
Ec. 15	20
Ec. 16	20
Ec. 17	20
Ec. 18	22
Ec. 19	22
Ec. 20	22
Ec. 21	22
Ec. 22	23

INTRODUCCIÓN

El cañoneo es una operación que se realiza para crear una abertura a través de la tubería de revestimiento, cemento y formación, para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento. Este proceso se realiza mediante un tubo metálico al que se le colocan cargas internas llamado cañón.

Para lograr una notable productividad, se debe seleccionar apropiadamente el sistema de cañoneo, tomando en cuenta diversos factores como: condiciones de la formación, la temperatura, litología del yacimiento e incluso el factor de daño, y con esto minimizar futuras intervenciones adicionales (workovers) y extender la vida útil del pozo.

Para efectuar un correcto análisis sobre la selección de cargas moldeadas, éste proyecto consta con fundamentos teóricos y técnicos, selección de pozos y análisis estadístico; encasillado en cuatro capítulos, de los cuales:

El Capítulo 1, contiene la introducción a los aspectos teóricos involucrados en el trabajo de selección de método de cañoneo y de carga moldeada, tales como el índice de productividad y factores que afectan a los diversos métodos de cañoneo, sus sartas y que factores hay que tomar en consideración, además de los daños que pueden causar dicha operación.

En el Segundo Capítulo, se encuentra una descripción detallada de cada pozo cañoneado, teniendo en cuenta que para este estudio fueron tomados pozos del Bloque ESPOL, ubicado al noreste del Oriente Ecuatoriano; en cada uno se detalla la ubicación, características petrofísicas e historial de producción.

El análisis técnico para la selección de cargas moldeadas estará enmarcado en el Capítulo 3, en donde se hace referencia al uso del simulador iPerfTM, en el cual se introdujo valores petrofísicos recopilados. Con el ingreso de la información al simulador este proporcionará dos gráficas, una con el IPR del pozo en el cual se obtendrá el Índice de Productividad de un pozo usando cada carga y que será comparado con el Índice de Productividad Ideal con daño igual a cero, y otra gráfica que será un corte a la mitad de las perforaciones en el que se observa la penetración promedio y el área de flujo por pie creado por cada tipo de carga.

Finalmente, el Capítulo 4 abarcará las recomendaciones que se deben de tomar en cuenta en futuras operaciones para la obtención de resultados satisfactorios en las pruebas y las conclusiones que se obtuvieron durante este estudio.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO INGENIERIL

1.1 Fundamentos Teóricos sobre Índice de Productividad

Es un indicador de la capacidad para producir fluido de un pozo. El índice de Productividad (IP) se expresa como la relación entre el caudal producido (Q) en barriles fiscales por día y la caída de presión de un yacimiento (Pr-Pwf). Sus unidades vienen por bbl/día*psi.

$$IP = \frac{Q}{Pr - P_{wf}} = \frac{k h}{141.2 B \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde,

IP = Índice de Productividad, en bbl/ día * psi

Q = Caudal del fluido producido, en bbl/día.

Pr = Presión del reservorio, en psi.

Pwf = Presión de fondo fluvente, en psi.

Para obtenerlo se debe cerrar el pozo un período de tiempo, para lograr un equilibrio en la presión del yacimiento, se emplea un medidor de presión de fondo para determinar la Presión estática del yacimiento (Pr), luego de que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un período de tiempo determinado se logra medir la Presión de fondo fluvente (Pwf) con el mismo medidor de presión. La tasa de flujo (Q) se puede determinar por mediciones en el tanque de almacenamiento o medidas de los separadores.

Al graficar Pwf vs Q en coordenadas cartesianas se obtiene una línea recta que cuya pendiente es $-1/IP$ y una intercepción en Pr con un caudal $Q = 0$.

El índice de productividad (IP) no es el único parámetro que nos permite determinar la potencialidad de un pozo, existe también el Índice de Productividad Específico (IPS), que nos sirve para calcular el número de barriles de fluido producido por día por cada psi y por cada pie de espesor de la formación productora. Sus unidades vienen dadas en bbl/día*psi*pie

$$IPS = \frac{Q}{h (Pr - Pwf)} ; \left[\frac{bbl}{día * psi * pie} \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Donde,

h_c = espesor de la formación cañoneada

Por último la productividad de un yacimiento, se puede considerar con un criterio diferente, la Relación de Productividad (RP), que permite evaluar los efectos del diseño de cañoneo como la penetración, fase, daño, etc.

$$RP = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S\right]} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde,

RP = Relación de Productividad, Adimensional

r_e = Radio de drenaje, en pies.

r_w = Radio del pozo, en pies.

S = Es el factor de daño total.

1.1.1 Factores que Afectan a la Productividad durante el Cañoneo

Entre los factores que afectan a la Productividad del pozo, nombraremos los seis más importantes, de los cuales sólo cuatro se pueden modificar durante el diseño del cañoneo. Por ende, si se selecciona el sistema adecuado de cañoneo, tomando en cuenta las condiciones del pozo, se podría obtener una producción máxima del pozo.

Los factores son los siguientes:

- a) **Factores Geométricos de cañoneo**: La geometría de los túneles perforados realizados por las cargas explosivas, influye directamente en la relación de productividad de un pozo, estos factores geométricos son:
- **Densidad de Cargas**: La densidad de cargas es el número de cargas por unidad de longitud, es decir, si se usan más cargas tendremos una mayor producción, tomando en cuenta el tipo de arena que se va a cañonear.

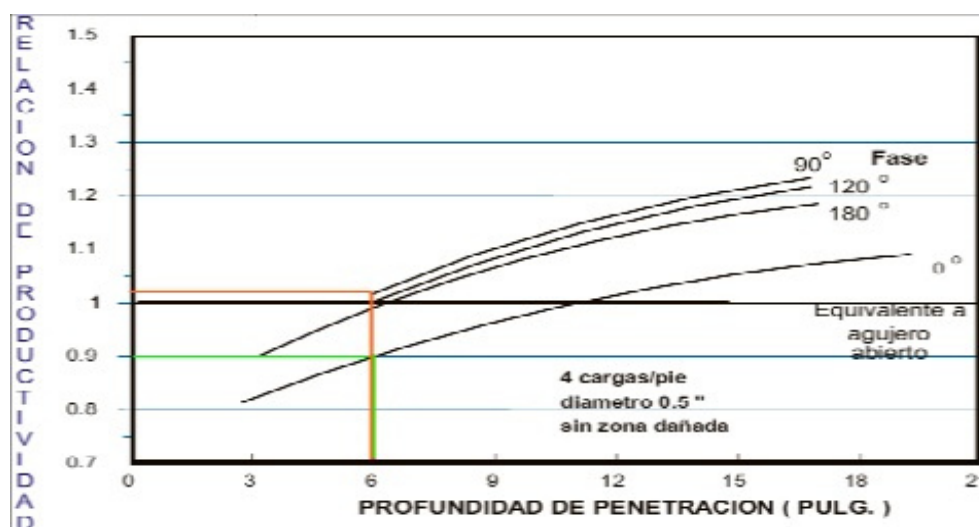


Figura 1.1 Efecto de la Penetración y Densidad en la Relación de Productividad

Fuente: Pemex, 2012

- **Profundidad de Penetración:** La curva 1.1 nos dice que al aumentar la penetración se mejora la productividad por el hecho de que estamos conectado el pozo con la zona de permeabilidad virgen del reservorio.
- **Diámetro del Túnel Perforado:** Si el diámetro de un túnel es mayor sin residuos de la carga, esto ocasiona que nuestra relación de productividad mayor.

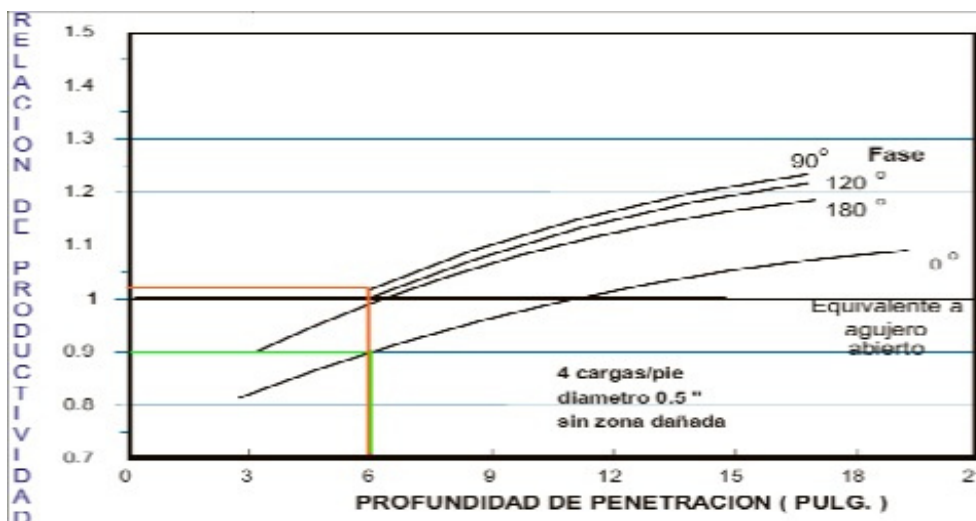


Figura 1.2 Efecto de la fase de disparo en la relación de productividad

Fuente: Pemex, 2012

- Fase Angular entre Perforaciones:** Observando la figura 1.2, se puede notar que la fase angular actúa sobre la relación de productividad. Si se usa un sistema con fase de 0° se puede observar que en 6 pulgadas de profundidad tiene una relación de productividad de 0.9 y si se usa un sistema con fase de 90° se puede observar que en 6 pulgadas de profundidad tiene una relación de productividad de 1.03, si se comparan ambas relaciones se puede apreciar un aumento de 12% de productividad en la fase 90° .
- b) **Presión Diferencial:** Durante la operación de cañoneo existen dos técnicas que pueden aplicarse, ellas son:

- **Over-Balance:** Esta técnica quiere decir que la Presión hidrostática es mayor a la Presión del yacimiento, su objetivo al aplicarlo es fracturar la formación al momento del cañoneo, pero tomando en cuenta que si no se alcanza la presión esperada durante el cañoneo y antes de que el pozo fluya, los túneles podrían taponarse con residuos de cargas y crear una zona compactada con una permeabilidad baja.
- **Under-Balance:** Esta técnica quiere decir que la Presión hidrostática es menor a la Presión del yacimiento, su objetivo al aplicarlo es limpiar los túneles creadores durante el cañoneo. Pero si la presión del yacimiento es muy alta, pueden provocar arenamiento que pueden impedir el flujo o colapso de casing.

Para realizar un correcto cálculo para crear un eficiente sistema de Under-Balance, se debe tomar en cuenta la información siguiente: profundidad total medida, presión del yacimiento, presión deseada, densidad del fluido.

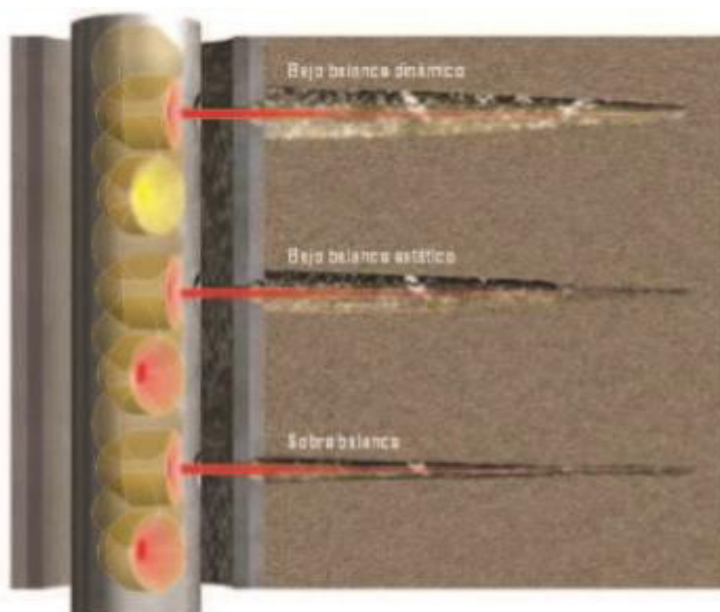


Figura 1.3 Cañoneo Con Underbalance Y Overbalance

Fuente: Schlumberger, 2012

- I. Daño generado por cañoneo
- II. Tipo de Cañones y Cargas Explosivas
- III. Daño causado por el fluido de perforación
- IV. Daño causado por el fluido de completación

1.2 Tipos de Daños

El concepto de Efecto de Daño o Skin Effect fue introducido por Van Everdingen y Hurst. Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no ideal. Establecieron que la diferencia era

una caída de presión adicional causada por restricciones al fluido cercanas al pozo. Ellos supusieron que éste diferencial de presión era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara del pozo. Respecto al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión real. En la figura 1.4 se puede apreciar la caída de presión en un pozo dañado, causado por la reducción de permeabilidad en la zona alterada.

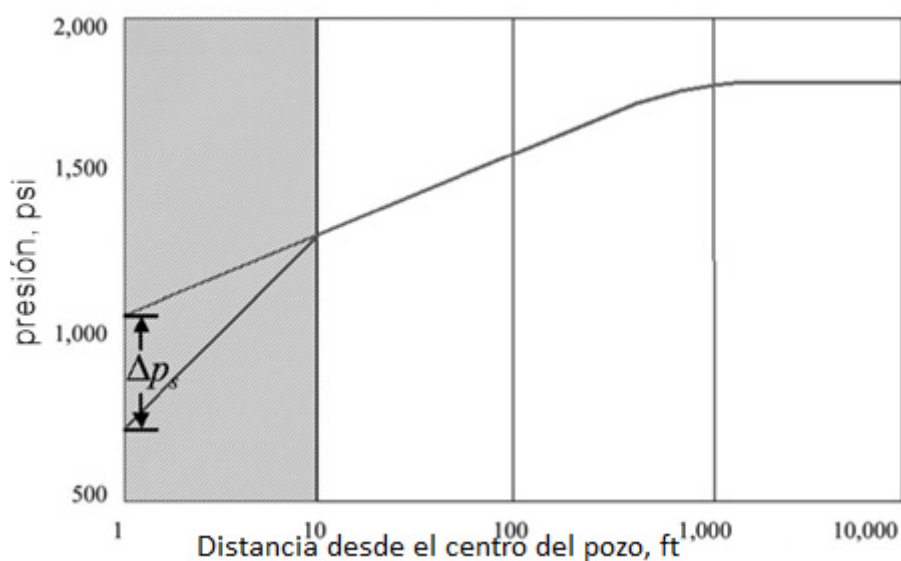


Figura 1.4 Caída de Presión en un Pozo Dañado

Fuente: Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics

El factor de daño total de un pozo, S , depende de diferentes componentes:

- Factor de daño en la vecindad del pozo
- Factor de daño por la inclinación del pozo

- Factor de daño por disparos
- Factor de daño por penetración parcial

1.2.1 Daño por Penetración Parcial

El daño por penetración parcial es el que se origina cuando no se abre toda la capa productiva. Este daño por penetración parcial ocasiona una carga adicional conocida como un tipo de pseudodaño y que siempre es positivo a excepción en pozos desviados

1.2.2 Daño por Cañoneo

Para determinar el daño inducido por el cañoneo, un factor muy importante es el tamaño de las cargas, ya que mientras más grande sea, el daño será mayor.

Además este daño producido por el cañoneo, depende de la litología, resistencia de roca, porosidad, Compresibilidad del flujo, contenido de arcilla y tamaño de los granos.

Cuando se cañonea formaciones permeables y porosas, el jet penetra a la formación a altas velocidades y presiones, desplazando al material de la

formación radialmente alrededor del túnel, creándose una capa compactada que reduce la permeabilidad original, oponiéndose al flujo del fluido en el túnel.

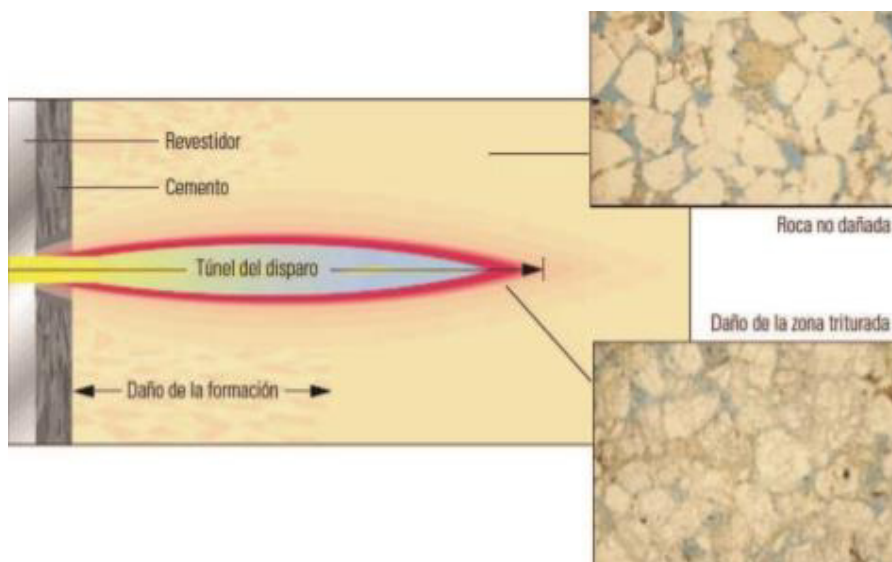


Figura 1.5 Daño Producido Por Cañoneo

Fuente: Schlumberger, 2000

1.2.3 Daño por Inclinación del Pozo

La inclinación por desviación o inclinación del pozo, genera un daño negativo. Mientras mayor sea el ángulo de desviación, mayor será el efecto de daño por inclinación.

1.2.4 Daños durante la Producción

En algunos yacimientos, no se pueden producir con altos caudales de flujo y altas caídas de presión entre el pozo y el reservorio, sin ser afectados por fenómenos adversos. Como por ejemplo el daño de formación que no puede ser disminuido simplemente reduciendo el caudal de producción del pozo.

1.2.5 Análisis y Cálculos Analíticos para los diferentes tipos de daños

La ecuación de efecto de daño se define como:

$$(\Delta P)_{Skin} = \frac{Q \mu}{2 \pi k h} s \quad \text{Ec. 4}$$

Donde,

Q = caudal del fluido producido

μ = viscosidad del fluido

k = permeabilidad de la formación

h = espesor de la formación

s = daño total

La ecuación (4) muestra un diferencial de presión constante, esto quiere decir, la resistencia al flujo no tiene dependencia del tiempo, por eso se llama flujo continuo. Esta misma presión podría haber sido causada poniendo una corona de la misma formación dentro del pozo. El diferencial de presión a través de la formación tiene que ser la misma provocada por el Skin.

Hawkins describió el concepto de Skin, usando un modelo de yacimiento de dos regiones, donde éste puede ser visualizado como una región anular alrededor del pozo, pero dentro de la formación, con permeabilidad k_s y radio r_s , donde la arena se convierte en un yacimiento compuesto de una formación de permeabilidad k_s desde r_w a r_s , y de permeabilidad k para $r_s > r_w$.

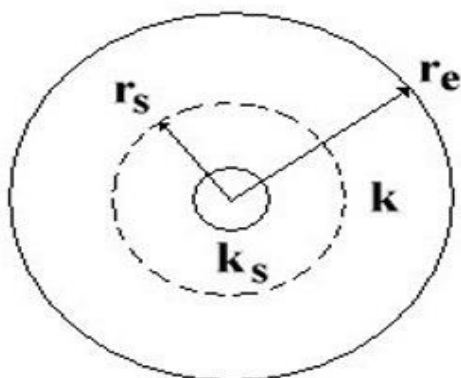


Figura 1.6 Modelo Diseñado Por Hawkins

Fuente: Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics

Las condiciones de límites en el límite interno, $r = r_s$, están dadas por:

$$p_s^+ = p_s^- = p_s$$

Exponentes + y - se utilizan para denotar el lado exterior e interior de la frontera interna. El flujo en cada región se rige por la ecuación de flujo radial.

Por lo tanto:

$$p_s - p_w = \frac{q B \mu}{2 \pi k_s h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad \text{Ec. 5}$$

Donde,

p_s = presión de la zona dañada

p_w = presión de fondo fluyente

k_s = permeabilidad de la zona dañada

r_s = radio de la zona dañada

r_w = radio del pozo

y

$$p_e - p_s = \frac{q B \mu}{2 \pi k h} \ln \left(\frac{r_e}{r_s} \right) \quad \text{Ec. 6}$$

Donde,

p_e = presión estática del reservorio

k = permeabilidad del reservorio

r_e = radio del reservorio

Sumando las ecuaciones (5) y (6), se obtiene la ecuación (7)

$$p_e - p_w = \frac{q B \mu}{2 \pi h} \left[\frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{k_s} + \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_s} \right)}{k} \right] \quad \text{Ec. 7}$$

Recordando la ecuación del modelo de Skin:

$$p_e - p_w = \frac{q B \mu}{2 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad \text{Ec. 8}$$

A continuación se procede a la eliminación de la caída de presión total, $p_e - p_w$ entre la ecuación (7) y (8), obteniendo (9) que es la ecuación con la que Hawkins define al Efecto de Daño.

$$S = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{Ec. 9}$$

Esta ecuación nos dice que:

- Daño ($k_s < k$) nos equivale a un factor de daño positivo.
- Estimulación ($k_s > k$) nos equivale a un factor de daño negativo.
- El factor de daño y la permeabilidad del yacimiento pueden ser obtenidos en una prueba de pozos. La ecuación de Hawkins involucra dos incógnitas adicionales, r_s y k_s . Si una de ellos es conocidos por otros métodos, la otra podría obtenerse por medio de la ecuación de Hawkins.

La relación entre el modelo de material compuesto de dos regiones y el modelo de daño se ilustra a continuación.

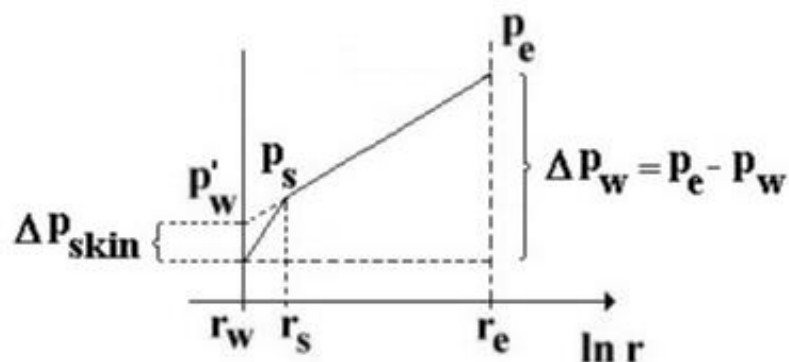


Figura 1.7 Perfiles de Presión para Modelo de 2 Regiones

Fuente: Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics

El Factor de Daño puede asumir altos valores positivos para un pozo dañado. De hecho puede ser tan alta, que el pozo no producirá al menos que sea estimulado. El factor de daño de un pozo estimulado, sin embargo, raramente es menor a -7.

El **factor de daño aparente**, estimado en una prueba de transiente normal, para pozos desviados, si se lo desea obtener es la resultante del daño aparente por penetración parcial, daño por inclinación y daño por efecto del disparo.

$$s_a = s_p + s_d + s_{dp} + s_e \quad \text{Ec. 10}$$

Donde,

s = daño total

s_p = daño de formación

s_d = daño por penetración parcial

s_{dp} = daño por disparos

s_e = daño por desviación de pozo

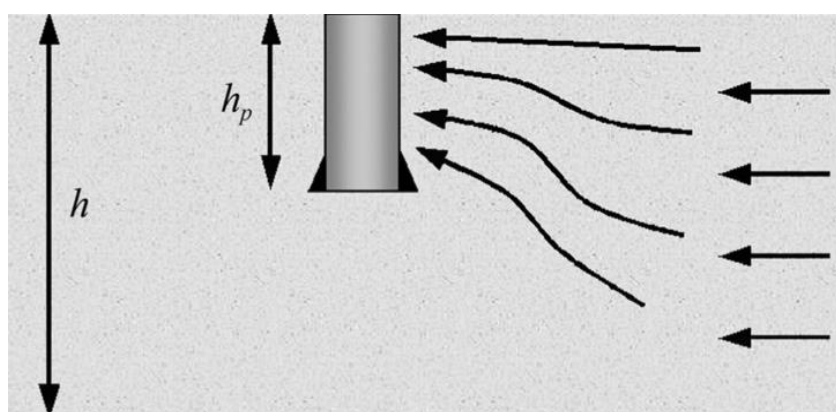


Figura 1.8 Penetración Parcial

Fuente: www.petrowiki.spe.org, Fluid Flow through Permeable Media

En la figura 1.8 se ilustra flujo convergente en un intervalo que se sólo se ha perforado parcialmente. Cuando un pozo se completó en sólo una porción del intervalo productivo, el flujo debe converger a través de un área más pequeña, incrementando la caída de presión en las cercanías al pozo (en comparación con un intervalo completado). La caída de presión adicional en las cercanías del pozo resulta en un daño positivo. Este daño aumenta a medida que se disminuye la permeabilidad vertical. El daño de la formación (permeabilidad reducida) cerca de la cara finalización puede aumentar

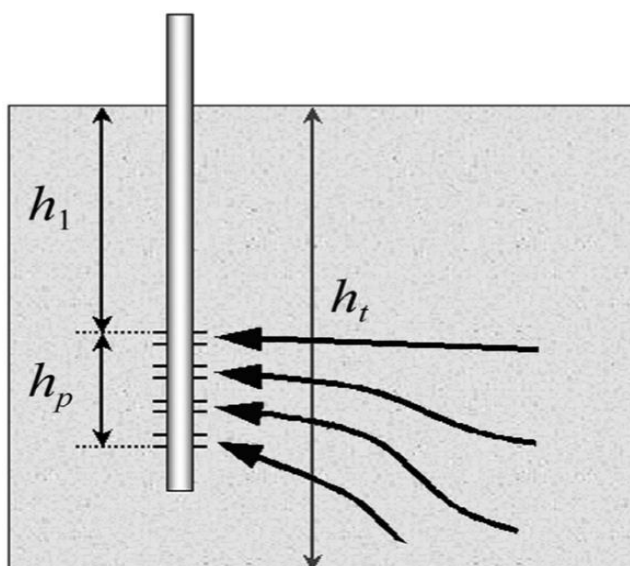


Figura 1.9 Intervalo Disparado Incompletamente

Fuente: www.petrowiki.spe.org, Fluid Flow through Permeable Media

La penetración parcial es un caso especial de un intervalo incompletamente perforado, ver figura 1.9, donde se puede observar que solo una porción del intervalo productor es perforado, incrementando la caída de presión y el skin. En caso general, el pozo se perfora a partir de una distancia h_1 desde la parte superior del intervalo productor y tiene perforaciones que se extienden sobre una distancia, h_p , en un intervalo de espesor total, h . El daño total para este pozo en esta general situación es:

$$S = \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right) s_d + s_p$$

Ec. 11

En la ecuación (11), s_d es el daño causado por el daño de formación y s_p es el daño que resulta por el intervalo perforado incompletamente. Esta ecuación no es válida en pozos estimulados.

El factor de daño por intervalos perforados incompletamente, puede ser cuantificado por:

$$s_p = \left(\frac{1}{h_{pD}} - 1 \right) \ln \left(\frac{\pi}{2r_D} \right) + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left[\frac{h_{pD}}{2 + h_{pD}} \left(\frac{A - 1}{B - 1} \right)^{1/2} \right] \quad \text{Ec. 12}$$

Donde, viendo la figura 1.9 podemos determinar las siguientes ecuaciones para sustituir en (12) y calcular el daño por penetración incompleta:

$$h_{1D} = \frac{h_1}{h} \quad \text{Ec. 13}$$

$$h_{pD} = \frac{h_p}{h} \quad \text{Ec. 14}$$

$$r_D = \frac{r_w}{h} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2} \quad \text{Ec. 15}$$

$$A = \frac{1}{h_{1D} + h_{pD}/4} \quad \text{Ec. 16}$$

$$B = \frac{1}{h_{1D} + 3h_{pD}/4} \quad \text{Ec. 17}$$

La más importante limitación en la ecuación (12) en práctica es la estimada aproximación entre la tasa de permeabilidad vertical respecto a la horizontal, k_v/k_h . Afortunadamente, esta tasa aparece solo en términos logarítmicos en la ecuación (12), por esa razón un mínimo error no puede distorsionar el cálculo del valor S_p .

El factor de daño para un pozo desviado o inclinado, se puede observar en la figura 1.10, cuando se penetra en la formación en un ángulo diferente a 90° , quiere decir, que más superficie está en contacto con la formación. Esto produce un factor de daño negativo, s_w .

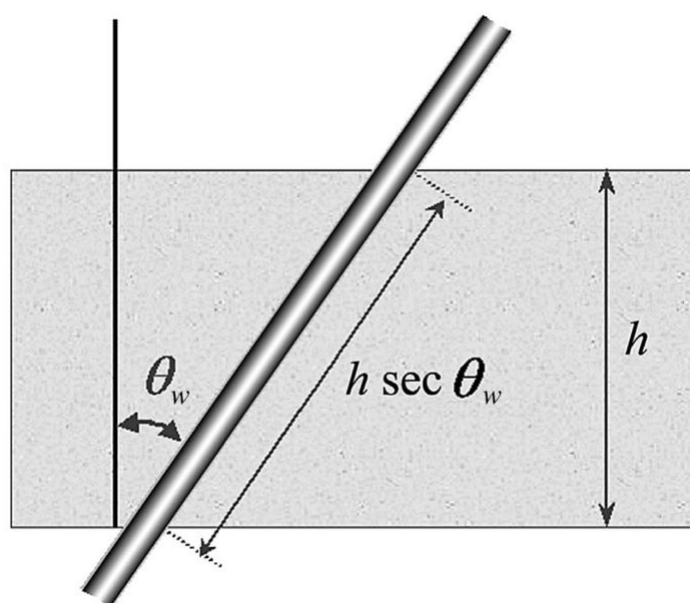


Figura 1.10 Variables Daño Por Desviación

Fuente: www.petrowiki.spe.org, Fluid Flow through Permeable Media

$$S = s_d + s_\theta \quad \text{Ec. 18}$$

El efecto de daño por inclinación del pozo, incrementa a medida que incrementan la permeabilidad vertical y el ángulo vertical, Θ_w . El factor de daño por inclinación, s_θ , está dada por una correlación de resultados simulados. Sólo es válida para $\Theta_w < 75^\circ$.

$$s_\theta = \left(\frac{\theta'_w}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'_w}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h_D}{100}\right) \quad \text{Ec. 19}$$

Donde,

$$\theta'_w = \tan^{-1}\left(\sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \tan \theta_w\right) \quad \text{Ec. 20}$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad \text{Ec. 21}$$

El efecto de daño por disparos, ocurre cuando se cañonea un pozo, se reduce la permeabilidad, k_{dp} , alrededor de los túneles perforados. En la figura 1.11 se puede observar que se introduce una adicional caída de presión.

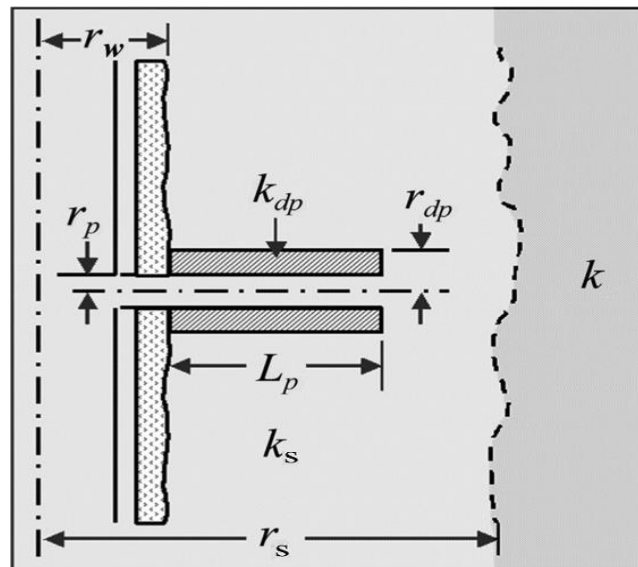


Figura 1.11 Variables Daño Por Cañoneo

Fuente: www.petrowiki.spe.org, Fluid Flow through Permeable Media

El skin adicionado es:

$$s_{dp} = \left(\frac{h}{L_p^n} \right) \left(\ln \frac{r_{dp}}{r_p} \right) \left(\frac{k}{k_{dp}} - \frac{k}{k_s} \right) \quad \text{Ec. 22}$$

Donde

s_{dp} = daño por cañoneo, Adimensional.

k_s = permeabilidad de la zona dañada alrededor del pozo, en md.

k_{dp} = permeabilidad de la zona dañada alrededor de los túneles de disparo, en md.

k = permeabilidad del yacimiento, en md.

L_p = longitud de los túneles de disparo, en pies.

n = número de túneles creados, adimensional.

h = espesor de la formación, en pies.

r_s = radio de la zona dañada alrededor del pozo, en pies.

r_{dp} = radio de la zona dañada alrededor de los túneles de disparo, en pies.

r_p = radio del túnel disparados, en pies.

r_w = radio del pozo, en pies.

En la ecuación (22) no incluye los efectos del flujo no-Darcy

1.3 Técnicas de Cañoneo

1.3.1 Descripción de la Técnica de Cañoneo con Wireline

Se lo realiza utilizando una unidad de cable eléctrico, donde los portadores de carga jet serán los dispositivos a usar para lograr lo que se busca con esta técnica de cañoneo, realizado en condiciones de Over-Balance (Sobre Balance), es decir, que la presión hidrostática es mayor o igual a la presión

de formación, cuyo propósito se hace para evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Los tipos de portadores jet están basados en el área de aplicación y son de dos tipos: Casing Gun (Tipo de cañón que sirve para punzonar el Casing) y Through Tubing (Tipo de cañón con menor diámetro que el Casing Gun y que son bajados a través de la tubería de producción). Los Casing Gun (disparo al revestidor) son usados para punzonar casings de gran diámetro, todos son recuperables, algunos reusables. Los Through Tubing (a través de la tubería de producción) son usados para punzonar casing bajo el tubing, y el tubing en sí; son recuperables y algunos reusables.

1.3.1.1 Casing Gun (Disparo al revestidor)

Este tipo de cañones son bajados con cable eléctrico, produciendo túneles de gran penetración atravesando la zona dañada por el lodo de perforación. Cabe indicar que el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de Over-Balance (sobre balance), para evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Esta condición deja los orificios perforados taponados por los residuos de las cargas, aún si el intervalo es reducido o el pozo puesto en producción. Es raro que se genere un diferencial de presión que limpie la mayoría de los

orificios perforados, creando con esta condición velocidades de flujo altas y turbulencia en el frente productivo.

La zona compactada alrededor de los túneles perforados y los residuos de las cargas, son muy difíciles de remover acidificando o reduciendo el espacio; en este proceso se acota que la zona compactada producida por el disparo reduce la permeabilidad original hasta un 80%. Esto se vuelve más crítico en pozos con alto índice de agotamiento.

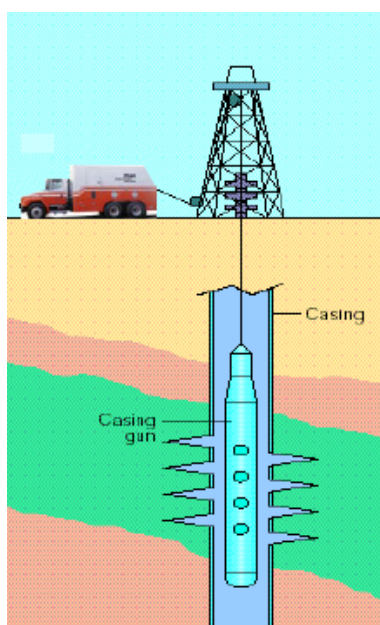


Figura 1.12 Completación De Sistema Casing Gun

FUENTE: Baker Hughes, Conceptos y Técnicas de Cañoneo, 2002.

Ventajas del sistema de Casing Gun (disparo al revestidor)

Las ventajas principales son las siguientes:

- 1) Opción para cargas de alta penetración y gran diámetro de entrada.
- 2) Operación de hasta 12 DPP.
- 3) Operación rápida aumentando el rango de temperatura para las cargas usadas.
- 4) Permite seleccionar un cañón, dependiendo del diámetro interno de la tubería de revestimiento.
- 5) Puede usarse para disparar zonas de Alta Presión.
- 6) Servicio más económico con respecto al TCP.
- 7) Tiempo de operación 4 a 8 horas, que si por algún motivo falla, la pérdida de tiempo sería mínima.

Desventajas del Sistema de Casing Gun (disparo al revestidor)

Las desventajas principales son las siguientes:

- 1) Daño considerable por cañonearse en condiciones de Over-Balance (Sobre Balance). Las pruebas de restauración de Presión (Build Up) indican un valor de factor de daño alto.
- 2) Punto débil del Cable Eléctrico, el cual puede enredarse o romperse.
- 3) Reducción del 70 u 80% de la permeabilidad en la zona compactada producida por el disparo alrededor del túnel.
- 4) Se dispara con pozo lleno de fluido de matado.
- 5) Trabajando con este sistema, se debe interrumpir las comunicaciones de radio y celulares, pues pueden hacer detonar los cañones.

1.3.1.2 Through Tubing (a través de la tubería de producción)

Este tipo de cañones son bajados con cable eléctrico a través de la tubería de producción. Son comúnmente usados en pozos productores o inyectores, debido a que se puede aplicar un mínimo diferencial de presión estático a favor de la formación (condición de Bajo-Balance), sin que haya el soplido de herramientas hacia arriba.

Este diferencial mínimo de presión estática, no es suficiente para remover y eliminar la zona compactada ni los residuos de las cargas alrededor del túnel perforado.

Como estos cañones son corridos dentro de tuberías de producción, los cañones son limitados al tamaño de las cargas, esto afectaría a la penetración de las cargas y la fase de disparo.

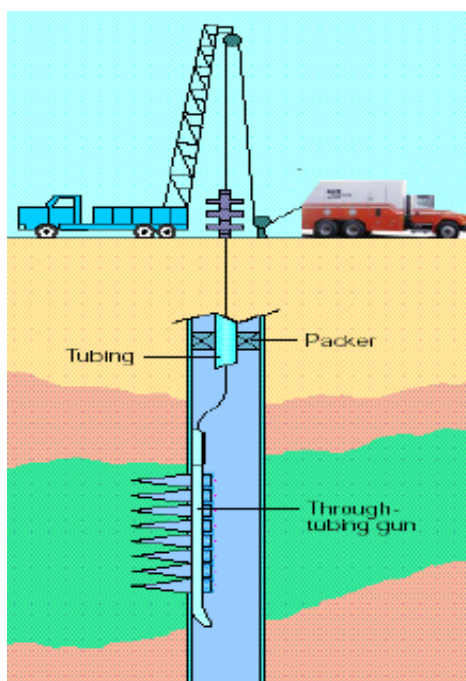


Figura 1.13 COMPLETACIÓN DE SISTEMA THROUGH TUBING

FUENTE: Baker Hughes, Conceptos y Técnicas de Cañoneo, 2002.

Ventajas del Sistema de Through Tubing (a través de la tubería de producción)

Las ventajas principales son las siguientes:

- 1) Los pozos pueden ser cañoneados con una mínima condición de Under-Balance, permitiendo que los fluidos de la formación limpien los residuos en los túneles perforados.
- 2) Para completación de una nueva zona o reacondicionamiento de una zona existente no se requiere usar taladro.
- 3) Un registro de CCL, nos permite ubicarnos precisamente en profundidad.

Desventajas del Sistema de Through Tubing (a través de la tubería de producción)

Las desventajas principales son las siguientes:

- 1) Debido que el cañón es bajado a través de la tubería de producción, el cañón es limitado al uso de pequeñas cargas moldeadas, obteniendo pequeñas penetraciones. Para eliminar la pérdida de rendimiento

cuando se perfora a través de líquido en el pozo, el cañón es posicionado contra el casing, requiriendo que la configuración del cañón requiera de una fase de 0°.

- 2) Por limitaciones en el lubricador o punto débil del cable, el mínimo diferencial de presión a favor de la formación solo puede ser aplicado en el intervalo a cañonear.

1.3.1.3 Comparación entre Sistema de Through Tubing y Casing Gun

Tabla I Comparación Sistemas De Cañoneo Con Wireline

Sistema Through Tubing	Sistema Casing Gun
Se puede crear un desbalance a favor de la formación.	No se puede crear un desbalance a favor de la formación.
No se puede usar en pozos desviados.	Si se puede usar en pozos desviados.
Produce mucho daño al casing, debido a su separación con sus paredes internas.	El daño que se produce en el casing es mínimo debido a que está más próximo a su pared interna.
Los desperdicios se depositan en el fondo del pozo.	Los desperdicios, se depositan dentro del cañón, manteniendo al pozo limpio.
La velocidad para bajar en el pozo es restringida a 200 pies/min.	La velocidad para bajar en el pozo puede ser mayor a 200 pies/min.

Tabla I Comparación Sistemas De Cañoneo Con Wireline

Sistema Through Tubing	Sistema Casing Gun
La penetración de estos cañones es disminuida, por el tamaño de carga.	La penetración de estos cañones es grande, por el tamaño de cargas.
No se requiere tener taladro en la locación, lo cual disminuye costos.	Si se requiere taladro en locación, lo cual incrementa costos.

1.3.2 Procedimientos con Wireline Convencional

El cañoneo con Wireline, permite disparar usando una conexión eléctrica desde la superficie por medio de un cable eléctrico.

Ese procedimiento aplica a las actividades que se deben tener en cuenta cuando se efectúen trabajos con explosivos en pozos petroleros, tanto On Shore (tierra) y Off Shore (mar) desde la asignación del trabajo hasta que el servicio sea terminado.

Preoperación

El ingeniero a cargo de la operación debe solicitar al Cliente la siguiente información, según se aplique a trabajos en tierra o mar:

- Profundidad de intervalo a punzar.

- Pozo nuevo o ya punzado con anterioridad.
- Presión actual en el pozo.
- Presión esperada después del punzado.
- Medidas de diámetro interno y externo del Casing y Tubing.
- Ángulo de Desviación del pozo.
- Diagrama mecánico del pozo.
- Tipo de fluido del pozo. Lleno o con nivel sobre profundidad de baleo.
(mínimo 300 pies).
- Registros de Correlación.
- Datos del Company y maneras de contactarlo.

Planificación de Trabajo

Con la información antes obtenida del pozo:

- Chequear en Base, el equipo que irá a la locación.



Figura 1.14 Shouting Panel

Fuente: Warrior System, www.warriorsystem.com

- Confeccionar el punto débil del cable de acuerdo a la profundidad máxima que alcanzará el cañón. El Jefe de Operaciones aprobará el valor del punto débil dando su Visto Bueno.
- El diseño de armado de cañones deberá ser aprobado por el Jefe de Operaciones.
- Planificar la movilización al pozo bajo coordinación del cliente y bajo procedimientos estatales establecidos.

- Preparar y revisar la unidad de registros con la ayuda del Check List de Rig-Up y Cañoneo.
- Revisar el reporte de cable, para conocer último estado del cable de registro.

Operación

Descripción de las Actividades

Transporte de Explosivos

- 1) El transporte de los explosivos hacia y desde el pozo debe hacerse de forma segura en un vehículo que cumpla con los permisos del Ministerio de Transporte y las Fuerzas Armadas del Ecuador.
- 2) Se deben tener los permisos adecuados, aprobados por las Fuerzas Armadas para el transporte de explosivos desde la base hasta el pozo.
- 3) Los cañones irán cargados, sin detonadores colocados para evitar su activación. Los detonadores se transportan en un contenedor apropiado y seguro que los proteja de la intemperie.

Medidas previas al inicio del servicio

- 1) En la locación del pozo se debe identificar y corregir cualquier condición peligrosa que atente contra la seguridad de trabajo y operación de explosivos.
- 2) En el lugar de la operación sólo se debe tener la cantidad de explosivo necesaria para el trabajo que se desarrolla.
- 3) El ingeniero operador debe consultar con el encargado del pozo, acerca de las condiciones del mismo, verificar y validar el programa del servicio a realizar.
- 4) Es obligatorio verificar que se tenga fluido en el pozo para efectuar el cañoneo, por lo menos 300 pies por encima de la profundidad del intervalo a cañonear.

Medidas de seguridad cuando se trabaja con explosivos en superficie

- Apagar cualquier equipo de comunicación, transmisión o de radiofrecuencia.
- No fumar

- Eliminar voltajes AC/DC antes y después de conectar el CCL a los cañones, estos valores deben ser menores a 0,25 V (250 mV).
- Colocar las dos grampas C-Clamps del cable de tierra del camión entre el rig y las conexiones de superficie del pozo,
- Chequear los detonadores sólo con el equipo de seguridad autorizado Blastmeter y dentro de su contenedor de seguridad (safety tube).



Figura 1.15 Equipo De Seguridad Blasmeter

Fuente: Giancarlo Artieda L.

Procedimiento Operativo

- 1) Efectuar una charla entre ingenieros y operadores, dando una breve descripción del trabajo a realizar, planteando los riesgos y medidas de seguridad, asignando funciones a cada uno durante el trabajo, recalcar que las instrucciones sean verbales, sin señas.

- 2) Ubicar letreros de advertencia de explosivos en la cercanía del área de trabajo, así como en la entrada de la locación.
- 3) Se procede al Rig Up (armado de poleas junto con el cable del camión) de acuerdo al procedimiento. Si no existiesen las condiciones seguras, no se inicia la operación y se avisa al coordinador del pozo.
- 4) Se colocan las 2 grampas (c-clamps) de la línea de tierra (masa del camión) una al cabezal de pozo y la otra a la torre. Medir con Multímetro Blastemeter el voltaje AC/DC entre ellas, el medidor nos debe dar valores que NO deben ser mayores que 0,25 V. Así corroboramos que las presencias de corrientes parásitas no estén por encima del valor máximo.
- 5) Antes de conectar cualquiera de los alambres del detonador al circuito del cañón, siempre checar la continuidad del detonador y que posea valores correctos, y a la vez chequear que no existan corrientes parásitas entre el alambre principal y el armazón del cable.
- 6) A continuación, conecte un alambre del detonador a la tierra del cañón y el otro restante al empalme con la línea del cañón, teniendo guardado al detonador en el safety tube, luego colocarlo en la firing head.

- 7) Luego conectar el CCL-GR de baleo, a la cabeza de disparo del cañón cuando el ingeniero lo indique, el ingeniero operador verificará que el shooting panel (panel de cañoneo) se encuentre en modalidad SAFE y que el generador eléctrico debe permanecer apagado, sólo se encenderá cuando el cañón se encuentre dentro del pozo y a 200 pies de profundidad.

- 8) Se debe medir el la distancia:
 - I. Desde el sensor del gama ray hasta el primer disparo del cañón

 - II. Desde el sensor del gama ray hasta el tamaño completo del cañón.

 - III. Se debe conocer la altura de la mesa rotaria.

- 9) Armado el sistema completo, se inicia el izamiento del cañón, para introducir en el pozo, se debe colocar en 0 el odómetro del shooting panel (panel de disparo) y el sensor del gama ray con respecto a la altura de la mesa rotaria para tomar un registro óptimo y real.

- 10) Se baja el equipo de cañoneo al pozo, con el generador apagado, pero cuando se llega a 200 pies de profundidad se lo debe encender y así mismo se puede sacar el circuito de seguridad del cable de la

posición SAFE. Mientras se baja se puede correr un registro, pero no es muy exacto, dado que el cable no está completamente tensionado.

11) Cuando se llega a la profundidad deseada, se puede bajar unos 200 pies más según la petición del cliente y se sube registrando, para obtener un registro más exacto.

12) Una vez obtenido este registro, se correlaciona con registros de CCL-GR tomados en la cementación, normalmente están desfasados, entonces se suma o se resta una longitud necesaria, para ubicarnos en el intervalo a cañonear, tomando en cuenta la distancia medida desde el sensor del gama ray hasta el primer disparo y se procede a activar el módulo de cañoneo, y se envía una voltaje desde superficie para disparar el cañón. Si el cañón no detona, debe revisarse y encontrarse la falla, una vez detectada la falla, debe dejarse listo para su reuso o caso contrario, usa uno nuevo.

13) Una vez terminado de disparar el cañón, se procede su retiro del pozo. Faltando 200 pies de profundidad se colocan nuevamente los circuitos de seguridad en posición de SAFE y se apaga el generador eléctrico

En un solo viaje no se puede utilizar más de dos cañones, es decir, no sobrepasar 40 pies. Si existen más de 2 cañones, se debe disparar el cañón

inferior antes que el superior, con ayuda de un diodo que comunica a los dos cañones y envía desde superficie un voltaje positivo para disparar el cañón y un voltaje negativo para el otro. Se dispara el cañón inferior primero, para proteger al superior de las entradas de fluidos que se ocasionan.

1.3.3 Descripción de la Técnica de Cañoneo con TCP (Tubing Conveyed Perforating ó Cañón Transportado por tubería)

Este tipo de cañoneo, los cañones son transportados en el extremo inferior de la tubería que permanece sellada para proteger las cargas de los fluidos y las presiones, junto con un packer que se asienta para finalmente cañonear el intervalo deseado.

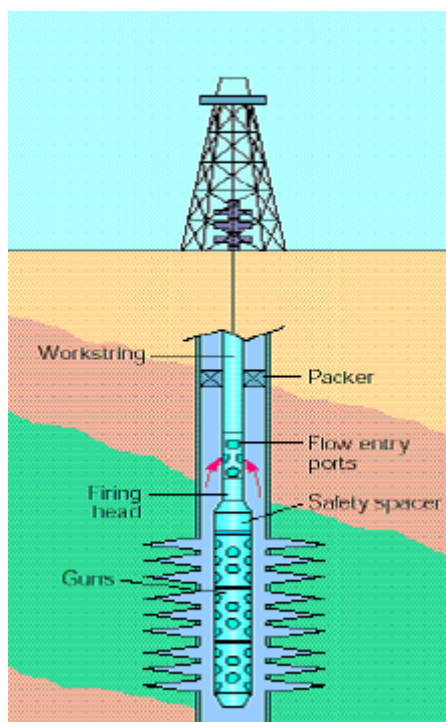


Figura 1.16 Completación De Sistema TCP

FUENTE: Baker Hughes, Conceptos y Técnicas de Cañoneo, 2002.

Nos brinda la ventaja de usar diámetros externos de cañón cercanos al diámetro interno del casing en todas las direcciones, lo que nos permite orientar las cargas explosivas en diferentes direcciones, sin pérdida de eficiencia.

1.3.3.1 TCP Under-Balace

Este tipo de cañoneo, usa cañones de tipo Casing Gun transportados por TCP (Tubing Conveyed Perforating), ésta técnica debe ser operado en fluido

limpio en condiciones de Under-Balance (Bajo Balance) , es decir, que la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática.

Para transportar cañones al pozo con tubing, se realizaron muchos intentos, pero esto no sucedió hasta 1980, cuando se maximizó el uso de este servicio.

La técnica básica requiere un ensamblaje de fondo el cual contenía un transportador de cañones a través del casing en forma vertical con una cabeza de disparo, esta cabeza de disparo en TCP (cañoneo transportado por tubería) suele ser por percusión o por presión.

El tope de la cabeza de disparo sirve para permitir el flujo de los fluidos del reservorio al tubing. Un packer (empaquetadura) es colocado por encima de la salida de los fluidos de la formación 2 tubos sobre la válvula productora, que tiene 3 funciones: sostener a los cañones, aislar la zona productora y hacer de bypass para control de pozos. Todo el ensamblaje es bajado dentro del pozo, al final de la sarta de tubing.

Con este sistema, se logran túneles profundos, limpios y simétricos, ya que permite usar cañones de diámetros grandes, por ende, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos y sin limitaciones en la longitud de un intervalo a cañonear, esto ayudado con un diferencial de presión a favor de la

formación, nos permite conseguir una relación de productividad óptima, aún después de taponarse la mitad o tercera parte de los túneles perforados.

Basados en experiencias de W.T. Bell en Octubre de 1984, sugirió el siguiente criterio para una óptima selección de un Under-Balance:

Tabla II Presión requerida según la permeabilidad por W.T. BELL

PERMEABILIDAD	UNDER- BALANCE REQUERIDO (PSI)	
	PETROLEO	GAS
> 100 md	200 - 500	1000 - 2000
< 100 md	1000 - 2000	2000 - 5000

Componentes de una Sarta de TCP

Los componentes básicos para una sarta de TCP, comenzando de abajo hacia arriba, son los siguientes:

- **Cabeza Detonadora Hidráulica:** Nos permite detonar los cañones por medio de presión, esto se usa cuando la barra detonadora no inició la detonación en la cabeza de disparo.
- **Cañones:** Son los elementos que contienen las cargas explosivas.

- **Tándem o Intercarrier:** Separadores entre cañones. (Se deben usar cuando se usa más de un cañón)
- **Cabeza de disparo:** Sirve para iniciar la detonación, normalmente en TCP suele ser por percusión detonando ésta, cuando ocurre el golpe.
- **2 TUBOS** de separación entre la cabeza de disparo y la válvula de producción.
- **Válvula de producción:** Son unos dispositivos que deben abrirse o cerrarse, para permitir la comunicación hacia la tubería. Se colocan siempre unos pies por encima de la formación pero nunca al frente, para evitar que los fluidos de la formación lleguen directamente a ella ocasionando flujo turbulento y obstruyendo el paso de fluidos.
- **2 TUBOS** de separación entre la válvula de producción y el packer.
- **PACKER (empaquetadura):** Este dispositivo nos permite sostener cañones, aislar las zonas de producción y hacer de bypass para controlar el pozo.
- **Safety Joint (junta de seguridad):** Compensa la expansión o contracción de la sarta.

- **Marca Radioactiva:** Nos permite correlacionarlos en profundidad durante operaciones de TCP.
- **Crossover:** Es un dispositivo que usamos para permitir la conexión de dos compuestos con diferente tamaños o diferentes tipos de roscas
- **Drill Collar:** provee de peso a la herramienta de fondo de pozo.
- **Tubing:** proporciona un ducto para que el flujo hasta la superficie.

Ventajas del Sistema de TCP Under-Balance

Las ventajas principales son las siguientes:

- 1) En los pozos se puede crear túneles con profunda penetración, alta densidad y fase de disparos, sumado a la condición de Under-Balance, permite que los túneles se limpien instantáneamente.
- 2) Brinda seguridad durante las operaciones por tener tubería en el pozo y un cabezal de pozo.
- 3) Grandes intervalos pueden ser cañoneados simultáneamente, en una misma corrida dentro del pozo.

- 4) Pueden perforar fácilmente en pozos horizontales y con grandes ángulos de desviación.

Desventajas del Sistema de TCP Under-Balance

Las desventajas principales de TCP Under-Balance son las siguientes:

- 1) Difícil confirmar si todos los cañones fueron disparados. Esta limitación puede ser superada, colocando un sistema detector de efectividad de los disparos.
- 2) Las operaciones de cañoneo con TCP tienen como limitante, en algunos casos no son económicos y suelen demorar mucho tiempo, a diferencias de que las operaciones de cañoneo con Wireline son económicas y no demoran mucho tiempo.
- 3) Las cargas explosivas, se degradan cuando están expuestos mucho tiempo altas temperaturas, reduciendo la eficiencia de las cargas, pero en nuestros yacimientos la temperatura de fondo aproximadamente es de 200° F y para cañones con TCP, se usan explosivos HMX que soportan sin problemas dicha temperatura y tienen mayor penetración.

1.3.4 Procedimientos con TCP Under-Balance

El siguiente procedimiento es básico para operaciones de cañoneo con TCP (cañoneo con tubería transportada).

Operación

- 1) Efectuar una charla entre ingenieros y operadores, dando una breve descripción del trabajo a realizar, planteando los riesgos y medidas de seguridad, asignando funciones a cada uno durante el trabajo, recalcar que las instrucciones sean verbales, sin señas.
- 2) Ubicar letreros de advertencia de explosivos en la cercanía del área de trabajo, así como en la entrada de la locación.
- 3) Se procede a bajar el sistema de TCP midiendo y calibrando.
- 4) Se mide la tubería de manera que la marca radioactiva se encuentre lo más próximo al intervalo a cañonear. Se calibra la tubería con el fin de que la barra detonadora no se quede atascada en el revestidor. Esto se realiza tomando un drift, que es el diámetro máximo que tiene un revestidor para permitir el paso de la barra.

- 5) En la profundidad deseada, correlacionar con registro CCL-GR con la marca radioactiva colocado en el BHA de cañoneo, para colocar cañones en el intervalo deseado.

- 6) Lo siguiente es asentar el packer. Se prueba anular con +/- 800 psi, tomando en cuenta siempre el lugar de asentamiento del packer, evitando que se asiente en un collar. Cabe recalcar que el packer tiene un recorrido de +/- 0,5 pies durante su asentamiento

- 7) Se suelta la barra detonadora, está activa la cabeza detonadora y se cañonea el intervalo deseado.

Dependiendo de la situación los cañones pueden ser dejados o retirados del fondo del pozo.

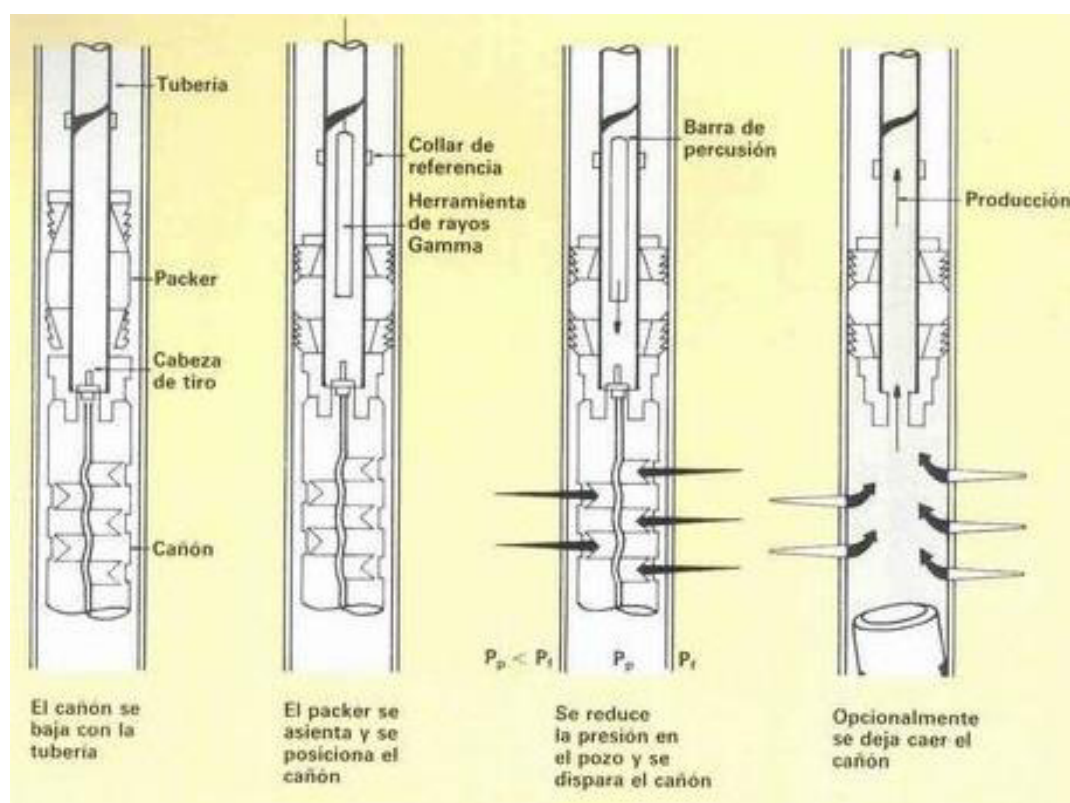


Figura 1.17 Procedimiento de TCP Underbalance

Fuente: PERMER Argentina,

1.3.5 Proceso de Cañoneo

El cañoneo en la producción de hidrocarburos, constituyen un elemento clave para el éxito de la exploración y explotación, la producción económica del pozo de petróleo y/o gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos.

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

El diámetro exterior del cañón para la operación de cañoneo, está en función del diámetro interior de la tubería, los mismos que tendrán mayor o menor penetración dependiendo de las características de éste.

1.3.6 Factores que afectan al Cañoneo

1.3.6.1 Ángulo de Fase

El Ángulo de Fase es un factor muy importante, independientemente del sistema de cañoneo elegido, si se elige un ángulo de fase 0° , es decir, que todos los disparos se encuentran en el mismo plano, se debe descentralizar el cañón acercándolo al casing, logrando túneles con una máxima penetración.

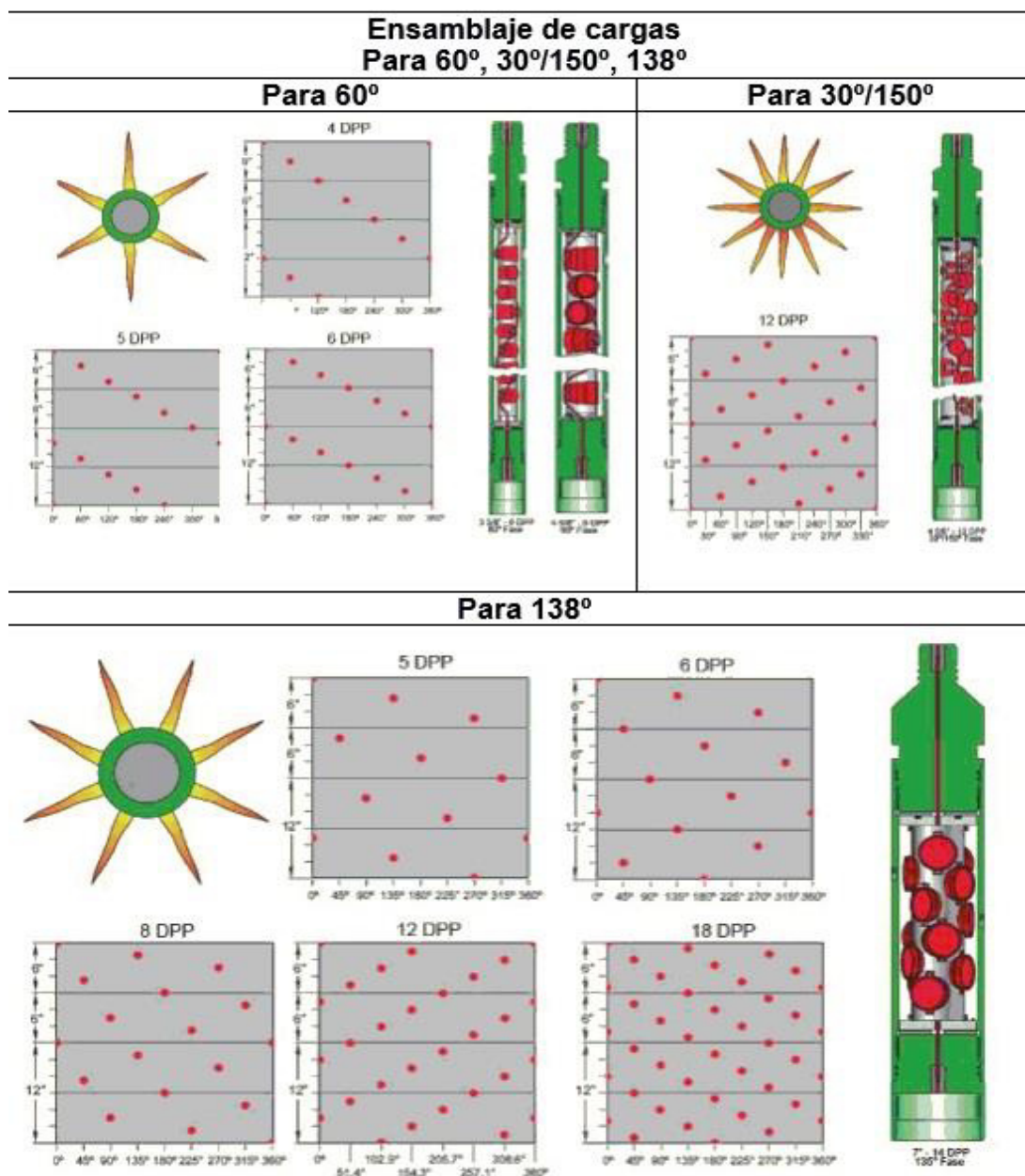


Figura 1.18 Fase De Disparo

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

1.3.6.2 Densidad de Disparo

La Densidad de Disparos son los números de disparos por pie lineal. Sirve para describir la colocación de las cargas en los cañones y se abrevia usando spf (shoot per feet) o DPP (disparo por pie).

Se debe seleccionar dependiendo de la permeabilidad de la formación, longitud del intervalo a cañonear y la producción.

Para pozos con altas producciones de petróleo y/o gas, la densidad debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable

Para pozos que serán fracturados, la densidad debe permitir la comunicación con las zonas deseadas.

Cuando el espaciamiento de los túneles perforados es demasiado grande, esto flujo convergente resulta en un factor de daño. El daño incrementa cuando las permeabilidades verticales y la densidad de disparos disminuyen.

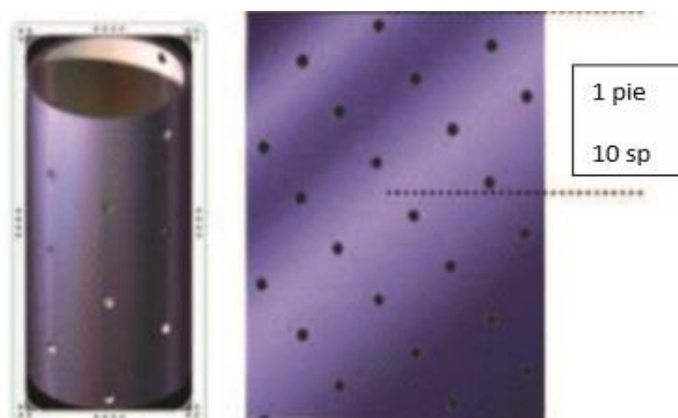


Figura 1.19 Densidad De Disparo 10 Spf

Fuente: Schlumberger, Operaciones de Disparo, Oil Field Glossary

1.3.6.3 Taponamiento de Túneles

Ocurrido el disparo, los túneles perforados suelen llenarse de residuos de cargas explosivas, sólido de lodos y partículas compactadas y trituradas de la formación, los cuales no suelen ser removidos fácilmente por el contra flujo.

Los recubrimientos (liner) de la carga explosiva suelen causar un taponamiento muy severo, cuando es fabricada con metales sólidos, esto se puede disminuir con recubrimientos de metal pulverizado, ya que no causan residuos mayores, pero los residuos se suelen acumular en el fondo del túnel perforado en forma de partículas del tamaño de arena, obstaculizando al flujo del fluido desde el yacimiento al pozo.

Si los túneles están taponados las pruebas de formación, producción y mediciones de índice de productividad suelen ofrecer datos erróneos sobre el daño y productividad del pozo.

1.3.6.4 Efecto Presión Diferencial

Al realizar el cañoneo, en condiciones de Over-Balance, es decir, que la presión hidrostática del pozo es mayor que la presión del yacimiento, los túneles se llenan de residuos de cargas explosivas y sólidos de lodos de la formación, ocasionando un taponamiento de los túneles y reduciendo la productividad del pozo.

Las formaciones con permeabilidades de 250 md o mayores, permiten que las partículas del tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o fracturas produciendo un daño severo.

Para formaciones de carbonatos, es recomendable cañonear con ácido clorhídrico para obtener una óptima productividad.

La siguiente Tabla III muestra recomendaciones de presión diferencia dependiendo de las condiciones del yacimiento y sus permeabilidades, hecha por Anderson, Bingham y King.

Tabla III Tabla de Presión a Favor de la Formación Requerida según la Permeabilidad en Arenas Consolidadas

Condiciones del Yacimiento Arenas Consolidadas	Presión Diferencial (psi)	
	<u>Pozos de Petróleo</u>	<u>Pozos de Gas</u>
$K_{\text{formación}} > 100 \text{ md}$	500	1000
$100 \text{ md} > K_{\text{formación}} > 100 \text{ md}$	500 - 1000	2000
$K_{\text{formación}} < 100 \text{ md}$	1000 - 2000	2000

Tabla IV Tabla de presión a favor de la formación requerida según la permeabilidad en carbonatos

Condiciones del Yacimiento Arenas Consolidadas	Presión Diferencial (psi)	
	<u>Pozos de Petróleo</u>	<u>Pozos de Gas</u>
$K_{\text{formación}} > 250 \text{ md}$	500	500
$100 \text{ md} > K_{\text{formación}} > 250 \text{ md}$	750	1000
$K_{\text{formación}} < 100 \text{ md}$	100	2000
$K_{\text{formación}} < 100 \text{ md}$	2000	2000

Tabla V Tabla de presión a favor de la formación requerida según la permeabilidad en arenas no consolidadas

Condiciones del Yacimiento	Presión Diferencial (psi)	
	<u>Pozos de Petróleo</u>	<u>Pozos de Gas</u>
Arenas NO Consolidadas	300 - 500	

1.3.6.5 Controlar el claro (espaciamiento) de los Cañones

Se conoce como Claro a la distancia desde el cañón al Casing a lo largo del eje del jet. Un claro incorrecto con cualquier sistema de cañoneo, puede provocar un agujero irregular o una penetración y diámetro de túnel inadecuado.

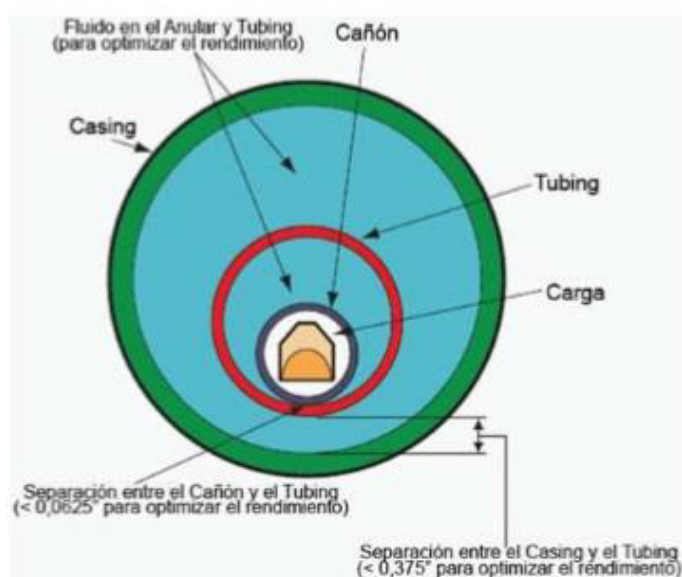


Figura 1.20 Claro de un cañón

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

El control del claro se puede hacer mediante resortes tipo reflectores, magnetos u otros procedimientos. Los magnetos se distribuyen uno en la parte superior y otro en la inferior de los cañones, esto nos ofrece la probabilidad de obtener un claro apropiado.

1.3.6.6 Ubicación de la Profundidad

Para ubicarnos en profundidad con los cañones, se deben correr registros de CCL-GR (Casing Collar Locator-Gama Ray) con los cañones, el CCL nos permite localizar la profundidad de los collares y el GR nos permite conocer la radiación natural de la tierra y ubicar la marca radioactiva colocada para una localización exacta de profundidad.

1.3.6.7 Penetración y Diámetro del túnel

Al diseñarse el Sistema de cañoneo, normalmente se seleccionan cargas que prioricen a la penetración, antes que al diámetro del túnel.

Cuando se cañonean casings de alta resistencia, probablemente se requiera una máxima penetración y el diámetro del túnel se verá reducido.

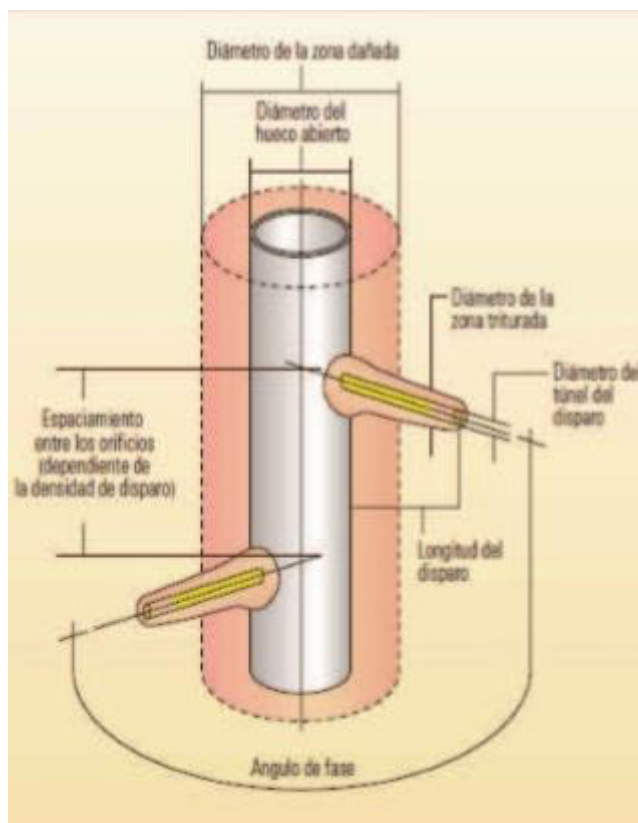


Figura 1.21 Diámetro Y Longitud (Penetración) De Disparo

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

1.3.6.8 Efecto por uso de Fluidos Limpios

Cuando se cañonea con aceites o fluidos limpios, a esto sumada una presión diferencial a favor de la formación, la productividad del pozo puede ser mayor. Si el pozo está cerrado, hay que recuperar los cañones antes de limpiar completamente los túneles perforados, debido a que mucho pudieron haberse taponado durante el período de cierre del pozo.

1.3.6.9 Efecto de la resistencia a la Compresión

Hay que tomar en cuenta al factor de Compresibilidad, ya que si aumenta la compresión del Casing, cemento y formación, la penetración y diámetro de los túneles son reducidos.

1.3.6.10 Daños de Cemento y Casing

Cuando se realiza un cañoneo con cargas expuestas, puede causar deformación, fractura y ruptura del casing, además de la formación de grietas en el cemento, esto puede evitarse con la cantidad adecuada de explosivo, densidad de disparo, diámetro y resistencia del casing.

1.3.6.11 Limitaciones de Presión y Temperatura

Este punto es muy importante, porque los diferentes tipos de cañones y cargas explosivas, poseen diferentes especificaciones a las que son fabricadas, que son limitados por presiones y temperaturas de fondo del pozo.

Las cargas de altas temperaturas no deben ser utilizadas en pozos con rangos de 300 a 400 grados Fahrenheit dando que producen bajas

penetraciones, son muy costosas y menos sensibles, lo que puede producir fallas.

1.3.7 Componentes de un Cañón

El procedimiento de cañoneo se basa como una secuencia explosiva que posee una serie de elementos sensibles como: un detonador, donde se inicia la detonación, seguida de un conjunto de cargas explosivas o cargas jet y cordón detonante ubicados en un rista (estructura metálica donde se colocan cargas explosivas), y ésta a su vez dentro de un contenedor metálico, todo lo antes mencionado forman al cañón. Y puede ser transportado con tubería (TCP) o con cable.

1.3.7.1 Rista (Portador de Cargas)

Es una estructura metálica donde se colocan las cargas y el cordón detonante para que se pueda efectuar un correcto disparo.



Figura 1.22 Portacargas O Rista

Fuente: Giancarlo Artieda

1.3.7.2 Detonador

Es un elemento que contiene explosivo primario indispensable para activar el cordón detonante, pueden ser iniciados por percusión en TCP, o eléctricamente desde superficie en Wireline, enviando una corriente eléctrica emitida por un generador ubicado en el panel de cañoneo y transmitida a lo largo del pozo por medio de cable de la unidad (camión) de Wireline.

Detonadores Eléctricos: En los sistemas de Wireline, es usual utilizar simples dispositivos electro-explosivos (EED) no resistorizados, es decir, sin resistores, lo cual hace que esta clase de detonador sea de peligrosa manipulación.

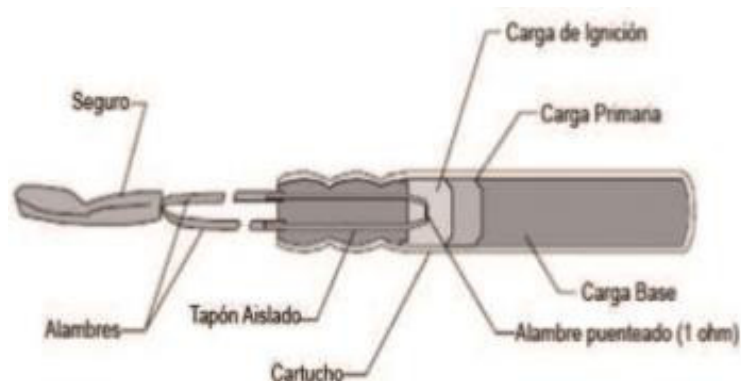


Figura 1.23 Detonadores NO Resistorizados

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

Por esta razón, se crearon mejorados dispositivos electro-explosivos (EED) resistorizados, es decir, poseen unas resistencias de seguridad que tienen como función disipar el flujo de corriente de fuentes externas y proveernos de un valor de la resistencia, que puede verificarse por seguridad para asegurarnos de que exista continuidad, a través del filamento en la pelotilla de ignición.

Funcionan de la siguiente manera: Los ingenieros activan el detonador eléctrico, dándoles corriente al cable, esto calienta un filamento en el detonador, esto hace que se encienda una pelotilla e inicia una reacción en cadena que hace detonar unas secuencias de cargas primarias y secundarias, de esta manera activando el cordón detonante.

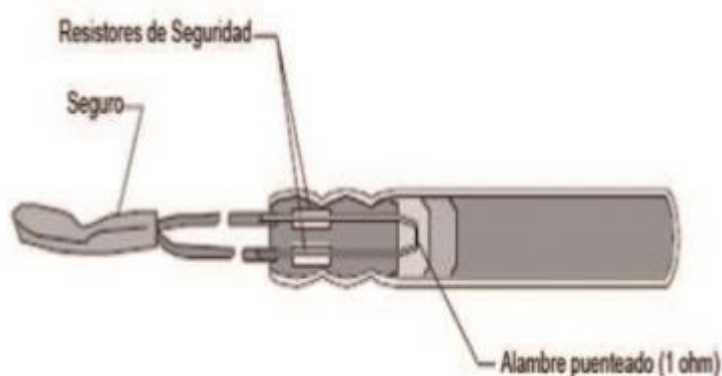


Figura 1.24 Detonadores Resistorizados

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

Detonadores de Percusión: Son usados en cañoneo por TCP, contienen una arenisca abrasiva y explosivos primarios de alta potencia, éstos se activan lanzando una barra que proporciona un golpe en la parte sensible del detonador, dando como resultado en la reacción instantánea de los explosivos, tanto primarios como secundarios.

Estos detonadores de percusión hay que manejarlos con mucho cuidado, ya que son susceptibles a activarse por un golpe, la energía común de impacto que se necesita para que detone suele ser de 5 a 7 lbs-ft aproximadamente.

Se usan equipos de seguridad para evitar que se detonen durante la montada y desmontada del cañón.

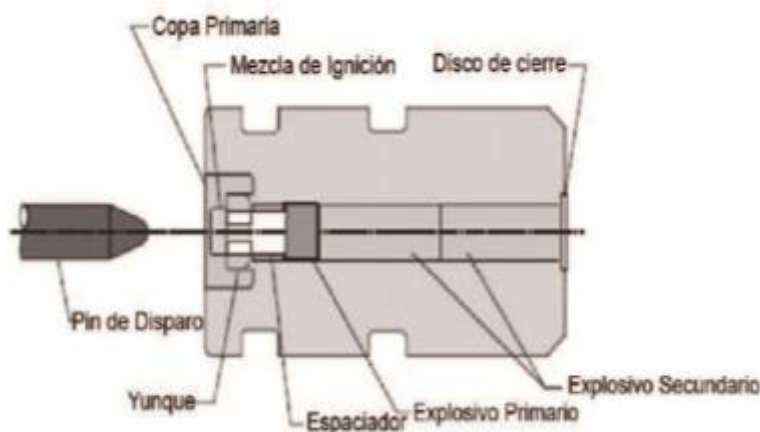


Figura 1.25 Detonadores Por Percusión

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

1.3.7.3 Cordón Detonante

El cordón detonante tiene una cubierta exterior flexible que reviste a un material altamente explosivo, que genera una gran onda de presión que inicia la detonación de las cargas moldeadas. La onda emitida por el detonador viaja extremadamente rápida por medio de éste, y dispara sucesivamente las cargas de cañoneo colocadas en la rista.

Internamente el cordón es fabricado comenzando por la mecha, y utilizando pólvora negra debido a su suave iniciación e insensibilidad a los golpes, pero al mismo tiempo la llama lo consume muy fácilmente.



Figura 1.26 Cordón Detonante

Fuente: Giancarlo Artieda

1.3.7.4 Cargas Moldeadas

Las cargas moldeadas es el componente explosivo que crea una abertura en el revestidor, en el cemento y en la formación logrando una comunicación entre el pozo y el yacimiento. *(Véase Índice 1.4)*

1.3.8 Explosivos

Son mezclas de sustancias químicas que al ser inducidas en forma adecuada, se descomponen rápidamente y producen grandes cantidades de calor, gas y una onda de choque.

Los explosivos usados en el ámbito petrolero se dividen en dos grandes grupos, dependiendo de la velocidad de su onda de choque:

1.3.8.1 Explosivos Lentos y Deflagrantes

Son explosivos de bajas velocidades, con velocidades menores de 2000 m/s, en este grupo comprenden las pólvoras, compuestos pirotécnicos y de artillería, casi sin aplicación en la industria petrolera.

1.3.8.2 Explosivos Rápidos y Detonantes

Son explosivos de altas velocidades, con velocidades entre 2000 y 7000 m/s.

Los explosivos Detonantes se dividen en dos grupos:

Primarios: Por su alta energía y sensibilidad, normalmente se detonan por un golpe, se usan como iniciadores para detonar explosivos secundarios, entre los que podemos nombrar compuestos que se usan en detonadores como fulminato de mercurio, pentrita, hexolita, etc.

Secundarios: Son menos sensibles que los primarios, lo que significa que otra fuente debe iniciar su detonación. Son menos sensibles a estimulaciones externas a diferencia de los primarios. Son mezclas de sustancias explosivas, cuya razón radica en el menor precio, en el óptimo balance de oxígeno obtenido y en propiedades que otorgan los compuestos que la formaron, respecto a su sensibilidad, densidad y potencia.

Los más usados en la industria petrolera son, estos pueden ser usados a diferentes rangos de temperatura.

- RDX (Royal Demolition Explosive, Cyclotrimethylene trinitramine)
- HMX (High Melting Explosive, Cyclotetramethylene tetranitramine)
- HNS (Hexanitrostilbene)
- PYX (Picrilaminodinitripiridina, Bis – picrylamino – 3,5 dinitropyridine)

Tabla VI Explosivos Secundarios Según Su Velocidad Y Presión De Detonación

Explosivo	Fórmula Química	Densidad (gr/cm³)	Velocidad de Detonación (pies/seg)	Presión de Detonación (MMpsi)
RDX	C ₃ H ₆ N ₆ O ₆	1,8	28700	5
HMX	C ₄ H ₈ N ₈ O ₈	1,9	30000	5,7
HNS	C ₁₄ H ₆ N ₆ O ₁₂	1,74	24300	3,5
PYX	C ₁₇ H ₇ N ₁₁ O ₁₆	1,77	24900	7,7

Los más usados en la industria petrolera son, el RMX y HMX, ya que ofrecen una mayor velocidad y presión de detonación.

1.3.9 Armado de un Cañón

- I. El armado del cañón puede realizárselo tanto en la base como en el pozo, sólo que tomando en cuenta que el armado en la base debe ser son la cabeza detonadora ni el detonador.
- II. Realizar una charla entre Ingenieros y Operadores, dando a conocer la operación y medidas de seguridad.
- III. A continuación, se quita los seguros del tubo metálico del cañón, es decir en este cañón las cargas no están expuestas. para sacar la rista (portacargas).



Figura 1.27 Vista De Un Portacargas Extraído De Un Cañón

- IV. Una vez sacada el portacargas, se debe medir en éste, un valor igual al intervalo a cañonear, comenzando desde la mitad del primer disparo.
- V. Colocar un centralizador en la parte superior del portacargas, por donde pasa el cordón detonante para centralizarlo.



Figura 1.28 Colocación Del Centralizador

Fuente: Giancarlo Artieda

- VI. Comenzando desde el centralizador, rodear el portacargas con el cordón detonante, siguiendo un camino ya hecho en el portacargas para el cordón.



Figura 1.29 Portacargas Rodeado Por Cordón Detonante

Fuente: Giancarlo Artieda

- VII. Cortar trocitos de piola, para amarrar el cordón detonante en las esquinas del portacargas, dándole estabilidad o evitar su movimiento.
- VIII. Volver a medir, el valor del intervalo a cañonear en la el portacargas comenzando desde el primer disparo por seguridad.
- IX. Colocar las cargas. Siguiendo el patrón ya marcado en el portacargas, y agarrándola con sus respectivas grapas.



Figura 1.30 Portacargas con Cargas

Fuente: Giancarlo Artieda

- X. Encintar las cargas explosivas ya colocadas en el portacargas por seguridad. Esta cinta debe ser una cinta especial que se desintegre sin dejar residuos en el pozo.
- XI. Colocar el portacargas ya cargado, con mucho cuidado dentro del tubo metálico, siguiendo la guía hecha dentro de éste y colocar los seguros.
- XII. En el tubo metálico del cañón (protector), medir el cañón y marcar en el primero y último disparo, colocándole el nombre del pozo y la carga que contiene.



Figura 1.31 Marcar Primer Disparo en el Cañón

Fuente: Giancarlo Artieda

1.3.10 Tipos de Cañones

Un cañón es un conjunto de cargas moldeadas, cordón detonante y un portacargas llamada rista, que puede ser clasificado dependiendo de la forma en que fue bajado, sea por cable y/o tubería y además según su portacargas.

1.3.10.1 Cañones bajados con Wireline según su Portacargas

El sistema de Cañoneo bajado con Wireline, puede utilizarse con anterioridad a la introducción de la tubería de producción o posterior a la introducción de la tubería de producción.

Si se lo baja con anterioridad, no ofrece una ventaja, ya que al no existir tubería de producción, se pueden emplear cañones con mayores diámetros, originando una penetración más profunda.

Para colocar el cañón bajado con Wireline a la profundidad deseada, se corre e imprime un registro de Gama Ray que se relaciona con el primer registro Gama hecho en Open Hole (Hueco Abierto), revisándolos se puede observar picos altos y bajos, que nos ayudan a asociar profundidades, para determinar la profundidad real del cañón.

Hay que considerar que el cañoneo con Wireline, se lo realiza con condiciones de Over Balance, con el objetivo de evitar el soplado de los cañones hacia arriba.

Las cargas moldeadas son colocadas en un portacargas, que puede ser un tubo, una lámina o un alambre. Según su portacargas se clasifican en:

Recuperables (no expuestas): Se caracterizan porque los residuos de explosivos y lámina portadora son recuperados, manteniendo limpio el pozo. Este sistema es más ventajoso para ambientes complicados, ya que los explosivos NO están expuestos a la presión y ambiente del pozo.

Desechables (expuestas): Se caracterizan porque los residuos explosivos y el portacargas no son recuperados, y se queda una considerable cantidad

de residuos en el interior del pozo. Sus cargas van expuestas, como no están dentro de un tubo ofrecen una mayor penetración, pero a la vez es limitada por presiones y fluidos del pozo.

Semi-desechable (expuesto): Son similares a los desechables, sus cargas también están expuestas, pero su portacargas es recuperado, dejando una mínima cantidad de residuos en el pozo.



Figura 1.32 Tipo De Cañón Según Su Portacargas

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

1.3.10.2 Cañones bajados con Tubería

El Sistema de cañoneo bajado con tubería es un método fácil y seguro para disparar, ya que el cañón es transportado en el extremo inferior de la tubería.

Estos cañones solamente utilizan portacargas entubados, es decir, las cargas no van expuestas, y el disparo puede ser realizado en una sola corrida, favoreciendo la técnica de cañoneo Under Balance.

Para colocar el cañón bajado con tubería a la profundidad deseada, se corre un registro de CCL-GR que nos permite identificar la marca radioactiva colocada en el BHA de cañoneo, para determinar la profundidad real del cañón.

1.4 Carga Moldeadas (Shaped Charge)

La carga moldeada o el perforador jet es el componente explosivo que crea una abertura en el revestidor, en el cemento y en la formación logrando una comunicación entre el pozo y el yacimiento, y una producción eficiente con una tecnología similar a las bazucas antitanques desarrolladas en la Segunda Guerra Mundial.

Estas cargas moldeadas son dispositivos sencillos, compuesto por tres componentes: Carcasa de la carga, cubierta o liner y explosivo principal. En algunas ocasiones debido a la física, la carga moldeada no desempeña el resultado que se espera, por el mal colapso de liner de la carga y el objetivo de penetrar, los mismos que involucran cálculos con respecto a elasticidad, plasticidad, hidrodinámica, mecanismos de fractura y caracterización de materiales.



Figura 1.33 Cargas Moldeadas

Fuente: Giancarlo Artieda

1.4.1 Elementos de una Carga

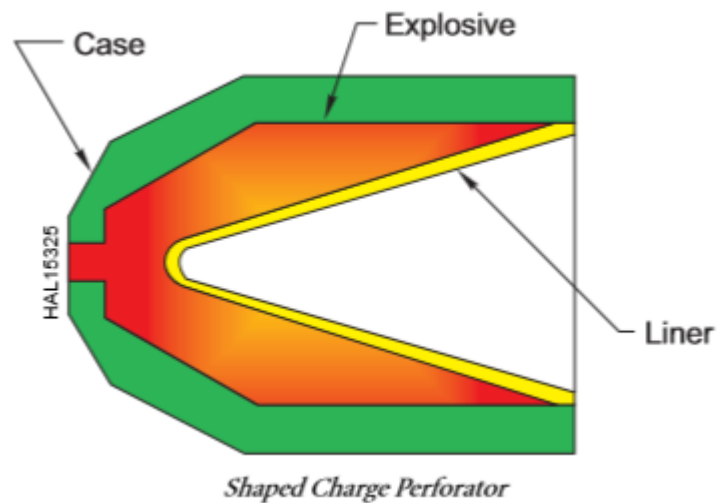


Figura 1.34 Componentes De Cargas Moldeadas

Fuente: Halliburton, Perforating & Production, 2002.

1.4.1.1 Carcasa

Es un elemento que permite alojar a los otros componentes de la carga. Sus funciones son:

1. Las de soportar altas presiones y temperaturas.
2. Mantener la fuerza de detonación el tiempo idóneo para que se forme el jet.

Son generalmente fabricados de acero, zinc, aluminios e incluso pueden ser de vidrio.

Las carcasas de Zinc, después de la detonación se quiebran en pequeñas partículas solubles en ácidos o se las pueden hacer circular hacia afuera.

Las carcasas de acero, después de la detonación se fragmentan en pedazos grandes que se mantienen en el tubo transportador.



Figura 1.35 Cascos De Zinc Y Acero

Fuente: Schlumberger, 2000.

1.4.1.2 Cubierta o Liner

Se encuentra en el centro de la carga. El colapso de la cubierta bajo la fuerza de detonación, ocasionado por explosivo principal es la acción crítica para la formación del jet de cañoneo. El material de la cubierta puede ser presionado

o sólido, con una combinación de materiales pulverizados como cobre, tungsteno, zinc y plomo que tiene como función:

Permitir al jet un valor de densidad suficiente y un gradiente de velocidad uniforme para conseguir una penetración exitosa.

Puede ser de dos formas:

1. Cónica: Usada para conseguir penetraciones profundas y con un diámetro pequeño.
2. Parabólica: Usada para conseguir penetraciones cortas y con un diámetro grande

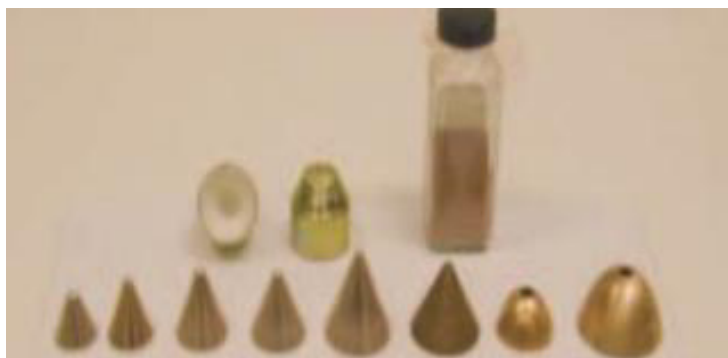


Figura 1.36 Tipo de Liners

Fuente: Schlumberger, Técnicas de Diseños de los Disparos para Optimizar la producción, 2000.

1.4.1.3 Explosivo Principal

Es la parte más importante de la carga, ya que su rendimiento depende en gran parte de la clase, forma, masa, distribución y velocidad de detonación del explosivo principal. Además éste, es el que libera o provee energía adecuada para producir el jet. Adicional el explosivo, es colocado con una cera para reducir la sensibilidad de detonación y hacerlo más seguro a la manipulación.

1.4.2 Funcionamiento de una Carga Moldeada

El proceso de colapso del liner de la carga y formación de jet, empieza con la detonación de la base de la carga expandiéndose por el explosivo. La carga explosiva principal desarrolla un gran volumen de gas generando una presión muy elevada. Mientras la onda de la detonación avanza a través del cuerpo

principal de la carga, el liner metálico cónico colapsa en la dirección de sus ejes produciendo un jet de partícula con una velocidad que supera los 20000 pies/seg. La presión de choque de estas partículas, a lo largo del cono, es mayor a 15 millones de lppc. Este jet enviste y deforma plásticamente el cuerpo del portacargas, revestidor, cemento y formación. Los granos de la roca son pulverizados y desplazados radialmente para formar el túnel de la perforación. Es decir, que pequeños trozos de roca junto con lodo, cemento y desperdicios de las mismas cargas son forzados dentro del túnel, concibiéndose una reducción en la permeabilidad de la formación conocida como la zona comprimida o triturada.

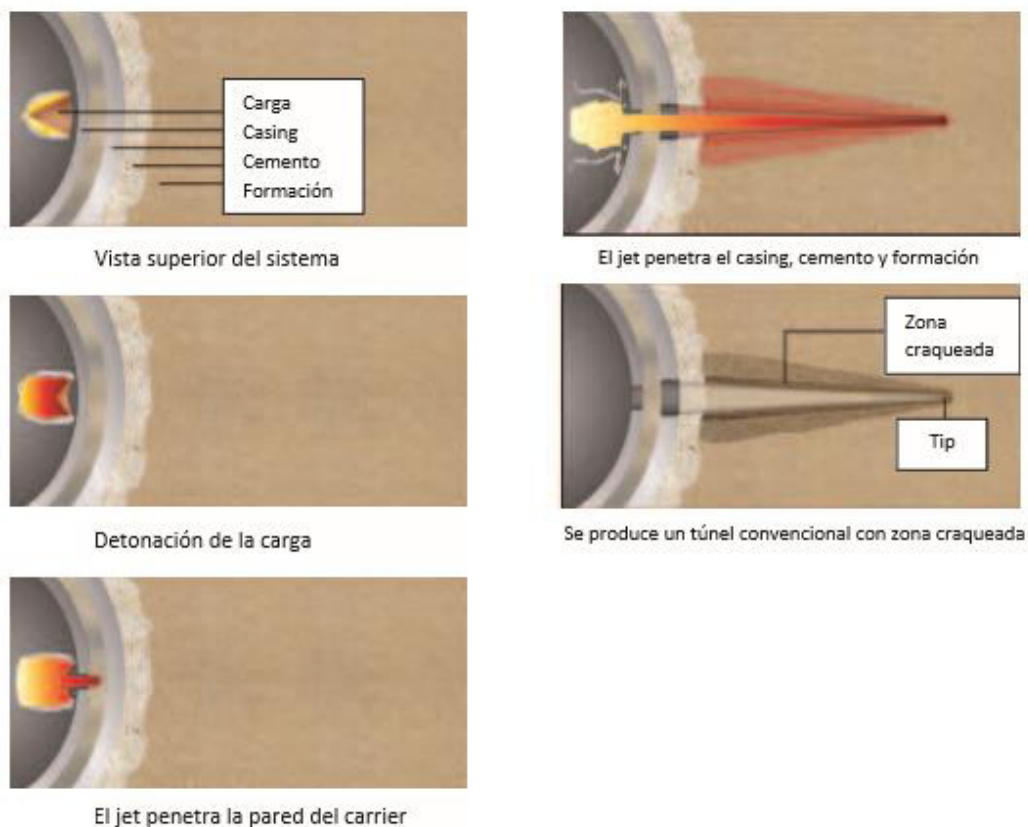


Figura 1.37 Funcionamiento De Una Carga Moldeada Convencional

Fuente: Geodynamics, Connex Brochure, 2008

El siguiente paso marca la diferencia entre las cargas convencionales y las reactivas.

Cuando se aplican cargas convencionales la remoción de la zona comprimida o triturada depende del flujo que proviene desde la zona virgen hacia el pozo, como único inconveniente es que cualquier desperdicio pudiese obstruir el túnel de perforación.

1.4.3 Tipos de Cargas

Las proyecciones económicas juegan un papel importantísimo al momento de selección de cargas para utilizar. Aunque también, se debe realizar un análisis de todos los parámetros para una óptima selección que abarque la perforación de la zona dañada y de la zona virgen, sin ningún problema.

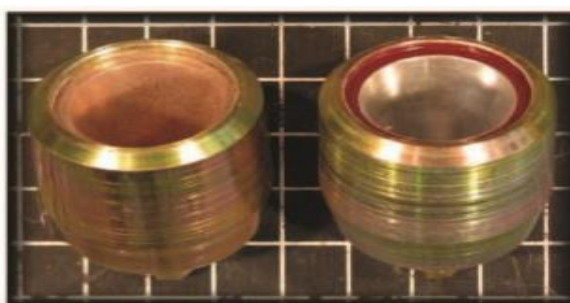


Figura 1.38 Diferencias Entre Cargas Convencionales Y Reactivas

Fuente: Geodynamics, CONNEX Reactive Perforating Technology, 2008

1.4.3.1 Cargas Convencionales

Las cargas convencionales son las más elementales y económicas, ya que el procedimiento es básico en términos de cañoneo, *mencionado en el punto anterior*.

Cargas Convencionales Razor™: producidas por Geodynamics, las cuales maximizan la penetración para obtener el óptimo desempeño de un pozo.

Las cargas convencionales Razor son las cargas convenciones con mejor desempeño en el mercado, con un record mundial de 62,9 pulgadas de penetración.

1.4.3.2 Cargas Reactivas

Las cargas reactivas nos permiten obtener un análisis efectivo en lo que se refiere a limpieza de túnel de perforación, es decir eliminación de residuos que es uno de los mayores inconvenientes durante la producción. Poseen un liner de metales pulverizado, que por efecto de las grandes presiones, reacciona una reacción exotérmica de Hume-Rothery, en la cual dos metales reaccionan formando soluciones sólidas que pueden sustituirse entre ellas, en las que el átomo que se introduce sustituye a otro ión de la misma carga en la estructura huésped.

La tecnología Reactiva fue desarrollada por QinetiQ y patrocinada y conducida por Shell.

Carga Reactiva Connex™:

Introducidas en abril del 2007, por la empresa Geodynamics que perfeccionan la geometría del túnel de la perforación durante el cañoneo mejorando su rendimiento.

Cuando una carga Connex™ es detonada su comportamiento inicial es exactamente igual a la de una Carga Convencional. (*Véase funcionamiento de carga moldeada*).

Al momento que los pequeños trozos de roca junto con lodo, cemento y desperdicios de las mismas cargas son forzados dentro del túnel, éstos no son removidos de la zona comprimida o triturada dependiendo del flujo, sino que introduce un efecto secundario reactivo.

Una mezcla bimetálica cuidadosamente controlada dentro del liner pulverizado reacciona por efecto de la enorme presión de detonación y del colapso del liner.

Se produce una reacción altamente exotérmica que ocurre después de unos microsegundos de la formación del túnel de perforación.

La energía liberada, sobrecarga a la región cercana del túnel, creando un flujo hacia el pozo, este flujo remueve cualquier material a lo largo del túnel, incluyendo la zona impermeable machacada.

Como todos los túneles están sometidos a esta reacción secundaria, se limpian independientemente de las diferencias de presión y calidad de roca.



Fig.1 Carga, porta carga, revestidor, cemento y formación antes del disparo.

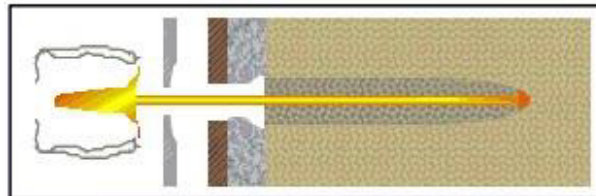


Fig.2 El jet penetrando el Acero, Cemento & Formación.

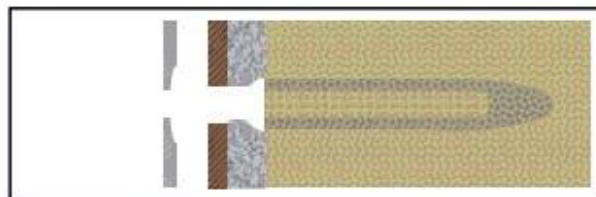


Fig.3 Muestra el deterioro del túnel, zona comprimida, con relleno compactado.

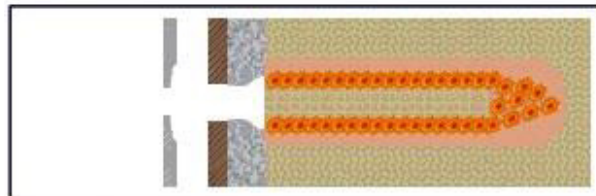


Fig.4 Reacción Secundaria de una Carga CONNEX en la región cerca al túnel.

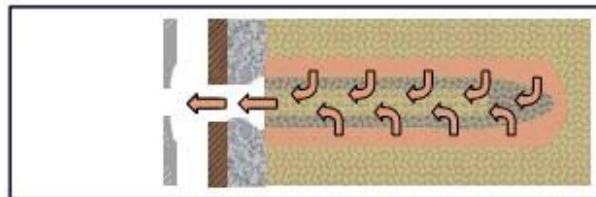


Fig.5 La Presión Liberada hacia el Pozo Expulsa Desperdicios y Roca triturada.

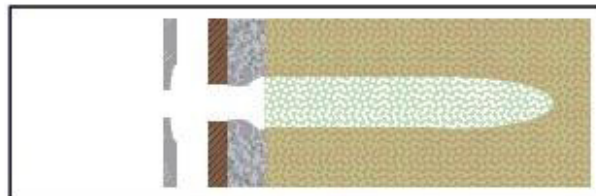


Fig.6 Como Resultado Un Túnel Grande, Limpio e Intacto.

Figura 1.39 Funcionamiento De Una Carga Moldeada Reactiva CONNEXTM

Fuente: Geodynamics, La Guía Esencial de Connex™ Perforating, 2007

1.4.4 Diferencias de Resultado usando Carga Convencionales y Carga Reactiva Connex™

En las siguientes fotografías se pueden observar comparaciones de los túneles perforados por cargas convencionales y por cargas reactivas Connex™, el objetivo usado en las pruebas fue una arenisca y las cargas usadas fueron de alta penetración.

En la figura 1.40 se muestra una comparación de pruebas de disparos realizadas en rocas confinadas con esfuerzos tensiles moderados.

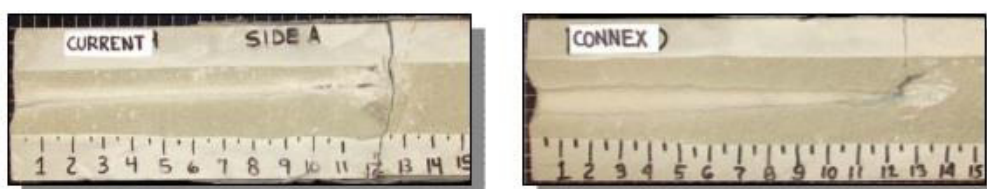


Figura 1.40 Diferencias De Cargas En Rocas Con Esfuerzos Tensiles Moderados

Fuente: Geodynamics, La Guía Esencial de Connex™ Perforating, 2007

En la figura 1.41 se muestra una comparación de pruebas de disparo realizadas en rocas con esfuerzos tensiles mayores.

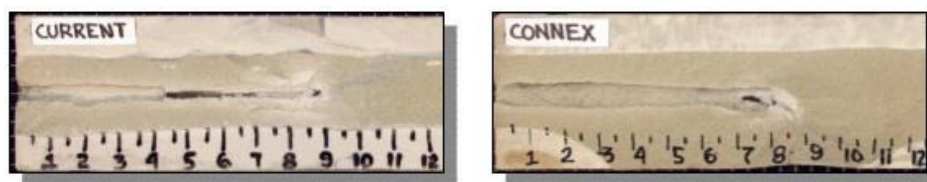


Figura 1.41 Diferencias de cargas en rocas con esfuerzo tensiles mayores

Fuente: Geodynamics, La Guía Esencial de Connex™ Perforating, 2007

En ambas comparaciones, se puede observar una mayor limpieza del túnel, prácticamente sin zona triturada de baja permeabilidad, lo que demostró que la Carga Reactiva Connex posee tener un cociente de productividad mayor al 30% comparado con la Carga Convencional.

CAPÍTULO 2

2 INFORMACIÓN DEL BLOQUE DE ESTUDIO

2.1 Bloque ESPOL

El Bloque ESPOL con un área aproximado de 660 km², forma parte de la Cuenca Norte del Oriente Ecuatoriano, está atravesado por 2 fallas de Norte-Sur que son parte de la tectónica regional de la cuenca, Falla 1 y Falla 2. La primera falla está ubicada aproximadamente en la mitad del Bloque, al lado Este de ésta es levantado y el Oeste es hundido. La segunda falla está ubicada en la parte Oeste del Bloque, a unos 10 a 15 km de la primera falla aproximadamente dependiendo de la ubicación.

Los reservorios en el Bloque FICT están distribuidos principalmente en las formaciones Basal Tena, Napo M-1, Napo U Superior e Inferior y Napo T Superior e Inferior.

2.2 Campo FICT

El campo FICT posee una área aproximada de 75 km² que se encuentra localizado al Centro-Sur dentro del Bloque ESPOL, y estructuralmente presenta al Oeste una falla de tipo normal que tiene sentido de N-S, Falla 1, que mantiene elevado al campo FICT, en el cual existe un salto de falla de aproximadamente 300 pies y su principal formación productora es la Napo U Inferior.

El campo FICT fue descubierto en 1972, con el pozo FICT-1, y en el año 1975 se inicia a perforar fuera del Bloque (en esa época), se confirmó la continuidad de la estructura, decidiendo unificarlo al campo FICT.

2.2.1 Pozo FICT-154

El pozo FICT-154 fue perforado del 14 de diciembre del 2013 al 8 de enero del 2014, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "U" Inferior como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 12190' MD / 8980' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 52,6° @ 9912' MD/7347 TVD.

La completación actual se la realizó del 29 de enero al 28 de febrero del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 5 de enero del 2014

mediante un sistema de bombeo ESP P-8 / 180 etapas / 126 HP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "U" Inferior en el intervalo 11588' – 11608' MD.

2.2.1.1 Características del POZO FICT-154

Tabla VII Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo FICT-154
En La Arena Napo "U" Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo FICT-154 Arena Napo "U" Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
FICT-154	24,0	14,0	38,0

Tabla VIII Evaluación De Producción Del Pozo Fict-154 En La Arena Napo "U" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo FICT-154 Arena Napo "U" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	348
Tasa de agua, BAPD (promedio)	18
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	366
BSW, %	5,0
°API @ 60°F	20,0
Factor Volumétrico. B _o	1,168
Temperatura, °F	210
Presión del Yacimiento, psi	3065
Permeabilidad, md	260
Daño de Formación	6,00
Salinidad, ppm ClNa	14935
Punto de burbuja, psi	510

Tabla IX Pruebas de Producción del Pozo FICT-154 en la ARENA NAPO "U" INFERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
05-feb-14	580	0	580	100,0	-	17057	2310	45	0	266	266
06-feb-14	379	39	340	89,7	-	16716	1854	50	32	549	582
07-feb-14	450	95	355	79,0	-	16335	1485	52	48	608	657
08-feb-14	444	266	178	40,0	19	15525	1455	52	313	787	1101
09-feb-14	416	348	68	16,4	19	14898	1422	52	660	856	1517
10-feb-14	397	355	42	10,7	20	14940	1411	52	1015	898	1914
11-feb-14	393	369	24	6,0	20	14865	1405	52	1353	920	2274
12-feb-14	366	348	18	5,0	20	14935	1415	52	1701	938	2640
13-feb-14	353	336	18	5,0	20	15180	1431	52	1855	946	2802
18-feb-14	356	336	20	5,7	20	11633	1284	54	2191	966	3158
19-feb-14	362	319	43	12,0	20	11055	1288	54	2509	1010	3520
01-mar-14	336	296	40	12,0	20	11220	1308	54	2805	1050	3856
05-mar-14	348	306	42	12,0	20	11781	1304	54	3111	1092	4204
06-mar-14	350	308	42	12,0	20	11248	1317	54	3419	1134	4554
07-mar-14	346	304	42	12,0	20	10766	1318	54	3724	1175	4900
16-mar-14	269	237	32	12,0	20	10147	1263	54	3960	1208	5169
26-mar-14	369	314	55	15,0	20	11633	1107	56	4274	1263	5538
14-abr-14	336	286	50	15,0	20	10106	1135	56	4560	1313	5874
19-abr-14	299	256	43	14,5	20	10395	1182	56	4815	1357	6173
01-may-14	347	274	73	21,0	20	10725	1138	56	5089	1430	6520
02-may-14	373	280	93	25,0	20	10725	1171	56	5369	1523	6893
10-may-14	379	284	95	25,0	20	11035	1191	56	5653	1618	7272
01-jun-14	336	242	94	28,0	20	9900	1159	56	5895	1712	7608

2.2.1.2 Completación del Pozo FICT-154

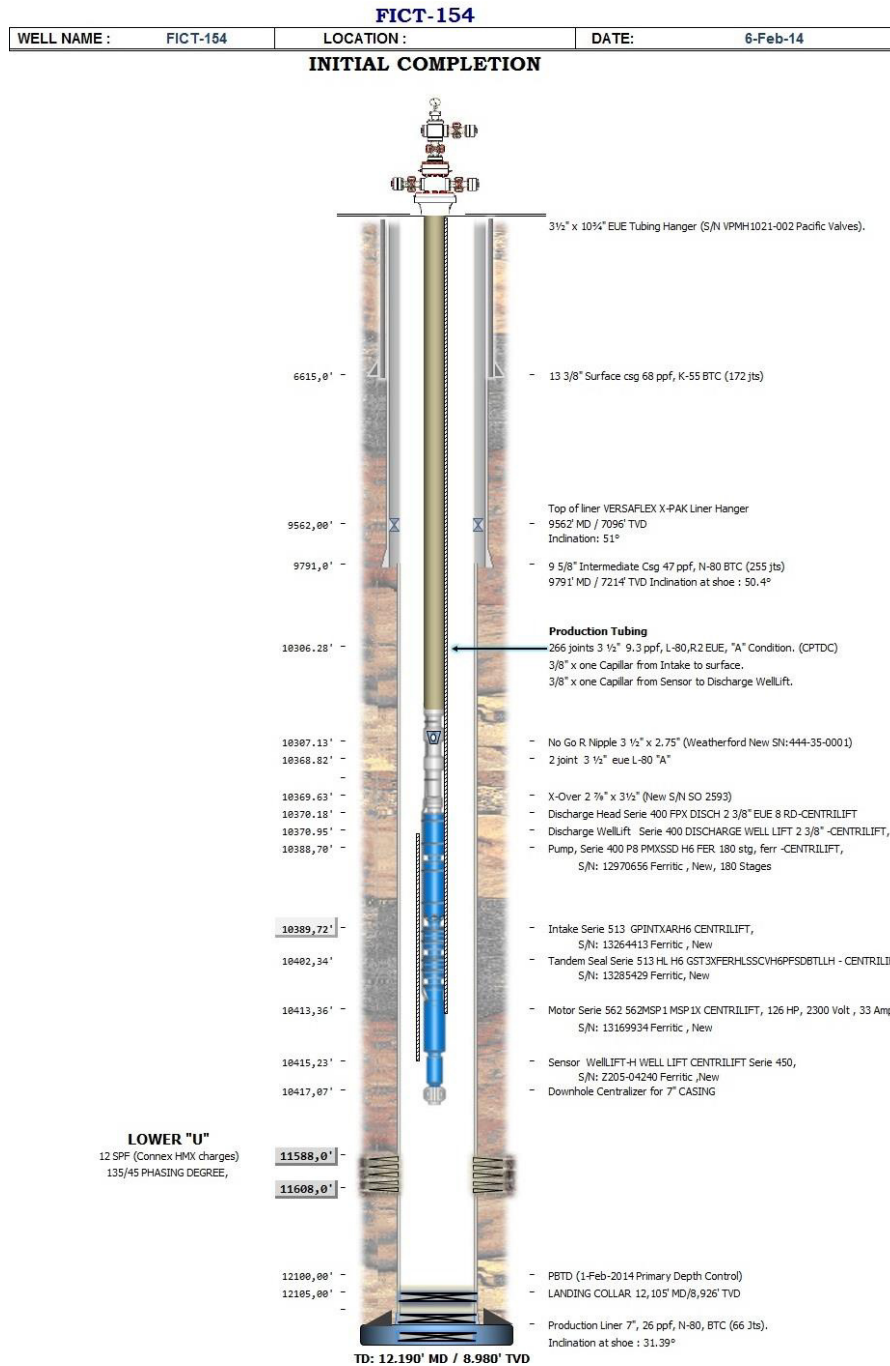


Figura 2.1 Completación Pozo Fict-154

2.2.2 Pozo FICT-158

El pozo FICT-158 fue perforado del 19 de octubre al 8 de noviembre del 2013, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "U" Inferior como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 10590' MD/8863' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 40,36° @ 4306' MD

La completación actual se la realizó del 24 al 31 de marzo del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 11 de marzo del 2014 mediante un sistema de bombeo ESP P-8 / 293 etapas / 135 HP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "U" Inferior en el intervalo 10126' – 10150' MD.

2.2.2.1 Características del Pozo FICT 158

Tabla X Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Fict-158 En La Arena Napo "U" Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo FICT-158 Arena Napo "U" Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
FICT-154	24,0	15,8	39,9

Tabla XI Evaluación de Producción del Pozo FICT-158 Arena Napo "U" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo FICT-158 Arena Napo "U" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	483
Tasa de agua, BAPD (promedio)	583
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	1066
BSW, %	54,7
°API @ 60°F	19,8
Factor Volumétrico. B _o	1,168
Temperatura, °F	210
Presión del Yacimiento, psi	3207
Permeabilidad, md	240
Daño de Formación	2,09
Salinidad, ppm ClNa	16294

Tabla XII Pruebas de Producción del Pozo FICT-158 en la ARENA NAPO "U" INFERIOR

Date	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	Accumulated Oil	Accumulated Water	Accumulated Fluid
IC: Sand Lower U											
31-Mar-14	921	0	921	100,0	-	16211	2340	45	0	499	499
1-Apr-14	879	0	879	100,0	-	16459	2138	45	0	1195	1195
2-Apr-14	864	0	864	100,0	-	17088	2019	45	0	2059	2059
3-Apr-14	946	19	927	98,0	19,4	16500	1890	49	19	2986	3005
4-Apr-14	1121	54	1067	95,2	19,4	16005	1758	55	74	4052	4126
5-Apr-14	1155	280	875	75,8	19,5	15978	1695	55	354	4927	5281
6-Apr-14	1093	270	823	75,3	19,5	15730	1662	55	624	5750	6374
7-Apr-14	1053	260	793	75,3	19,5	14561	1643	55	885	6543	7427
8-Apr-14	1052	254	798	75,9	19,5	15671	1613	55	1001	6908	7909
12-Apr-14	1028	288	740	72,0	19,8	16211	1559	55	1289	7648	8937
13-Apr-14	1075	319	756	70,3	19,8	15469	1549	55	1608	8404	10012
14-Apr-14	1069	332	737	68,9	19,8	15386	1538	55	1940	9141	11082
26-Apr-14	1068	439	629	58,9	19,8	16335	1432	55	2379	9771	12150
27-Apr-14	1066	483	583	54,7	19,8	16294	1420	55	2862	10354	13216
28-Apr-14	1063	473	590	55,5	19,8	16046	1414	55	3335	10944	14279

2.2.2.2 Completación del POZO FICT 158

FICT 158

WELL NAME :	FICT 158	LOCATION :	DATE:	31/3/2014
-------------	----------	------------	-------	-----------

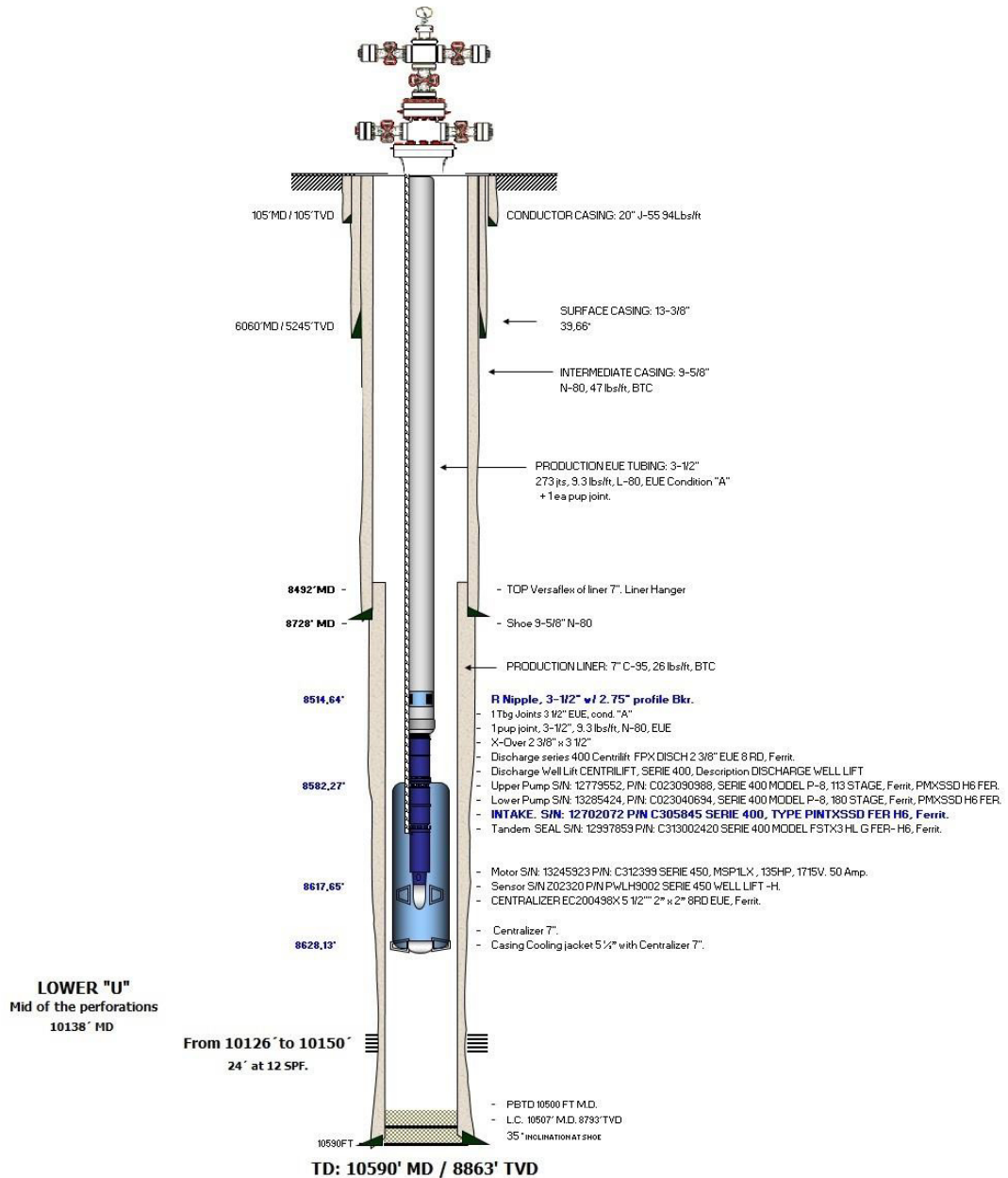


Figura 2.2 Completación Pozo FICT-158

2.2.3 Pozo FICT-167

El pozo FICT-167 fue perforado del 1 al 9 de octubre del 2013, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "U" Inferior como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 10231' MD / 8771' TVD y se trata de un pozo direccional.

La completación actual se la realizó del 8 al 14 de noviembre del 2013 y entró en evaluación de producción desde el día 14 de noviembre del 2013 mediante un sistema de bombeo ESP P-18 / 268 etapas / 168 HP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "U" Inferior y se punzonó el intervalo 9854' – 9880' MD.

2.2.3.1 Características del POZO FICT-167

Tabla XIII Propiedades Petrofísicas Promedio del Pozo FICT-167 en la Arena Napo "U" Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo FICT-167 Arena Napo "U" Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
FICT-167	21,0	16,3	40,5

Tabla XIV Evaluación De Producción Del Pozo FICT-167 En La Arena Napo "U" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo FICT-167 Arena Napo "U" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	677
Tasa de agua, BAPD (promedio)	59
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	736
BSW, %	8,0
°API @ 60°F	19,6
Factor Volumétrico. B _o	1,168
Temperatura, °F	210
Presión del Yacimiento, psi	3397
Permeabilidad, md	264
Daño de Formación	10,00
Salinidad, ppm ClNa	12292

Tabla XV Pruebas de Producción del Pozo FICT-167 en la ARENA NAPO "U" INFERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
14.nov-13	709	29	680	95,9	-	24502	2132	45	22	539	561
15.nov-13	662	166	496	74,9	-	20876	1666	47	181	1014	1195
16.nov-13	746	337	409	54,8	19,94	17661	1539	47	518	1423	1941
17.nov-13	744	557	187	25,1	19,4	13738	1527	47	1075	1610	2685
18.nov-13	736	677	59	8,0	19,61	12292	1522	47	1752	1669	3421
19.nov-13	740	681	59	8,0	19,61	11970	1525	47	2433	1728	4161
20.nov-13	741	683	58	7,9	19,4	12415	1523	47	3116	1786	4902
21.nov-13	739	682	57	7,7	19,4	12201	1521	47	3798	1843	5641
22.nov-13	737	678	59	8,0	19,4	11852	1520	47	4476	1902	6378
23.nov-13	735	676	59	8,0	19,4	11376	1518	47	5152	1961	7113
24.nov-13	740	679	61	8,3	19,4	11399	1522	47	5831	2022	7853
25.nov-13	728	670	58	8,0	19,4	11328	1518	47	6501	2080	8581
26.nov-13	697	641	56	8,0	19,4	11123	1535	47	7142	2136	9278
27.nov-13	735	659	76	10,4	19,4	10643	1524	47	7801	2212	10013
28.nov-13	730	660	70	9,6	19,4	10767	1522	47	8461	2282	10743
29.nov-13	729	653	76	10,5	19,4	11592	1522	47	9113	2359	11472
30.nov-13	725	650	75	10,4	19,4	11014	1518	47	9763	2434	12197
01.dic-13	722	649	73	10,1	19,4	10973	1518	47	10412	2507	12919
02.dic-13	718	635	84	11,6	19,4	11839	1518	47	11047	2590	13637
03.dic-13	714	629	85	11,9	19,4	11385	1524	47	11676	2675	14351
04.dic-13	713	628	85	11,9	19,4	11038	1518	47	12304	2760	15064
05.dic-13	747	658	89	11,9	19,4	11715	1521	47	12962	2849	15811
06.dic-13	721	637	84	11,7	19,4	11348	1540	47	13599	2933	16532
07.dic-13	721	601	120	16,7	19,4	11540	1535	47	14199	3054	17253
08.dic-13	731	604	127	17,3	19,4	11182	1541	47	14803	3180	17984
09.dic-13	725	595	130	18,0	19,4	11302	1544	47	15398	3311	18709
10.dic-13	725	595	130	18,0	19,4	10849	1547	47	15992	3441	19434
11.dic-13	733	601	132	18,0	19,4	11502	1552	47	16593	3573	20167
12.dic-13	734	602	132	18,0	19,4	11310	1557	47	17195	3705	20901
15.dic-13	661	537	124	18,8	19,4	11138	1605	47	17397	3752	21149
2014											
03.ene-14	723	487	236	32,7	19,4	11014	1565	48	17884	3988	21872
09.ene-14	704	475	229	32,6	19,4	11592	1573	48	18588	4217	22576
14.ene-14	701	449	252	35,9	19,4	12004	1589	48	19037	4469	23277
17.ene-14	692	439	253	36,6	19,4	11241	1597	48	19475	4723	23969
19.ene-14	682	418	264	38,7	19,4	11319	1602	48	19894	4986	24651
20.ene-14	673	417	256	38,1	19,4	11811	1612	48	20310	5243	25324
22.ene-14	668	402	266	39,9	19,4	11715	1614	48	20712	5509	25992
26.ene-14	662	408	254	38,3	19,4	11261	1629	48	21120	5763	26654
27.ene-14	665	405	260	39,1	19,4	12375	1632	48	21525	6023	27319
28.ene-14	651	396	255	39,2	19,4	12540	1637	48	21921	6278	27970
08.feb-14	669	390	279	41,5	19,4	10587	1640	48	22311	6558	28639
22.feb-14	644	374	270	42,0	19,4	11303	1679	48	22684	6828	29283
23.feb-14	580	325	255	44,0	19,4	10642	1721	48	23009	7083	29863
02.mar-14	616	316	300	48,7	19,4	12540	1703	48	23325	7383	30479

2.2.3.2 Completación del POZO FICT167

FICT-167 Completación Inicial

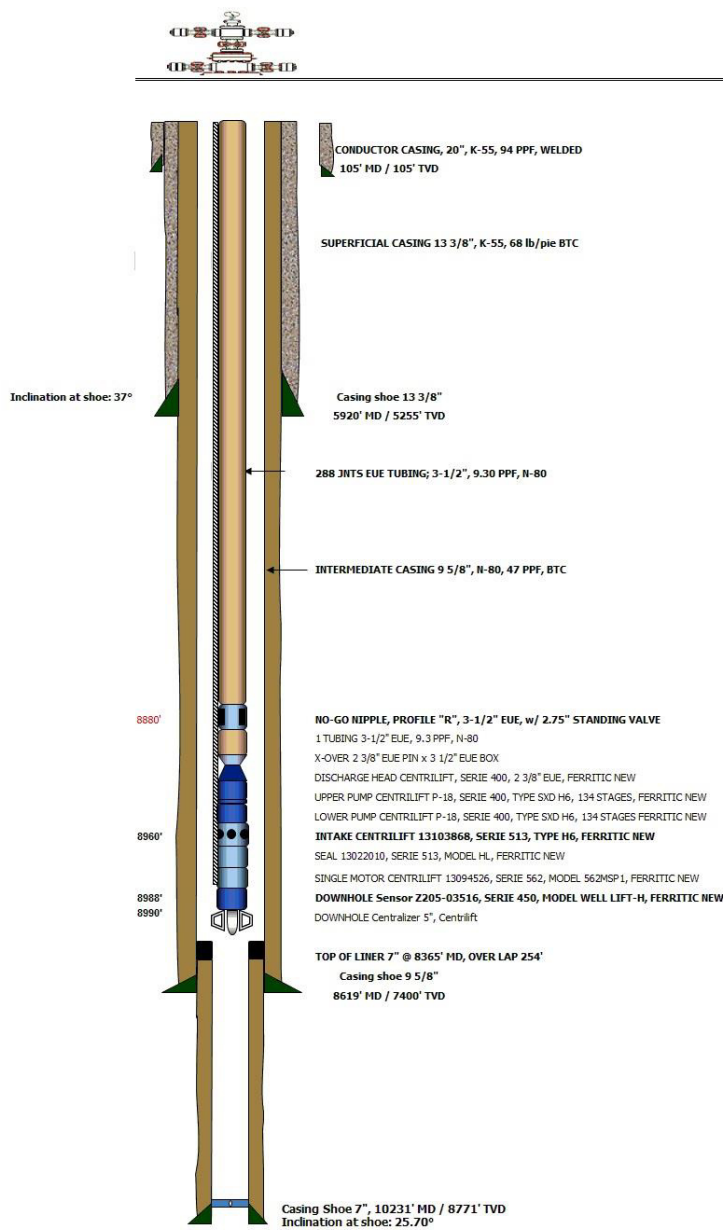


Figura 2.3 Completación Pozo FICT-167

2.3 Campo Gayar

El campo GAYAR posee una área aproximada de 65 km² que se encuentra localizado al Este dentro del Bloque ESPOL, y estructuralmente presenta al Oeste una falla de tipo normal que tiene sentido de N-S, Falla 2, que mantiene levantado al campo GAYAR, y su principales formaciones productoras son T Superior e Inferior y U Superior e Inferior.

El campo GAYAR fue descubierto en 1971, y en el año 1978 inicia la producción a partir de pozo GAYAR-1, que luego fue cerrado en 1993, y se extrajeron de los reservorios Napo U Inferior, Napo U Superior y Napo M-1.

2.3.1 Pozo Gayar 4A-8

El pozo 4A-8 fue perforado del 6 de Junio del 2009 al 17 de Julio del 2009, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "U" Inferior como objetivo principal y luego se realizó un cambio al yacimiento Napo "T" Inferior como objetivo principal.

Para producir el yacimiento Napo "T" Inferior la profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 8500' MD/ 8240' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 29,27° @ 2436' MD.

La completación inicial en el yacimiento U Inferior se la realizó en el mes de Agosto del 2009. Entra en evaluación de producción desde el 25 de Agosto presentándonos un promedio de producción de 367 BPPD, 80,9 % BSW. La calidad del cemento basado en los registro USIT-CBL es de buena calidad. El pozo direccional GAYAR 4A-8 fue completado con una bomba ESP P-23 / 104 etapas y se encontraba operando a 57 HZ antes del cierre.

Se realizó un segundo WorkOver y la completación actual en el yacimiento T Inferior se realizó con el taladro de acondicionamiento el 27 de Septiembre al 7 de Octubre del 2013 y entró en evaluación de producción desde el día 8 de Octubre del 2013 mediante un sistema de bombeo Jet Pump 11-K. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "T" Inferior y se punzonó el intervalo 8312' – 8322' MD.

2.3.1.1 Características del POZO GAYAR 4A-8

Debido a la poca información aportada por la empresa, solamente se pudo obtener la prueba de producción, por lo cual se lo descartó en el análisis final.

Tabla XVI Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 4A-8

Date	BFPD	BOPD	BWPD	BS&W	Gas	API	Salinity	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp
8-Oct-13	450	166	284	63,1	0,21	32,0	9488	0	32	2975	0	0	0
9-Oct-13	485	477	8	1,7	0,59	32,0	9075	0	32	2939	0	0	0
11-Oct-13	465	461	4	0,9	0,58	32,0	9075	0	32	2900	0	0	0
12-Oct-13	453	449	4	0,9	0,59	32,4	9075	0	32	2900	0	0	0
13-Oct-13	431	428	3	0,7	0,55	32,4	9075	0	32	2900	0	0	0
14-Oct-13	419	416	3	0,7	0,56	32,4	9075	0	32	2900	0	0	0
15-Oct-13	407	404	3	0,7	0,55	32,4	9075	0	32	2900	0	0	0
18-Oct-13	394	390	4	1,0	0,51	32,4	9075	0	32	2950	0	0	0
21-Oct-13	400	396	4	1,0	0,52	32,4	9075	0	32	2950	0	0	0
4-Nov-13	325	322	3	0,8	0,40	31,2	9075	0	32	2900	0	0	0
5-Nov-13	327	322	5	1,4	0,59	31,2	9075	0	32	2900	0	0	0
6-Nov-13	311	308	3	0,9	0,40	31,2	9075	0	32	2900	0	0	0
11-Nov-13	315	296	19	6,0	0,38	31,5	10313	0	32	2900	0	0	0
20-Nov-13	293	291	2	0,8	0,38	31,2	9653	0	32	3000	0	0	0
26-Nov-13	295	287	8	2,6	0,37	31,2	9735	0	32	3000	0	0	0
4-Dec-13	272	265	7	2,6	0,34	31,0	9735	0	32	3050	0	0	0
10-Dec-13	247	240	7	2,8	0,31	31,5	9735	0	32	3000	0	0	0
28-Dec-13	319	307	12	3,8	0,40	31,5	9900	0	32	3000	0	0	0
3-Jan-14	316	305	11	3,6	0,40	31,5	10065	0	32	3000	0	0	0
8-Jan-14	297	289	8	2,7	0,38	31,5	10065	0	32	3000	0	0	0
9-Feb-14	278	272	6	2,0	0,35	32,0	9900	0	32	3000	0	0	0
7-Mar-14	276	270	6	2,0	0,35	32,0	9888	0	32	3000	0	0	0
18-Mar-14	274	269	5	2,0	0,35	32,0	9983	0	32	3000	0	0	0
19-Mar-14	262	258	4	1,6	0,33	32,0	9983	0	32	3000	0	0	0
16-Apr-14	258	257	1	0,5	0,33	32,1	10017	0	32	3000	0	0	0
27-Apr-14	246	244	2	0,9	0,32	32,1	10017	0	32	3000	0	0	0
3-May-14	248	245	3	1,1	0,31	32,1	10017	0	32	3000	0	0	0
15-May-14	232	230	2	0,8	0,30	32,1	10017	0	32	3000	0	0	0
19-Jun-14	204	202	2	1,0	0,26	32,1	10017	0	32	3100	0	0	0
26-Jul-14	203	200	3	1,5	0,25	32,1	10122	0	32	3100	0	0	0
4-Aug-14	200	186	14	7,0	0,24	32,1	9983	0	32	3000	0	0	0
10-Aug-14	220	211	9	4,0	0,27	32,1	11138	0	32	3000	0	0	0
7-Sep-14	141	138	3	2,0	0,18	32,1	11220	0	32	3100	0	0	0
12-Sep-14	188	180	8	4,5	0,23	32,1	11055	0	32	3000	0	0	0
23-Oct-14	185	176	9	4,6	0,23	32,1	11111	0	32	3000	0	0	0
11-Nov-14	143	141	2	1,5	0,18	32,1	11055	0	32	3000	0	0	0

2.3.1.2 Completación del POZO GAYAR 4A-8

W.O. # 2

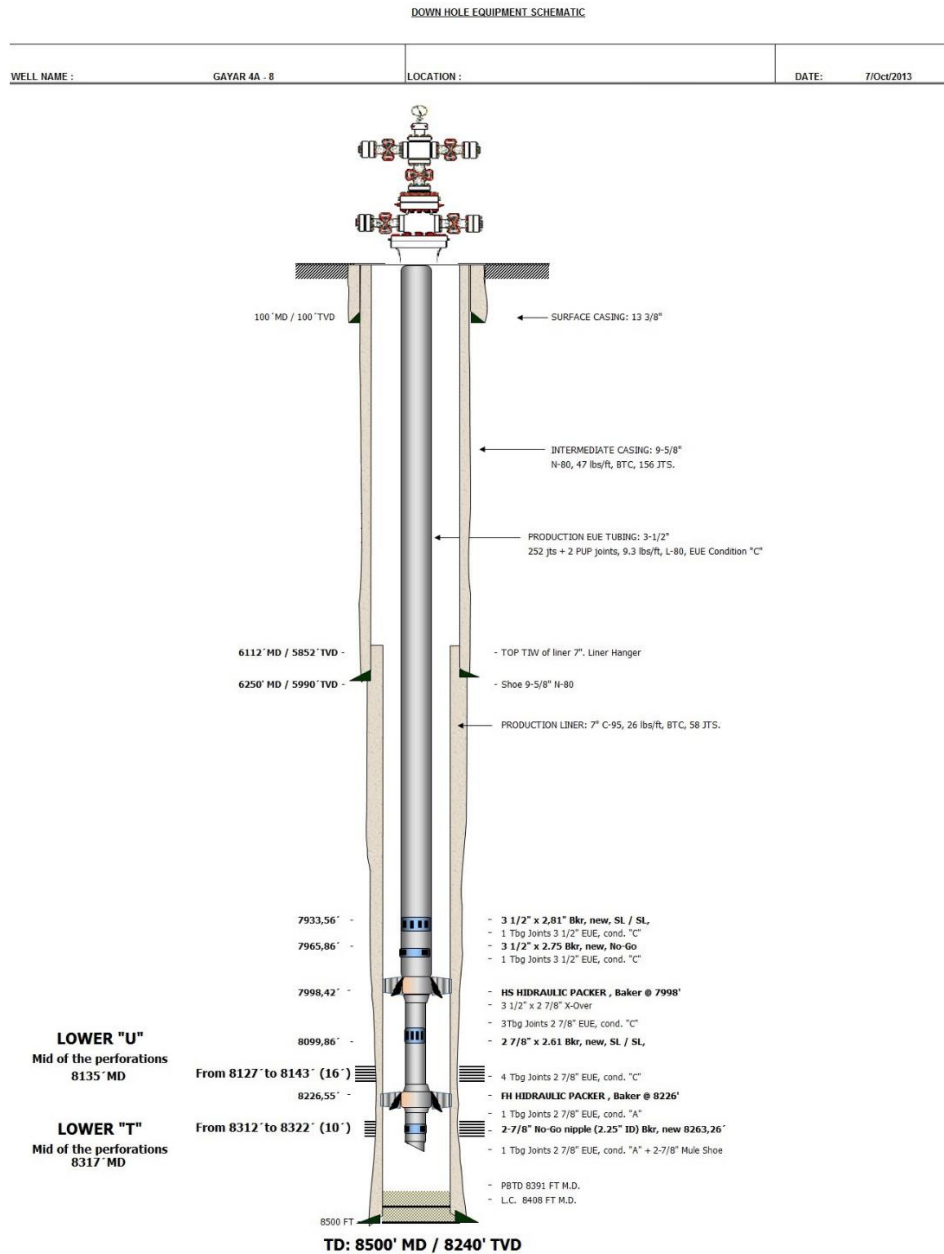


Figura 2.4 Completación Pozo Gayar 4A-8

2.3.2 Pozo Gayar 4A-14

El pozo GAYAR 4A-14 fue perforado como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "T" Superior como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 8791' MD/ 8238' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 47° @ 7607' MD.

La completación actual en el yacimiento Napo "T" Superior se realizó con el taladro de acondicionamiento el 20 de Septiembre al 26 de Septiembre del 2013 y entró en evaluación de producción desde el día 27 de Septiembre del 2013 mediante un sistema de bombeo Jet Pump 11-K. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "T" Superior y se punzonó el intervalo 8538' – 8558' MD.

2.3.2.1 Características del POZO GAYAR 4A-14

Debido a la poca información aportada por la empresa, solamente se pudo obtener la prueba de producción, por lo cual se lo descartó en el análisis final.

Tabla XVII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 4A-14 en la Arena Napo "T" SUPERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
IC Lower U: 8348' - 8358' MD											
20-Jun-13	1656	0	1656	100		10038	972	52	0	9357	9357
DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
WORKOVER # 1 Upper T: 8538' - 8558' MD											
27-Sep-13	108	0	108	100,00	-	11303	2978	2244	0	36	36
28-Sep-13	183	33	150	81,67	30,16	11097	3000	2207	33	186	219
29-Sep-13	164	128	36	22,21	30,16	11055	3000	2189	159	224	383
30-Sep-13	168	155	13	7,58	30,16	10891	3000	2231	315	236	551
1-Oct-13	162	152	10	6,00	30,16	12843	3000	2233	467	246	713
2-Oct-13	158	150	8	5,34	31,93	12912	3000	2233	616	255	871
3-Oct-13	163	157	6	3,94	31,93	12871	3000	2227	773	261	1034
4-Oct-13	162	159	3	2,10	31,93	12953	3000	2228	932	264	1196
5-Oct-13	158	156	2	1,35	31,93	-	3000	2231	1088	266	1354
6-Oct-13	151	149	2	1,12	31,93	-	3000	2233	1237	268	1505
7-Oct-13	150	149	1	0,93	31,93	-	3000	2234	1385	270	1655
Zone change Upper T @ Lower U - interval: 8348' - 8358' MD											
16-Oct-13	1302	0	1302	100,00	-	10952	2865	1846	0	1085	1085
17-Oct-13	1090	0	1090	100,00	-	11203	2900	1860	0	2175	2175
18-Oct-13	1048	0	1048	100,00	-	11138	2900	1871	0	2568	2568
19-Oct-13	1093	0	1093	100,00	-	11097	2980	1964	0	3160	3160
20-Oct-13	1083	0	1083	100,00	-	11055	2980	1963	0	3651	3651
21-Oct-13	1070	0	1070	100,00	-	11055	2980	1961	0	4186	4186
25-Oct-13	1042	0	1042	100,00	-	11138	2980	1965	0	5228	5228
Zone change Lower U @ Upper T - interval: 8538' - 8558' MD											
27-Oct-13	170	164	6	3,47	31,93	6889	2728	2110	143	6	149
16-Nov-13	140	121	19	13,49	30,52	10643	2900	2217	61	9	70
6-Dec-13	107	101	6	6,00	30,52	10478	2813	2094	61	9	70
15-Dec-13	120	113	7	6,00	30,52	10478	2760	1642	145	15	160

2.3.2.2 Completación del POZO GAYAR 4A-14

W.O. # 1

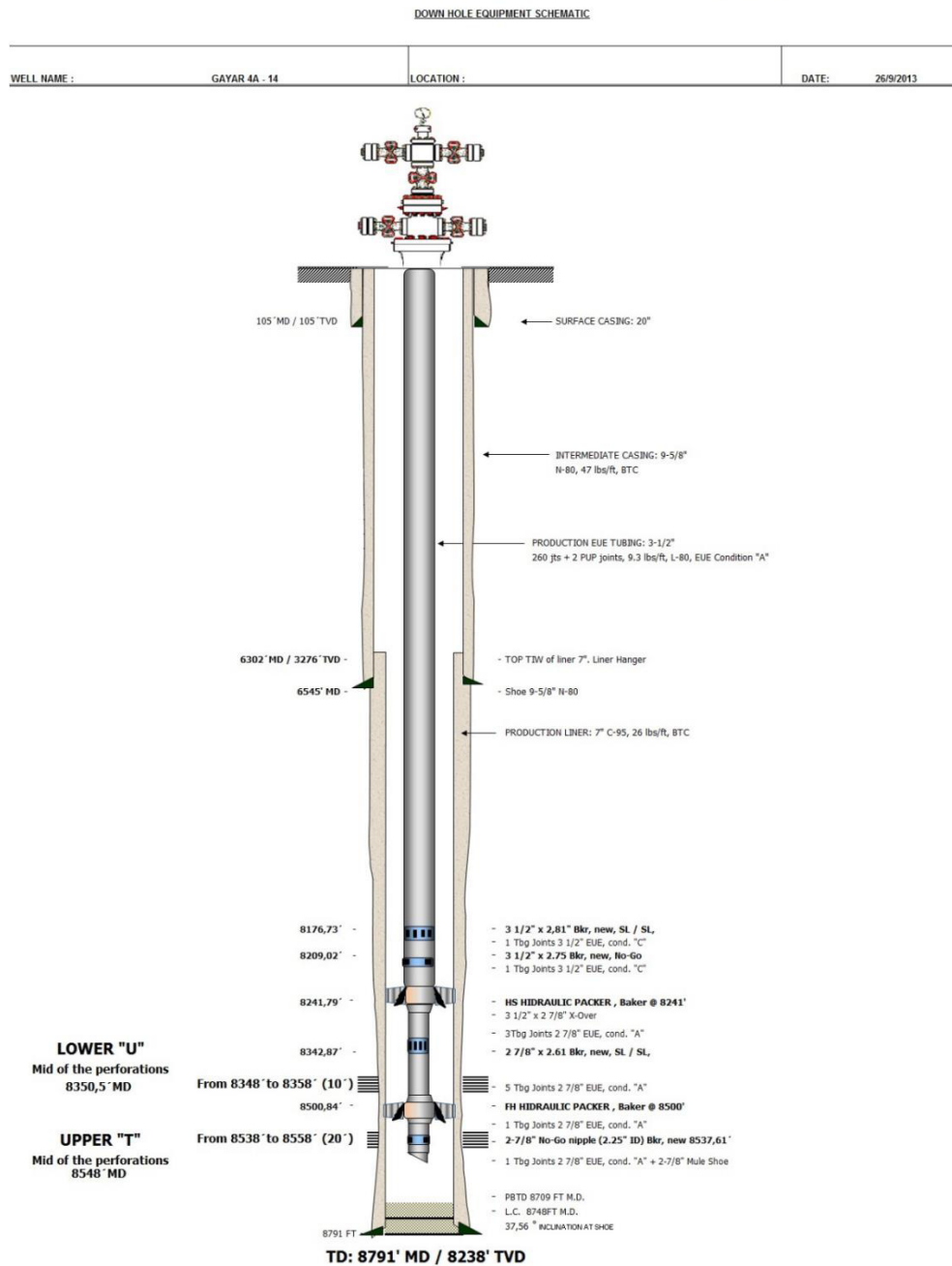


Figura 2.5 Completación POZO GAYAR 4A-14

2.3.3 Pozo Gayar Norte 2

Con fecha 8 de Mayo del 2013, se inicia la perforación del pozo GAYAR Norte 2, exploratorio, como un pozo direccional, considerando el yacimiento Napo "M-1" y "T" Superior e Inferior como objetivo principal y secundarios respectivamente. La completación inicial se la realizó con el taladro de perforación en el mes de Septiembre del 2012 y entra en evaluación de producción el mismo mes. El pozo se encuentra localizado aproximadamente al sureste de GAYAR Norte 1.

El pozo direccional GAYAR Norte 2, fue completado inicialmente con una bomba ESP P-35 /156 etapas y se encontraba operando a 60 Hz antes de cerrarlo por tener malos resultados en los objetivos principales que fue "T" Superior y M-1. Luego se cambió de zona a la arenisca T Inferior. La misma que fue completada con una bomba ESP P-35 /156 etapas que se encuentra operando a 60 Hz.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 10928' MD / 8482' TVD, con una desviación máxima de 48,1° @ 3764' MD / 3386' TVD.

2.3.3.1 Características del POZO GAYAR NORTE 2

Debido a la poca información aportada por la empresa, solamente se pudo obtener la prueba de producción, por lo cual se lo descartó en el análisis final.

Tabla XVIII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR NORTE 2

CL. Arena T Superior / ESP P-6											
DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
1-Aug-13	132	8	124	93.80	31.45	8663	576	45.5			
1-Sep-13	192	0	192	100.00	-	7219	591	45.5			
10-Sep-13	163	0	163	100.00	-	8828	667	45.5			
WO #1. Arena T Inferior: Jet Pump 11-K											
DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
23-May-14	398	3	395	99.20	-	13118	2850	1988	2	247	249
24-May-14	309	85	224	72.54	31.3	9446	2850	2011	87	471	558
25-May-14	281	101	180	64.08	31.3	9625	2850	2027	188	651	839
26-May-14	265	110	155	58.50	31.3	9261	2850	2031	298	806	1104
27-May-14	259	109	150	58.00	31.3	9488	2850	2074	406	957	1363
28-May-14	247	104	143	58.00	31.3	9818	2850	2083	510	1100	1610
29-May-14	239	106	133	55.63	31.3	8613	2850	2091	616	1233	1849
30-May-14	244	107	137	56.00	31.3	7467	2893	2092	724	1369	2093
31-May-14	274	126	148	53.92	31.3	7343	2900	2148	787	1443	2230
1-Jun-14	237	109	128	54.00	31.3	7570	2900	2121	896	1571	2467
2-Jun-14	236	120	116	49.29	31.3	7405	2893	2092	1015	1688	2703
3-Jun-14	213	109	104	48.88	31.3	7322	2893	2113	1124	1792	2916
4-Jun-14	200	103	97	48.71	31.3	7487	2900	2109	1227	1889	3116
5-Jun-14	194	100	94	48.71	31.3	7487	2900	2109	1326	1984	3310
6-Jun-14	203	104	99	48.68	31.3	7508	2975	2110	1431	2082	3513
7-Jun-14	204	105	99	48.42	31.3	7590	3021	2166	1536	2181	3717
8-Jun-14	201	104	97	48.50	31.3	7590	3021	2166	1639	2279	3918
10-Jun-14	194	100	94	48.50	31.3	7632	3036	2165	1739	2373	4112
11-Jun-14	184	97	87	47.23	31.3	7574	3010	2167	1736	2366	4102
Arena T Superior / Jet Pump 11-K											
DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
22-Jun-14	192	28	164	85.38	31	6160	2850	2233	13	91	104
23-Jun-14	157	78	79	50.29	31	7466	2871	2131	91	170	261
24-Jun-14	128	55	73	57.38	31.4	7425	2850	2080	146	243	389
25-Jun-14	117	57	60	51.25	31.1	7343	2803	2129	203	303	506
26-Jun-14	112	56	56	50.00	31.1	7315	2809	2065	259	359	618
Arena T Inferior: Jet Pump 11-J											
DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
6-Jul-14	374	78	296	79.17	31.3	6188	2823	2301	1406	2279	3685
7-Jul-14	308	83	225	73.08	31.3	6215	2822	2301	1408	2201	3609
9-Jul-14	266	117	149	55.99	32.5	6518	2820	2290			
10-Jul-14	248	106	142	57.07	32.5	6518	2820	2267			
11-Jul-14	244	103	141	57.59	32.5	6518	2820	2273			
12-Jul-14	244	102	142	58.00	32.5	6600	2820	2280			
13-Jul-14	226	86	140	62.14	32.5	6655	2820	2278			
15-Jul-14	206	71	135	65.69	32.3	6655	2820	2284			
16-Jul-14	218	77	141	64.86	32.3	6683	2820	2246			
17-Jul-14	212	74	138	65.27	32.3	6848	2820	2244			
18-Jul-14	201	64	137	68.32	32.3	6724	2820	2265			
19-Jul-14	221	57	163	74.04	32.5	6600	2820	2238			
20-Jul-14	199	55	144	72.50	32.4	6600	2820	2239			
21-Jul-14	185	51	134	72.57	32.4	6765	2820	2234			
22-Jul-14	179	46	133	74.43	32.4	6765	2820	2227			
23-Jul-14	192	41	151	78.75	32.4	5798	2820	2227			
24-Jul-14	189	39	150	79.48	32.4	6683	2820	2244			
25-Jul-14	144	32	112	77.80	31.3	5693	2820	2246	1433	2372	3805

2.3.3.2 Completación del POZO GAYAR NORTE 2

W.O.# 1

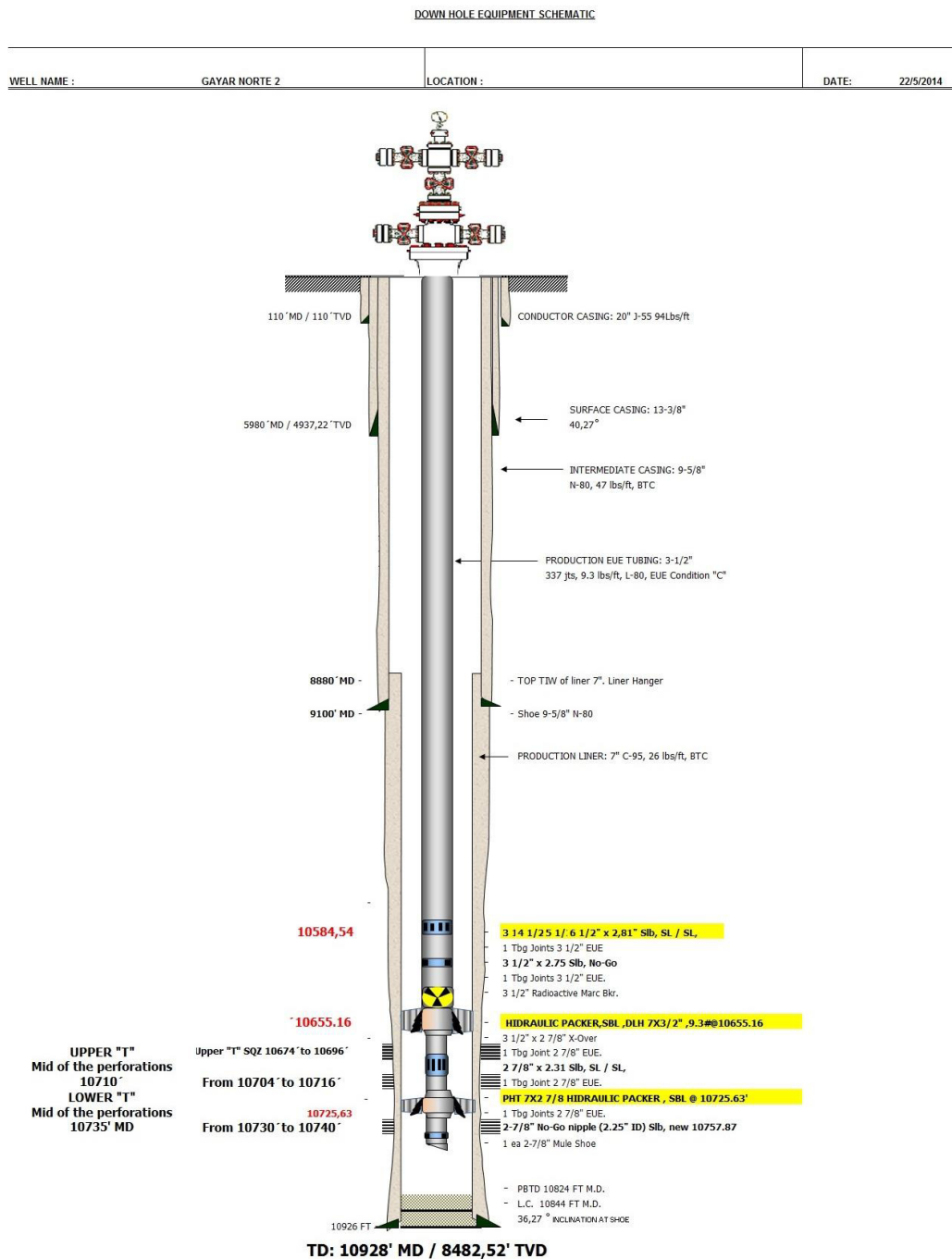


Figura 2.6 Completación Pozo Gayar Norte 2

2.3.4 Pozo Gayar Sur 1

El pozo GAYAR Sur – 1 fue perforado del 16 de septiembre al 15 de diciembre del 2013, como un pozo exploratorio. El prospecto es considerado como una trampa mixta con potencial en los yacimientos Napo “T” Inferior y Napo “T” Superior.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 11489' MD / 8217,89' TVD y se trata de un pozo direccional con Máxima Desviación de 56.558° @ 6278' MD / 4952.29' TVD

La completación actual se la realizó del 10 al 18 de febrero del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 18 de febrero del 2014 mediante un sistema de bombeo Jet Pump 11 - K. El pozo fue completado en el yacimiento Napo “U” Inferior y se punzonó el intervalo 10890' – 10930' MD.

2.3.4.1 Características del POZO GAYAR SUR 1

Tabla XIX Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar Sur 1 En La Arena Napo “U” Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo GAYAR SUR 1 Arena Napo “U” Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
GAYAR SUR 1	25,0	21,9	25,1

Tabla XX Evaluación De Producción Del Pozo Gayar Sur 1 en la Arena Napo "U" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo GAYAR SUR 1 Arena Napo "U" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	728
Tasa de agua, BAPD (promedio)	5
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	733
BSW, %	0,7
°API @ 60°F	20,0
Factor Volumétrico. B _o	1,168
Temperatura, °F	204
Presión del Yacimiento, psi	3081
Permeabilidad, md	454
Daño de Formación	2,4
Salinidad, ppm ClNa	16652

Tabla XXI Pruebas de Producción del Pozo GAYAR SUR 1 en la Arena Napo "U" INFERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
WO#1: Sand: Lower U											
18-Feb-14	653	1	652	99.81	-	17545	2400	1752	1	244	245
19-Feb-14	545	270	275	50.33	-	18567	2410	1604	270	520	790
20-Feb-14	652	442	210	32.37	-	18660	2400	1598	712	730	1442
21-Feb-14	670	495	175	26.27	19.5	16752	2404	1612	1207	905	2112
22-Feb-14	619	527	92	14.78	19.5	17982	2404	1643	1734	997	2731
23-Feb-14	652	583	69	10.60	19.2	17212	2400	1654	2316	1067	3383
24-Feb-14	690	641	49	7.08	19.2	17358	2400	1760	2958	1115	4073
27-Feb-14	739	710	30	4.00	19.2	17078	2400	1776	3549	1140	4689
4-Mar-14	730	702	28	3.80	19.2	16748	2400	1776	4251	1168	5419
5-Mar-14	733	705	28	3.80	19.2	16871	2400	1776	4957	1195	6152
6-Mar-14	732	709	23	3.21	19.2	17078	2400	1776	5665	1219	6884
7-Mar-14	740	718	22	3.00	19.2	16995	2400	1776	6383	1241	7624
20-Mar-14	750	740	10	1.38	20.6	16659	2400	1783	5715	1196	6911
21-Mar-14	766	758	8	1.08	20.6	16656	2400	1798	6473	1204	7677
22-Mar-14	746	738	7	1.00	20.6	16652	2400	1754	6873	1208	8081
23-Mar-14	723	716	7	1.00	20.7	16652	2400	1752	7589	1215	8804
24-Mar-14	733	728	5	0.69	20.0	16652	2404	1752	8316	1221	9537
Change Zone to Upper U Sand											
1-Apr-14	102	3	100	96.80	19.5	16363	2893	2109	2	62	64
2-Apr-14	96	43	54	55.50	19.8	12891	3000	2122	44	116	160
3-Apr-14	91	84	6	7.00	19.8	12334	3000	2075	76	118	194
Change Zone to Lower U Sand											
8-Apr-14	822	773	49	6.00	20.1	13530	2446	1740	8703	1245	9948
9-Apr-14	848	814	34	4.00	20.1	13530	2400	1751	9110	1262	10372
10-Apr-14	841	820	21	2.54	20.1	13283	2400	1752	9930	1284	11213
17-Apr-14	837	826	11	1.30	20.1	13283	2450	1773	10756	1294	12050
18-Apr-14	846	839	7	0.80	20.1	13324	2450	1773	11594	1301	12896
19-Apr-14	863	859	4	0.50	19.9	13283	2455	1771	12453	1305	13759
26-Apr-14	920	918	2	0.20	19.9	13283	2450	1764	13371	1307	14678
27-Apr-14	918	916	2	0.20	19.8	13283	2450	1776	14287	1309	15596
1-May-14	926	924	2	0.20	19.8	13283	2450	1776	15211	1311	16522
2-May-14	904	902	2	0.20	19.8	13283	2450	1775	16113	1313	17426
6-May-14	905	903	2	0.20	19.8	13283	2450	1776	17017	1315	18331
7-May-14	902	900	2	0.20	19.8	13283	2450	1768	17917	1316	19233
22-May-14	891	889	2	0.20	19.8	13283	2550	1672	18806	1318	20124
23-May-14	866	864	2	0.20	19.8	13187	2550	1678	19670	1320	20990
29-May-14	844	842	2	0.20	19.8	13283	2550	1685	20513	1322	21834
3-Jun-14	870	868	2	0.20	19.8	13283	2550	1752	21381	1323	22704

2.3.4.2 Completación del POZO GAYAR SUR 1

W.O.# 1

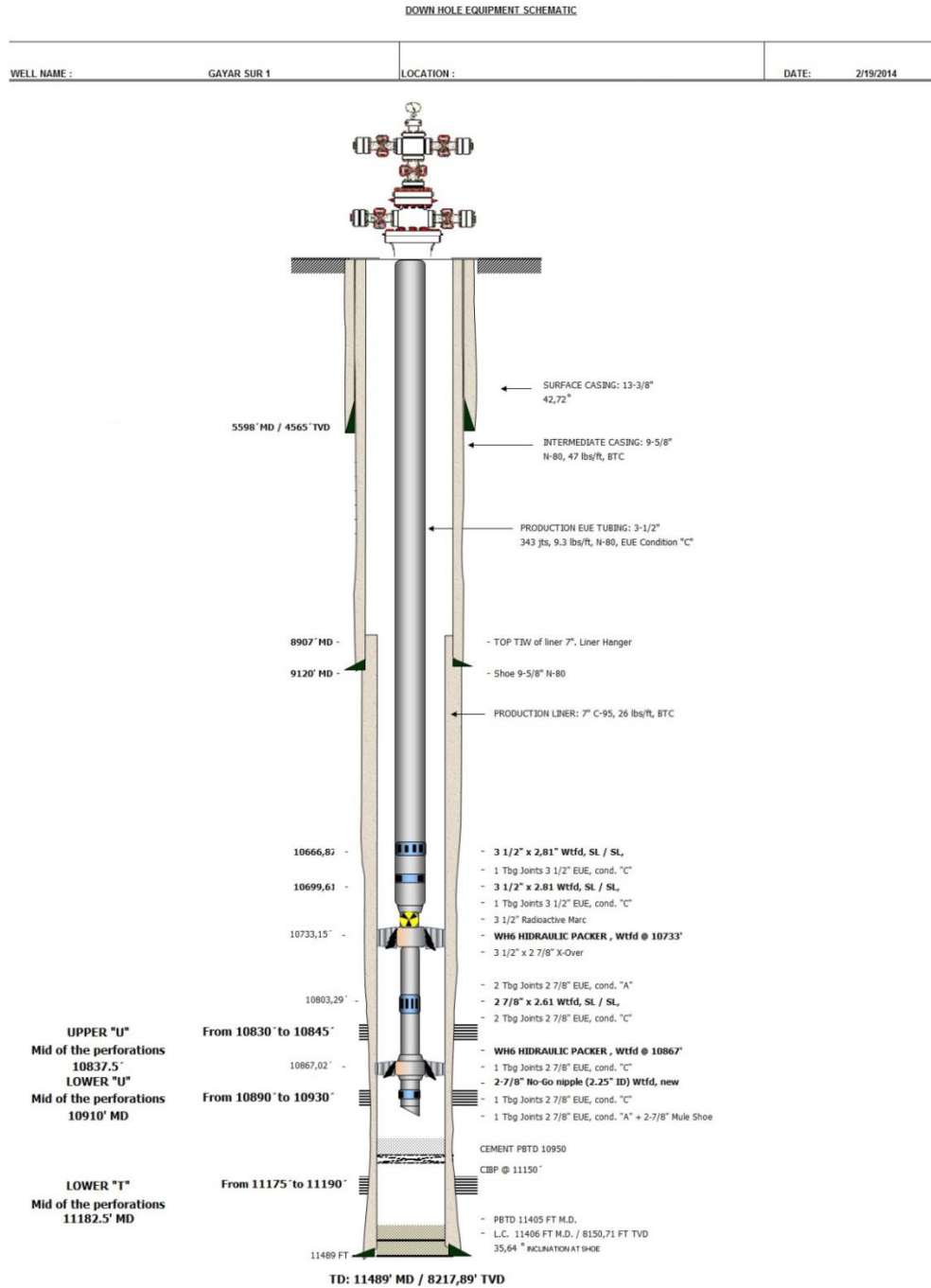


Figura 2.7 Completación Pozo Gayar Sur 1

2.3.5 Pozo Gayar Sur 3

El pozo GAYAR Sur 3 fue perforado del 15 de diciembre del 2013 al 14 de enero del 2014, como un pozo de avanzada. El prospecto es considerado como una trampa mixta con potencial en los yacimientos Napo "M-1", Napo "U" Superior, Napo "U" Superior, Napo "T" Superior y Napo "T" Superior.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 10942' MD / 8166' TVD y se trata de un pozo direccional con Máxima Desviación de 52,05° @ 6091' MD / 4879' TVD

La primera completación se la realizó del 1 al 8 de febrero del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 8 de febrero del 2014 mediante un sistema de bomba Jet 11 - K. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "T" Inferior y se punzonó el intervalo 10608' – 10612' MD, fue cambiada a Napo "T" Superior por su baja productividad de crudo y rápidamente obtuvo un alto corte de agua.

La completación actual se la realizó del 2 al 4 de abril del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 5 de abril del 2014 mediante un sistema de bomba Jet 11 - K. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "T" Superior y se punzonó el intervalo 10560' – 10582' MD.

2.3.5.1 Características del POZO GAYAR SUR 3

Tabla XXII Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar Sur 3
En La Arena Napo "T" Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo GAYAR SUR 3 Arena Napo "T" Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
GAYAR SUR 1	18,0	24,8	32,4

Tabla XXIII Evaluación De Producción Del Pozo Gayar Sur 3 en La Arena Napo "T" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo GAYAR SUR 3 Arena Napo "T" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	823
Tasa de agua, BAPD (promedio)	479
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	1302
BSW, %	36,8
°API @ 60°F	24,9
Factor Volumétrico. B _o	1,206
Temperatura, °F	207
Presión del Yacimiento, psi	3215
Permeabilidad, md	158
Daño de Formación	6,2
Salinidad, ppm ClNa	13860

Tabla XXIV Pruebas de Producción del Pozo GAYAR SUR 3 en la Arena NAPO "T" INFERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
I.C: Sand: Lower T											
8-Feb-14	1171	26	1145	97,79	-	14685	2500	1687	12	476	488
9-Feb-14	1150	719	431	37,54	25,0	14021	2500	1698	610	836	1446
10-Feb-14	1302	823	479	36,78	25,0	13860	2500	1680	747	916	1663
11-Feb-14	1259	637	622	49,43	25,0	12265	2500	1680	1383	1539	2922
12-Feb-14	1297	549	748	57,65	25,0	11880	2500	1699	1932	2287	4219
13-Feb-14	1281	459	822	64,14	25,0	10767	2500	1704	2391	3109	5499
14-Feb-14	1046	342	705	67,31	25,0	9776	2056	1580	2733	3813	6546
15-Feb-14	1041	303	738	70,90	25,0	9130	2000	1577	3035	4552	7587
16-Feb-14	1033	286	747	72,30	25,0	8855	2000	1575	3322	5299	8620
17-Feb-14	1039	276	763	73,41	25,0	8470	2000	1618	3598	6061	9659
18-Feb-14	1048	283	765	73,02	25,0	7982	2000	1632	3751	6476	10227
25-Feb-14	1106	246	861	77,81	25,0	5487	2000	1568	3955	7193	11149
26-Feb-14	1104	234	870	78,75	25,0	5569	2000	1560	4190	8063	12253
28-Feb-14	1108	221	887	80,07	25,0	5487	2000	1573	4410	8950	13361
1-Mar-14	1105	215	890	80,53	25,0	5445	2000	1584	4626	9840	14466
2-Mar-14	1113	210	903	81,12	25,0	5404	2000	1576	4836	10743	15579
3-Mar-14	1109	201	908	81,91	25,0	5487	2000	1560	5003	11500	16503
28-Mar-14	927	144	783	84,50	24,9	15455	2050	1543	144	783	927
30-Mar-14	952	136	816	85,67	24,9	17490	2050	1544	195	1089	1284

Tabla XXV Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar Sur 3 En La Arena Napo "T" Superior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo GAYAR SUR 3 Arena Napo "T" Superior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
GAYAR SUR 3	18,0	20,1	28,5

Tabla XXVI Evaluación De Producción Del Pozo Gayar Sur 3 En La Arena Napo "T" Superior

Evaluación de Producción del Pozo GAYAR SUR 3 Arena Napo "T" Superior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	253
Tasa de agua, BAPD (promedio)	135
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	388
BSW, %	34,8
°API @ 60°F	24,2
Factor Volumétrico. B _o	1,15
Temperatura, °F	207
Presión del Yacimiento, psi	3156
Permeabilidad, md	129
Daño de Formación	10,1

Tabla XXVII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR SUR 3 en la ARENA NAPO "T" SUPERIOR

Date	BFPD	BOPD	BWPD	BS&W	Gas	API	Salinity	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp
5-Apr-14	291	11	280	96,22	0,01	24,0	15180	0	32	2942	210	0	0
6-Apr-14	326	171	155	47,55	0,23	24,0	15675	0	32	3000	210	0	0
8-Apr-14	350	241	109	31,14	0,32	24,2	13118	0	32	3000	210	0	0
9-Apr-14	315	221	94	29,84	0,29	24,2	13860	0	32	3000	210	0	0
11-Apr-14	315	245	70	22,22	0,32	24,2	14025	0	32	3050	210	0	0
13-Apr-14	331	235	96	29,00	0,31	24,2	12004	0	32	3050	210	0	0
14-Apr-14	334	238	96	28,74	0,30	24,2	8539	0	32	3050	210	0	0
15-Apr-14	368	241	127	34,51	0,31	24,2	10230	0	32	3050	210	0	0
23-Apr-14	393	216	177	45,00	0,28	24,2	9653	0	32	3000	0	0	0
24-Apr-14	373	221	152	40,80	0,29	24,2	9653	0	32	3000	0	0	0
25-Apr-14	408	249	159	39,00	0,32	24,2	11055	0	32	3000	0	0	0
3-May-14	426	256	170	39,80	0,32	24,2	10340	0	32	3050	0	0	0
4-May-14	427	255	172	40,20	0,32	24,2	10808	0	32	3050	0	0	0
5-May-14	414	251	163	39,30	0,32	24,2	10725	0	32	3050	0	0	0
13-May-14	441	258	183	41,60	0,33	24,2	8931	0	32	3050	0	0	0
14-May-14	442	252	190	42,90	0,33	24,2	9084	0	32	3050	0	0	0
15-May-14	423	225	198	46,80	0,29	24,2	9558	0	32	3050	0	0	0
16-May-14	449	242	207	46,10	0,31	24,2	9565	0	32	3050	0	0	0
24-May-14	457	249	208	45,50	0,32	24,2	9353	0	32	3050	0	0	0
26-May-14	452	240	212	46,80	0,31	24,2	9477	0	32	3050	0	0	0
3-Jun-14	376	203	173	46,00	0,28	24,2	9735	0	32	3050	0	0	0
9-Jun-14	424	234	190	44,90	0,30	24,2	9818	0	32	3000	0	0	0
12-Jun-14	456	208	248	54,30	0,27	24,2	9175	0	32	3000	0	0	0
16-Jun-14	424	226	198	46,70	0,29	24,2	9000	0	32	3050	0	0	0
21-Jun-14	437	248	189	43,30	0,32	24,2	8415	0	32	3050	0	0	0
3-Jul-14	432	248	184	42,60	0,34	24,2	8581	0	32	3050	0	0	0
10-Jul-14	437	242	195	44,70	0,31	24,2	8085	0	32	3050	0	0	0
15-Jul-14	422	248	174	41,20	0,32	24,2	9488	0	32	3050	0	0	0
19-Jul-14	393	229	164	41,80	0,30	24,2	8800	0	32	3050	0	0	0

2.3.5.2 Completación del POZO GAYAR SUR 3

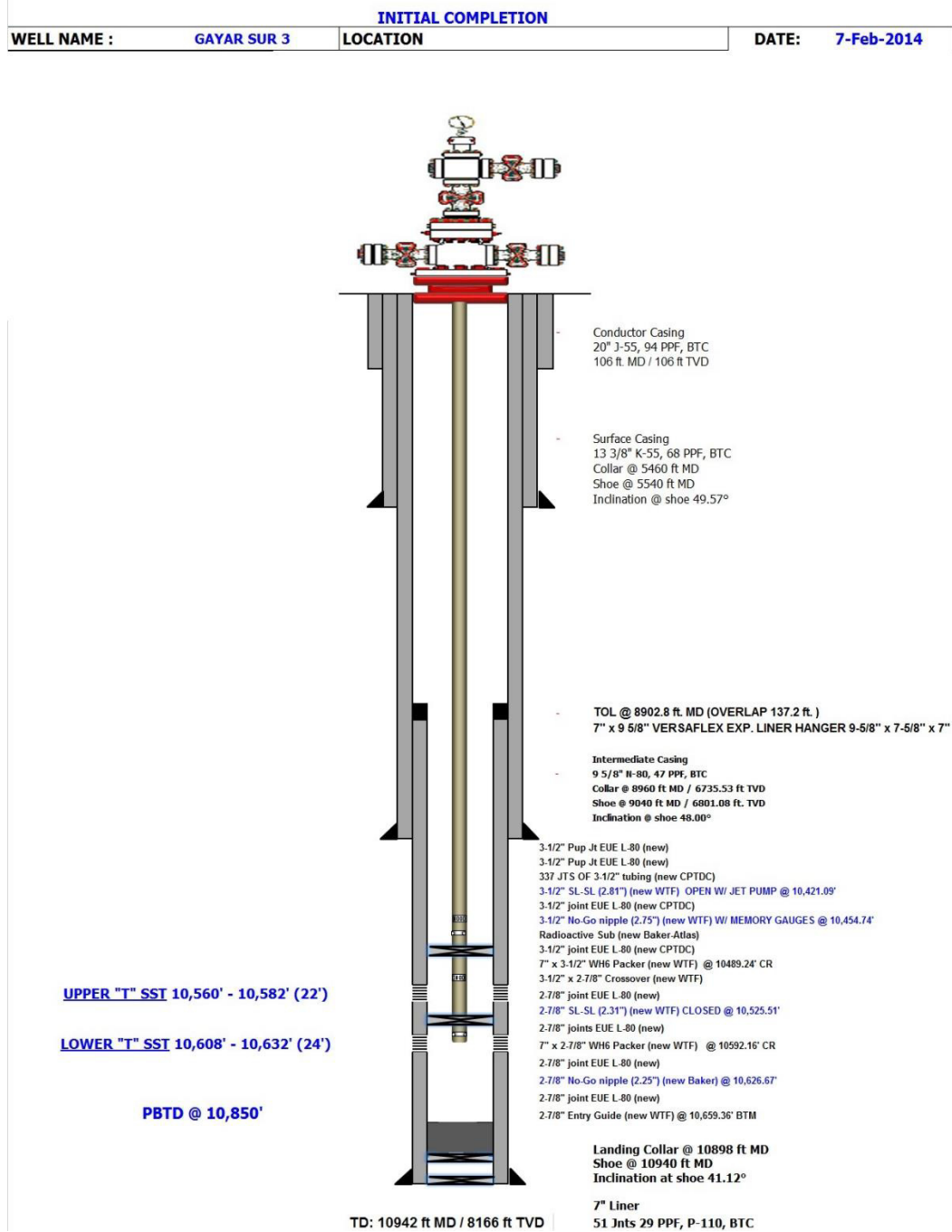


Figura 2.8 Completación Pozo Gayar Sur 3

2.3.6 Pozo Gayar 36

El pozo GAYAR 36 fue perforado del 25 de abril al 8 de mayo del 2012, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "U" Inferior como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 9152' MD / 8090' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 34,02° @ 5654' MD / 5038' TVD.

La completación actual se la realizó del 26 de Febrero al 9 de Marzo del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 9 de enero del 2014 mediante un sistema de bombeo SN 2600 / 106 etapas/ 188 HP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "U" Inferior y se punzonó los intervalos 8762' – 8768' MD y 8770' – 8778' MD.

2.3.6.1 Características del POZO GAYAR 36

Tabla XXVIII Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar 36 en La Arena Napo "U" Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo GAYAR 36 Arena Napo "U" Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
GAYAR 36	22,50	23,2	22,0

Tabla XXIX Evaluación De Producción Del Pozo Gayar 36 En La Arena Napo "U" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo GAYAR 36 Arena Napo "U" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	564
Tasa de agua, BAPD (promedio)	1044
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	1608
BSW, %	64,9
°API @ 60°F	19,9
Factor Volumétrico. B _o	1,168
Temperatura, °F	210
Presión del Yacimiento, psi	3018
Permeabilidad, md	302,5
Daño de Formación	-2,03
Salinidad, ppm ClNa	16995

Tabla XXX Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 36 en la Arena Napo "U" INFERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
19-Aug-12	331	105	226	68,41	27,6	12293	876	58	132	331	463
20-Aug-12	331	101	230	68,14	27,6	12732	873	58	233	561	794
21-Aug-12	320	97	223	69,96	27,6	12678	869	58	314	747	1061
WO#1 ESP Change											
6-Apr-13	518	0	518	100,00	-	16384	1590	45	0	518	518
7-Apr-13	303	0	303	100,00	-	14217	655	43	0	746	746
8-Apr-13	169	0	169	100,00	-	13216	520	44	0	915	915
9-Apr-13	161	0	161	100,00	-	12430	434	45	0	1076	1076
10-Apr-13	42	0	42	100,00	-	12870	376	47	0	1105	1105
21-Apr-13	355	0	355	100,00	-	12832	1397	44	0	1209	1209
23-Apr-13	358	0	358	100,00	-	14569	1506	48	0	1328	1328
8-May-13	492	0	492	100,00	-	14250	2103	50	0	1820	1820
WO#2 Change Zone: From Upper T to Lower U Sand											
9-Mar-14	1905	293	1612	84,56	19,9	16934	2247	50	207	1222	1429
10-Mar-14	2527	377	2150	85,05	19,9	15407	2336	50	580	3376	3956
11-Mar-14	2683	238	2445	91,10	19,5	13076	2371	50	818	5821	6639
12-Mar-14	2726	193	2533	92,91	19,5	12952	2400	50	1011	8354	9365
13-Mar-14	2737	169	2568	93,83	19,5	11570	2415	50	1180	10922	12102
14-Mar-14	2746	160	2586	94,20	19,5	11261	2425	50	1273	12431	13704
15-Mar-14	2747	115	2632	95,80	19,5	12289	2435	50	1387	15064	16451
21-Mar-14	2735	87	2648	96,83	19,5	13117	2496	50	1474	17712	19186
22-Mar-14	2710	96	2614	96,46	19,5	12787	2470	50	1570	20326	21896
23-Mar-14	2727	104	2623	96,25	19,5	12582	2468	50	1674	22949	24623
31-Mar-14	2725	97	2629	96,45	19,1	12623	2474	50	1754	25140	26894
8-Apr-14	2766	73	2693	97,35	19,1	11963	2478	50	1791	26486	28277

2.3.6.2

Completación del POZO GAYAR 36

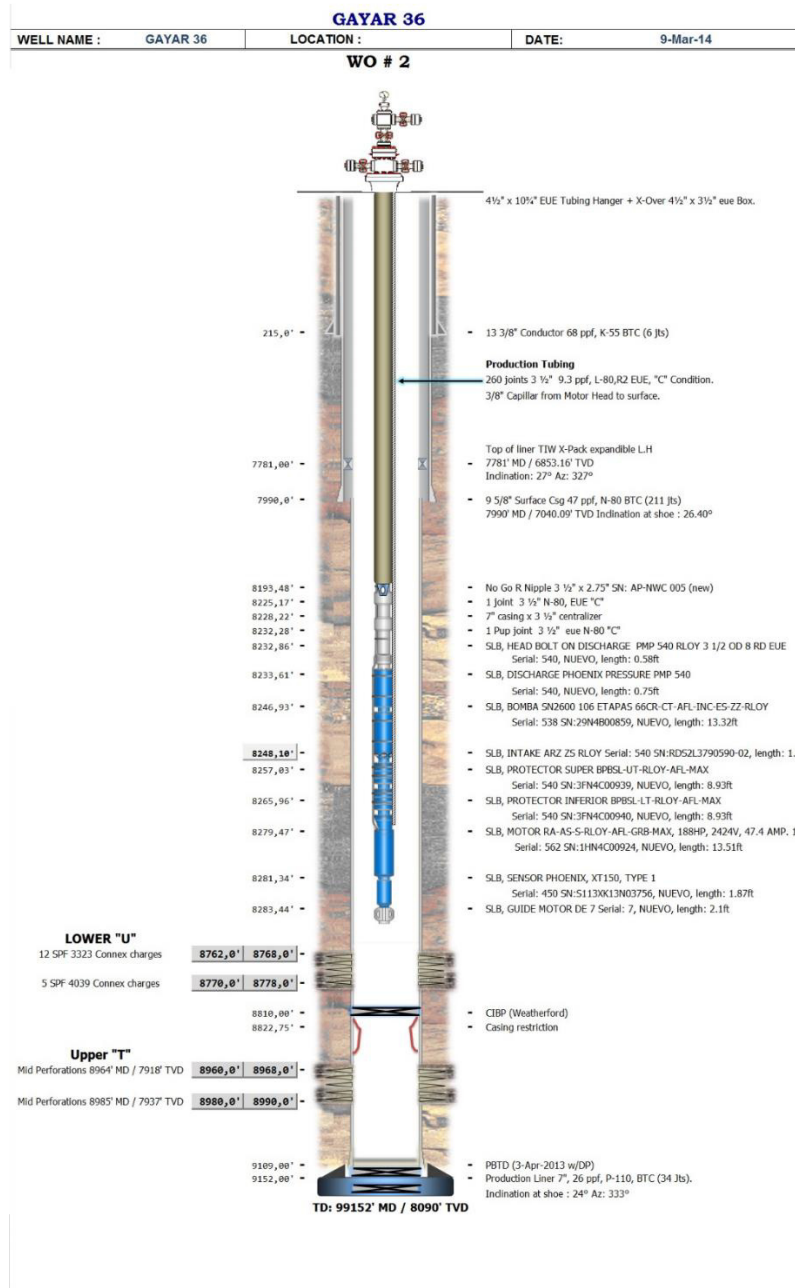


Figura 2.9 Completación Pozo Gayar 36

2.3.7 Pozo Gayar 42

El pozo GAYAR 42 fue perforado del 8 de agosto al 9 de septiembre del 2014, como un pozo de desarrollo. El prospecto es considerado como una trampa mixta con potencial en los yacimientos Napo "U" Inferior y Napo "T" Superior.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 10864 ft MD / 8092 ft TVD y se trata de un pozo direccional Máxima Desviación de 53,65° @ 8118' MD / 6252' TVD

La completación actual se la realizó del 29 de julio al 8 de agosto del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 8 de agosto del 2014 mediante un sistema de bomba electro sumergible Centrilift P-18/268 etapas. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "U" Inferior, cuyos punzados fueron 10254'- 10281' MD.

2.3.7.1 Características del POZO GAYAR 42

Tabla XXXI Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Gayar 42
En La Arena Napo "U" Inferior

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo GAYAR 42 Arena Napo "U" Inferior			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
GAYAR 42	24,00	16,9	33,6

Tabla XXXII Evaluación De Producción Del Pozo Gayar 42 En La Arena Napo "U" Inferior

Evaluación de Producción del Pozo GAYAR 42 Arena Napo "U" Inferior	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	214
Tasa de agua, BAPD (promedio)	2
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	216
BSW, %	1,0
°API @ 60°F	20,3
Factor Volumétrico. B _o	1,168
Temperatura, °F	212
Presión del Yacimiento, psi	3516
Permeabilidad, md	100
Daño de Formación	10,0
Salinidad, ppm ClNa	16954

Tabla XXXIII Pruebas de Producción del Pozo GAYAR 42 en la Arena Napo "U" INFERIOR

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
Initial Completion- Lower U Sand.											
8-Aug-14	375	0	375	100,00	-	16088	2094	43	0	125	125
9-Aug-14	412	115	298	72,00	-	15560	935	56	105	398	503
12-Aug-14	647	303	344	53,17	19,84	16830	1007	55	312	676	988
13-Aug-14	244	214	30	12,13	20,32	16748	625	55	526	706	1232
14-Aug-14	252	234	18	7,33	20,32	16830	653	55	760	724	1484
15-Aug-14	253	240	13	5,33	20,32	16954	655	55	999	738	1737
16-Aug-14	275	261	14	5,00	20,32	16913	662	55	1239	750	1989
24-Aug-14	234	230	4	1,60	20,32	16954	675	55	1315	752	2067
1-Sep-14	219	217	2	1,00	20,30	16954	715	55	1532	754	2286

2.3.7.2 Completación del POZO GAYAR 42

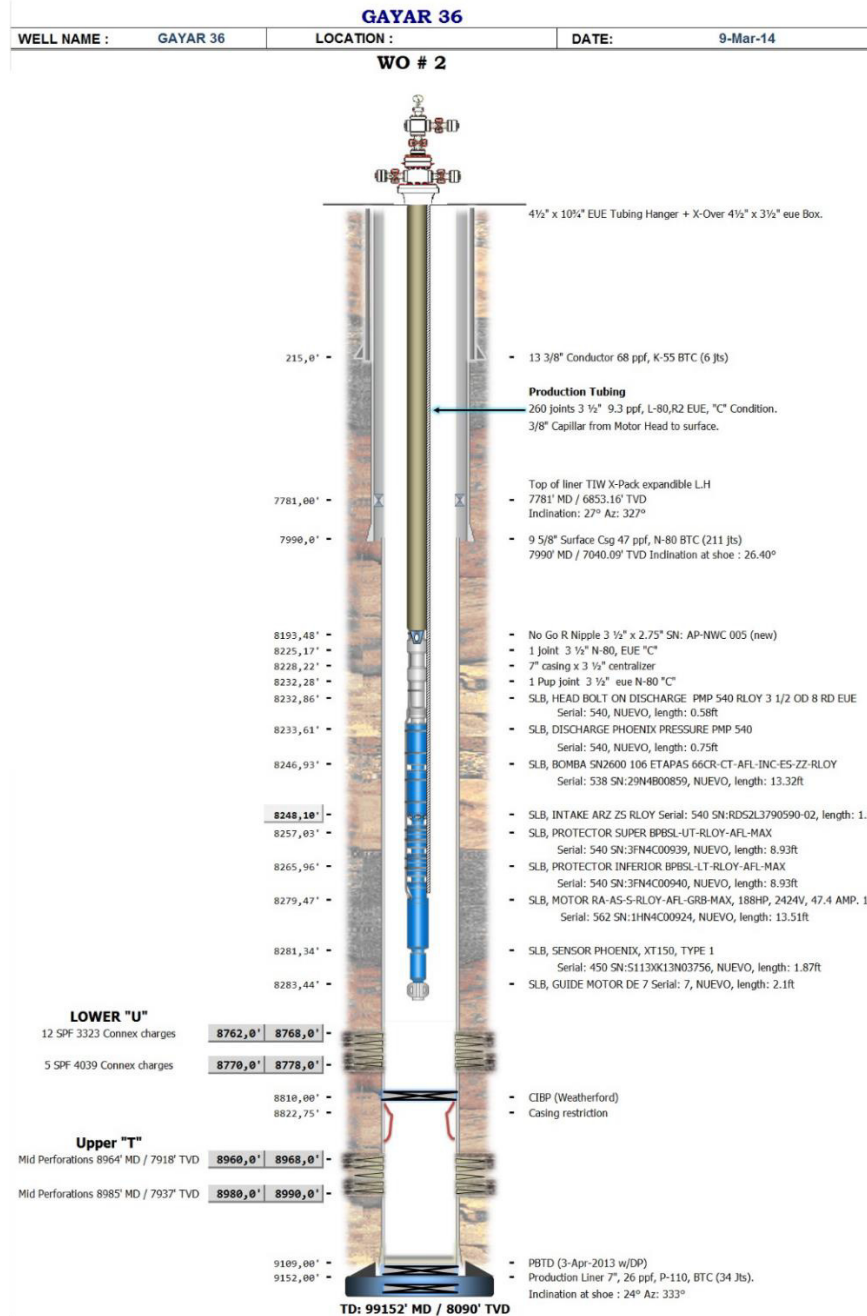


Figura 2.10 Completación Pozo Gayar 42

2.4 Campo Monik

El campo MONIK posee una área aproximada de 36 Km² que se encuentra localizado al Centro dentro del Bloque ESPOL, superior al campo FICT y estructuralmente presenta una combinación de trampas mixtas y al Oeste una falla de tipo normal que tiene sentido de N-S, Falla 1, que mantiene elevado al campo MONIK, y su principal formación productora es la Napo M-1.

El campo MONIK fue descubierto en 1997, con el pozo MONIK-1, desde ese momento se ha perforado y completado tanto pozos direccionales como horizontales.

2.4.1 Campo Monik 38

El pozo MONIK 38 fue perforado como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "M-1" como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 8430' MD/ 7902' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 36,34° @ 2905' MD.

La completación actual en el yacimiento Napo "M-1" se realizó con el taladro de acondicionamiento el 1 de Julio al 7 de Julio del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 10 de Julio del 2014 mediante un

sistema de bombeo Jet Pump 11-K. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "M-1" y se punzonó el intervalo 8251' – 8259' MD.

2.4.1.1 Características del POZO MONIK 38

Debido a la poca información aportada por la empresa, solamente se pudo obtener la prueba de producción, por lo cual se lo descartó en el análisis final.

Tabla XXXIV Pruebas de Producción del Pozo MONIK 38 en la Arena Napo "M-1"

DATE	HOURS	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	Inj. Press	Inj. Q BPD	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
WO#6: Change interval of "M-1" from 8230-8238 & 8264-8272 to 8251-8259												
10-Jul-14	10	562	97	465	82.30	ND	1848	2500	17352	40	194	234
11-Jul-14	24	554	225	329	59.41	22,6	1872	2500	17572	265	523	788
12-Jul-14	24	641	161	480	74.80	22,6	1876	2500	16335	426	1003	1429
14-Jul-14	24	635	152	483	75.89	22,6	1890	2500	16295	577	1487	2064
16-Jul-14	10	706	157	549	77.76	22,6	1940	2500	15840	643	1715	2358
17-Jul-14	24	727	149	578	79.57	22,3	1940	2500	16005	791	2294	3085
19-Jul-14	13	705	80	625	88.65	22,3	1993	2500	15758	835	2632	3467
26-Jul-14	12	702	42	660	93.98	22,3	1887	2500	16088	21	330	351
27-Jul-14	14	646	38	609	94.20	22,3	1889	2500	16260	43	685	728

2.4.1.2 Completación del POZO MONIK 38

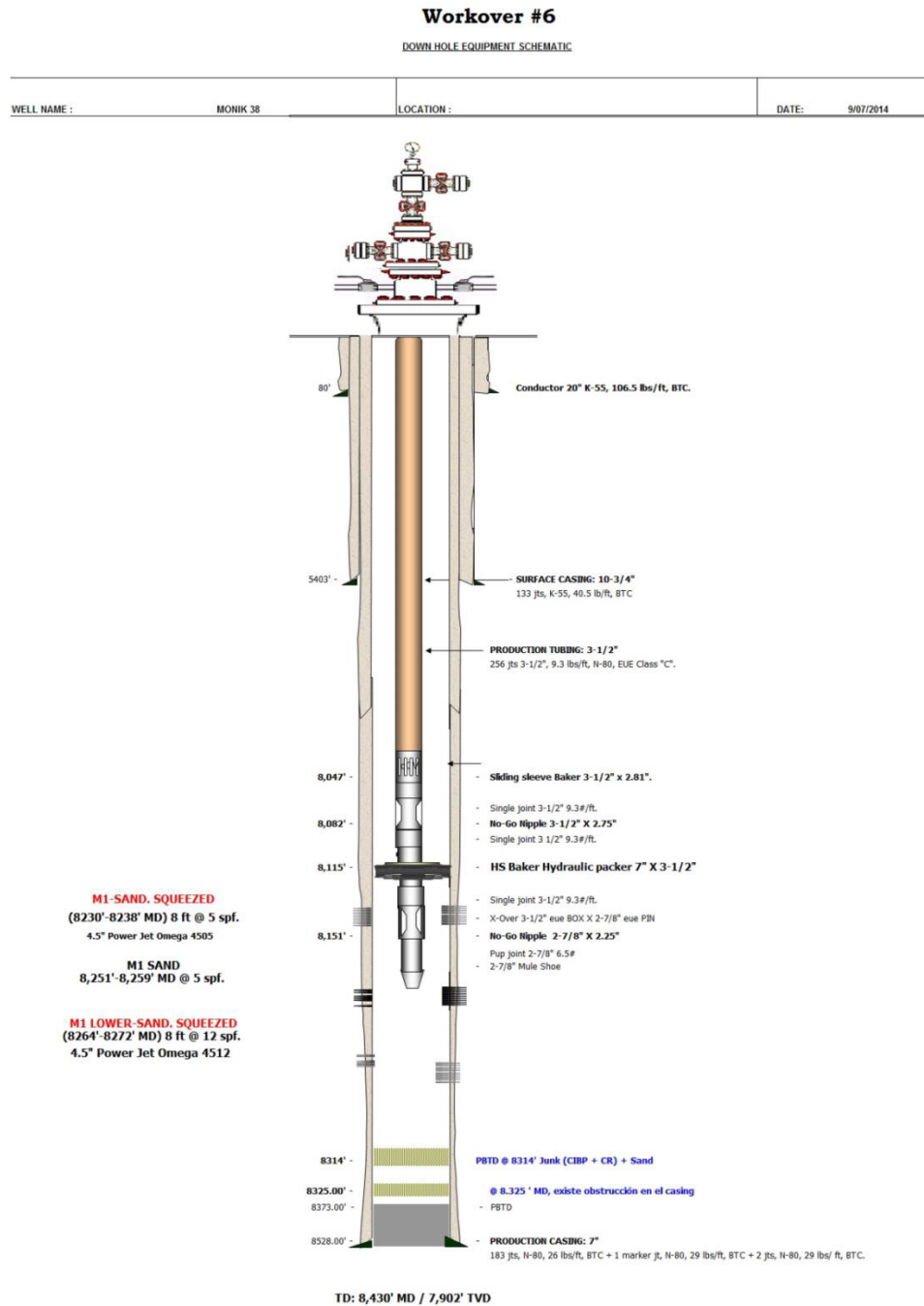


Figura 2.11 Completación Pozo Monik 38

2.5 Campo Carolyne

El campo CAROLYNE posee un área aproximada de 7 Km² que se encuentra localizado al Noroeste dentro del Bloque ESPOL, su principal formación productora es la Napo M-1. El campo CAROLYNE fue descubierto en el 2014, con el pozo CAROLYNE-1 como exploratorio.

2.5.1 Campo Carolyne 1

El pozo GIAL 1 fue perforado del 18 de marzo al 03 de mayo del 2014, como un pozo exploratorio con el yacimiento Napo “M-1” como objetivo principal. Como objetivos secundarios se La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 11800' MD / 9469' TVD y se trata de un pozo direccional con máxima desviación de 44,72° a 6313' MD/ 5287' TVD.

La completación actual se la realizó del 22 de junio al 1 de julio del 2014 y entró en evaluación de producción desde el día 3 de julio del 2014 mediante un sistema de bombeo ESP D1050N / 378 etapas / 525 HP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo “M-1” en el intervalo 10135' – 10150' MD.

2.5.1.1 Características del Pozo Carolyne 1

Tabla XXXV Propiedades Petrofísicas Promedio Del Pozo Carolyne 1 en la Arena Napo "M-1"

Propiedades petrofísicas promedio del Pozo CAROLYNE 1 Arena Napo "M-1"			
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)
CAROLYNE 1	15,00	27,00	30,0

Tabla XXXVI Evaluación de Producción del Pozo Carolyne 1 En La Arena Napo "M-1"

Evaluación de Producción del Pozo Carolyne 1 Arena Napo "M-1"	
Tasa de petróleo, BPPD (promedio)	1065
Tasa de agua, BAPD (promedio)	12
Tasa de fluido, BFPD (promedio)	1077
BSW, %	1,1
°API @ 60°F	23,8
Factor Volumétrico. B _o	1,128
Temperatura, °F	210
Presión del Yacimiento, psi	2949
Permeabilidad, md	4550
Daño de Formación	1,82
Salinidad, ppm ClNa	14603

Tabla XXXVII Pruebas de Producción del Pozo CAROLYNE 1 en la Arena Napo "M-1"

DATE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API	SALINITY	BHP	HZ	ACCUMULATED OIL	ACCUMULATED WATER	ACCUMULATED TOTAL
3-Jul-14	1291	131	1160	89.80	23.4	17683	2282	45	55	483	538
6-Jul-14	1043	614	429	40.58	23.2	14149	2311	40	490	787	1277
7-Jul-14	1065	1029	36	3.38	23.5	14458	2308	40	1518	824	2342
8-Jul-14	1076	1062	14	1.32	23.5	14555	2307	40	2580	838	3418
9-Jul-14	1077	1065	12	1.08	23.8	14603	2310	40	3645	850	4495
10-Jul-14	1080	1070	10	0.97	23.5	NR	2308	40	4715	860	5575
11-Jul-14	1083	1072	11	1.00	23.5	NR	2306	40	5787	871	6658
12-Jul-14	1076	1022	54	4.98	23.5	40260	2306	40	6809	925	7734
13-Jul-14	1072	996	76	7.11	23.2	51678	2307	40	7805	1001	8806
14-Jul-14	1073	962	111	10.29	23.2	53212	2311	40	8767	1112	9879
15-Jul-14	1053	916	137	13.00	23.2	52849	2316	40	9683	1249	10932
16-Jul-14	1041	891	150	14.40	23.2	52470	2320	40	10574	1399	11973
17-Jul-14	1027	871	156	15.17	23.3	53102	2323	40	11446	1554	13000
18-Jul-14	1023	846	177	17.23	23.3	53295	2324	40	11728	1613	13341
20-Jul-14	1037	868	168	16.18	23.3	53543	2338	40	12090	1683	13773
21-Jul-14	1034	865	169	16.36	23.3	53213	2330	40	12955	1852	14807
22-Jul-14	1023	852	171	16.76	23.4	53432	2329	40	13806	2024	15830
23-Jul-14	986	758	228	23.18	23.7	53039	2333	40	14564	2252	16816
24-Jul-14	983	746	237	24.10	23.7	54656	2340	40	15310	2489	17799
25-Jul-14	980	743	237	24.22	23.7	54945	2343	40	16053	2726	18779
26-Jul-14	968	721	247	25.55	23.7	54549	2345	40	16774	2973	19747
27-Jul-14	968	717	251	25.98	23.7	55325	2347	40	17491	3224	20715
28-Jul-14	956	686	270	28.23	23.7	53941	2349	40	18177	3494	21671
29-Jul-14	957	678	279	29.10	23.7	54182	2351	40	18855	3773	22628
30-Jul-14	945	659	286	30.28	23.7	54170	2352	40	19514	4059	23573
31-Jul-14	942	643	299	31.76	23.7	53672	2353	40	20157	4358	24515
1-Aug-14	934	627	307	32.90	23.7	53309	2354	40	20784	4665	25449
2-Aug-14	924	607	317	34.39	23.7	53309	2356	40	21390	4983	26373
3-Aug-14	930	605	325	34.93	23.7	53472	2358	40	21996	5307	27303
4-Aug-14	933	590	343	36.75	23.7	53313	2358	40	22586	5650	28236
5-Aug-14	914	580	334	36.57	23.7	53440	2360	40	23166	5984	29150
6-Aug-14	909	566	343	37.75	23.7	53460	2361	40	23732	6327	30059
7-Aug-14	959	572	387	40.39	23.7	53559	2354	40	24304	6715	31018
8-Aug-14	976	578	398	40.80	23.7	53543	2353	40	24881	7113	31994
9-Aug-14	969	568	401	41.39	23.8	53670	2353	40	25449	7514	32963
10-Aug-14	990	549	441	44.58	23.8	53350	2352	40	25998	7955	33953
11-Aug-14	984	537	447	45.43	23.7	53592	2353	40	26535	8402	34937
12-Aug-14	988	538	450	45.53	23.7	53893	2353	40	27073	8852	35925
13-Aug-14	985	538	447	45.35	23.7	53667	2353	40	27611	9299	36910
14-Aug-14	988	528	460	46.60	23.7	53763	2354	40	28139	9759	37898
15-Aug-14	995	517	478	48.09	23.7	53735	2353	40	28656	10237	38893
16-Aug-14	1010	529	481	47.63	23.6	53852	2352	40	29184	10719	39903
17-Aug-14	1010	517	493	48.81	23.6	53852	2352	40	29702	11211	40913
18-Aug-14	1022	506	516	50.49	23.6	53254	2352	40	30207	11728	41935
19-Aug-14	1023	506	517	50.59	23.6	54065	2352	40	30713	12245	42958
20-Aug-14	1024	495	529	51.68	23.6	53874	2353	40	31208	12774	43982
21-Aug-14	1021	486	535	52.40	23.6	53790	2353	40	31430	13020	44450
22-Aug-14	1016	481	535	52.66	23.6	53687	2354	40	31911	13555	45466
23-Aug-14	1017	472	545	53.62	23.6	53625	2353	40	32383	14100	46483
24-Aug-14	1023	465	558	54.59	23.6	53607	2354	40	32848	14658	47506
25-Aug-14	1023	458	565	55.21	23.6	53378	2353	40	33306	15223	48529
26-Aug-14	1031	453	578	56.12	23.6	53501	2353	40	33758	15802	49560
28-Aug-14	1030	442	588	57.10	23.6	53501	2353	40	34200	16390	50590
30-Aug-14	1032	425	607	58.85	23.6	53625	2355	40	34625	16997	51622
1-Sep-14	1031	408	623	60.42	23.6	53988	2355	40	35033	17620	52653

2.5.1.2 Completación del POZO CAROLYNE 1

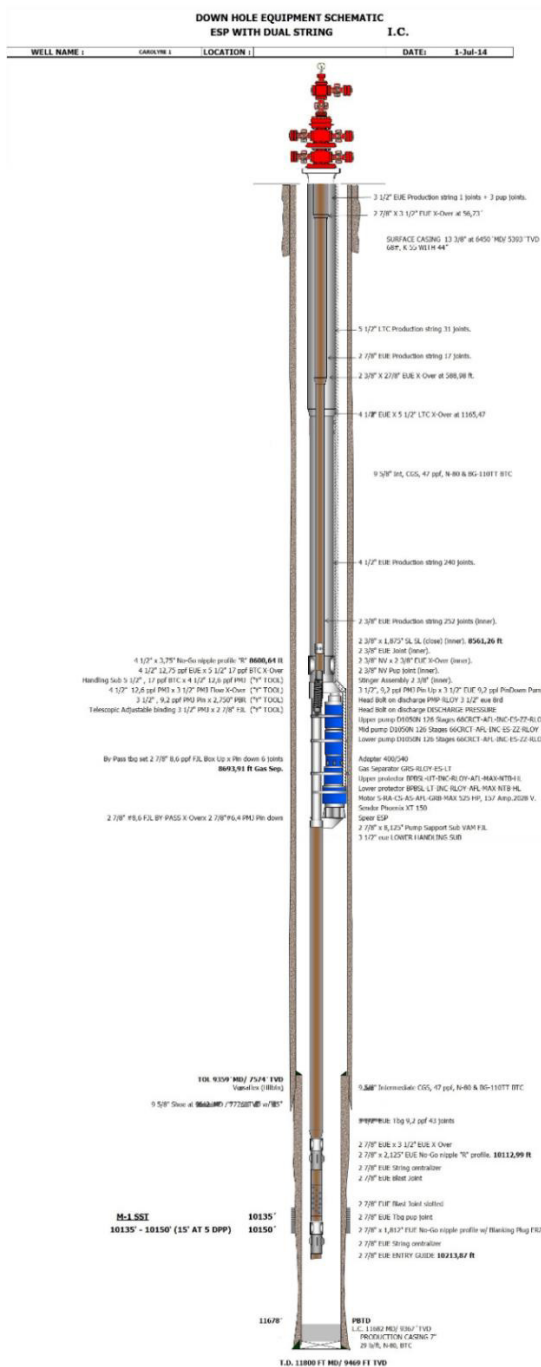


Figura 2.12 Completación Pozo Carolyne 1

CAPÍTULO 3

3 ANÁLISIS DE DATOS Y RESULTADOS

En el siguiente capítulo se describirá el proceso de la simulación realizada de los pozos anteriormente seleccionados, con su respectivo análisis como objetivo para aumentar la producción del pozo modificando el tipo de carga efectuado la convencional Razor y la reactiva Connex™ para realizar el proceso de Cañoneo, para lo cual las simulaciones son realizadas en el simulador iPerf™, software de la empresa GeoDynamics, el cual me permite simular un pozo en el momento de disparo introduciendo datos del reservorio y de los fluidos obtenidos de los Build'Ups y PVTs, además se tomados unos datos del registro de producción de cada pozo, lo cual me ofrecerá una idea sobre lo que ocurrirá realmente, durante y después del proceso de cañoneo.

Inicialmente la tesis quiso ser desarrollada desde el punto de vista de los daño (S), pero debido a la poca existencia de datos y muchas suposiciones

por parte de las empresas, por limitados datos de reservorio y fluido en las zonas de estudio, no se pudo proseguir el análisis usando el daño total de los Build Up's (pruebas de restauración).

En algunos pozos se pudo conseguir un daño, pero no era el deseado, el daño de cañoneo, sino un daño total, pero con el análisis que se realizará a continuación en este capítulo se puede apreciar que el daño de cañoneo, aporta en muy mínimo porcentaje al daño total, eso quiere decir, que si el daño total es muy alto, es debido a daños de formación y daños de penetración parcial altos, y no a daños de cañoneo, ya que la relación de productividad del simulador se acerca mucho al óptimo.

Si la relación de productividad dista mucho del óptimo, se podrá concluir que el daño por cañoneo es alto, eso quiere decir que contribuyo significativamente a ese daño total, lo cual no es el objetivo.

Para comenzar el análisis, supondremos que el pozo como muchos pozos en la cuenca oriente, serán considerados de flujo radial infinito, porque la mayoría de las pruebas son de una duración relativamente corta, los bordes exteriores usualmente no afectan los resultados de la prueba y de que algunos valores colocados en el simulador son estándar para fluidos de pozo y arenas con las que estamos trabajando.

En el capítulo anterior se escribieron los datos que fueron tomados del B'Up, PVT y pruebas de producción, pozo a pozo, todos estos datos serán ingresados en el software iPerf™, para calcular los IP cuando se use cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEX™, pero antes debemos calcular manualmente el IP óptimo con daño igual a 0, el cual será comparado con los anteriores, y con esa relación poder decidir estadísticamente cuál carga es la mejor para efectuar la operación de cañoneo.

3.1 Análisis del Pozo FICT 154

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos de la tabla VII y tabla VIII, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 1474 \text{ psi}$$

$$IP_{real} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{366}{3065 - 1474} = 0,23 \frac{bbl}{día * psi}$$

Ya una vez calculado el IP óptimo del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de las tablas 2.VII y tabla VIII en el simulador iPerf™, para realizar las

simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEX™.

A continuación mostramos una captura de pantalla en el software, en la cual introducimos los valores, para realizar nuestra simulación.

The screenshot shows the 'Lower U' layer configuration in the iPerf software. The interface is divided into two main sections: 'Layer Info' and 'PVT / Permeabilities'. The 'Layer Info' section includes fields for Name (Lower U), Top MD (11,588 ft), Bottom MD (11,608 ft), and Color. The 'PVT / Permeabilities' section includes fields for Oil API (20.00009), Oil Density (STB) (7.79455 lbm/galUS), Water Density (STB) (8.59577 lbm/galUS), Soln GOR (135 scf(60F)/bbl), Reservoir Pressure (3,065 psi), Reservoir Temp (210 degF), Relative Gas Gravity (0.7), Water Saturation (0.05), Overburden Gradient (1 psi/ft), Porosity (Fraction) (0.14), UCS (7,500 psi), Permeability (260.0 mD), Water Salinity (14,935 ppm), and Overwrite Bubble Point Pressure (510 psi). The 'Overwrite Bubble Point Pressure' checkbox is checked. At the bottom, there are buttons for '+ Add', 'Remove', 'Apply', 'Cancel', and 'Duplicate Layer'.

Figura 3.1 Ingreso de Datos Software iPerf™

Fuente: Giancarlo Artieda

En el gráfico 3.1 podemos observar la ventana donde se introducen datos en el software, donde podemos observar que consta:

- El nombre de la arena, dada en la tabla VIII
- Las profundidades, dadas en la *tabla VIII*
- Radio de drenaje, se colocó 1000 pies por lo que se supuso que tiene flujo radial infinito.
- Tasa de permeabilidad, que es la relación de permeabilidad vertical para la permeabilidad horizontal, como no fueron dadas se supuso un valor de 0,1, en nuestro medio suelen estar alrededor de 0,1 y 0,15.
- Radio de daño, se colocó 30,25 pulgadas por lo que se supuso que tiene flujo radial infinito.
- Espesor de daño, dados en pulgadas, este valor suele ser dado por registros de resistividad.
- Daño (K_d_{frac}), es la relación que nos indica el daño de formación.
- Daño de la zona compactada (K_c_{frac}), es la relación que nos da el daño por cañoneo, es un valor estándar en el caso de razor donde no hay limpieza de orificios se coloca 0.05 y en el caso de connex™ se

coloca 1, que quiere decir perforación limpia por la reacción exotérmica que limpia al túnel.

- Grado API, dado en la *tabla VIII*.
- Densidad del crudo, calculado a partir del grado API, calculado por el programa en libras masa sobre galones.
- Densidad del agua en libra masa sobre galones, en esta unidad es 8,59577 lbm/galUS.
- GOR, relación gas-petróleo en la *tabla VIII*.
- Presión del reservorio, dada en la *tabla VIII*.
- Temperatura del reservorio, dada en la *tabla VIII*.
- Saturación de agua, dada en la *tabla VIII*.
- UCS, es la resistencia de la compresión de la roca, depende de la arena a la cual estemos cañoneando, influye significativamente en la penetración.
- Permeabilidad, dada en la *tabla VIII*.

- Salinidad del agua, dada en la *tabla VIII*.

Después de la ingresar estos datos antes mencionados, se debe seleccionar que tipo de carga será la usada en la opción escenario donde se puede modificar a RAZOR ó CONNEX™.

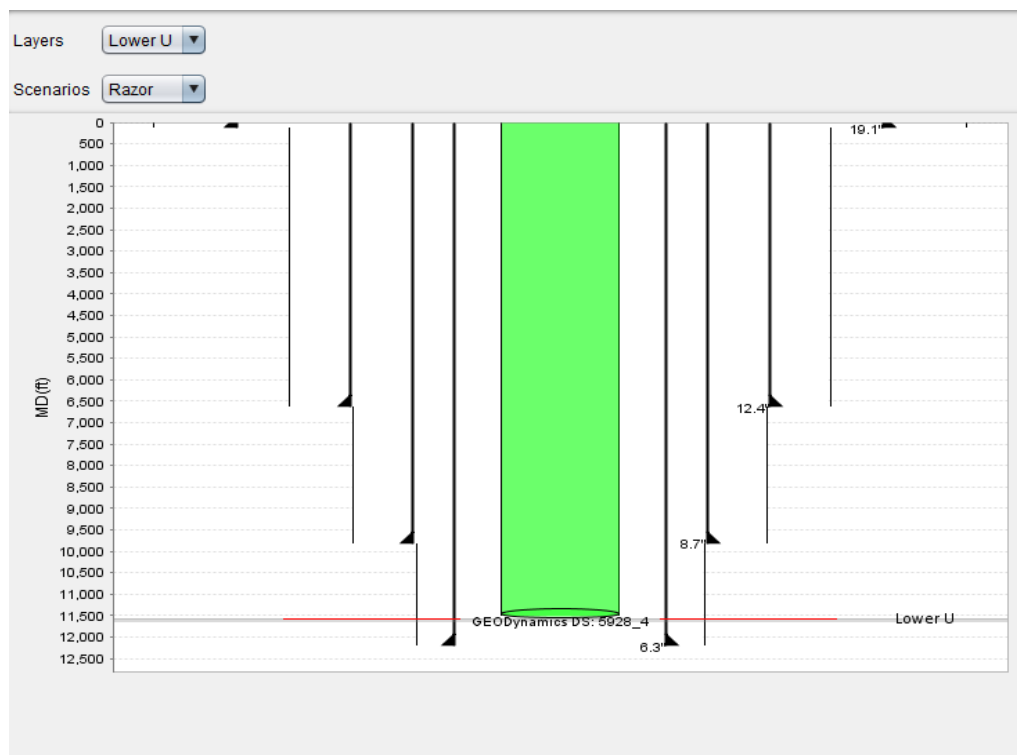


Figura 3.2 Selección de Carga Software iPerf™

Fuente: Giancarlo Artieda

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

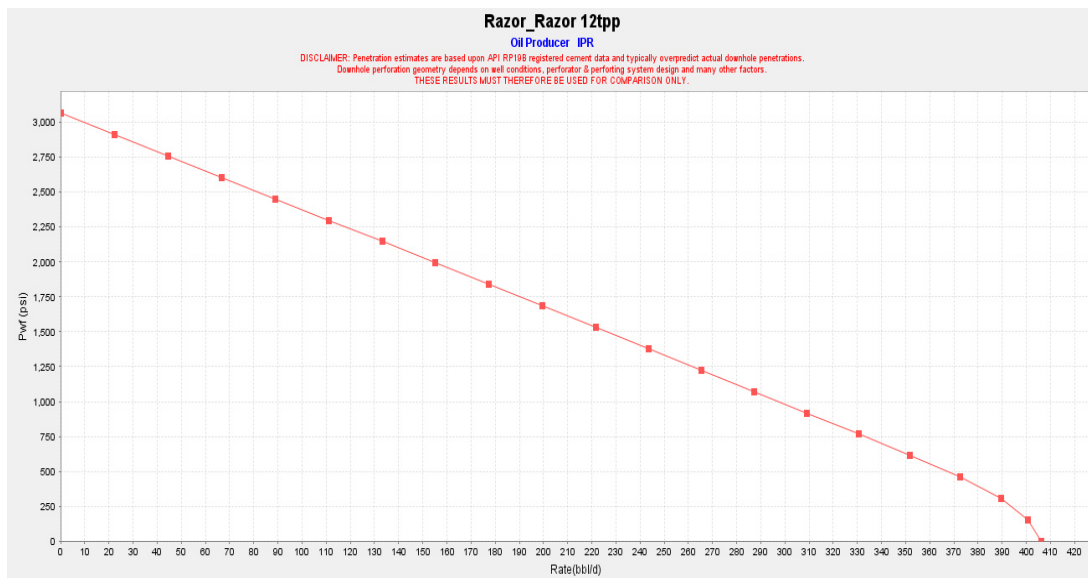


Figura 3.3 IPR al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 154

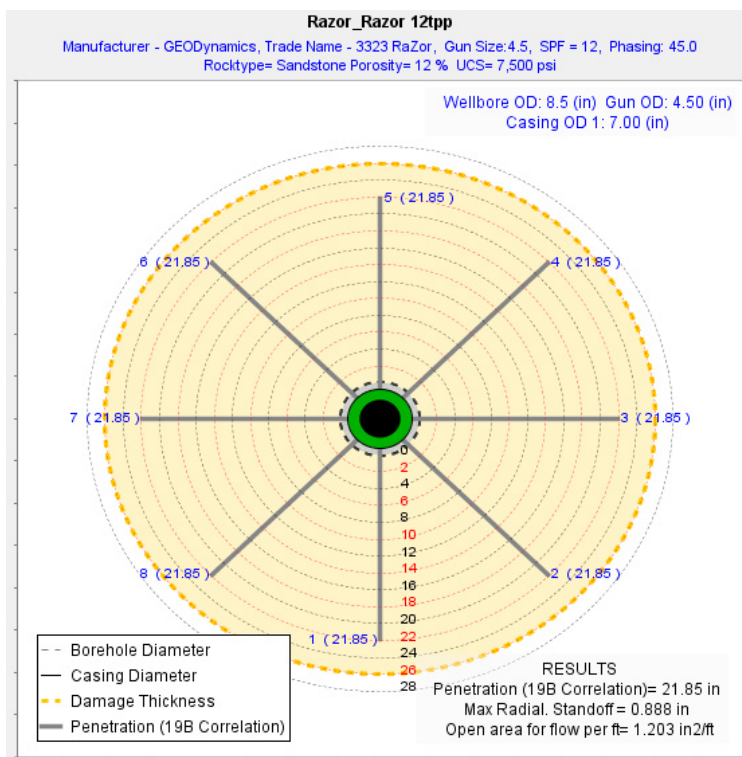


Figura 3.4 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 154

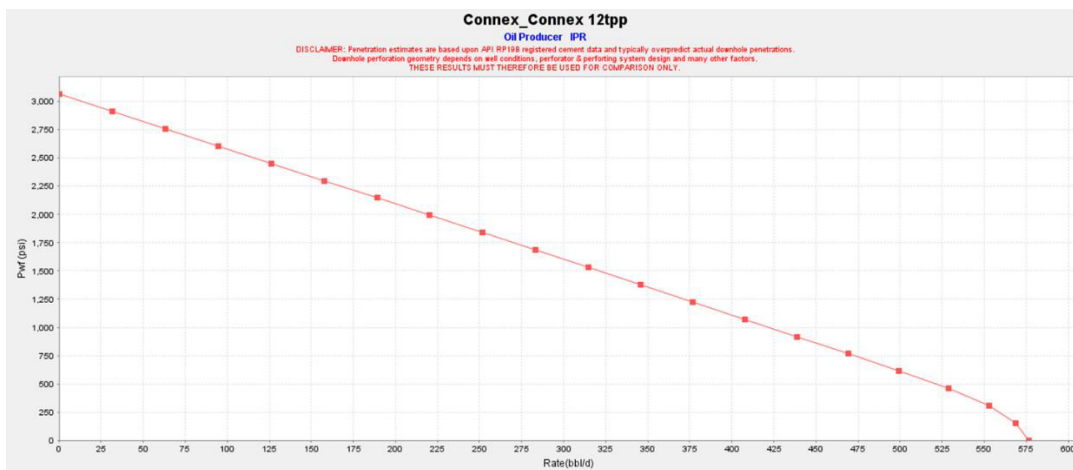


Figura 3.5 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 154

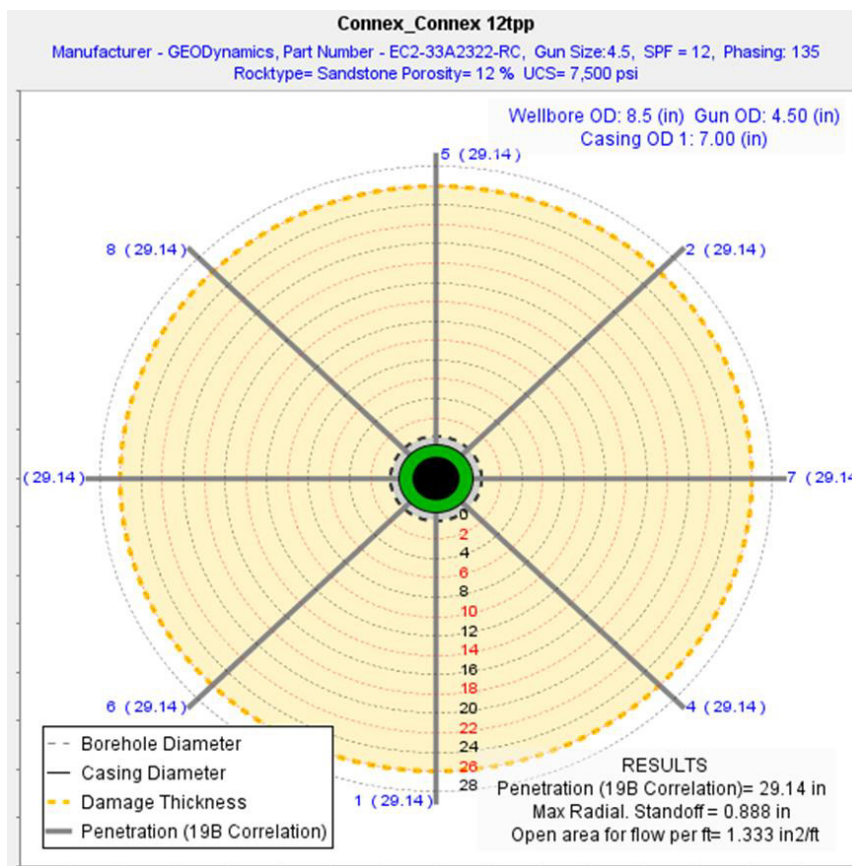


Figura 3.6 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 154

En el gráfico 3.4 y 3.6 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR a 12 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP respectivamente, donde en la parte inferior de esas gráficas se pueden observar los resultados:

- Penetración del disparo, podemos observar que cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP la penetración de los disparos son de 21.85 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, la penetración de los disparos son de 29,14 pulgadas, esto quiere decir, que los disparos usando carga CONNEX™, son más profundos, debido a que no dejan residuos del liner metálico de la carga al final del túnel creado.
- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos, porque las cargas están siendo corridas dentro del mismo cañón, es necesario este espacio para que el cañón no se atrape en el casing al entrar y al salir del pozo.
- Área abierta de flujo por pie, esta es el área abierta por los disparos por unidad de pie, podemos observar que cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 1,203 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga

reactiva CONNEX™ a 12 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 1,333 pulg.²/pies, esto quiere decir, que los disparos usando carga CONNEX™, son más limpios, debido a que cuando se dispara, los disparos causan daño alrededor del orificio, compactándola y reduciendo su permeabilidad, pero el efecto exotérmico, elimina considerablemente esta zona compactada de baja permeabilidad, es decir, los túneles de disparo son más amplios.

En el gráfico 3.3 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,15 bbl/día*psi.* psi, mientras que en el gráfico 3.5 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,22 bbl/día*psi.

Tabla XXXVIII Comparación IP pozo FICT 154

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
0,15 bbl/día*psi.	0,22 bbl/día*psi.	0,23 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mucho más próximo al IP óptimo, eso quiere decir, que el caudal que se produciría al usar carga la carga reactiva, sería muy similar al óptimo, a diferencia que el IP usando cargas convencionales RAZOR, está muy alejado al IP óptimo, entonces el caudal que produciría sería mucho

menor al óptimo, esto ocurre por los túneles más limpios dejados por la carga reactiva CONNEX™ que elimina casi en su totalidad la zona compactada creada en los túneles y a su vez no deja residuos de la carga en los túneles; y al menos en la industria petrolera, lo que siempre se desea es una mayor producción, que equivale a una mayor ganancia económica.

3.2 Análisis del Pozo FICT 158

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la *tabla X* y *tabla XI*, exceptuando la presión de fondo fluente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 1423 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{1066}{3207 - 1423} = 0,60 \frac{\text{bbl}}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el IP óptimo del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la *tabla X* y *tabla XI* en el simulador iPerf™, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEX™.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

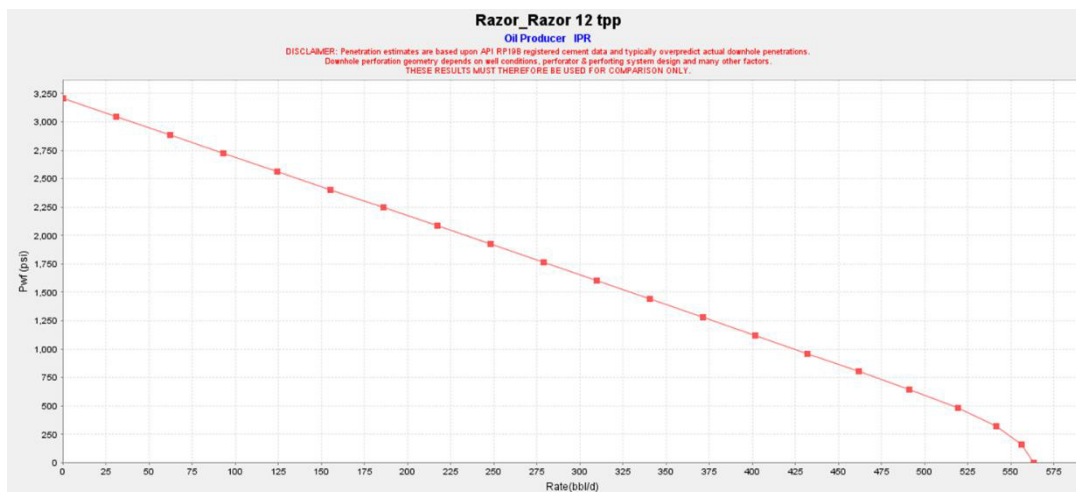


Figura 3.7 IPR al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 158

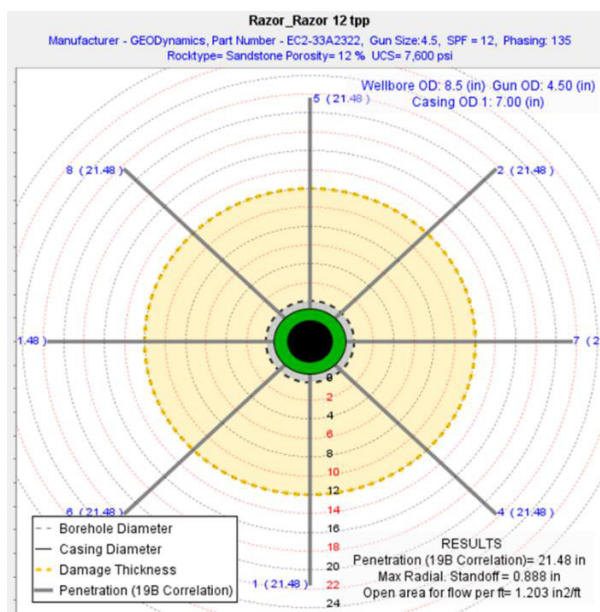


Figura 3.8 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 158

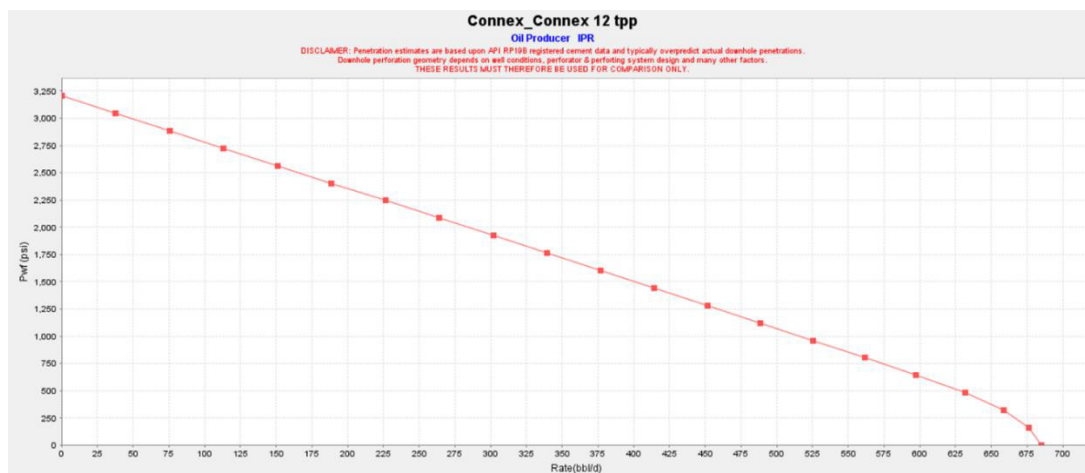


Figura 3.9 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 158

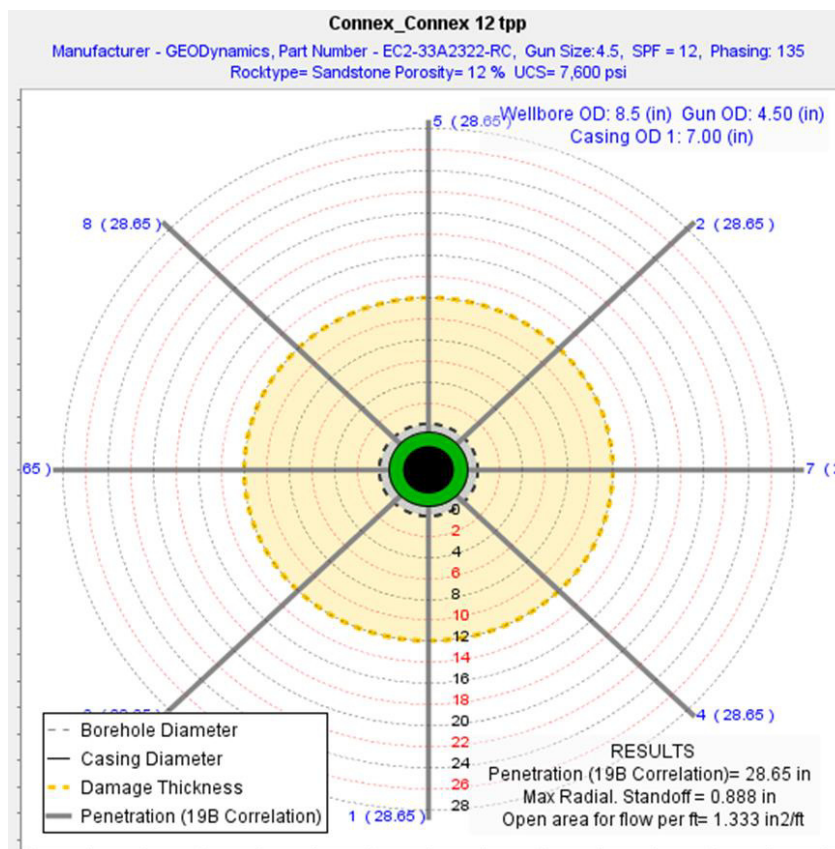


Figura 3.10 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 158

En el gráfico 3.8 y 3.10 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR a 12 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP la penetración de los disparos son de 21,48 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, la penetración de los disparos son de 29,48 pulgadas.

- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 1,203 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 1,333 pulg.²/pies.

En el gráfico 3.7 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,43 bbl/día*psi., mientras que en el gráfico 3.9 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,53 bbl/día*psi.

Tabla XXXIX Comparación IP pozo FICT 158

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
0,43 bbl/día*psi.	0,53 bbl/día*psi.	0,60 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mucho está alejado al IP óptimo calculado, pero a su vez es el más próximo respecto al IP usando cargas convencionales RAZOR, eso

quiere decir, que el caudal que se produciría al usar las cargas reactivas, sería el más conveniente debido a su margen de error menor.

3.3 Análisis del Pozo FICT 167

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la *tabla xiii* y *tabla xiv*, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 1524 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{736}{3397 - 1524} = 0,39 \frac{\text{bbl}}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el IP óptimo del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la *tabla XIII* y *tabla XIV* en el simulador iPerf™, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEX™.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

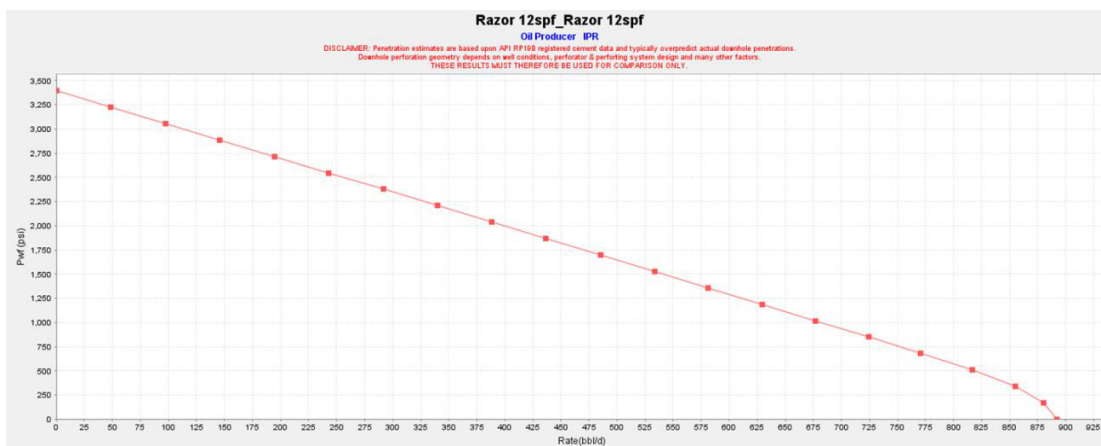


Figura 3.11 IPR al Usar Carga Razor 12 DPP Pozo FICT 167

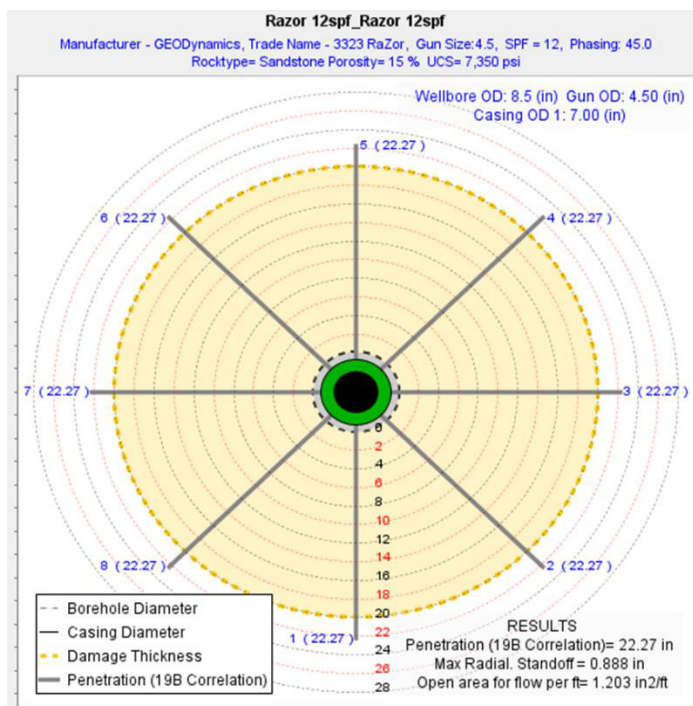


Figura 3.12 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo FICT 167

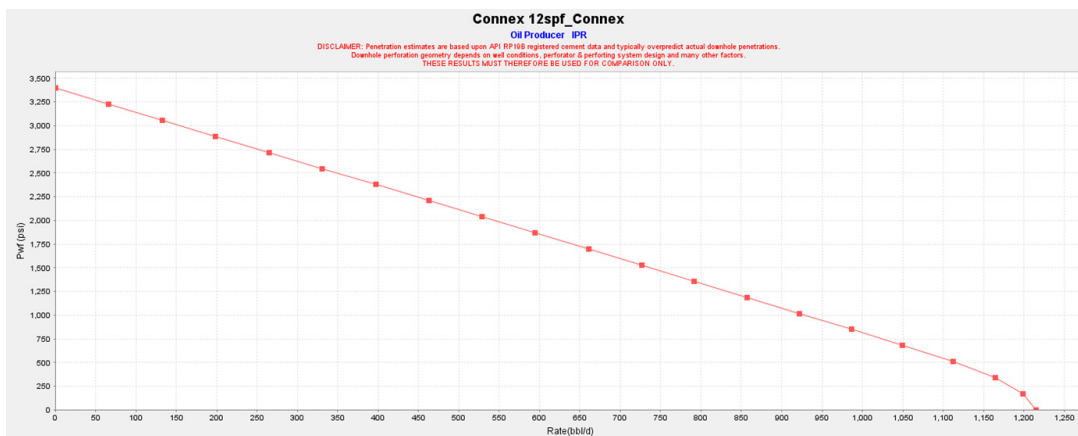


Figura 3.13 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 167

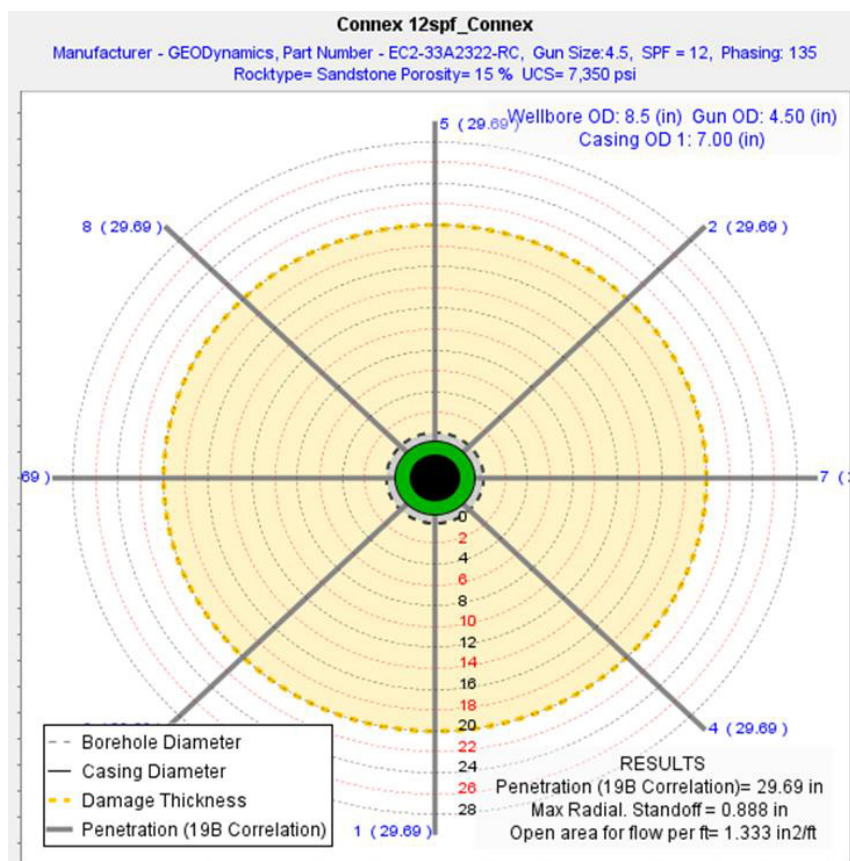


Figura 3.14 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo FICT 167

En el gráfico 3.12 y 3.14 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR a 12 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP la penetración de los disparos son de 22,27 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, la penetración de los disparos son de 29,69 pulgadas.

- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 1,203 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 1,333 pulg.²/pies.

En el gráfico 3.11 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,30 bbl/día*psi., mientras que en el gráfico 3.13 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP seleccionada, ésta resultó un Índice de Productividad de 0,40 bbl/día*psi.

Tabla XL Comparación IP pozo FICT 167

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
0,30 bbl/día*psi.	0,40 bbl/día*psi.	0,39 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mejor que el IP óptimo, eso quiere decir, que el caudal que se produciría al usar la carga reactiva, sería mayor al óptimo calculado, a diferencia que el IP usando cargas convencionales RAZOR, está muy alejado

al IP^{óptimo}, entonces el caudal que produciría sería mucho menor al óptimo y nada conveniente.

3.4 Análisis del Pozo Gayar Sur 1

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la Tabla XIX y Tabla XX, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 1723 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{733}{3081 - 1723} = 0,54 \frac{\text{bbl}}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el IP^{óptimo} del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la Tabla XIX y Tabla XX en el simulador iPerfTM, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEXTM.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

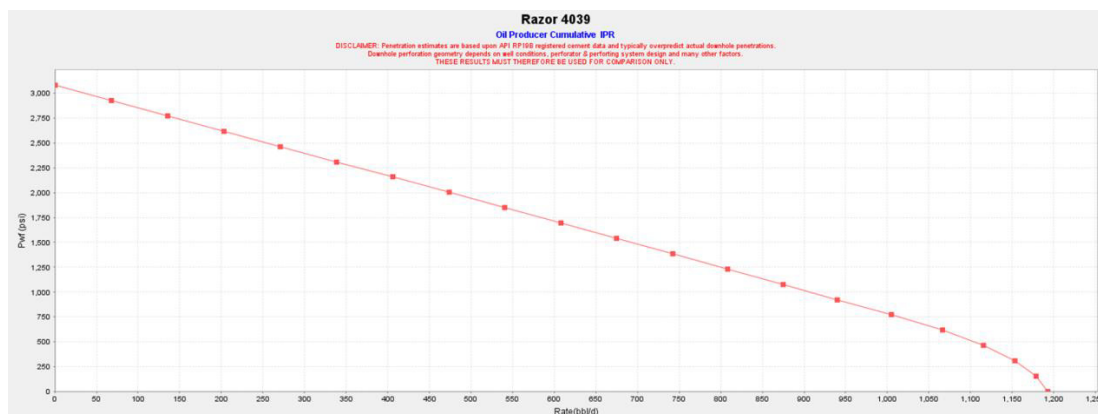


Figura 3.15 IPR al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 1

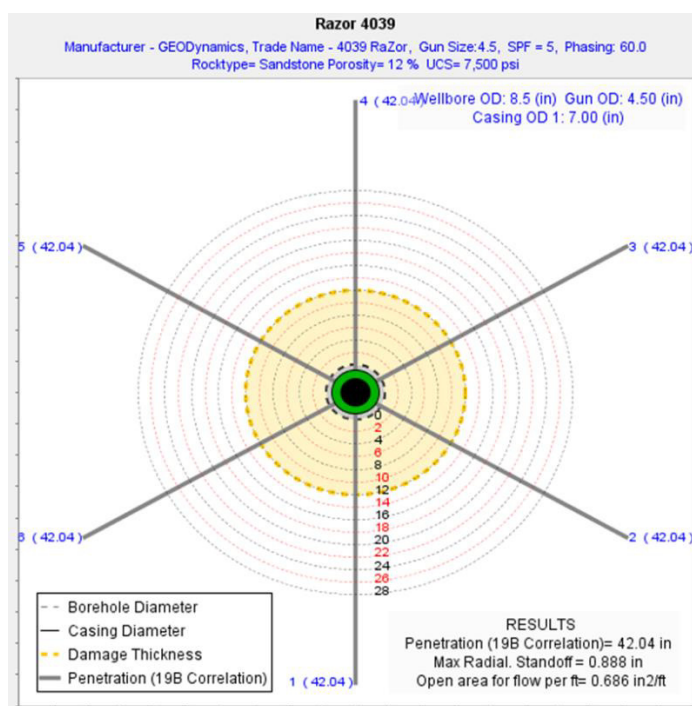


Figura 3.16 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 1

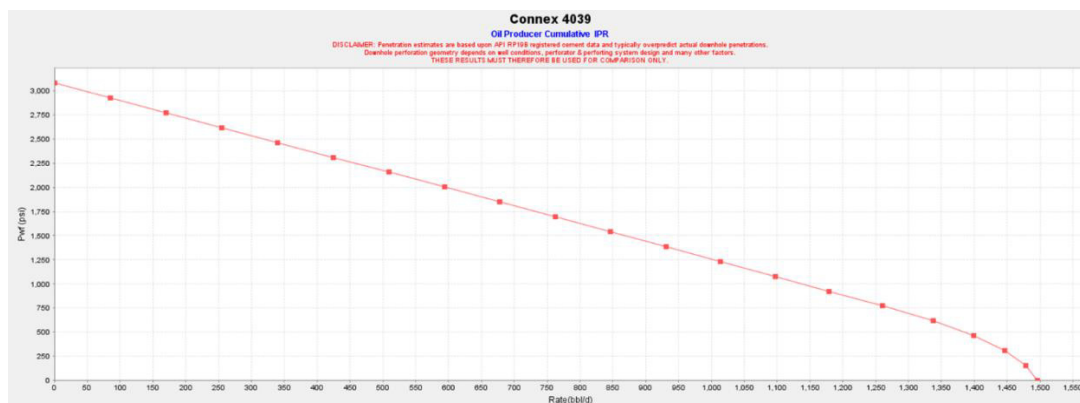


Figura 3.17 IPR al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 1

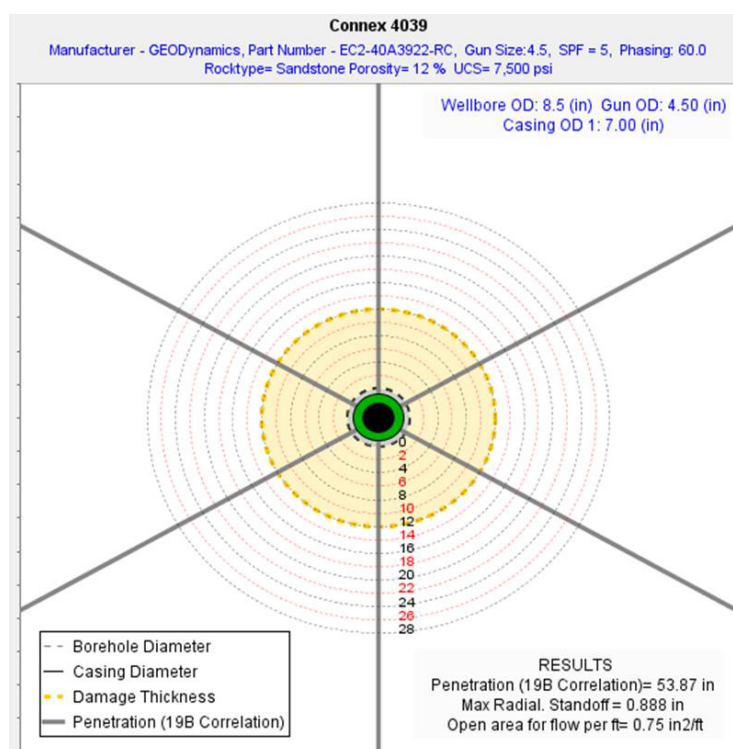


Figura 3.18 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 1

En el Gráfico 3.16 y 3.18 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR

a 5 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 5 DPP la penetración de los disparos son de 42,04 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP, la penetración de los disparos son de 53,87 pulgadas.
- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 5 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 0,686 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 0,75 pulg.²/pies.

En el Gráfico 3.15 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 5 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,46 bbl/día*psi., mientras que en el gráfico 3.17 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a

5 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,57 bbl/día*psi.

Tabla XLI Comparación IP pozo GAYAR SUR 1

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
0,46 bbl/día*psi.	0,57 bbl/día*psi.	0,54 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mucho mejor que el IP óptimo, eso quiere decir, que el caudal que se produciría al usar la carga reactiva, sería mayor al óptimo calculado, a diferencia que el IP usando cargas convencionales RAZOR, está muy alejado al IP óptimo, entonces el caudal que produciría sería menor al óptimo.

3.5 Análisis del Pozo Gayar Sur 3

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la Tabla XXII y Tabla XXIII, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 1856 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{1302}{3215 - 1856} = 0,95 \frac{\text{bbl}}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el $IP_{\text{óptimo}}$ del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la *tabla XXII* y *tabla XXIII* en el simulador $iPerf^{\text{TM}}$, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEXTM.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

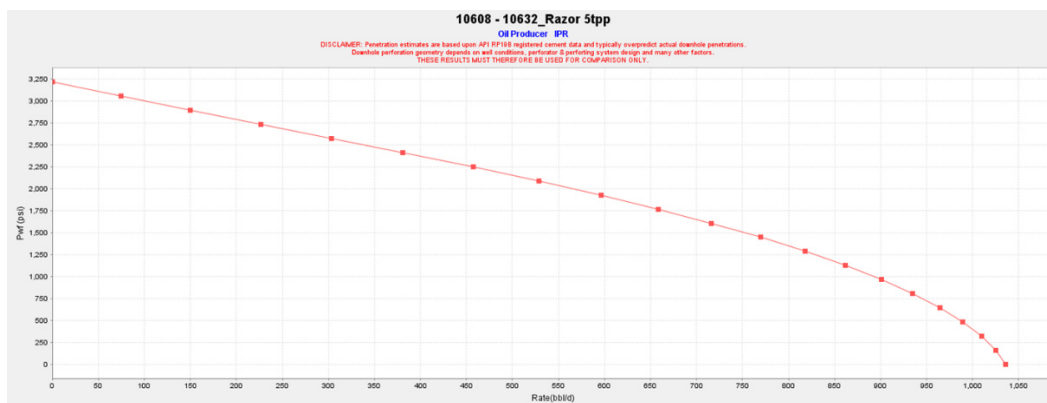


Figura 3.19 IPR al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 3

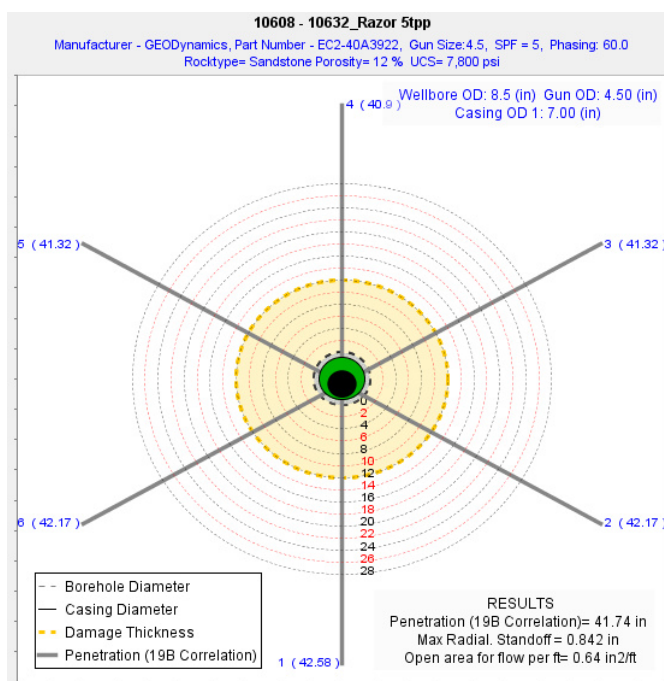


Figura 3.20 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Gayar Sur 3

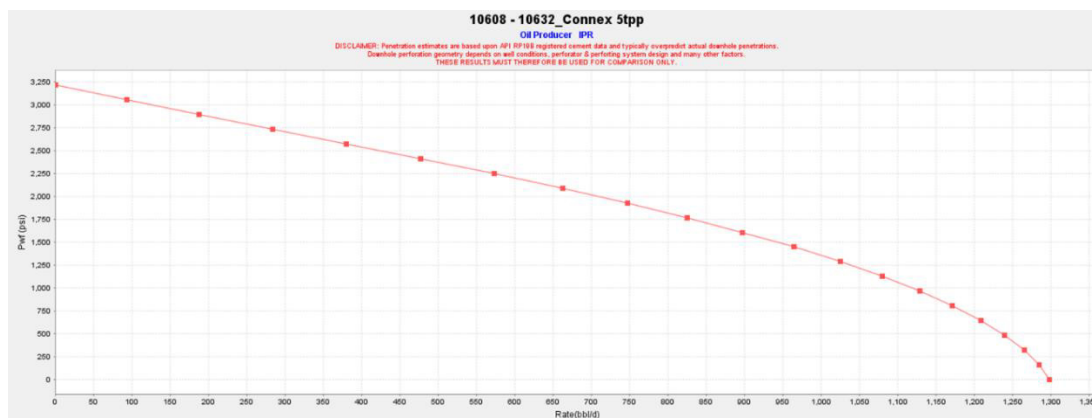


Figura 3.21 IPR al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 3

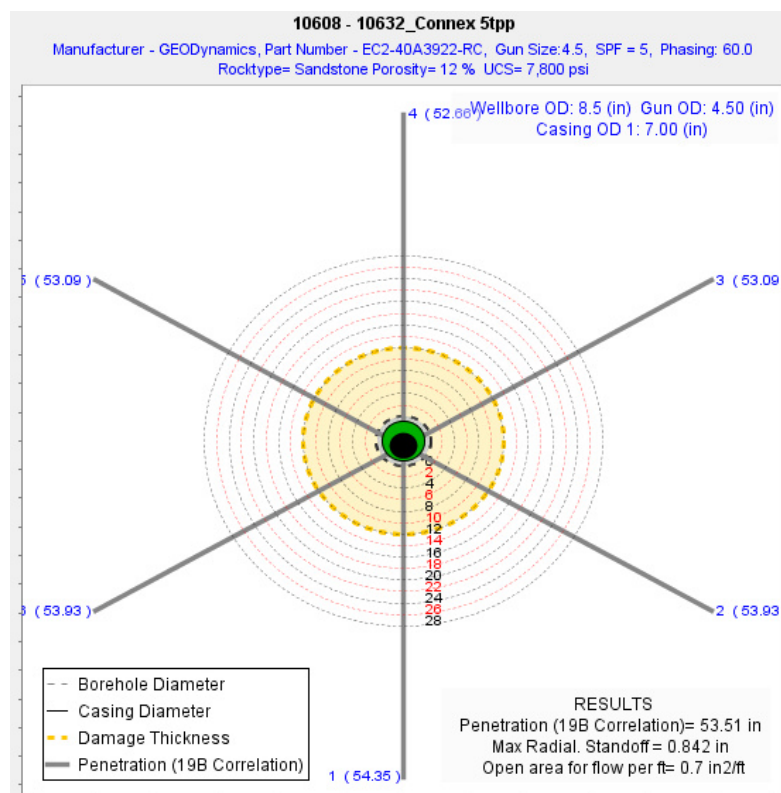


Figura 3.22 Corte Horizontal al Usar Carga Connex™ 5 DPP Pozo Gayar Sur 3

En el gráfico 3.20 y 3.22 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR a 5 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 5 DPP la penetración de los disparos son de 41,74 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP, la penetración de los disparos son de 53,51 pulgadas.

- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 5 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 0,64 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 0,7 pulg.²/pies.

En el Gráfico 3.19 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 5 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,64 bbl/día*psi., mientras que en el Gráfico 3.21 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,83 bbl/día*psi.

Tabla XLII Comparación IP pozo GAYAR SUR 3

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
0,64 bbl/día*psi.	0,83 bbl/día*psi.	0,95 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mucho menor que el IP óptimo, eso quiere decir, que el caudal que se produciría al usar las cargas reactivas, sería mucho menor al óptimo calculado, pero a su vez muy superior al IP usando cargas convencionales

RAZOR, llegando a la conclusión que el IP usando cargas reactivas, a pesar de estar muy alejado, es el más viable en este caso.

3.6 Análisis del Pozo Gayar 36

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la Tabla XXVIII y Tabla XXIX, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 2246 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{1608}{3018 - 2246} = 2,1 \frac{\text{bbl}}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el IP óptimo del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la Tabla XXVIII y Tabla XXIX en el simulador iPerf™, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEX™.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

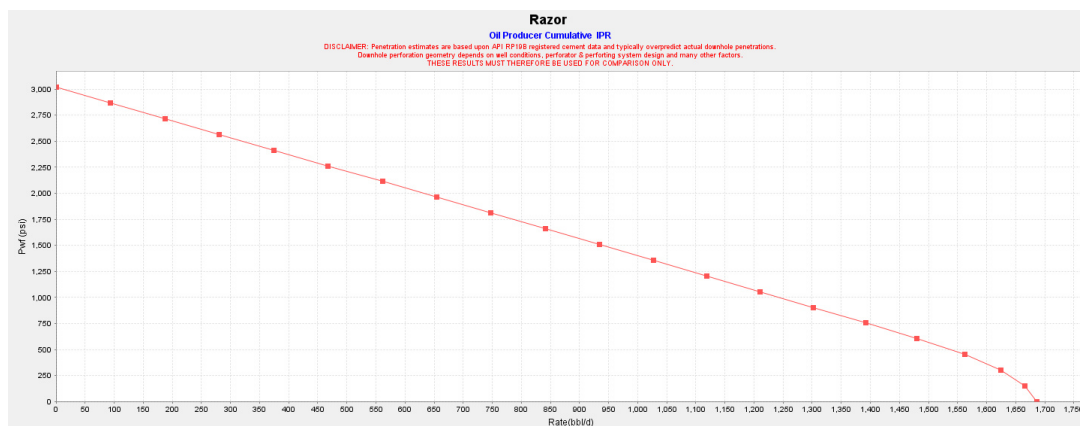


Figura 3.23 IPR al Usar Carga Razor 12 DPP Pozo Gayar 36

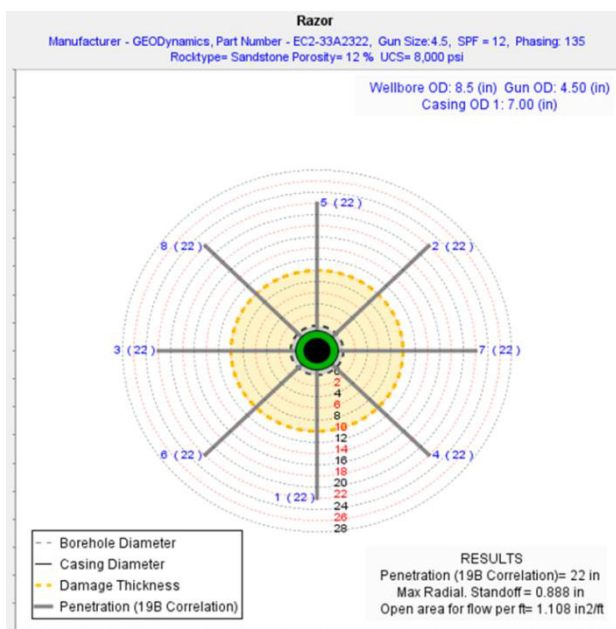


Figura 3.24 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo Gayar 36

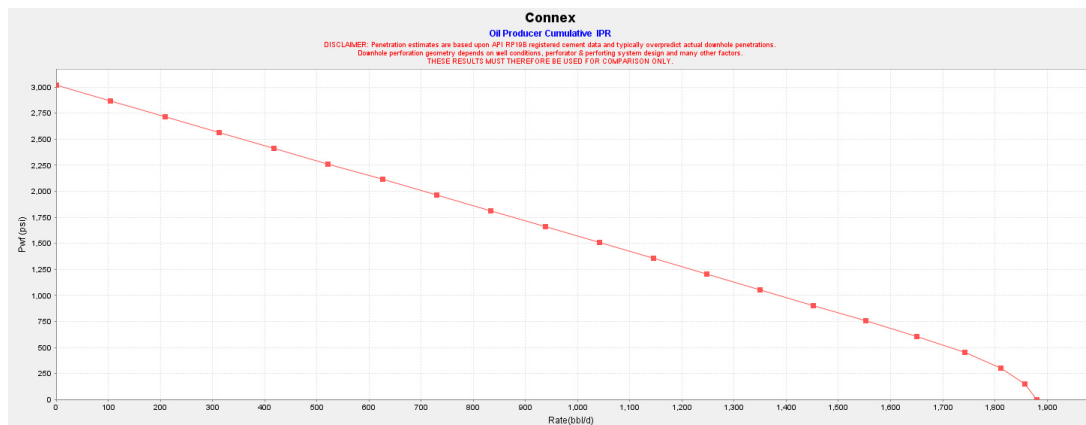


Figura 3.25 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo Gayar 36

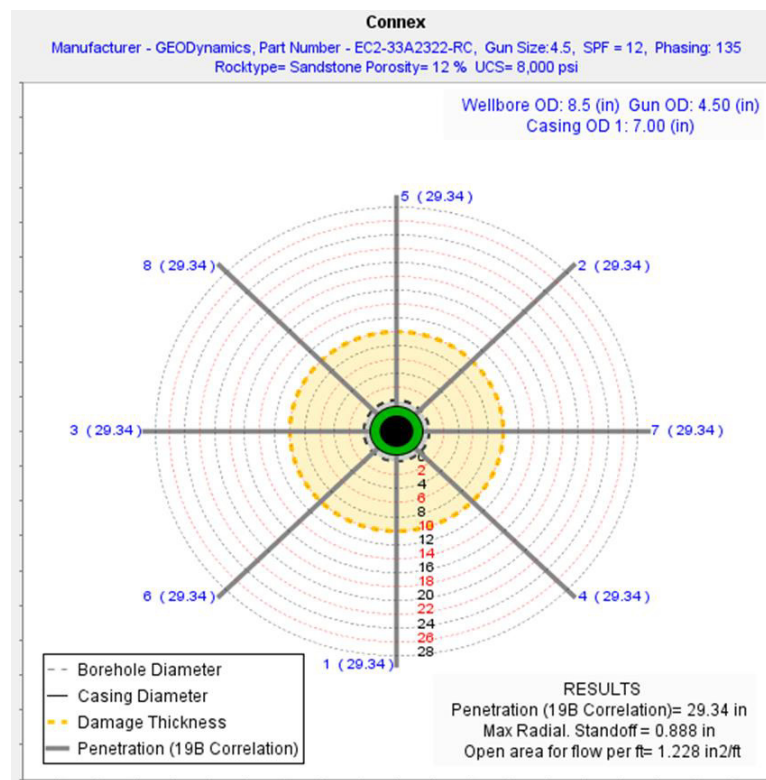


Figura 3.26 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo Gayar 36

En el gráfico 3.24 y 3.26 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR a 12 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP la penetración de los disparos son de 22,00 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, la penetración de los disparos son de 29,34 pulgadas.
- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 1,108 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 1,228 pulg.²/pies.

En el Gráfico 3.23 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 1,77 bbl/día*psi., mientras que en el gráfico 3.25 se puede observar una gráfica de IPR que fue

simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 1,98 bbl/día*psi.

Tabla XLIII Comparación IP pozo GAYAR 36

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
1,77 bbl/día*psi.	1,98 bbl/día*psi.	2,10 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, está muy cercano al IP óptimo calculado, y el IP usando cargas convencionales RAZOR es menor al IP óptimo, observando que sus IP son mayores a 1 y no muy alejados del óptimo en este caso ambas serían muy viable, pero siempre mejores las cargas reactivas que producirá a caudales muy similares al IP óptimo.

3.7 Análisis del Pozo Gayar 42

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la Tabla XXXI y Tabla XXXII, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 756 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{216}{3516 - 756} = 0,07 \frac{\text{bbl}}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el $IP_{\text{óptimo}}$ del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la *tabla XXXI* y *tabla XXXII* en el simulador iPerf™, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEX™.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

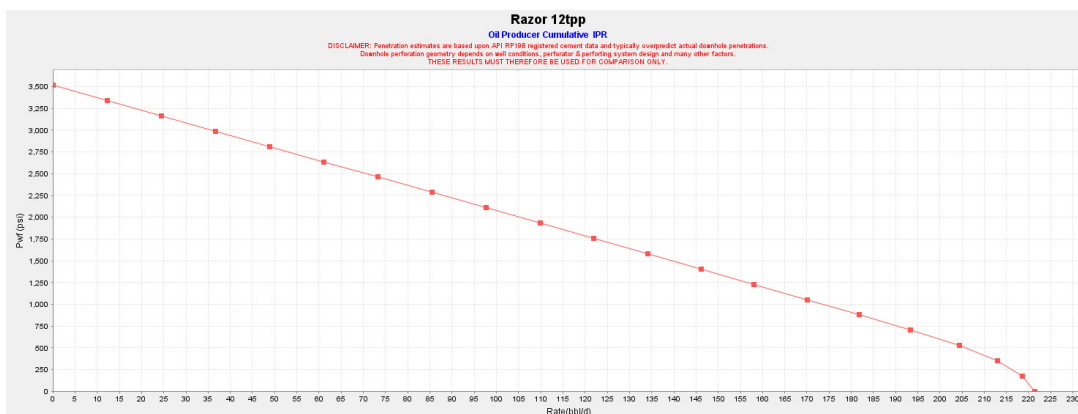


Figura 3.27 IPR al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo Gayar 42

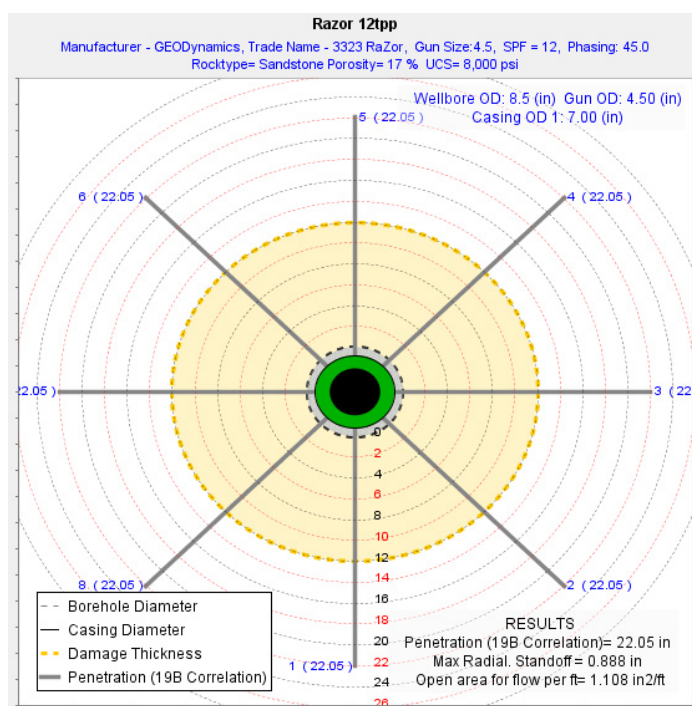


Figura 3.28 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 12 DPP Pozo Gayar 42

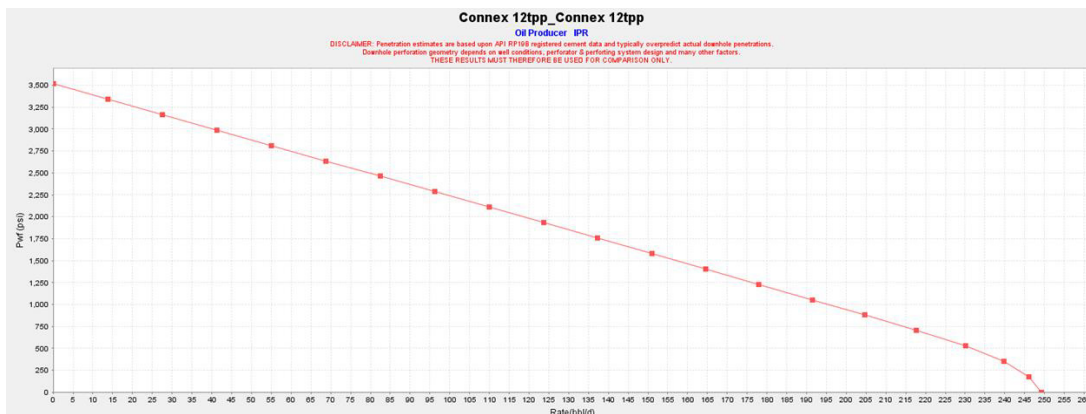


Figura 3.29 IPR al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP pozo Gayar 42

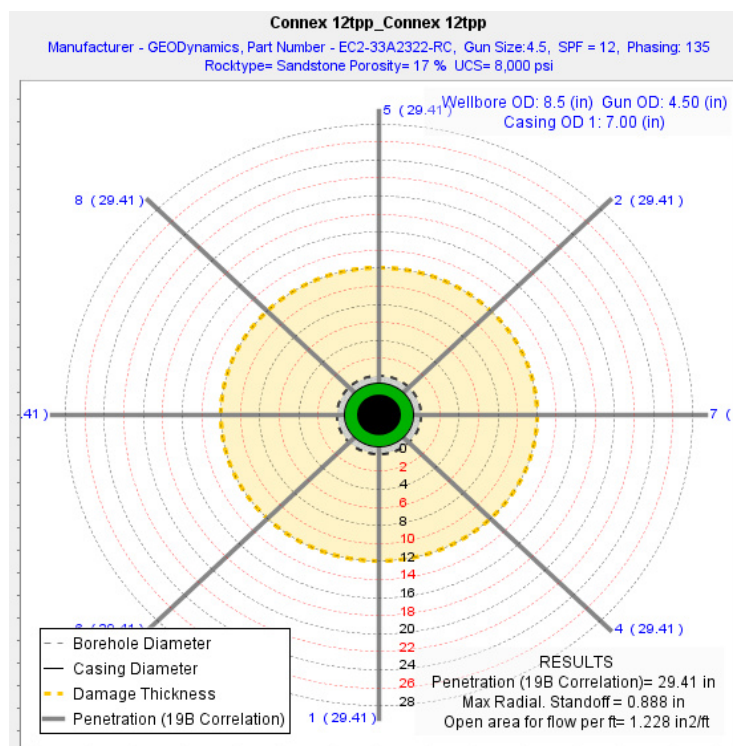


Figura 3.30 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 12 DPP Pozo Gayar 42

En el gráfico 3.28 y 3.30 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR

a 12 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP la penetración de los disparos son de 22,05 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, la penetración de los disparos son de 29,41 pulgadas.
- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 12 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 1,108 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 12 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 1,228 pulg.²/pies.

En el Gráfico 3.27 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,066 bbl/día*psi., mientras que en el gráfico 3.29 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a

12 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 0,080 bbl/día*psi.

Tabla XLIV Comparación IP pozo GAYAR 42

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
0,066 bbl/día*psi.	0,080 bbl/día*psi.	0,070 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mayor al IP óptimo calculado, y el IP usando cargas convencionales RAZOR es menor por un pequeño margen al IP óptimo, y observando que sus IP son mayores a 0.1, se vería más viable usar cargas convencionales RAZOR debido a su menor costo, ya que usando cargas reactivas que son a mayor precio, por una mínima productividad no valdría la inversión, pero siguiendo el patrón que hemos visto, las cargas reactivas producirá si no es mayores caudales, serán muy cercanos a los óptimos.

3.8 Análisis del Pozo Carolyne 1

Calculamos el IP óptimo con daño igual a 0, a partir de la ecuación general del índice de productividad, para hacerlo tenemos todos los datos en la Tabla XXXV y Tabla XXXVI, exceptuando la presión de fondo fluyente que fue dada en pruebas de producción del pozo.

$$P_{wf} = 2377 \text{ psi}$$

$$IP_{\text{óptimo}} = \frac{Q}{Pr - Pwf} = \frac{1077}{2949 - 2377} = 1,88 \frac{bbl}{\text{día} * \text{psi}}$$

Ya una vez calculado el IP_{óptimo} del pozo con daño igual a 0, ingresamos los valores de la *tabla XXXV* y *tabla XXXVI* en el simulador iPerfTM, para realizar las simulaciones del IP con cargas convencionales RAZOR o cargas reactivas CONNEXTM.

Una vez ya ingresado los datos y seleccionada la carga a usar, se corre el simulador, y éste nos da una curva de IPR y a su vez el Índice de Productividad al usar dicha carga.

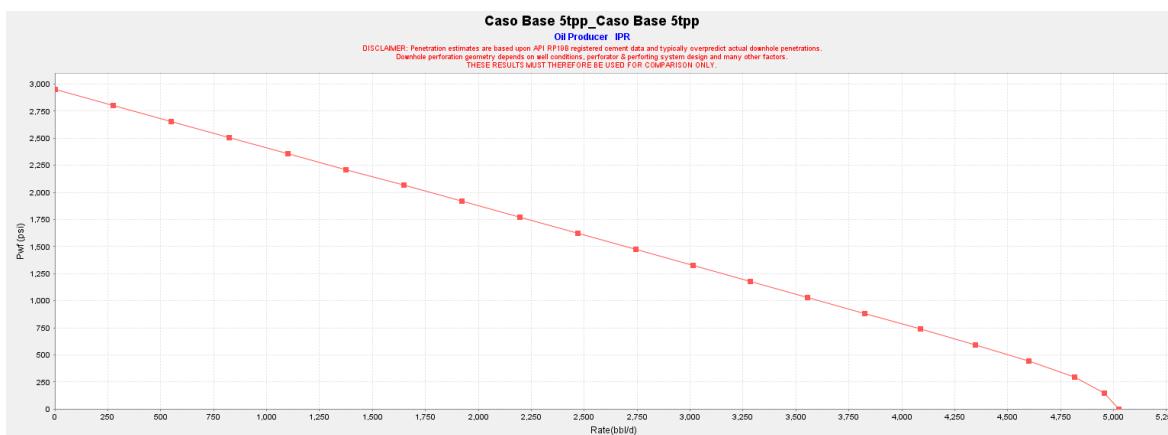


Figura 3.31 IPR al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Carlyne 1

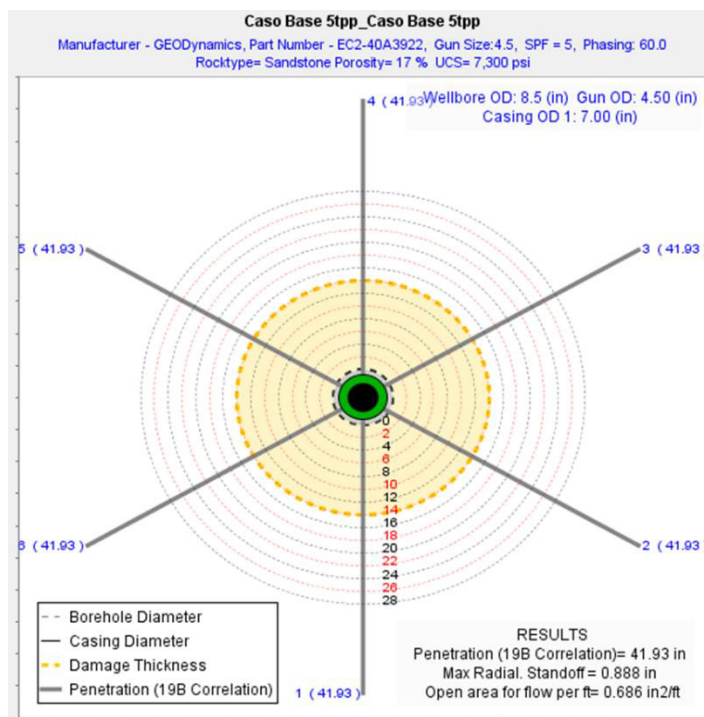


Figura 3.32 Corte Horizontal al Usar Carga RAZOR 5 DPP Pozo Carolyne 1

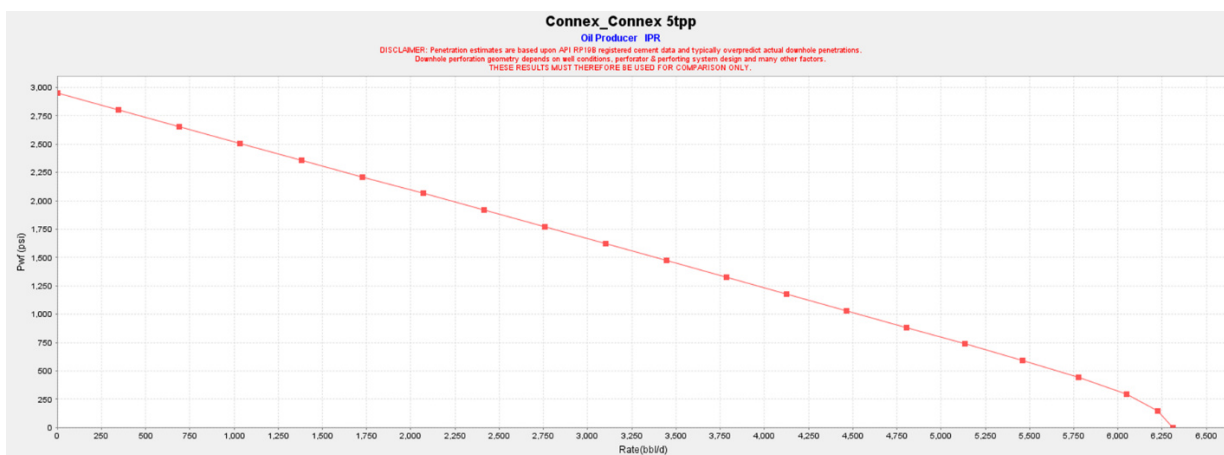


Figura 3.33 IPR al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Carolyne 1

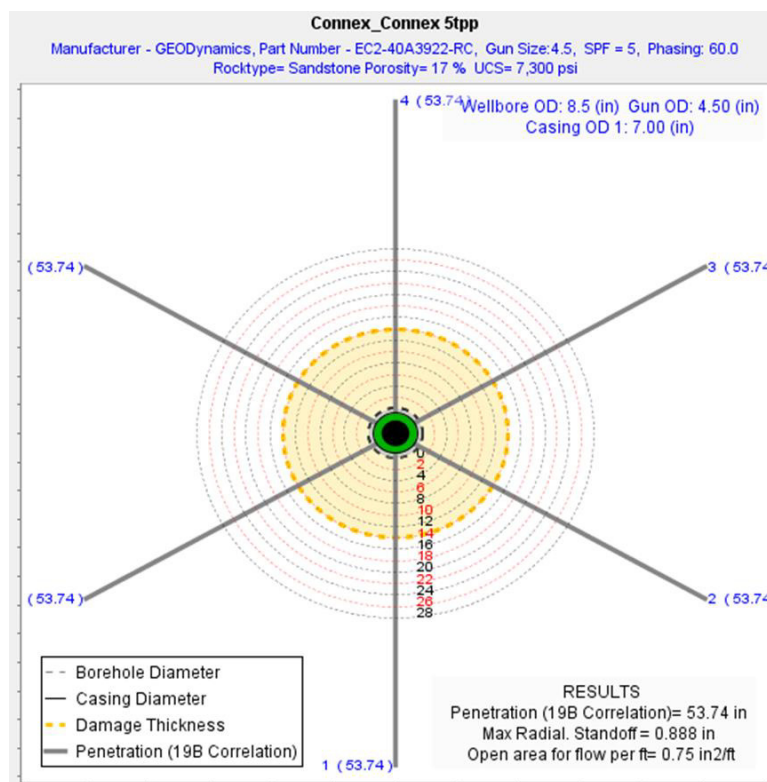


Figura 3.34 Corte Horizontal al Usar Carga CONNEX™ 5 DPP Pozo Carolyne 1

En el gráfico 3.32 y 3.34 se pueden observar unos cortes horizontales en la mitad de las perforaciones cuando se selecciona carga convencional RAZOR a 5 DPP y carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP respectivamente, donde podemos ver las siguientes diferencias en sus resultados:

- Penetración del disparo, cuando se usó carga convencional RAZOR a 5 DPP la penetración de los disparos son de 41,93 pulgadas, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP, la penetración de los disparos son de 53,74 pulgadas.

- Espaciamiento entre el diámetro interno del casing y diámetro externo del cañón son iguales en ambos casos.
- Área abierta de flujo por pie, cuando se usó carga convencional RAZOR a 5 DPP el área abierta por los disparos por pie son de 0,686 pulg.²/pies, a diferencia que cuando se usó carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP, el área abierta por los disparos por pie son de 0,75 pulg.²/pies.

En el gráfico 3.31 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga convencional RAZOR a 5 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 1,87 bbl/día*psi., mientras que en el gráfico 3.33 se puede observar una gráfica de IPR que fue simulada a partir de los datos ingresados y con carga reactiva CONNEX™ a 5 DPP seleccionada, ésta nos dió un Índice de Productividad de 2,33 bbl/día*psi.

Tabla XLV Comparación IP pozo CAROLYNE 1

IP Razor 12 DPP	IP Connex 12 DPP	IP óptimo producción
1,87 bbl/día*psi.	2,33 bbl/día*psi.	1,88 bbl/día*psi.

Con esto podemos observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mucho mayor que el IPóptimo, eso quiere decir, que el caudal que se produciría al usar las cargas reactivas, sería mucho mayor al óptimo calculado, pero a su vez el IP usando cargas convencionales RAZOR es muy similar al IPóptimo, es decir sus caudales serán muy similares a los óptimos, entonces llegando a la conclusión que el IP usando cargas convencionales puede ser viable, pero usando cargas reactivas puede ser mucho más óptima maximizando significativamente la producción diaria.

3.9 Análisis Pozos Restantes

Inicialmente el trabajo a desarrollar constaba de 12 pozos, pero por falta de información, sea porque no fue brindada por la empresa, no existan datos de esos concisos o precisos de esos pozos, cuatro de los 12 pozos tuvieron que ser omitidos, el GAYAR 4A 8, GAYAR 4A 14, GAYAR NORTE 2 Y MONIK 38.

Serán nombrados porque la investigación de la presente los contaba, pero lastimosamente no pudieron ser desarrollados.

3.10 Análisis Estadística De Efectividad De Las Cargas

Tabla XLVI Análisis Estadístico de Efectividad de IP de las cargas

POZO	IP RAZOR/IP óptimo	IP CONNEX™/IP óptimo
FICT 154	65 %	96 %
FICT 158	72 %	88 %
FICT 167	77 %	102 %
GAYAR SUR 1	85 %	105 %
GAYAR SUR 3	67 %	86 %
GAYAR 36	84 %	94 %
GAYAR 42	85 %	102 %
CAROLYNE 1	99 %	123 %

Se puede observar que el IP usando las cargas reactivas CONNEX™, es mucho más efectivo que usando cargas convencionales RAZOR, en todos los casos las supera por un margen mínimo de 10% en el caso del POZO GAYAR 36 y en un margen máximo de 31% en el caso del POZO FICT 154, esto debido a su mayor limpieza de túnel creado por una reacción exotérmica que elimina los residuos de las cargas y la zona compactada alrededor de éste.

3.11 Metodología de Selección de Cargas para Cañonear un Pozo

Para concluir este proyecto se presentará una secuencia de pasos, es la que se recomendará para la selección adecuada de un tipo de carga para cañonear un pozo, relacionando los Índices de Productividades con daño de cañoneo igual a 0 (condiciones óptimas) calculados manualmente a través de los datos obtenidos de los datos de fluidos, del yacimiento y registro de

producción de cada pozo y los Índices de Productividades con cada carga, tanto la convencional y la reactiva, simulados por un software, en este caso iPerf™, al relacionarla observaremos cual sería la mejor carga a usar tomando puntos de vista productivos y económicos.

1. Al tener un pozo para cañonear, la empresa operadora suministrará información básica o en ciertos casos una estimada (debido a la falta de información) del pozo a cañonear entre ella la presión del reservorio, porosidad, viscosidad, punto de burbuja, y normalmente ellos deciden de qué manera cañonear y con qué tipo de carga se debería realizar.
2. Entregar las simulaciones que el operador deseaba, y él decidirá si efectuar la operación o no. Pero en este punto es donde entrará la aplicación de nuestro proyecto, ya que se deberá pedir una cantidad de datos del mismo pozo obtenidos de pruebas de PVT, Build'Up anteriores del pozo en la misma arena y pruebas de producción anteriores.
3. Calcular un IPóptimo con daño $S=0$, este parámetro nos demostrará indirectamente si los valores de IP simulados son cercanos, nuestro daño de cañoneo será mínimo o cero, o si los

valores de IP simulados son alejados, nuestro daño de cañoneo será significativo.

4. Ingresar datos en el simulador, y simularemos IPR cuando usemos cargas convencionales RAZOR ó cargas reactivas CONNEX™, y a su vez, nos calcula el índice de productividad al usar cada carga.
5. Comparar los IP simulados de cada carga respecto al IPóptimo calculado con daño de cañoneo igual a 0, al hacer esto podemos observar qué carga cumple con las expectativas deseadas, porque si se acerca al IPóptimo quiere decir que nuestro daño da cañoneo es próximo o igual a 0 y podremos producir a un caudal óptimo.
6. Sugerir a la empresa operadora que carga usar, para que la productividad del pozo sea la máxima.

Se recomienda que después de la operación de cañoneo realizar una pruebas de producción, para futuras operaciones.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

1. El IP simulado al usar carga reactiva CONNEX™ en todos los pozos tratados, es la que más se acerca o incluso en algunos casos supera al IP óptimo con daño de cañoneo igual a 0, debido a la limpieza de sus túneles, es decir, no deja residuos de cargas y elimina considerablemente la zona compactada de baja permeabilidad alrededor del túnel.
2. Entre los índices de productividad simulados con las distintas cargas, podemos observar que la carga reactiva CONNEX™, es mucho mejor en todos los casos respecto a la carga convencional

RAZOR en un rango aproximadamente mínimo del 10% en el caso del pozo GAYAR 36 y máximo del 31% en el caso del pozo FICT 154, ya que ambas cargas inicialmente funcionan iguales pero la carga reactiva tiene un segundo efecto que elimina residuos de cañoneo.

3. Bajo la premisa de que el índice de productividad es directamente proporcional al caudal de fluido del pozo, es decir, al observar los índices de productividad simulados con carga reactiva CONNEX™, tendremos una optimización del flujo de fluidos.
4. El daño por cañoneo no siempre influye de manera significativa en el daño total, puesto que al observar los parámetros obtenidos de los pozos, existen daños positivos grandes, y al realizar las simulaciones con cargas reactivas CONNEX™, los índices de productividad simulados con estas cargas son similares o incluso mayores, respecto al índice de productividad óptimo con daño de cañoneo igual a 0, lo que nos dice que el daño de cañoneo en las simulaciones es mínimo o cero.

5. Realizar procesos de cañoneo con cargas convencionales, genera más daño de cañoneo que usar cargas reactiva CONNEX™.
6. Las mayores penetraciones las obtenemos al usar cargas reactivas CONNEX™, debido que los residuos de las cargas no se acumulan al final del túnel.

4.2 Recomendaciones

1. Realizar pruebas de Build'Up, PVT y de producción, antes del realizar el cañoneo, debido que durante el desarrollo de la tesis se presentó ese inconveniente debido a poca información de los pozos trabajados.
2. Usar cargas reactivas CONNEX™, cuando la diferencia entre el índice de productividad simulado con esta carga y el índice de productividad simulado con las cargas convencionales RAZOR sea mayor en un 10%, debido a su alto coste económico en el mercado, como el caso del pozo GAYAR 36.
3. Emplear preferentemente cargas reactiva CONNEX™, cuando se desee cañonear pozos con daños en sus cercanías, debido al mínimo daño de cañoneo que generan.

4. A partir de los resultados obtenidos en el pozo CAROLYNE 1, si no se desea realizar una mayor inversión económica, se lo podría cañonear usando cargas convencionales RAZOR, debido a que la diferencia respecto al IP óptimo con daño igual a 0, es 1%.

ANEXOS

Software iPerf™

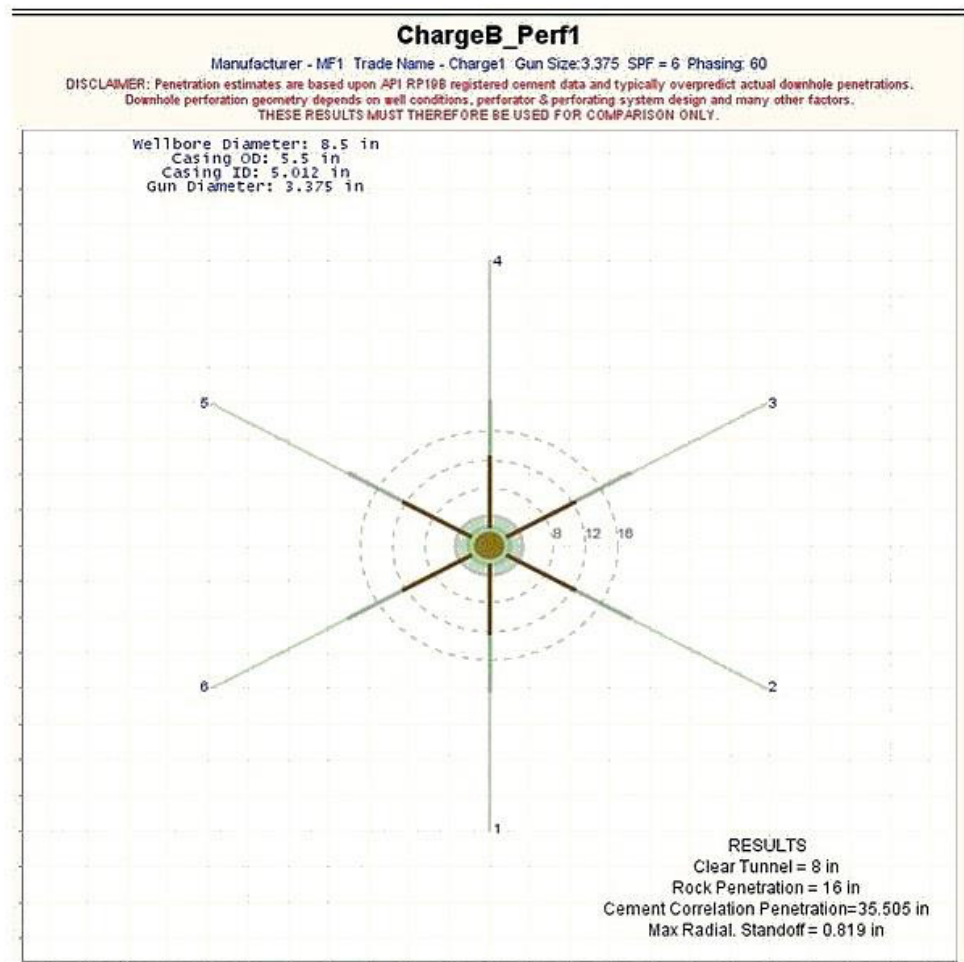
El Software iPerf™ es una poderosa herramienta de análisis de cañoneo que permite a los usuarios crear múltiples escenarios con diferentes sistemas de armas y diferentes intervalos de disparos. Su característica principal es comparar la relación de comportamiento del flujo (IPR). El software también calcula la longitud de penetración en la formación en un intervalo de disparo para un sistema de cañoneo particular.

Requisitos del Software iPerf™

- **Hardware Configuration**
 - Processor: 1 GHz Intel Pentium III workstation or equivalent
 - Memory: 2 GB RAM
 - Disk space: 200 MB of free disk space
- **Screen Resolution**
 - Minimum screen resolution is 1280 by 800 pixels
- **Supported Operating Systems**
 - Windows XP
 - Windows Vista
 - Windows 7 (Professional & Ultimate)-

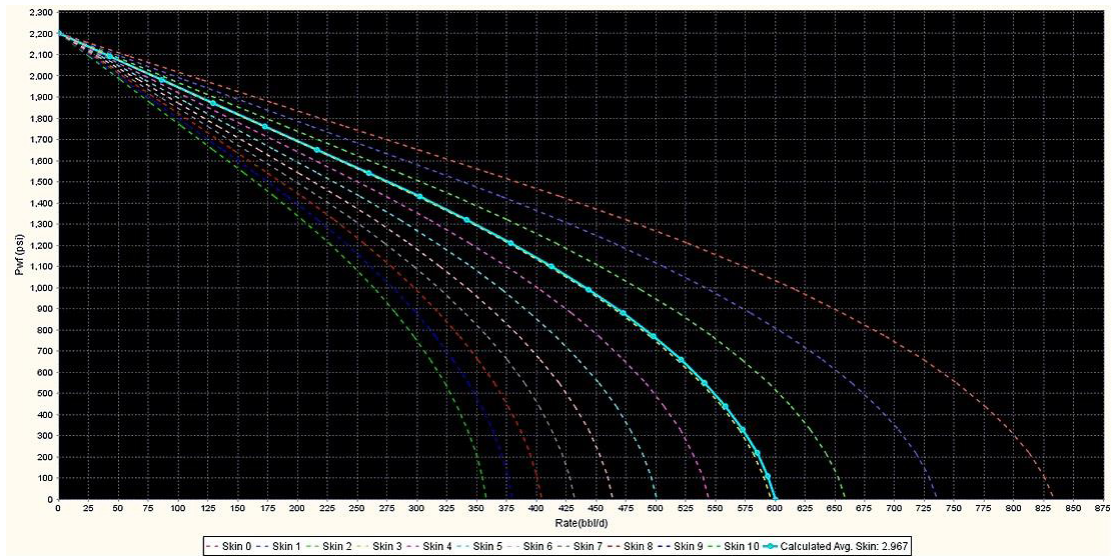
IPerf™ es un simulador de perforación que pueden modelar:

- Penetración de Formación basado en Cemento (Correlación API 19B)
- Estimación de Penetración de roca basada en medidas de laboratorio.



Estimación de la Penetración y limpieza del disparo

- Calcula el Skin y el modelo de flujo a través de las perforaciones.

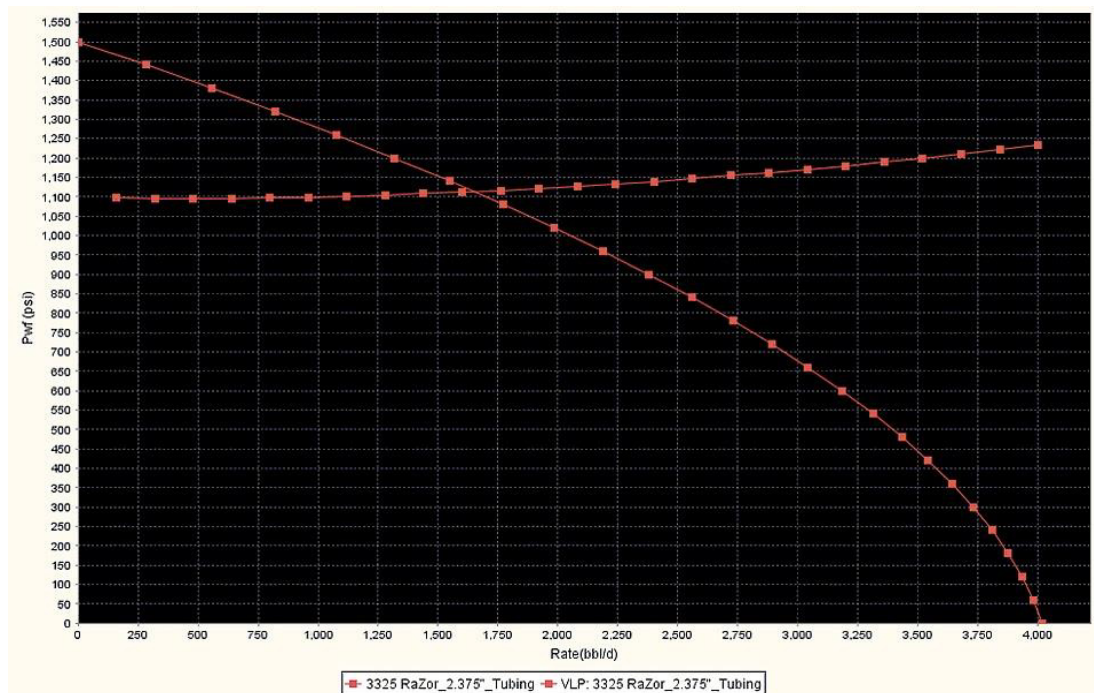


Cálculo del Skin

- Compara Penetración y flujo para múltiples Sistemas de Cañoneo.
- Puede abordar escenarios donde se vuelve a disparar.

Ventajas que ofrece:

- Simular diferentes Sistemas de Cañoneo y Condiciones de Reservorio.



Selección de Carga dependiendo del Inflow y Outflow

- Software puede simular cualquier Sistema de diferentes fabricantes: Owen, Schlumberger, Baker, Geodynamics, Titan y otros.
- Simula disparos profundos y con cargas de gran diámetro.
- Cálculos de profundidad de penetración usando correlaciones de cemento, basado en modelos de Thompson Otts y Penetración de Roca.

BIBLIOGRAFÍA

1. GEODYNAMICS, “Essential Guide for Connex™ Perforating”, 2007.
2. GEODYNAMICS, “Connex™ Brochure”, 2008.
3. GEODYNAMICS, “Connex™ Reactive Perforating Technology”, 2008.
4. BARKER J., & PHIL S.; “Perforating Solutions”, Halliburton Energy Services.
5. LÓPEZ JIMENO C., LÓPEZ JIMENO E. & GARCÍA P.; “Manual de Perforación y Voladura de Rocas”, Capítulo 9, 2003.
6. OIL & GAS CONSULTANTS INTERNATIONAL INC. and H. DALE BEGGS,; “Production Optimization: Using Nodal Analysis”, Capítulo 1, 1991.

7. BELL W., "Perforating Underbalanced Evolving, TECHNIQUES, JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY", 1984.
8. T. QAYYUM, SPE, K. KHATTAK, SPE, I. QURESHI, SPE, and T. AIZAD, SPE, EASTERN TESTING SERVICE and S. HAMEED, SPE, and S. AKHTAR, SPE, Dewan Petroleum, Ltd, "Successful Introduction of Next Generation – Reactive Liner Perforating Technology in Pakistan", SPE/IADC 125901, 2009.
9. PAPATZACOS P.,; "Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells", SPE 13956, 1987.
10. CINCO H., MILLER F.G. and RAMEY H.J.,; "Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Directionally Drilled Well", 1975.
11. FLORES, JOSÉ G and CEVALLOS, MIGUEL A.,; "An Objective Methodology for Optimum Perforating Design and Evaluation: Application for Production Enhancement", SPE 81052, 2003.
12. AAGE JELMERT T. and DEPARTAMENT OF PETROLEUM ENGINEERING AND APPLIED GEOPHYSICS,; "Hawkins's Formula for the Skin Factor".

13. DE LOS SANTOS A. ANDRÉS,; “Supervisión de una Reparación Mayor sin equipo en la Cuenca de Burgos”, 2012.
14. FORERO A.,; “Conceptos y Técnicas de Cañoneo”, 2002.
15. Slumberger, «The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>. [Último acceso: Marzo 2015].