

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE  
CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO, PARA LA NUEVA CAMPAÑA DE  
PERFORACIÓN 2018 DE UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS  
LLANOS ORIENTALES MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

**JOSÉ MARÍA LEIVA ROJAS**

**GABRIELA PEÑUELA ÁVILA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE  
CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO, PARA LA NUEVA CAMPAÑA DE  
PERFORACIÓN 2018 DE UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS  
LLANOS ORIENTALES MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

**JOSÉ MARÍA LEIVA ROJAS  
GABRIELA PEÑUELA ÁVILA**

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
CAROLINA CÉSPEDES CHAVARRO  
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador  
JORGE ANDRÉS TOVAR MORENO  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Adriangela Romero Chiquinquirá

---

Miguel Ángel Rodríguez Reyes

---

Jorge Andrés Tovar Moreno

Bogotá, D.C., Febrero de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estas corresponden únicamente al autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por permitirnos estar aquí, guiarnos por el camino correcto, y darnos la oportunidad de culminar esta etapa de nuestra vida.

Agradecemos especialmente a la empresa Ecopetrol S.A. que nos permitió desarrollar este Trabajo de Grado.

A nuestra directora la Ingeniera Carolina Céspedes Chavarro, por brindarnos su tiempo, experiencia, conocimiento e incondicional colaboración para que este proyecto pudiera desarrollarse satisfactoriamente.

A nuestro Orientador, el Ingeniero Jorge Andrés Tovar Moreno, por ser especialmente atento y una guía al interior de la Universidad.

A todo el cuerpo docente de la Universidad por compartirnos sus conocimientos para nuestra formación como Ingenieros.

## DEDICATORIA

*A Dios por permitirme el don del estudio y por permitirme escoger una profesión que me apasiona y me llena de alegría.*

*A mis padres, Margarita y Fernando, por ser mis pilares fundamentales de todo lo que soy, porque sin su apoyo y guía nunca hubiera sido posible culminar esta linda etapa que ya llega a su ocaso, para continuar siguiendo su ejemplo en el camino de la vida.*

*A mis hermanos María, Sebas y Juanpis por aguantarme a mí y a mis mil conversaciones de Skype hasta altas horas de la madrugada, donde mi estridente risa se colaba en sus cálidas sabanas.*

*A Vito mi compañero de cuatro patas, por cada noche de desvelo incondicional a mi lado, irradiando la más pura felicidad con su cálida compañía. A mis amigos por estar en mi vida y por ser mi segunda familia.*

*Y Por último y para nada menos importante a mi querida compañera, colega y amiga Gabriela, por su dedicación comprensión y su invaluable apoyo, porque a pesar de las adversidades, siempre hubo espacio para las risas y para la terrible pero placentera procrastinación.*

*José María Leiva Rojas*

## DEDICATORIA

*A Dios, por permitirme vivir un día más, por guiarme e iluminarme a lo largo de mi vida, y por darme a la mejor familia que alguien puede tener.*

*A mi mamá, que es la razón de mi existir, y gracias a sus oraciones, esfuerzo, sacrificio, constancia, perseverancia y amor, pude alcanzar este logro que es de ambas, ¡te amo madrecita! A mi papá, por aconsejarme, querer siempre lo mejor para mí, llenar mi vida de alegría, motivarme a siempre seguir adelante, y estar ahí constantemente.*

*A las mejores hermanas que Dios pudo poner en mi vida. Gemelas, ustedes son un modelo a seguir, son inteligentes, constantes, disciplinadas e incondicionales. Me siento extremadamente orgullosa de ustedes, de los logros que han conseguido en su vida, de los obstáculos que han logrado superar de la mejor manera, y de las increíbles mujeres y profesionales en las que se convierten día a día.*

*A mi Jallo por ser el mejor tío-padrino-papá del mundo, a mi tía Betty por ser tan incondicional en mi vida, ¡te amo tía! y estoy extremadamente feliz que estés de vuelta con nosotras. A mi tía Beatriz por su entrega a Dios y ser el pilar en nuestro hogar, a mi tía Mery por ser mi segunda mamá, a mi abuelita y mi tío Miguel, ¡los extraño demasiado! y en general a mi familia, por siempre tenerme presente en sus oraciones, las cuales fueron indispensables para estar donde estoy (perdón por no nombrarlos, pero se haría interminable esta dedicatoria).*

*Por último, pero no menos importante, a mi compañero, amigo y cómplice José. Le agradezco a Dios por haberme permitido conocerte, ser parte de tu vida, y estar juntos en esta caótica, enriquecedora y divertida aventura.*

*Gabriela Peñuela Ávila*



## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>31</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>32</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO</b>	<b>33</b>
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	33
1.2 LOCALIZACIÓN	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	36
1.3.1 Columna estratigráfica	36
1.3.2 Estratigrafía	38
1.3.2.1 Formación Une	38
1.3.2.2 Formación Gachetá	38
1.3.2.3 Formación Guadalupe	38
1.3.2.4 Formación Barco	38
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	39
1.3.2.6 Formación Mirador	39
1.3.2.7 Formación Carbonera	39
1.3.2.8 Formación León	40
1.3.2.9 Formación Guayabo	40
1.3.3 Geología Estructural	40
1.3.4 Geología Del Petróleo	41
1.3.4.1 Roca Generadora.	41
1.3.4.2 Roca Reservorio	41
1.3.4.3 Migración	42
1.3.4.4 Roca Sello	42
1.3.4.5 Trampas	42
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO	42
1.4.1 Método de Producción	43
1.4.2 Tiempo de producción	43
1.4.3 Número de pozos	44
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	44
1.4.5 Características del yacimiento	47
<b>2. GENERALIDADES DE LAS TÉCNICAS DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO IMPLEMENTADAS ACTUALMENTE EN EL CAMPO DE ESTUDIO</b>	<b>48</b>
2.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS	48
2.1.1 Completamiento en hueco abierto	48
2.1.2 Completamiento en hueco revestido y cañoneado	49

2.1.3 Completamiento con empaque con grava	50
2.2 CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO	51
2.2.1 Historia de las operaciones de conectividad	52
2.2.2 Métodos de cañoneo	52
2.2.2.1 Cañones bajados con cable (Wireline)	53
2.2.2.2 Cañones bajados con Casing gun	54
2.2.2.3 Through-tubing gun	55
2.2.2.4 Cañones bajados con la tubería de producción (Tubing Conveyed Perforating (TCP))	56
2.2.3 Cargas utilizadas para la operación	57
2.2.3.1 Disparo de bala	57
2.2.3.2 Disparo a chorro	57
2.2.4 Geometría del cañoneo	62
2.2.4.1 Ángulo de fase o Dirección de tiro	62
2.2.4.2 Longitud de penetración	63
2.2.4.3 Densidad de disparo	63
2.2.4.4 Diámetro del hoyo.	63
2.2.5 Otros factores que afectan la eficiencia del cañoneo.	63
2.2.5.1 Efecto de la resistencia a la compresión	64
2.2.5.2 Diferencial de presión	64
2.2.5.3 Efectos del casing	64
2.2.5.4 Limitaciones de temperatura	65
2.2.5.5 Efecto de usar fluidos limpios	65
2.2.5.6 Daño de la formación	66
2.3 EFECTO DEL DAÑO DE LOS PERFORADOS EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO	66
2.3.1 Daño de formación por operaciones de Cañoneo	66
2.3.1.1 Zona compactada alrededor del canal creado	67
2.3.1.2 Origen de los finos alrededor de los canales perforados	67
2.3.1.3 Efecto de la presión bajo balance	67
2.3.1.4 Efecto de la permeabilidad de la formación	68
<b>3. GENERALIDADES DE LAS TÉCNICAS DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO CON FLUIDOS ABRASIVOS Y CON MATERIALES PROPELENTES</b>	<b>70</b>
3.1 TÉCNICA DE CONECTIVIDAD CON MATERIALES PROPELENTES	70
3.1.1 Propelentes	70
3.1.2 Descripción de la tecnología	71
3.1.3 Ventajas de operación con propelente	72
3.1.4 Limitaciones de operación con propelente	72
3.1.5 Configuración de la herramienta	72
3.1.6 Componentes de la herramienta	73
3.1.6.1 Camisa de propelente	73
3.1.6.2 Anillos centralizadores	73
3.1.6.3 Bull nose subs	73

3.1.6.4	Perforating Gun	73
3.1.6.5	High-speed/High-shock downhole memory gauge	73
3.1.7	Operación	75
3.1.8	Propagación de fracturas generadas por el propelente	76
3.1.9	Casos donde se puede aplicar la técnica de StimGun	76
3.2	<b>TÉCNICA DE CONECTIVIDAD CON FLUIDOS ABRASIVOS</b>	77
3.2.1	Descripción de la Técnica	78
3.2.2	Parámetros Principales	78
3.2.2.1	Penetración	78
3.2.2.2	Selección del Material	78
3.2.2.3	Selección del líquido	78
3.2.3	Ventajas de la perforación abrasiva	78
3.2.4	Descripción de la Operación	80
3.2.5	BHA perforado abrasivo	81
3.2.6	Importancia de las boquillas	82
3.2.7	Casos donde se puede aplicar la técnica Sand Jetting	84
<b>4.</b>	<b>EVALUACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE ESTUDIO</b>	<b>85</b>
4.1	POZO A	85
4.2	POZO B	90
4.3	POZO C	93
<b>5.</b>	<b>SIMULACIÓN EN PROSPER DE LAS TÉCNICAS DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO CON FLUIDOS ABRASIVOS, MATERIALES PROPELENTES Y CONVENCIONALES</b>	<b>96</b>
5.1	SIMULADOR PROSPER	96
5.1.1	Entrada de datos IPR	97
5.2	SIMULACIÓN POZO A	99
5.2.1	Simulación cañoneo convencional	99
5.2.2	Simulación Sand Jetting	128
5.2.3	Simulación Fracturamiento Hidráulico	132
5.3	SIMULACIÓN POZO B	134
5.3.1	Simulación cañoneo convencional	134
5.3.2	Simulación Sand Jetting	135
5.3.3	Simulación StimGun	136
5.4	SIMULACIÓN POZO C	137
5.4.1	Simulación cañoneo convencional	137
5.4.2	Simulación Sand Jetting	139
5.4.3	Simulación Fracturamiento Hidráulico	140
<b>6.</b>	<b>SELECCIÓN DE LA TÉCNICA A USAR EN LOS TRES POZOS DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2018</b>	<b>142</b>
6.1	ANÁLISIS NODAL	142
6.1.1	Inflow y outflow	143
6.1.2	Objetivos del análisis nodal	143

6.1.3	Inflow performance relationship (IPR)	144
6.1.3.1	IPR para pozos de petróleo	144
6.1.3.2	Soluciones analíticas para una fase	145
6.1.3.3	Soluciones analíticas para flujo multifásico	145
6.1.4	Componentes	148
6.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO A	150
6.2.1	Comparación de cargas cañoneo convencional	150
6.2.2	Comparación de Sand Jetting y Carga convencional Pozo A	153
6.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO B	155
6.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO C	156
6.5	SELECCIÓN DE LA TÉCNICA A USAR	158
6.5.1	Zona Sur	158
6.5.2	Zona Norte	158
<b>7.</b>	<b>ANÁLISIS FINANCIERO</b>	<b>159</b>
7.1	POZO A	159
7.1.1	Análisis de costos de capital (CAPEX)	159
7.1.2	Análisis de costos de operación (OPEX)	160
7.1.3	Ingresos	162
7.1.4	Egresos	164
7.1.5	Evaluación financiera	166
7.2	POZO B	171
7.2.1	Análisis de costos de capital (CAPEX)	171
7.2.2	Análisis de costos de operación (OPEX)	171
7.2.3	Ingresos	173
7.2.4	Egresos	173
7.2.5	Evaluación financiera	174
7.3	POZO C	179
7.3.1	Análisis de costos de capital (CAPEX)	179
7.3.2	Análisis de costos de operación (OPEX)	179
7.3.3	Ingresos	180
7.3.4	Egresos	181
7.3.5	Evaluación financiera	182
7.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS	187
7.4.1	Zona Sur	187
7.4.2	Zona Norte	187
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>189</b>
<b>9.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>191</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>192</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>196</b>

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Caída de presión	142
<b>Ecuación 2.</b> Caída de presión por Nodos	143
<b>Ecuación 3.</b> Solución monofásica para flujo en estado estable	145
<b>Ecuación 4.</b> Solución monofásica para flujo en estado semi-estable	145
<b>Ecuación 5.</b> Solución IPR de Vogel para flujo multifásico	146
<b>Ecuación 6.</b> Solución de Neely y Brown para establecer el caudal de petróleo máximo	146
<b>Ecuación 7.</b> Cálculo de caudal de petróleo cuando $P_{wf} > P_b$	147
<b>Ecuación 8.</b> Cálculo de caudal de petróleo cuando $P_{wf} < P_b$	147
<b>Ecuación 9.</b> Cálculo de J cuando $P_{wf} > P_b$	147
<b>Ecuación 10.</b> Cálculo de J cuando $P_{wf} < P_b$	148
<b>Ecuación 11.</b> Relaciones de Wiggins cuando hay tres fases fluyendo	148
<b>Ecuación 12.</b> Declinación exponencial de producción	160
<b>Ecuación 13.</b> Valor presente neto	166
<b>Ecuación 14.</b> Tasa nominal mensual	166

## LISTA DE FIGURAS

	pág
<b>Figura 1.</b> Ubicación Geográfica del Campo de estudio localizado en la Cuenca de Los Llanos Orientales	35
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada Cuenca de los Llanos Orientales con las unidades operacionales	37
<b>Figura 3.</b> Corte Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales	41
<b>Figura 4.</b> Producción promedio	46
<b>Figura 5.</b> Completamiento con hueco abierto	49
<b>Figura 6.</b> Completamiento con hueco revestido	50
<b>Figura 7.</b> Completamiento con empaque por grava	51
<b>Figura 8.</b> Operaciones de cañoneo	53
<b>Figura 9.</b> Casing gun	54
<b>Figura 10.</b> Through tubing	55
<b>Figura 11.</b> TCP	56
<b>Figura 12.</b> Elementos de una carga premoldeada	58
<b>Figura 13.</b> Clasificación de tiempo-temperatura de explosivos	59
<b>Figura 14.</b> Detonación de una carga hueca	60
<b>Figura 15.</b> Carga de penetración profunda	61
<b>Figura 16.</b> Cargas de hoyo grande	61
<b>Figura 17.</b> Factores geométricos para las operaciones de cañoneo.	62
<b>Figura 18.</b> Configuración típica de la herramienta TCP en combinación con materiales propelentes	74
<b>Figura 19.</b> Presión vs tiempo durante y después del disparo.	77
<b>Figura 20.</b> Representación gráfica de la zona dañada para cañoneo convencional	80
<b>Figura 21.</b> BHA para perforación abrasiva	82
<b>Figura 22.</b> Vista en superficie de la herramienta de Sand Jetting.	83
<b>Figura 23.</b> Presión de circulación durante la perforación de una etapa con Sand Jetting	84
<b>Figura 24.</b> Pantalla de entrada datos IPR	97
<b>Figura 25.</b> Pantalla principal de SPOT	100
<b>Figura 26.</b> Option Summary. System. Summary. Información general del pozo	101
<b>Figura 27.</b> PVT	102
<b>Figura 28.</b> Matching PVT	102
<b>Figura 29.</b> ingresar Tabla PVT	103
<b>Figura 30.</b> Match correlaciones de parámetros PVT	104
<b>Figura 31.</b> Desviación estándar correlaciones de parámetros PVT	104
<b>Figura 32.</b> Ajuste correlaciones-Viscosidad	105
<b>Figura 33.</b> Selección de correlaciones PVT	105
<b>Figura 34.</b> Equipment Data	106
<b>Figura 35.</b> Survey	107
<b>Figura 36.</b> Equipo de subsuelo	108

<b>Figura 37.</b> Gradiente geotérmico	108
<b>Figura 38.</b> Average Heat Capacities	109
<b>Figura 39.</b> ESP Input Data	109
<b>Figura 40.</b> Seleccionar Spot	110
<b>Figura 41.</b> IPR Data	111
<b>Figura 42.</b> Survey	111
<b>Figura 43.</b> Layers	112
<b>Figura 44.</b> Permeabilidades relativas	112
<b>Figura 45.</b> Datos de invasión	113
<b>Figura 46.</b> Información de la carga seleccionada	113
<b>Figura 47.</b> Selección de tipo de carga	114
<b>Figura 48.</b> Generación de intervalos	114
<b>Figura 49.</b> Completion	115
<b>Figura 50.</b> Calcular Curva IPR	115
<b>Figura 51.</b> Cambio de presión y producción	116
<b>Figura 52.</b> Test Data	116
<b>Figura 53.</b> Adición de casos-tipos de cargas	117
<b>Figura 54.</b> Casos de cargas añadidas	118
<b>Figura 55.</b> Selección del tipo de carga	119
<b>Figura 56.</b> ESP Performance	121
<b>Figura 57.</b> QuickLook	121
<b>Figura 58.</b> ESP Design	122
<b>Figura 59.</b> VLP/IPR Matching	122
<b>Figura 60.</b> Correlation Comparison	123
<b>Figura 61.</b> Seleccionar la correlación de tubería que mejor se ajuste	123
<b>Figura 62.</b> Ajuste Correlaciones	124
<b>Figura 63.</b> Selección de correlación	124
<b>Figura 64.</b> VLP	125
<b>Figura 65.</b> Gradient Traverse	125
<b>Figura 66.</b> VLP Matching, selección correlación tubería.	126
<b>Figura 67.</b> PLOT	126
<b>Figura 68.</b> Test Data	127
<b>Figura 69.</b> Modelo de reservorio, Geometry	128
<b>Figura 70.</b> PetroPhysics	129
<b>Figura 71.</b> Damaged Zone	129
<b>Figura 72.</b> Cased Hole	130
<b>Figura 73.</b> Crushed Zone	130
<b>Figura 74.</b> Perforations	131
<b>Figura 75.</b> Selección del módulo Hidraulically Fractured Well	132
<b>Figura 76.</b> Hydraulically Fractured Well Reservoir Model	133
<b>Figura 77.</b> Componentes del sistema de flujo de un pozo, con sus respectivas caídas de presión.	149

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>pág</b>
<b>Gráfica 1.</b> Presión Bajo Balance (PSI) vs Permeabilidad de la formación (mD)	68
<b>Gráfica 2.</b> Permeabilidad de la formación (mD) vs Bajo balance óptimo	69
<b>Gráfica 3.</b> Curva de permeabilidades relativas Unidad K1	87
<b>Gráfica 4.</b> Curva de permeabilidades relativas Unidad K2	88
<b>Gráfica 5.</b> Curva IPR Pozo A	90
<b>Gráfica 6.</b> Curva IPR Pozo B	93
<b>Gráfica 7.</b> Curva IPR Pozo C	95
<b>Gráfica 8.</b> Curva IPR Pozo A	116
<b>Gráfica 9.</b> Gráficas IPR para diferentes cargas Pozo A	118
<b>Gráfica 10.</b> Zoom gráficas IPR para diferentes cargas Pozo A	119
<b>Gráfica 11.</b> Curva IPR Pozo A (Cañoneo convencional)	120
<b>Gráfica 12.</b> VLP Vs IPR Pozo A (Cañoneo convencional)	126
<b>Gráfica 13.</b> IPR-VLP-PIP-Presión Descarga Pozo A (Cañoneo convencional)	127
<b>Gráfica 14.</b> Curva IPR Pozo A (Sand Jetting)	131
<b>Gráfica 15.</b> Curva IPR Pozo A (Fracturamiento Hidráulico)	133
<b>Gráfica 16.</b> Curva IPR Pozo B (Cañoneo convencional)	134
<b>Gráfica 17.</b> Curva IPR Pozo B (Sand Jetting)	136
<b>Gráfica 18.</b> Curva IPR Pozo B (StimGun)	137
<b>Gráfica 19.</b> Curva IPR Pozo C (Cañoneo convencional)	138
<b>Gráfica 20.</b> Curva IPR Pozo C (Sand Jetting)	140
<b>Gráfica 21.</b> Curva IPR Pozo C (Fracturamiento Hidráulico)	141
<b>Gráfica 22.</b> Comparación cargas Big Hole	151
<b>Gráfica 23.</b> Comparación cargas Deep Penetration	152
<b>Gráfica 24.</b> Comparación carga convencional con Sand Jetting y Fractura.	154
<b>Gráfica 25.</b> Comparación Cañoneo convencional, Sand Jetting, StimGun y Fracturamiento Pozo B	155
<b>Gráfica 26.</b> Comparación Cañoneo convencional, Fractura, Sand Jetting y StimGun Pozo C	157



## LISTA DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1.</b> Sistemas de levantamiento artificial presentes en el Campo de estudio	43
<b>Tabla 2.</b> Estado de Pozos Campo de estudio	44
<b>Tabla 3.</b> Características de los yacimientos	47
<b>Tabla 4.</b> Clasificación por temperatura de explosivos.	58
<b>Tabla 5.</b> PVT	85
<b>Tabla 6.</b> Información general PVT	86
<b>Tabla 7.</b> Permeabilidades relativas Unidad K1	86
<b>Tabla 8.</b> Permeabilidades relativas Unidad K2	87
<b>Tabla 9.</b> Intervalos Cañoneados Pozo A	88
<b>Tabla 10.</b> Promedios petrofísicos intervalos pozo A	89
<b>Tabla 11.</b> Pruebas de producción Pozo A	89
<b>Tabla 12.</b> Intervalos Cañoneados Pozo B	91
<b>Tabla 13.</b> Intervalos Fracturados Pozo B	91
<b>Tabla 14.</b> Parámetros Geometría de Fractura	91
<b>Tabla 15.</b> Promedios petrofísicos intervalos pozo B	92
<b>Tabla 16.</b> Pruebas de producción Pozo B	92
<b>Tabla 17.</b> Intervalos Cañoneados Pozo C	94
<b>Tabla 18.</b> Perforación efectiva StimGun Pozo C	94
<b>Tabla 19.</b> Promedios petrofísicos intervalos pozo C	94
<b>Tabla 20.</b> Pruebas de producción Pozo C	95
<b>Tabla 21.</b> Otros datos Simulación Pozo B (Cañoneo convencional)	135
<b>Tabla 22.</b> Otros datos Simulación Pozo B (Sand Jetting)	136
<b>Tabla 23.</b> Otros datos Simulación Pozo B (StimGun)	137
<b>Tabla 24.</b> Otros datos Simulación Pozo C (Cañoneo convencional)	139
<b>Tabla 25.</b> Otros datos Simulación Pozo B (Sand Jetting)	140
<b>Tabla 26.</b> Comparación de Cargas Pozo A	153
<b>Tabla 27.</b> Comparación IP y caudal Pozo A	154
<b>Tabla 28.</b> Comparación IP y Caudal pozo B	156
<b>Tabla 29.</b> Comparación IP y Caudal Pozo C	157
<b>Tabla 30.</b> CAPEX Pozo A	160
<b>Tabla 31.</b> OPEX Cañoneo Convencional, StimGun y Sand Jetting	160
<b>Tabla 32.</b> OPEX y producción mensual Pozo A (Cañoneo convencional)	161
<b>Tabla 33.</b> OPEX y producción mensual Pozo A (Sand Jetting)	161
<b>Tabla 34.</b> OPEX y producción mensual Pozo A (Fractura)	162
<b>Tabla 35.</b> Ingresos Pozo A Cañoneo Convencional	162
<b>Tabla 36.</b> Ingresos Pozo A con Sand Jetting	163
<b>Tabla 37.</b> Ingresos Pozo A con Fractura	163
<b>Tabla 38.</b> Regalías Pozo A Cañoneo Convencional	164
<b>Tabla 39.</b> Regalías Pozo A Sand Jetting	165
<b>Tabla 40.</b> Regalías Pozo A Fractura	165
<b>Tabla 41.</b> Flujo de caja Pozo A (cañoneo convencional)	168

<b>Tabla 42.</b> Flujo de caja Pozo A (Sand Jetting)	169
<b>Tabla 43.</b> Flujo de caja Pozo A (Fractura)	170
<b>Tabla 44.</b> CAPEX Pozo B	171
<b>Tabla 45.</b> OPEX Fracturamiento hidráulico	171
<b>Tabla 46.</b> Producción estimada Pozo B	172
<b>Tabla 47.</b> OPEX Pozo B	172
<b>Tabla 48.</b> Ingresos Pozo B	173
<b>Tabla 49.</b> Regalías Pozo B	173
<b>Tabla 50.</b> Flujo de caja Pozo B (Fracturamiento hidráulico)	175
<b>Tabla 51.</b> Flujo de caja Pozo B (Sand Jetting)	176
<b>Tabla 52.</b> Flujo de caja Pozo B (Cañoneo convencional)	177
<b>Tabla 53.</b> Flujo de caja Pozo B (StimGun)	178
<b>Tabla 54.</b> CAPEX Pozo C	179
<b>Tabla 55.</b> Producción estimada Pozo C	179
<b>Tabla 56.</b> OPEX Pozo C	180
<b>Tabla 57.</b> Ingresos Pozo C	181
<b>Tabla 58.</b> Regalías Pozo C	181
<b>Tabla 59.</b> Flujo de caja Pozo C (StimGun)	183
<b>Tabla 60.</b> Flujo de caja Pozo C (Sand Jetting)	184
<b>Tabla 61.</b> Flujo de caja Pozo C (Cañoneo convencional)	185
<b>Tabla 62.</b> Flujo de caja Pozo C (Fracturamiento hidráulico)	186
<b>Tabla 63.</b> Resultados VPN Pozo A	187
<b>Tabla 64.</b> Resultados VPN Pozo B	188
<b>Tabla 65.</b> Resultados VPN Pozo C	188

## ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>°</b>	Grados
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit (unidad de temperatura)
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
<b>BHA</b>	Bottom hole assembly (ensamblaje de fondo de pozo)
<b>Bo</b>	Factor volumétrico del petróleo
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>BSW</b>	Basic Sediment and water (contenido de agua libre y sedimentos)
<b>CAPEX</b>	Capital expenditures (Costos inversión)
<b>Cp</b>	Centipoise (unidad de viscosidad)
<b>CT</b>	Coiled Tubing
<b>GOR</b>	Relación gas-petróleo
<b>in</b>	Pulgadas (medida de longitud)
<b>IP</b>	Índice de productividad
<b>IPR</b>	Índice de productividad
<b>KBPD</b>	Miles de barriles por día
<b>KBWPD</b>	Miles de barriles de agua por día
<b>Kg</b>	Kilogramos (unidad de masa)
<b>Kg/m<sup>3</sup></b>	Kilogramos por metro cúbico
<b>Km</b>	Kilometros (unidad de longitud)
<b>Kro</b>	Permeabilidad relativa al petróleo
<b>Krw</b>	Permeabilidad relativa al agua
<b>L/min</b>	Litro por minuto (unidad de caudal)
<b>m</b>	Metros (medida de longitud)
<b>mD</b>	Milidarcy (unidad de permeabilidad)
<b>min</b>	Minutos (unidad de tiempo)
<b>mm</b>	Milímetros (unidad de longitud)
<b>MMB</b>	Millones de barriles
<b>OPEX</b>	Open expenditures (Costos de operación)
<b>PIP</b>	Presión del intake
<b>PSI</b>	Libras por pulgada cuadrada (pound per square inches)
<b>Psi/pies</b>	Libras por pulgada cuadrada por pie
<b>Pwf</b>	Presión de fondo
<b>Pyto</b>	Presión del yacimiento
<b>Sg</b>	Segundos (unidad de tiempo)
<b>SPF</b>	Shoots per feet (tiros por pie)
<b>SPM</b>	Shoots per meter (tiros por metro)
<b>SPOT</b>	Shell perforating optimization tool
<b>STAP</b>	Sistema de tratamiento de aguas de producción
<b>TCP</b>	Tubing conveyed perforating (cañoneo por tubería)
<b>TIO</b>	Tasa interna de oportunidad

<b>TPP</b>	Tiros por pie
<b>TVD</b>	True vertical depth (profundidad vertical verdadera)
<b>USD</b>	Dólares americanos
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate

## GLOSARIO

**AGUA DE PRODUCCIÓN:** agua producida con petróleo y gas, provenientes de yacimientos con agua inicial, acuíferos activos o proyectos de inyección de agua.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** punto geográfico en donde se acumulan sedimentos y organismos bajo condiciones físicas, químicas y biológicas. Se clasifican en continentales, costeros o transicionales y marinos.

**AMBIENTE MARINO:** es aquel punto geográfico en que la energía de transporte es función de la dinámica marina, y donde los sedimentos llegan generalmente a través de los ambientes de transición, ya sea por removilización y erosión.

**ANTICLINAL:** pliegue en el que las capas de la roca son convexas hacia arriba, en donde las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y a partir de ahí, se disponen rocas más modernas. Forman muchas trampas de hidrocarburos, con sellos en las capas externas del pliegue, y rocas de yacimiento en el núcleo.

**ARENA:** sedimento compuesto principalmente por granos que varían en su tamaño en un rango 0.063mm a 2 mm.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura detrítica, con un tamaño de grano de 0.063mm a 2 mm, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena, material orgánico o mineral. Puede estar compuesta por cuarzo, feldespato, o fragmentos líticos. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauwaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), arenisca calcárea (cementante carbonatos).

**BARRAS:** son construcciones costeras angostas y elongadas que sobresalen ligeramente de la marea alta. Están formadas por la acumulación de grava, arcillas y arenas, por una corriente litoral.

**BASAMENTO:** corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovicic. Corresponde a rocas ígneas o metamórficas deformadas más antiguas, que casi nunca desarrollan porosidad y permeabilidad necesaria para comportarse como un yacimiento de hidrocarburos.

**BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:** es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos, que tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservatorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible.

**BOMBEO MECÁNICO:** es el método de levantamiento artificial, que consiste en elevar de manera artificial el fluido que se encuentra en el pozo, a partir de una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas (cabillas)

**CAÍDA DE PRESIÓN:** para efectos de análisis nodal, la caída de presión es una medida de las obstrucciones a través del sistema de flujo. La tasa de producción de un caudal a través de la roca está determinada por el diferencial de presión, permeabilidad del sistema, viscosidad del fluido, y por el área y longitud del camino entre el pozo y el yacimiento. Las obstrucciones de Debris, residuos de roca y otras obstrucciones hacen con que la permeabilidad se vea reducida y la caída de presión aumente, disminuyendo la producción de un pozo.

**CALIZA:** rocas de origen químico compuestas principalmente por Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), el cual es un mineral blanco y parecido de calcio, de dureza 3 en la escala de Mohs.

**CAMPO:** es la porción del área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que se ha decidido explotar comercialmente.

**CAÑONEO BAJO-BALANCE:** tratase de crear orificios o conexiones a través del casing o liner de producción bajo condiciones en las cuales la presión hidrostática al interior del casing o Liner es menor que la presión de la formación. Cuando el cañoneo es hecho, hay una tendencia de que del reservorio haya flujo hacia el pozo.

**CAÑONEO SOBRE-BALANCE:** tratase de crear orificios o conexiones a través del casing o liner de producción bajo condiciones en las cuales la presión hidrostática al interior del casing o Liner es mayor que la presión de la formación.

**CARGA MOLDEADA:** es un cono de polvo metálico comprimido o de metal sólido extruido, elaborado mediante una técnica de precisión envuelto en un explosivo secundario y una cubierta, que se detona a través de un cordón detonante. El chorro generado por la carga moldeada proporciona el canal de comunicación entre el pozo y la formación.

**CASING:** tubería de acero colocada y cementada al interior del pozo en el proceso de perforación, con el fin de estabilizar el pozo. Forma un componente estructural del pozo y sirve para prevenir derrumbes de la formación hacia el pozo, mantener control de los fluidos de la formación, y aislar los fluidos del pozo de las formaciones.

**CHERT:** son minerales que pueden ser de origen biogénico, detrítico, químico e hidrotermal. Son compuestos principalmente por óxido de sílice ( $\text{SiO}_2$ ), y pueden incluir pequeños trazos de Aluminio, Hierro, Manganeso, Calcio, Potasio, Sodio, Magnesio, Níquel, Cobre, Estroncio, Bario y Titanio.

**CLÁSTICO:** sedimento derivado de rocas preexistentes, transportados a otro lugar y re depositados antes de formar otra roca, como los conglomerados, areniscas, limolita y lutita.

**COILED TUBING:** ensamblaje continuo de tubería de acero dúctil de alta resistencia, usualmente con tamaños entre 1 y 3 1/2 in. Puede ser corrido dentro de un pozo sin necesidad de realizar conexiones y su longitud alcanza los 22000 pies.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación de los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo a la evolución geológica y el principio de superposición de un área determinada, el cual menciona que las capas de sedimento se depositan en una secuencia temporal, en donde las más antiguas se encuentran en una posición inferior a las más recientes.

**COMPLETAMIENTO:** diseño, selección e instalación de tuberías, empaques, herramientas y equipos dentro del pozo, con el fin de producir el pozo de manera rentable, segura y controlada.

**CONECTIVIDAD CONVENCIONAL:** para efectos del presente proyecto, se clasifican como conectividad convencional, los métodos explosivos de cañoneo para establecer una conexión pozo-yacimiento sin incluir la perforación con materiales propelentes.

**CONECTIVIDAD:** es el proceso usado para establecer una comunicación entre la zona cercana del reservorio y el pozo. Normalmente se hace creando perforados a través del revestimiento y cemento, hasta llegar a la zona productora.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria de tipo detrítico, de diámetros mayores a 2mm, y compuesta de fragmentos redondeados de distintas rocas o minerales que se unen por un cemento o matriz.

**CONTACTO CONCORDANTE:** relación geométrica de la depositación de los sedimentos en forma de estratos o capas paralelas, en ausencia de cambios ambientales o movimientos tectónicos.

**CONTACTO DISCORDANTE:** relación geométrica entre capas de sedimentos que representan un cambio en las condiciones en que se produjo la deposición.

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN:** contrato en el que el operador recibe del Estado una zona para explorar y explotar el subsuelo durante un período determinado, que normalmente oscila entre 23 y 50 años. El Gobierno recibe del operador el pago de una regalía, la cual varía entre el 3% y el 20% de la producción.

**CONTRATO DE CONCESIÓN:** contrato en el que el Estado se asocia con una compañía petrolera o con un consorcio de ellas definiendo un "Operador", con el

objetivo de explorar y posteriormente explotar un yacimiento de hidrocarburos. El producto se reparte en proporciones acordadas. Las empresas asociadas asumen completamente el riesgo y los costos de exploración; sólo en el caso de encontrarse campos comerciales.

**CONTRATO E&P:** contrato de Exploración y Producción, en donde el contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo.

**CRUDO PESADO:** crudo con una densidad menor a 22.3 °API, según el Congreso Mundial del Petróleo.

**CUARZO:** es un mineral compuesto de Sílice (SiO<sub>2</sub>), que se puede encontrar en los granos de las arenitas y limolitas. Además, es el principal constituyente de las rocas graníticas. De dureza 7 en la escala de Mohs.

**CUARZOARENITAS:** arenisca con una composición de granos de arena de cuarzo detrítico igual o mayor al 90%.

**CUENCA:** estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

**DEBRIS:** residuos de los cañones y exceso de arenamiento en los perforados.

**DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD:** es la comunicación escrita, mediante la cual se declara que el descubrimiento que se ha hecho en el área contratada es un Campo Comercial.

**DELTÁICO:** depósito sedimentario de transición, con estratificación cruzada, acumulado en los deltas, comprendido por arenas finas, arcillas y limos, alimentado por una corriente fluvial y distribuido por olas y corrientes de lago o mar

**DENSIDAD DE DISPARO:** es la medida de las perforaciones hechas por unidad de longitud del cañón. Normalmente se miden en tiros por pie (TPP) o tiros por metro (TPM). La densidad varía entre 1 y 27 TPP.

**DEPÓSITO ALUVIAL:** conos de sedimento localizados cerca de las márgenes de las cuencas sedimentarias. La fase predominante son los conglomerados matriz-soportados, bien estratificados, y puede contener arena de canales migrados lateralmente sobre la superficie del abanico.



**DEPÓSITOS FLUVIALES:** sedimentos depositados por las corrientes de los ríos, las cuales son el agente que erosiona, transporta y deposita más sedimentos, que cualquier otro ambiente.

**DIÁMETRO DE PERFORACIÓN:** es el diámetro del orificio que hace el chorro de la carga moldeada cuando impacta la pared del revestimiento.

**DISPOSAL:** pozos de disposición de agua de producción, que fue separada en las facilidades de tratamiento.

**EMPUJE HIDRÁULICO:** se tiene un acuífero, que se expande y desplaza al petróleo o gas desde el yacimiento hacia el pozo. Si hay un constante suministro de agua al acuífero, significa que no hay caída de presión en el sistema o cae muy poco y el desplazamiento se produce por la constante entrada de agua al sistema.

**ESPESOR:** distancia perpendicular entre la base y el tope de un estrato.

**ESTRATIGRAFÍA:** es el estudio de las capas de rocas sedimentarias, para determinar el orden y el tiempo de los eventos en la historia de la tierra.

**ESTUARIO:** es un cuerpo de agua que se forma cuando las aguas dulces provenientes de quebradas y ríos fluyen hacia el océano y se mezclan con el agua salada de mar. Recibe sedimentos de fuentes fluviales y marinas, contiene facies influenciadas por mareas, olas y procesos fluviales.

**EXPLORACIÓN:** proceso mediante el cual se buscan las reservas petrolíferas que se encuentran en el subsuelo a cientos o miles de pies, y el único método efectivo, es la perforación de pozos exploratorios. Existen varios tipos de exploración tales como: geológica, geofísica, sísmica, gravimétrica, y magnética.

**EXPLOTACIÓN:** proceso mediante el cual se transporta el fluido del yacimiento hasta la superficie, mediante la perforación del subsuelo, e implementación de tecnología que maximice el potencial de los pozos.

**FACILIDADES DE PRODUCCIÓN:** conjunto de equipos, herramientas y tuberías mediante los cuales se separan las 3 fases (petróleo, gas y agua), para un posterior tratamiento, con fines de comercialización, en el caso de los hidrocarburos, y de vertimiento, inyección o disposición, en el caso del agua producida.

**FACTOR DE RECOBRO:** es la relación en porcentaje de la cantidad de hidrocarburos recuperables de un yacimiento.

**FALLA INVERSA:** esta falla se genera por fuerzas de compresión, en donde el bloque que está encima del plano de la falla sube con respecto al bloque que está debajo.

**FALLA NORMAL ANTITÉTICA:** esta falla se genera por fuerzas extensionales, en donde el bloque que está encima del plano de la falla baja respecto al bloque que está debajo, y la falla y los estratos se inclinan hacia direcciones opuestas.

**FALLA:** fractura en la corteza terrestre por la cual se mueven los cuerpos rocosos que son separados por la misma. Existen tres principales tipos de fallas; fallas normales, fallas inversas y fallas de desplazamiento horizontal.

**FELDESPATO:** mineral aluminosilicato de bario, sodio, potasio y calcio, que está presente en las rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias. Tiene una dureza de 6 a 6.5 en la escala de Mohs, y es blanco o incoloro, o toma coloraciones cuando hay presencia de otros minerales.

**FLUIDOS DE PRODUCCION:** fluidos del yacimiento (petróleo, gas y agua), que llegan a la superficie a través de pozos, ya sea por flujo natural o sistemas de levantamiento artificiales.

**FORMACIÓN:** es una unidad litoestratigráfica formal que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** es una aplicación de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección.

**GEOLOGIA ESTRUCTURAL:** es la rama de la geología que estudia la corteza terrestre, estructura, relación de las rocas que las forman, geometría de las rocas y posición en que aparecen en superficie.

**GLAUCONITA:** mineral silíceo verde originario de los sedimentos en el lecho marino, y forma una gran proporción de los depósitos marinos someros.

**GRANODECRECIENTE:** conjunto de estratos en los que el tamaño medio de grano disminuye progresivamente desde el muro hacia el techo.

**GRANULOMETRÍA:** medición y graduación de los granos o partículas de una formación sedimentaria. Los principales tipos de roca de mayor a menor tamaño son: Conglomerado, arena, limo y arcilla.

**GRAVEDAD API:** es una escala de la gravedad desarrollada por American Petroleum Institute, para medir de densidad relativa del petróleo, expresada en grados.

**INCONFORMIDAD ANGULAR:** discordancia en donde los estratos más antiguos buzan con un ángulo distinto al de los más jóvenes, generada por movimientos tectónicos.

**INFRAYACE:** en término de estratigrafía, indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra debajo de otra.

**KERÓGENO:** material precursor del petróleo insoluble proveniente de la materia orgánica y sedimentos que se encuentra dentro de los shales. A partir de diferentes tipos de kerógeno, se desprenden los hidrocarburos.

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** uso de medios artificiales para incrementar el flujo de líquidos, tales como petróleo o agua, desde pozos de producción hacia la superficie.

**LIMO:** es definida como el tamaño de grano entre 4 y 62 micrones.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria, de textura clástica y grano muy fino. Está conformada por partículas cuyo tamaño oscila entre 1/16 mm y 1/256 mm de diámetro. Compuesta de feldespato de cuarzo detrítico, filosilicatos del grupo de las micas (ilita) y de limos principalmente.

**LINER:** tubería usada para revestir la sección productora de un pozo debajo de un casing existente. El liner se extiende desde la profundidad deseada hasta 100 pies por encima del revestimiento intermedio de un pozo. Normalmente son colgados con un dispositivo al revestimiento intermedio.

**LITOLOGÍA:** es la ciencia derivada de la geología que estudia la composición y la estructura de las rocas, como su geometría, características físicas y químicas y tamaño.

**LODOLITA:** roca sedimentaria, cuyo tamaño de partícula es menor a 0.062 mm, formada por la mezcla de arcilla y limo, que al litificarse no presenta fisilidad.

**LONGITUD DE PENETRACIÓN:** distancia desde la cara de la formación hasta el extremo o punta del túnel generado por el chorro de la carga moldeada o el agente de conectividad.

**LUTITA:** roca sedimentaria silíceo compacta, dura de grano fino, con un tamaño de 0.1mm a 0.5 mm de diámetro. Compuesta por detritos clásticos constituidos por partículas del tamaño de la arcilla y del limo. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias.

**MECANISMOS DE PRODUCCIÓN:** son aquellos que aportan la energía necesaria para que los fluidos del yacimiento fluyan o se desplacen hacia el pozo, y de ahí

hacia la superficie. Están influenciados por la presión de pozo, y la presión de burbuja.

**MIGRACIÓN:** movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento, debido a efectos tectónicos o de las condiciones físicas. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

**OROGENIA:** ciencia que estudia el movimiento de las placas que subyacen a la superficie terrestre. Este movimiento puede describirse como el causante de la formación de las cadenas montañosas.

**PETRÓFISICA:** es el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con fluidos.

**PHASING:** es el ángulo que existe entre las cargas. Los ángulos de Phasing más usados son  $0^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $120^\circ$  y  $60^\circ$ .

**POROSIDAD:** es el espacio en una roca el cual no está ocupado por ningún material sólido, permitiendo así el almacenamiento de fluidos; esto depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que forman la roca, por lo cual la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados que en aquellos sometidos a litificación, ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación y la cementación.

**POZO EXPLORATORIO:** es un pozo por perforar en busca de yacimientos de hidrocarburos, en un área que no ha sido probada.

**POZO:** perforación en el subsuelo con revestimiento de tuberías de diferentes diámetros a diferentes profundidades, para la exploración y explotación de yacimientos.

**PROPANTE:** solución líquida compuesta por un agente físico particulado y un fluido con propiedades fisicoquímicas específicas para garantizar la estabilidad de los perforados generados por el cañoneo.

**PROPELENTE:** agente reactivo que aporta la energía necesaria para permitir que las cargas durante la conectividad, ya sea moldeadas o alternativas penetren a través de la formación de interés.

**ROCA GENERADORA:** roca sedimentaria rica en contenido de materia orgánica, que, debido a la presencia de calor, ha sido capaz de generar hidrocarburos, para formar yacimientos económicamente rentables.

**ROCA RESERVORIO:** roca porosa y permeable, que posee la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella.

**ROCA SELLO:** roca relativamente impermeable, que impide que los fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento, al formar una barrera sobre y alrededor de la roca reservorio.

**ROLLOVER:** son anticlinales relacionados con fallas normales extensionales. Es una estructura desarrollada dentro del bloque colgante de grandes fallas que son de naturaleza regional.

**RUMBO DEXTRAL:** relativo a una falla de desplazamiento en la que el bloque se desplaza a lo largo de la falla hacia la derecha.

**SHALE:** roca sedimentaria de grano fino, con un diámetro de partícula menor a 0.004mm, compuesta de partículas de lodo, el cual es una mezcla de minerales arcillosos y fragmentos pequeños de otros minerales como cuarzo y calcita.

**SUPRAYACE:** en término de estratigrafía, indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra por encima de otra.

**TRAMPA:** configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian).

**ZONA COMPRIMIDA:** es la zona cilíndrica alrededor del túnel de cañoneo que es dañada generalmente por el cañoneo sobre-balanceado o por un insuficiente sub-balance.

## **RESUMEN**

El presente trabajo de grado evaluó mediante simulaciones, la implementación de dos técnicas de conectividad pozo-yacimiento no convencionales (Sand Jetting y StimGun), comparándolas con las técnicas convencionales de uso extendido en el campo objeto de estudio ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

Inicialmente, se realizó una descripción acerca de las generalidades del campo objeto de estudio teniendo en cuenta la estratigrafía, geología estructural y sistema petrolífero, además de su historia e historial de producción. Posteriormente se realizó un acercamiento teórico a las generalidades de las técnicas de cañoneo convencional, discutiendo aspectos geométricos, tipos de carga y deployment. A continuación, se describieron las técnicas de conectividad de Sand Jetting y StimGun clasificadas como no convencionales, para la compañía soporte, por su escasa implementación en la misma.

Seguidamente, se describieron los pozos a ser estudiados en las simulaciones, con sus estados mecánicos, historial de producción y características petrofísicas para luego ser evaluados computacionalmente, usando el software de análisis nodal Prosper, en los módulos de Spot y SkinAide.

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones, se procedió a realizar un análisis técnico y financiero para establecer la mejor técnica para cada zona del campo a ser usada en las próximas campañas de perforación del área objeto de estudio.

### **PALABRAS CLAVE**

Análisis Nodal, Cañoneo explosivo convencional, Completamiento pozos, Conectividad No Convencional, Fluidos Abrasivos, Índice productividad, Propante, Propelente, Técnicas conectividad pozo-yacimiento.

## INTRODUCCIÓN

Lograr maximizar y acelerar la recuperación de un yacimiento, es el objetivo de las empresas en la industria de los hidrocarburos. Uno de los requerimientos para que esto se dé, es que haya una excelente comunicación pozo yacimiento para que los fluidos puedan llegar con facilidad al pozo. Existen obstrucciones que se dan debido a las diferentes operaciones necesarias de perforación y completamiento, restricciones que deben ser subsanadas con algún procedimiento para que el pozo produzca de acuerdo con su potencial estimado. Dentro de las operaciones de cañoneo, las obstrucciones más comunes están relacionadas con los residuos dejados en el canal creado y en la compactación de la roca en la zona aledaña al mencionado canal. Para superar esas restricciones, se necesita una posterior operación de estimulación, con los costos y logística asociada. Con la aplicación de las nuevas tecnologías de conectividad, se busca reducir las obstrucciones creadas por el cañoneo explosivo convencional y generar canales limpios que logren establecer una conexión eficiente entre el yacimiento virgen y el pozo.

Para que lo anterior sea posible, en el presente proyecto se establecieron comparaciones de productividad entre técnicas de cañoneo convencional y no convencional, mediante análisis computacional en el software de análisis nodal Prosper, en los módulos de Spot y SkinAide, para tres (3) pozos en el campo objeto de estudio; esto con el fin de estimar el beneficio o la producción incremental de cada una de las técnicas con fluidos abrasivos y materiales propelentes respecto a las técnicas explosivas convencionales.

Con base en los resultados numéricos se procedió a realizar una evaluación técnico-financiera sobre la viabilidad de aplicación de estas nuevas técnicas en términos de producción incremental y Valor Presente Neto, esto con la finalidad de escoger la técnica de conectividad más adecuada para la zona Norte y Sur dentro del campo, y de esta manera aumentar la productividad de los futuros pozos en la región.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico financieramente la selección del método de conectividad pozo-yacimiento, para la nueva campaña de perforación 2018 de un campo ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante análisis nodal.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo ubicado en la Cuenca de Los Llanos Orientales.
2. Describir las técnicas de conectividad pozo-yacimiento implementadas actualmente en el campo.
3. Describir las generalidades de las técnicas de conectividad pozo-yacimiento con fluidos abrasivos y con materiales propelentes.
4. Evaluar la productividad de los pozos de estudio a partir de las técnicas implementadas en la campaña de perforación 2017.
5. Simular en PROSPER las técnicas de conectividad pozo-yacimiento con fluidos abrasivos, con materiales propelentes, TCP y Wireline obteniendo las curvas de productividad de cada técnica.
6. Seleccionar el método de conectividad adecuado para la campaña de perforación dependiendo de las características del pozo, mediante el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el método de Valor Presente Neto (VPN).



## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO

En el siguiente capítulo se describe, para el campo de estudio ubicado en la Cuenca de Los Llanos Orientales, su historia, localización, marco geológico e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

En 1945, la compañía Shell empezó las operaciones de exploración en el departamento del Meta, en la zona donde se encuentra ubicado el campo.

En 1962, la compañía Chevron Petroleum Company inició actividades de exploración bajo el Contrato de Concesión de Cubarral No 1820. En 1969 se perforó un pozo exploratorio, alcanzando una profundidad de 7347 pies, donde se probó la existencia de crudo pesado en las Formaciones Mirador, Guadalupe y Une, con una gravedad API entre 10 – 13°. En 1972, el Contrato de Concesión Cubarral que tenía Chevron con el Estado se terminó, y en 1973 se firmó el nuevo Contrato de Asociación Chevron-Cubarral entre Ecopetrol y Chevron, en el cual ambos tendrían una participación del 50%<sup>1</sup>, con un término de duración de 25 años contados desde 1975, año en el cual se declaró la comercialidad del campo, y se iniciaron con las actividades de producción y explotación del campo<sup>2</sup>.

A partir del año 2000, bajo un Contrato de E&P, Ecopetrol pasó a ser el operador del Campo, asumiendo la operación directa y total del mismo. A octubre del 2018, el campo está produciendo, cuenta un área de 23.400 hectáreas aproximadamente y 3 estaciones de tratamiento de aguas y crudos, y continúa siendo operado por Ecopetrol.

### 1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo se encuentra ubicado en Colombia, en la Cuenca de Los Llanos Orientales, cubre parte del departamento del Meta, y tiene un área productiva de 11.000 acres.<sup>3</sup> (**Figura 1**). Limita al Norte con el municipio de Acacias, al Sur con el municipio de San Martín, al Oriente con el municipio de San Carlos de Guaroa, y al occidente con el municipio de Guamal.

---

<sup>1</sup> ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Agosto 30 de 2018] Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

<sup>2</sup> CÉSPEDES, Oscar Yesid. El Petróleo en el departamento del Meta 1859-2011. Junio. 2015. VOL ISSN: 1657-4605E, No 15. Guarracuco - Revista Científica, Corporación Universitaria del Meta, p. 12

<sup>3</sup> ANH. Cuenca Llanos Orientales Estudio Integrado-Crudos Pesados-2006. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pd>.

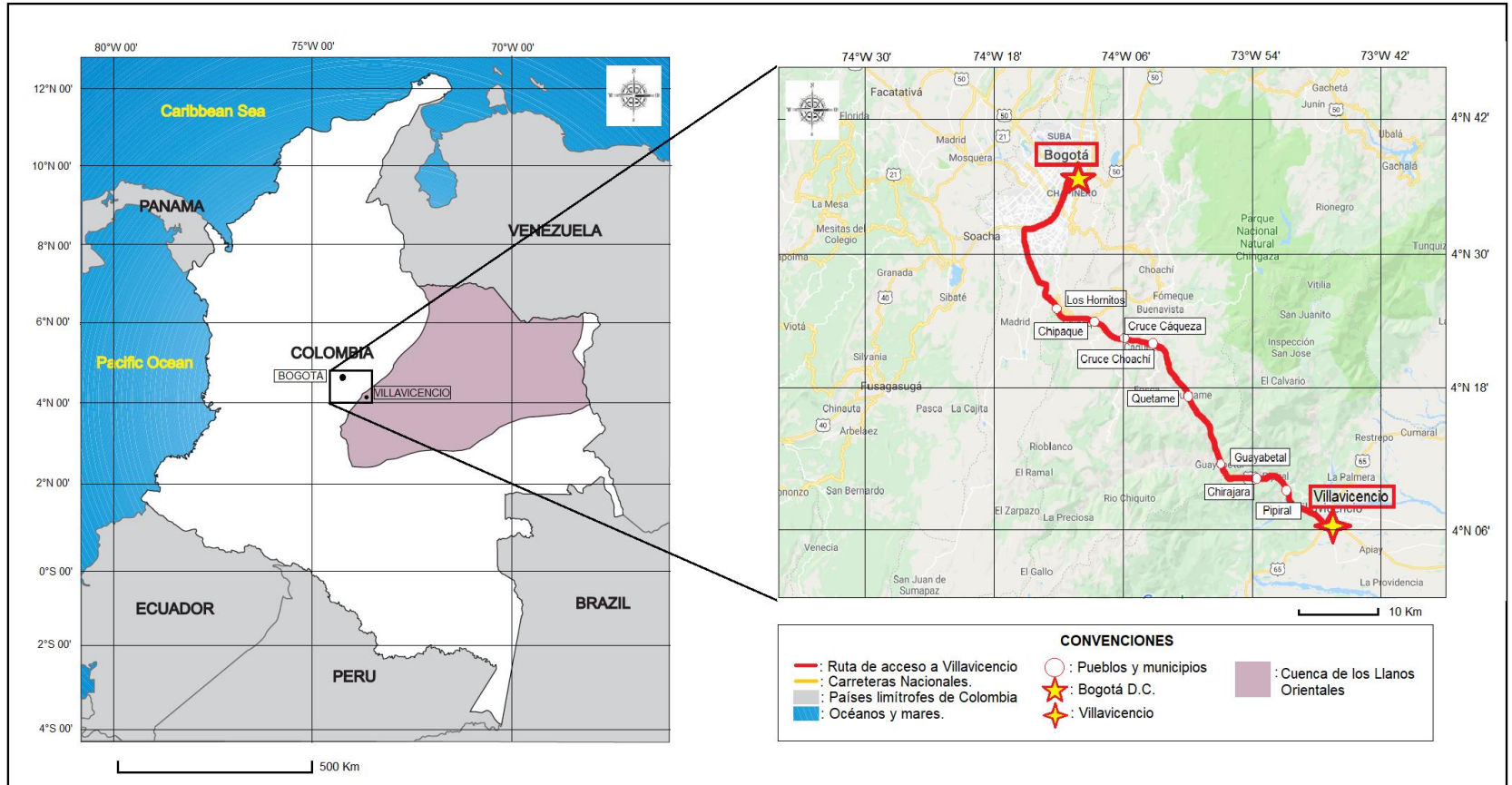
Partiendo desde Bogotá, para acceder al campo vía terrestre, el trayecto comienza tomando la Avenida Boyacá en sentido Norte-Sur hasta salir de Bogotá, inmediatamente se toma la Carretera 40 (Vía Bogotá-Villavicencio) por 88Km, atravesando el Túnel Argelino Durán Quintero, que tiene una longitud de 2.4 Kilómetros, y finaliza en el Peaje Boquerón. Mas adelante, se encuentra el pueblo Los Hornitos, se atraviesa el Municipio de Chipaque, se pasa el cruce Cáqueza, y el cruce Choachí, hasta llegar a Quetame, en donde se encuentra el Peaje Naranjal. Continuando con el recorrido, se cruza el segundo Túnel llamado Quebradablanca, y se atraviesa el Municipio Guayabetal. Después se encuentra el sector Chirajara y el sector Pipiral, en donde se ubica el último peaje con el mismo nombre. Para finalizar, la vía se divide en dos tramos; el primero, que hace parte de la antigua carretera, llegando al sector de La Grama en Villavicencio, y el segundo, por el cual se cruza el túnel Misael Pastrana Borrero, de 4,5 km de longitud, también conocido como Túnel Buenavista, que converge en el Parque Los Fundadores de Villavicencio<sup>4</sup>. A partir de ahí, sale una ruta por la vía Acacias-Guamal, de 34.5 Kilómetros, que llega al Campo de estudio.

Igualmente se puede acceder al campo Vía aérea, partiendo desde el Aeropuerto el Dorado de Bogotá, hasta el Aeropuerto Vanguardia en la ciudad de Villavicencio con un tiempo medio de vuelo de 21 minutos. Desde la terminal Aérea de Vanguardia, continuar vía terrestre como fue indicado anteriormente desde el Parque de Los Fundadores.

---

<sup>4</sup> COVIANDES. Peajes. [en línea] [citado Octubre 08 de 2018] Disponible en: <https://www.coviandes.com/peajes>

**Figura 1.** Ubicación Geográfica del Campo de estudio localizado en la Cuenca de Los Llanos Orientales.



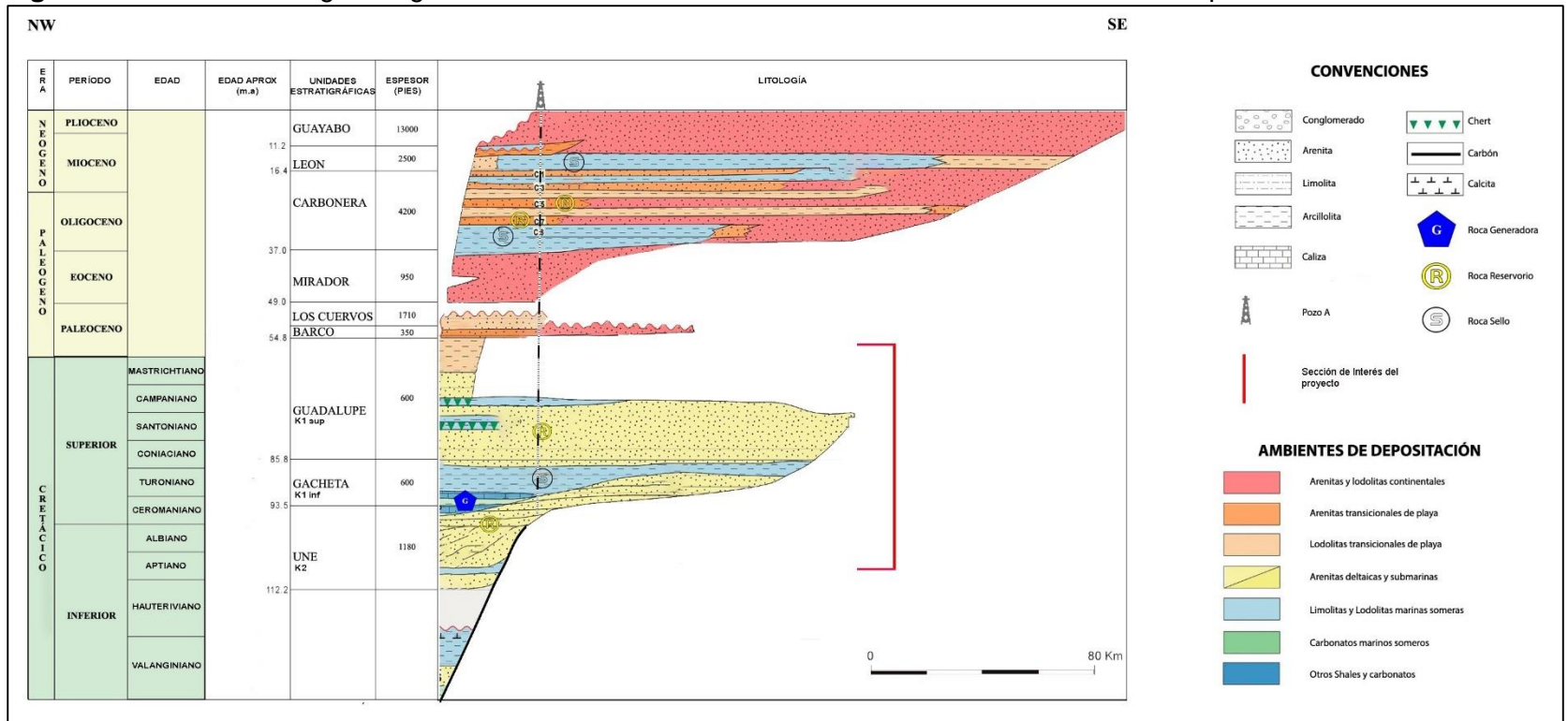
**Fuente.** BORRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. ISBN 978-958-98237-0-5. Pag 40 [en línea]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf) . Google Earth. <https://earth.google.com/web/@4.43925867,-73.70613296,2577.92747714a,136479.35284512d,35y,0h,0t,0r> Modificado por elaboración propia.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la geología del campo ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, teniendo en cuenta la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** En la **Figura 2**, se representan gráficamente la columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales y se hace énfasis en las unidades operacionales perforadas en el campo objeto de estudio.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada Cuenca de los Llanos Orientales con las unidades operacionales.



**Fuente.** SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 99. Modificado por elaboración propia

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se describe las principales características de las unidades estratigráficas perforadas en el Campo de estudio, de la más antigua a la más reciente.

**1.3.2.1 Formación Une.** La Formación Une pertenece al periodo Cretácico inferior de edad Albiano, es conocida generalmente como la Unidad K2, y según la ANH<sup>5</sup>, “consiste, principalmente, de cuarzoarenitas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas”. Tiene un espesor promedio de 330 pies, y zonas más gruesas, hasta de 1180 pies, y el ambiente de sedimentación es mayormente marino somero a estuario, y puede tener depósitos fluviales en la base de la formación<sup>6</sup>. Infrayace concordantemente a la formación Gachetá, e infrayace discordantemente a un basamento ígneo metamórfico, perteneciente al triásico.

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** La formación Gachetá pertenece al periodo Cretácico superior, de edad Coniaciano a Santoniano, y es conocida generalmente como la Unidad K1 Inferior. Litológicamente, está compuesta por una intercalación de lodolitas oscuras y negras, areniscas glauconitas delgadas, calizas, cherts y lodolitas silíceas, y su espesor promedio se encuentra entre 300 a 600 pies<sup>7</sup>. Presenta un ambiente de sedimentación continental fluvial y transicional deltáico, e infrayace concordantemente a la formación Guadalupe.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** La formación Guadalupe es conocida generalmente como la Unidad K1 Superior, pertenece al Cretáceo Superior, de edad Campaniano<sup>8</sup>, y está compuesta por areniscas masivas de tamaño de grano conglomerático a arena fina, con intercalaciones delgadas con lodolitas grises a grises oscuras, lodolitas y limolitas silíceas pardo claro, en la parte inferior de la formación<sup>9</sup>. Alcanza a tener un espesor máximo aproximadamente de 600 pies<sup>10</sup>. Se formó en un ambiente de sedimentación con canales estuarinos, influenciados por canales marinos y barras<sup>11</sup>. Infrayace discordantemente a la formación Barco.

**1.3.2.4 Formación Barco.** La Formación Barco pertenece al periodo Paleoceno con edad Maestrichtiano y se caracteriza por estar conformada por areniscas masivas, de pobre selección en su base. Su espesor alcanza los 350 pies. Esta unidad fue depositada en un ambiente de sedimentación de carácter continental y

---

<sup>5</sup> ANH, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012, p 48 [en línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

<sup>6</sup> ANH, Área de crudos pesados, informe de prospectividad, 2008, p 31. [en línea] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)

<sup>7</sup> Ibid., p. 31

<sup>8</sup> ANH, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos Op., Cit., p. 48

<sup>9</sup> ANH, Op., Cit., p. 31

<sup>10</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 48.

<sup>11</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 103.

de transición, en canales fluviales y depósitos estuarinos<sup>12</sup>. Infrayace concordantemente a la formación Los Cuervos<sup>13</sup>.

**1.3.2.5 Formación Los Cuervos.** La formación los cuervos pertenece al Paleoceno superior y Eoceno inferior. Su estratigrafía corresponde a lutitas intercaladas con arenitas de grano fino a medio. El espesor de la formación los Cuervos puede ir hasta 1710 pies<sup>14</sup>. Esta unidad fue depositada en un ambiente transicional rico en lodolitas, siendo un depósito principalmente aluvial. Infrayace discordantemente a la Formación Mirador<sup>15</sup>.

**1.3.2.6 Formación Mirador.** La formación Mirador pertenece al Eoceno Tardío y se compone principalmente de arenitas masivas con granulometría grano-decreciente desde la base hasta su tope principalmente<sup>16</sup>. En la zona inferior se pueden encontrar arenitas predominantemente feldespáticas, y en la zona superior se tiende a encontrar una mayor cantidad de cuarzoarenitas<sup>17</sup>. Su espesor alcanza los 950 pies<sup>18</sup>.

La formación Mirador, en su sección inferior, tiene una mayor influencia fluvial con una selección de granos pobre y de granulometría más gruesa, y en la sección superior, tiene una clara influencia marina. Infrayace concordantemente a la formación Carbonera <sup>19</sup>.

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** La formación Carbonera pertenece al Mioceno Medio y al Oligoceno temprano, y se encuentra subdividida en ocho (8) unidades al estar compuesta por una intercalación de arenitas, y lodolitas. Las arenitas corresponden a las unidades C1, C3, C5 y C7 y las lodolitas corresponden a las unidades C2, C4, C6 y C8<sup>20</sup>.

La formación carbonera se encuentra de 4400 a 7500 pies de profundidad y tiene un espesor promedio que va desde 200 pies hasta 4200 pies, a lo largo de los canales que tienen una extensión de hasta 75000 kilómetros cuadrados.

Las arenitas pueden ser clasificadas como cuarzoarenitas de origen continental y transicional, al haber sido generada a partir de canales fluviales y canales estuarinos,

---

<sup>12</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 49.

<sup>13</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 42.

<sup>14</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 49.

<sup>15</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 42.

<sup>16</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 49.

<sup>17</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 104.

<sup>18</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 49.

<sup>19</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 42.

<sup>20</sup> TORRADO, Lucia. MANN, Paul. Bhattacharya, Janok. Application of seismic attributes and spectral decomposition for reservoir characterization of a complex fluvial system: Case study of the Carbonera Formation, Llanos Foreland Basin, Colombia. University of Houston. Departamento de ciencias de la tierra. Agosto 2014, p.2.

con buenas características petrofísicas para ser roca reservorio, siendo la unidad C1 y C7, las que son consideradas más favorables para ser reservorios de origen clástico<sup>21</sup>. Infrayace concordantemente a la formación León<sup>22</sup>.

**1.3.2.8 Formación León.** La Formación León pertenece al periodo Mioceno Medio. Consta de shales grises a negros, ricos en materia orgánica en la parte inferior, y de shales de colores rojizos<sup>23</sup>. Tiene un espesor que puede alcanzar los 2500 pies<sup>24</sup>. Esta unidad fue depositada en un ambiente marino y continental. Infrayace concordantemente a la formación Guayabo.

**1.3.2.9 Formación Guayabo.** Pertenece al Neógeno, en la época del Mioceno Tardío hasta el Cuaternario. Está compuesta por lodolitas y arenas lodosas en la parte inferior, y con fragmentos de carbón, chert y glauconita hacia la parte superior<sup>25</sup>. Esta formación tiene un espesor que puede alcanzar los 13000 pies, y el ambiente de sedimentación es principalmente fluvial, con influencia marina hacia la base, e influencia continental hacia el tope. Suprayace concordantemente a la formación León y representa la última sedimentación de la cuenca<sup>26</sup>.

**1.3.3 Geología Estructural.** Dentro de la Cuenca De Los Llanos Orientales, se pueden encontrar ocho dominios estructurales los cuales subdividen la cuenca, siendo el domino del Meta donde se ubica el campo de estudio el cual es caracterizado por un régimen extensional de la era paleozóica, donde predominan los sistemas de fallas normales antitéticas. Hacia el oeste las fallas tienden a ser invertidas cerca de la Cuenca de la Cordillera Oriental, debido a la orogenia Andina. Esta subregión, también se caracteriza por tener una gran cantidad de anticlinales tipo “Rollover” asociados a los sistemas de fallas normales antitéticas, que constituyen el tipo de trampa dominante para los principales campos de los Llanos Orientales.<sup>27</sup>

La estructura del campo en cuestión corresponde a un anticlinal asimétrico elongado hacia el norte con dirección NE-SE, de 12Km de largo y 8Km de ancho.<sup>28</sup> Se tienen también dos sistemas de fallas que lo limitan: El sistema de fallas de rumbo dextral de Algeciras, y la Falla de Villavicencio de carácter inverso. En cuanto a los regímenes tectónicos que gobiernan la zona, se tiene un dominio extensional,

---

<sup>21</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 104.

<sup>22</sup> TORRADO., óp. cit. p. 2.

<sup>23</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 49-50.

<sup>24</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 52.

<sup>25</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 49.

<sup>26</sup> ANH, Integración geológica..., óp. cit., p. 52.

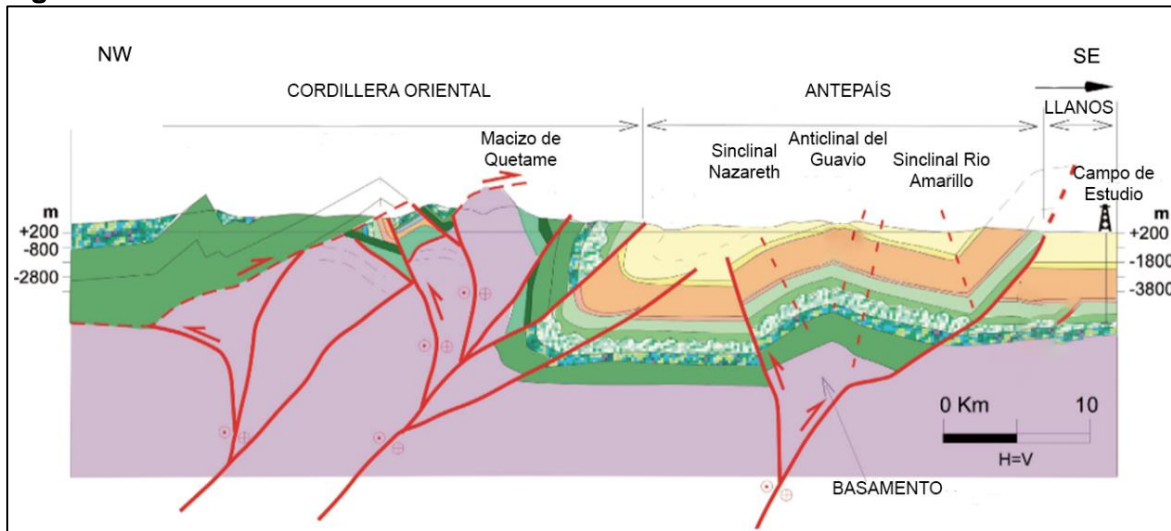
<sup>27</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 55.

<sup>28</sup> CASANOVA, Carlos M. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado para optar al título de Magister en Ciencias Geofísica. Bogota, D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias. 2016. P 14.



originando sistemas de fallas normales con edad cretácica, y convergencia E-W, y el segundo compresional, originando fallas inversas con componentes de rumbo (Dextrales), debido al levantamiento de la cordillera oriental al occidente del campo.<sup>29</sup>

**Figura 3.** Corte Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales



**Fuente.** SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 57.

**1.3.4 Geología Del Petróleo.** En este apartado se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero de la cuenca y del campo de estudio.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** En la Cuenca de los Llanos Orientales los Shales marinos de las Formaciones cretácicas Gacheta y Chipaque se constituyen como la principal roca generadora, siendo dichas formaciones, los equivalentes laterales a la Formación La Luna, las cuales poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3%, y un espesor efectivo de 50 a 100 metros<sup>30</sup>. Dentro de la cuenca, también se tienen rocas generadoras secundarias, de las cuales harían parte las lodolitas y shales de las formaciones Une, Los Cuervos, Mirador y Carbonera.

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** El almacenamiento de hidrocarburos en la Cuenca de Los Llanos Orientales se da en las cuarzoarenitas intercaladas con limolitas de la Formación Une (Unidad operacional K2) con una porosidad para el piedemonte llanero entre 12-17% y para la cuenca de antepaís 8.5-25.6%, en las areniscas intercaladas con lodolitas de la formación Gachetá (Unidad operacional K1 Inferior)

<sup>29</sup> Ibid., p. 14.

<sup>30</sup> ANH. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. Diciembre 2009. p. 1. [en línea] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

con una porosidad promedio para el piedemonte llanero de 10% y para la cuenca de antepaís del 20%, en las areniscas intercaladas con minerales arcillosos de la formación Guadalupe (Unidad operacional K1 Superior) con una porosidad promedio para la cuenca de antepaís del 30% y para el piedemonte llanero del 16%, en las areniscas de las formaciones Barco y Los Cuervos (Unidad operacional T2) con una porosidad para la cuenca de antepaís de hasta el 25% y para el piedemonte llanero del 3-13%, en las arenitas de la formación Mirador (Unidad operacional T1) con una porosidad para la cuenca de antepaís de hasta el 30% y para el piedemonte llanero menor al 10%, y en las arenitas de la formación Carbonera (Unidades operacionales C1, C3, C5 y C7 conocida también como la Unidad operacional T1) con una porosidad promedio para el piedemonte llanero de 8.5% y para la cuenca de antepaís de 31.3%<sup>31</sup>.

**1.3.4.3 Migración.** La Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con dos pulsos de migración desde el Oeste. El primer pulso se registró antes del levantamiento de la cordillera oriental en el Eoceno Tardío-Oligoceno, y el segundo pulso de migración se documenta durante y después del levantamiento de la cordillera oriental, desde el Mioceno a la actualidad<sup>32</sup>.

**1.3.4.4 Roca Sello.** A nivel regional en la cuenca, las lodolitas de la Formación León, se constituyen como la principal roca sello, y a nivel local, las lodolitas de la Formación Carbonera (Unidad C2, C4, C6 y C8) desempeñan el papel de sello principal dentro del campo<sup>33</sup>.

**1.3.4.5 Trampas.** En la Cuenca de los Llanos Orientales existen seis tipos de trampas. El primer tipo de trampas son plegamientos asociados a fallas dentro de la provincia del Piedemonte formada en el Mioceno Medio. El segundo tipo de trampas, están relacionadas con plegamientos en zonas triangulares, los cuales se encuentran ubicados en la parte interior del cinturón del Piedemonte. El tercer tipo de trampas, están relacionadas con anticlinales y fallas inversas, y se localiza entre la cuenca de antepaís y el Piedemonte llanero. El cuarto tipo de trampas, son plegamientos invertidos y sistema de fallas. El quinto tipo de trampas, son plegamientos relacionados con fallas antitéticas en la zona central de la Cuenca de los Llanos Orientales, y el último tipo trampas son estratigráficas relacionadas con acuñamientos al oeste de la Cuenca.<sup>34</sup>

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO

La Historia de producción del Campo, data del año 1969, cuando se encontró producción en el pozo 1, y se probó la existencia de crudo pesado en la Formación

---

<sup>31</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 103-104.

<sup>32</sup> ANH. Llanos Orientales, Open Round., óp. cit. p. 1.

<sup>33</sup> Ibid., p. 1.

<sup>34</sup> SARMIENTO, Luis F., óp. cit. p. 111.

Mirador, Guadalupe y Une. En el año 2001 se realizó la perforación del primer pozo horizontal, y se empezó la Fase I de la Estación de tratamiento de fluidos de producción. En el 2002, se empezó con el vertimiento de aguas de producción al Río Orotoy, y se terminó la Fase II de la Estación de tratamiento. En el 2003, se implementó por primera vez el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible, y se amplió la capacidad de las facilidades de tratamiento a 150KBWPD, la cual se volvió a ampliar a 200KBWPD en el 2004.

En el 2009, comenzó a funcionar el Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción 2 (STAP 2) de la Estación, y se suspendió el vertimiento de agua al Río Orotoy. En el 2011, se inició con la operación Disposal, y se amplió el STAP 2, y entre el 2015-2016 se inició con el Piloto de Inyección de Agua, y se obtuvo el récord de promedio de producción entre noviembre del 2015 y febrero del 2016.

Actualmente este campo se ha convertido en el modelo operacional de la compañía ya que los diferentes proyectos realizados en el campo han hecho que la producción se encuentre en los mercados internacionales.

**1.4.1 Método de Producción.** El Campo de estudio cuenta con el empuje por agua como mecanismo de producción primario desde el inicio de su vida productiva, pero para mantener esa producción e incrementar la tasa de extracción que se ha visto afectada por la pérdida progresiva de la presión de fondo, ha sido indispensable el uso de sistemas de levantamiento artificial desde el 2003, año en el cual fue implementado por primera vez el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible.

Actualmente, el Campo utiliza este Sistema en la mayoría de pozos productores junto con el Sistema de Bombeo Mecánico, para la extracción del crudo pesado existente. En la **Tabla 1** se puede observar el sistema de levantamiento artificial presente en los 576 pozos productores.

**Tabla 1.** Sistemas de levantamiento artificial presentes en el Campo de estudio

CAMPO	
SLA	N° POZOS
Bombeo Electrosumergible	564
Bombeo Mecánico	12

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Query en Open Wells [Consultado en Septiembre de 2017]. Modificado por autores.

**1.4.2 Tiempo de producción.** El Campo comenzó su etapa de producción en 1975, bajo un contrato de asociación entre Chevron y Ecopetrol, el cual duró 25 años. A partir de esa fecha, el campo ha producido bajo la operación directa de

Ecopetrol, alcanzando un total de 42 años de producción, y es uno de los Campos más representativos del país.

**1.4.3 Número de pozos.** Según un informe privado de finales del 2017 de la GDT<sup>35</sup>, el campo de estudio cuenta con un total de 613 pozos, de los cuales 576 son productores, 2 están abandonados, 19 son disposal, 8 son inyectores, 3 están en perforación, 1 están sin completamiento, y 4 están completados, pero sin haber comenzado a producir, como se observa en la **Tabla 2**, y produce un aproximado de 115 KBbls de crudo/día, y 1.200 KBbls de agua/día, que llega a tres (3) estaciones de tratamiento de agua y crudo<sup>36</sup>.

**Tabla 2.** Estado de Pozos Campo de estudio

<b>CONTEO DE POZOS CAMPO DE ESTUDIO</b>	
<b>ESTADO</b>	<b>N° POZOS</b>
ON	510
OFF	57
Desconectado	9
<i>Apagados</i>	66
Disposal ON	19
Disposal OFF	0
Disposal Total	19
Inyector	8
Subtotal Pozos	603
En perforación	3
Sin Completar	1
Completado	4
Abandonado	2
<b>Total Pozos</b>	<b>613</b>

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno GDT. 2017.  
Modificado por autores.

**1.4.4 Gráfica de producción acumulada.** Entre 1975 y 2000, se recuperaron 94 millones de barriles de crudo con un porcentaje de recobro de aproximadamente el 4% de las reservas<sup>37</sup>. Para el año 2000, en donde Ecopetrol asumió la operación directa del campo, se registraba una producción aproximada de 21.000 BOPD. En el 2003, la producción del campo alcanzó los 32000 BOPD<sup>38</sup>, y en el año 2005 se reportó una producción promedio de 45.143 BOPD.

<sup>35</sup> ECOPETROL S.A. Informe interno GDT. 2017.

<sup>36</sup> Ibid., p. 1.

<sup>37</sup> ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Septiembre 26 de 2018] Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

<sup>38</sup> Ibid., p. 1.

A partir del 2009, se observa un aumento de producción aproximado al 60% hasta el 2011. En el 2009, se registró una producción de 70.000 BOPD, en el 2010, se obtuvo una producción de 100.043 BOPD, posicionándose como el mayor productor de Ecopetrol, y en mayo del 2011, se alcanzó una producción de 119.175 BOPD. Entre 2011 y finales del 2013, se obtuvo una fluctuación constante de la producción, pero se establece un promedio de producción aproximado a 110.000 BOPD.

En el 2014, el Campo tuvo una caída de producción, llegando a un promedio de 104.405 BOPD. En transcurso del 2015, se logró recuperar paulatinamente la producción del campo, y en noviembre del mismo año, se consiguió una producción de 125.699 BOPD, siendo el campo mayor productor de Ecopetrol a nivel Nacional<sup>39</sup>. Sin embargo, el campo de estudio alcanzó su producción récord al llegar a los 129.538 BOPD durante el mes de febrero del 2016<sup>40</sup>. Entre el 2016 hasta mediados del 2017, se obtuvo un promedio de producción de hidrocarburos de 117.873 BOPD<sup>41</sup>. Finalizando el 2017, se obtuvo un promedio de producción de 112.000 BOPD, y para el 2018, se estableció un promedio anual de 116.000 BOPD. Para finales del 2016, se registró una producción acumulada de 522.9 MMB, y un Factor de recobro de 8.7%<sup>42</sup>. En cuanto a la producción del Campo, el objetivo de Ecopetrol S.A es mejorar su factor de recobro hasta un 12%, lo que en cifras equivaldría a 222 millones de barriles de petróleo en el año 2033, por lo que es necesario mantener una tasa de producción promedio de 40.000 BOPD.

En la **Figura 4**, se puede observar el comportamiento de la producción de agua e hidrocarburos, y el crecimiento del campo (número de pozos), desde 1976 hasta el 2016.

---

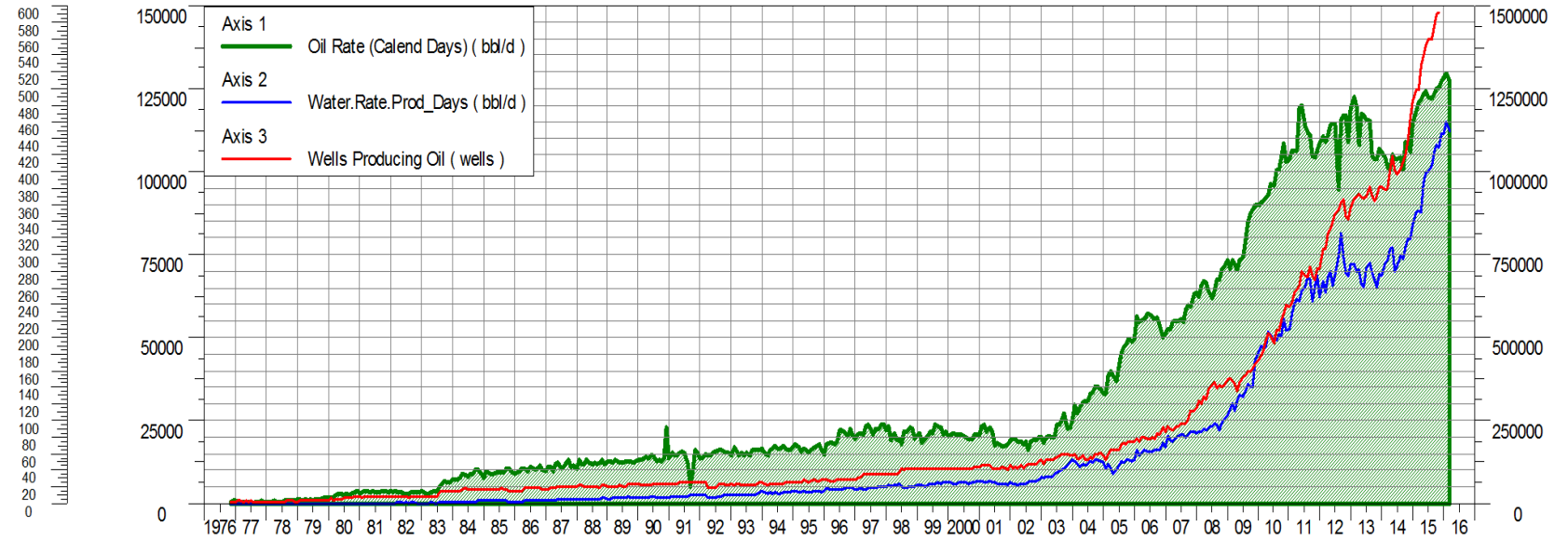
<sup>39</sup> ECOPETROL S.A. Campo De Producción Castilla Alcanzo Nuevo Récord de Producción. Villavicencio, Colombia. [en línea] [Consultado el 09 de Octubre de 2018]. Disponible en: <http://goo.gl/KeUVF3>

<sup>40</sup> ECOPETROL S.A. Informe interno auditoria. 2016.

<sup>41</sup> ANH. Producción fiscalizada crudo 2017. [en línea] [Consultado el 09 de Octubre de 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>.

<sup>42</sup> ECOPETROL S.A. Informe interno auditoria, óp. cit. p. 49.

**Figura 4. Producción promedio**



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno auditoria. 2016.

**1.4.5 Características del yacimiento.** Las propiedades de los yacimientos se encuentran en la **Tabla 3**. En el Campo, la principal unidad productora es la Unidad K2, seguido por la Unidad K1, K1 Inferior, y la Unidad T2.

**Tabla 3.** Características de los yacimientos

	PROPIEDADES PETROFISICAS	EDAD CRETÁCEA		EDAD TERCIARIA
		K2	K1 INFERIOR	T2
<b>FORMACION</b>	OOIP	3832	1683	313
	POROSIDAD (%)	17-20	19-22	15-20
	ESPEJOR NETO PETROLIFERO (FT)	200-350	70-100	50
	SATURACION DE AGUA INICIAL (%)	10-15	10-15	30
	PERMEABILIDAD (Md)	1500-4000	200-1000	500-1200
	TEMPERATURA (°F)	190	185	180
	<b>PROPIEDADES DE FLUIDOS</b>	GRAVEDAD API:	12.4	12.4
VISCOSIDAD (cP) @ Ty:		140	140	450
PRESION DE BURBUJA (psi):		130	130	130
Bo (rbls/stb):		1.03	1.03	1.03
PRESION INICIAL @ -5600 TVDSS (psi)		2830		
PRESION ACTUAL @ -5600 TVDSS (psi)		2400	1800	
MECANISMO DE PRODUCCION		EMPUJE DE AGUA ACTIVO		

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Informe interno auditoria. 2016

## 2. GENERALIDADES DE LAS TÉCNICAS DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO IMPLEMENTADAS ACTUALMENTE EN EL CAMPO DE ESTUDIO

Las operaciones de cañoneo consisten en establecer una conexión entre el pozo y el yacimiento. Normalmente, implica generar un canal desde el pozo a través del revestimiento y el cemento hasta la zona productora. La efectividad de este proceso depende del diseño y del procedimiento a la hora de efectuar esta etapa dentro del completamiento de un pozo. Debido al gran porcentaje de pozos con completamiento revestido, la correcta aplicación de las técnicas de conectividad es crítica y no puede ser subestimada.

Los perforados hacen parte del completamiento del pozo, y por ello, también intervienen en la eficiencia del mismo. En este capítulo, se describirán inicialmente las generalidades de los tipos de completamientos, los métodos de conectividad y los factores principales a tener en cuenta durante las operaciones de dichos métodos.

### 2.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS

La etapa de completamiento consiste en realizar operaciones para comunicar el yacimiento con la superficie, diseñando, seleccionando e instalando tubería, herramienta y equipos que permitan controlar la producción de hidrocarburos. Según Leal<sup>43</sup> en el Manual de completación, los criterios para la clasificación del completamiento incluyen:

- Estructura del hoyo, interfase del yacimiento, hueco abierto o entubado, completamientos horizontales.
- Zonas productoras, zona sencilla o múltiples zonas productoras.
- Método de producción, flujo natural o levantamiento artificial.

Dependiendo de los criterios mencionados previamente, y buscando la mayor producción con el menor daño de formación posible, se generan diversos tipos de completamiento, que se clasifican de la siguiente manera:

**2.1.1 Completamiento en hueco abierto.** En este completamiento, la última zona con tubería de revestimiento está ubicada por encima de la zona productora, es decir, esta última se encuentra descubierta, permitiendo el flujo directo del yacimiento hacia el pozo en 360°. Se pueden colocar liners ranurados a lo largo de la sección del hueco abierto, el cual está anclado cerca de la zapata de la tubería

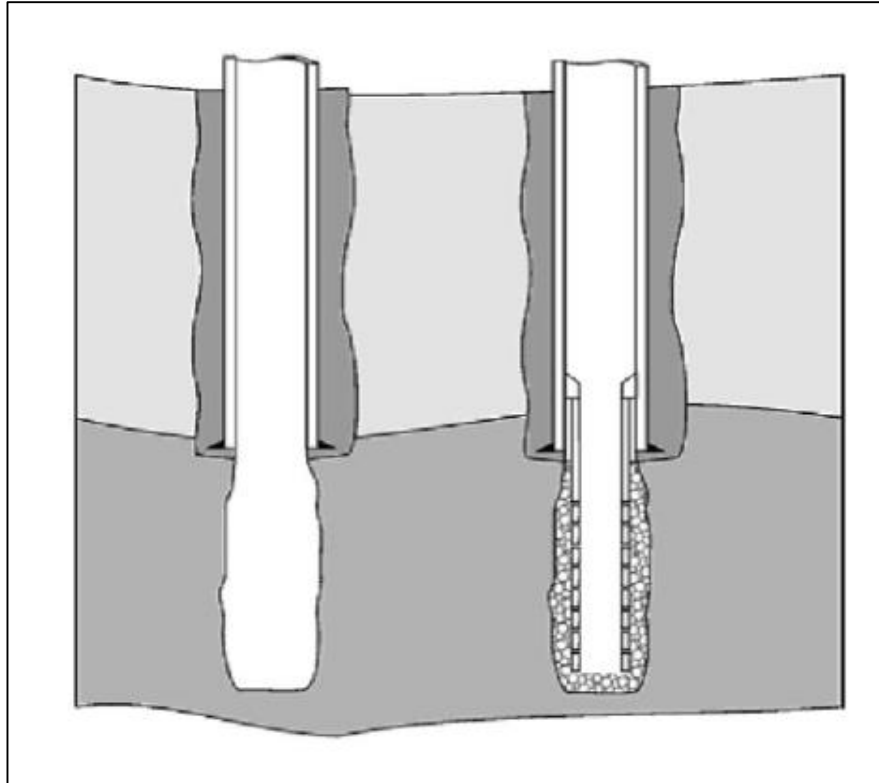
---

<sup>43</sup> Schlumberger. LEAL, Tulio. Manual de completación, 2003. p 4.



de revestimiento, permite aislar zonas ubicando empaques, pero dificulta la estimulación y el fracturamiento del pozo (ver **Figura 5**), sólo pueden ser posibles en yacimientos en formaciones consolidadas como para evitar derrumbamientos, y no hay manera de producir selectivamente o aislar intervalos<sup>44</sup>.

**Figura 5.** Completamiento con hueco abierto.



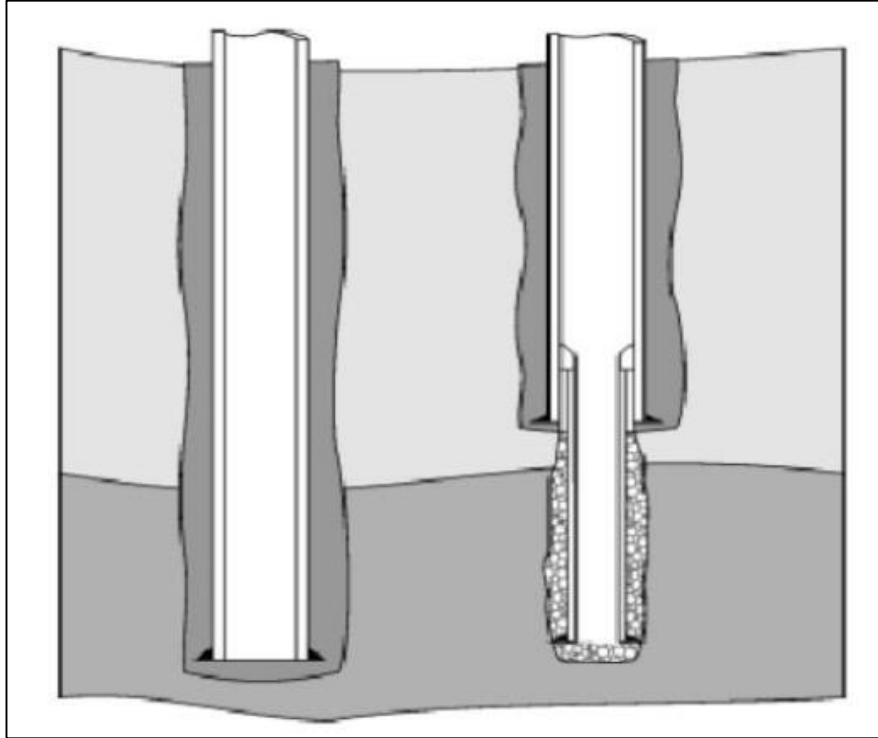
Fuente: Schlumberger. LEAL, Tulio. Manual de completación, 2003. pag 5.

**2.1.2 Completamiento en hueco revestido y cañoneado.** En este completamiento, la zona productora está con tubería de revestimiento o liner cementado, y con perforaciones que atraviesan el revestimiento, el cemento y la zona invadida por el fluido de perforación (ver **Figura 6**). Permite producir varios intervalos de interés, aislar zonas, pero genera un daño adicional por las perforaciones y reduce el flujo del yacimiento al pozo

---

<sup>44</sup> Ibid., p. 4.

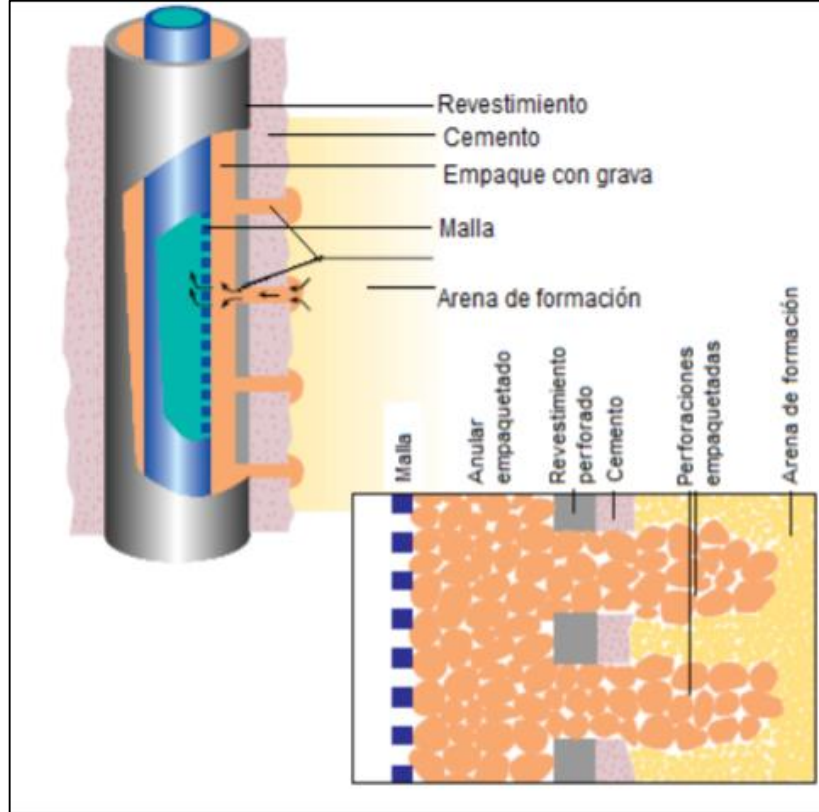
**Figura 6.** Completamiento con hueco revestido



**Fuente:** Schlumberger. LEAL, Tulio. Manual de completación, 2003. pag 6.

**2.1.3 Completamiento con empaque con grava.** Consiste en bombear un fluido para posicionar la grava que fue previamente escogida por la granulometría, y que actúe como filtro de alta permeabilidad, permitiendo el paso de fluidos, y reteniendo la migración de granos de arena hacia el pozo, entre la malla y el revestimiento, o la pared de la formación, dependiendo si es hueco revestido o hueco abierto respectivamente (ver **Figura 7**).

**Figura 7.** Completamiento con empaque por grava



**Fuente:** CARLSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRICE-SMITH, Colin, WATERS, Franks. Sand Control: why and how? [en línea] [consultado el 21 de noviembre de 2018]. Disponible en: <[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors92/1092/p41\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf)>

## 2.2 CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO

La conectividad es una condición que se genera entre el pozo y el yacimiento para producir o inyectar fluidos, que se puede generar a partir de diversos métodos. El objetivo de esta conectividad es atravesar las barreras que impiden llegar a la formación de interés, que no fue invadida por el fluido de perforación. Esas barreras están relacionadas directamente con el tipo de completamiento presente en el pozo, especialmente con pozos con revestimiento.

El método usado generalmente es el cañoneo, el cual consiste en generar por medio de una penetración, canales de flujo a partir de disparos con cargas explosivas. Sin embargo, se han presentado avances en la operación, buscando incrementación de la productividad a partir de penetraciones más profundas, reducción de la zona compactada, y aumento del rendimiento de las cargas.

**2.2.1 Historia de las operaciones de conectividad.** Según menciona George King<sup>45</sup>, Los primeros tipos de perforados comerciales fueron tipo bala, y se comenzaron a usar durante el comienzo de los años 1930. Consistían en proyectiles de acero que eran detonados mediante gas, y como resultado se daba una explosión al interior del pozo. El espesor y dureza del revestimiento limitaron este tipo de método. Este tipo de carga puede ser usada en formaciones especialmente blandas para alcanzar una mayor profundidad de penetración.

Entre los años 1930 y 1940, fueron desarrolladas las cargas premoldeadas para armamento militar ideadas por Henry Mohaupt. Este tipo de carga fue aceptada al interior de la industria de los hidrocarburos y para el inicio de los años 1950, se convirtió en el método más usado para realizar los perforados en los pozos. Posteriormente fueron implementadas diferentes alternativas con fluidos abrasivos, como arena y fluido soportante. Estos métodos eran normalmente más lentos, requerían de un taladro y tenían problemas relacionados con el desgaste de los equipos.

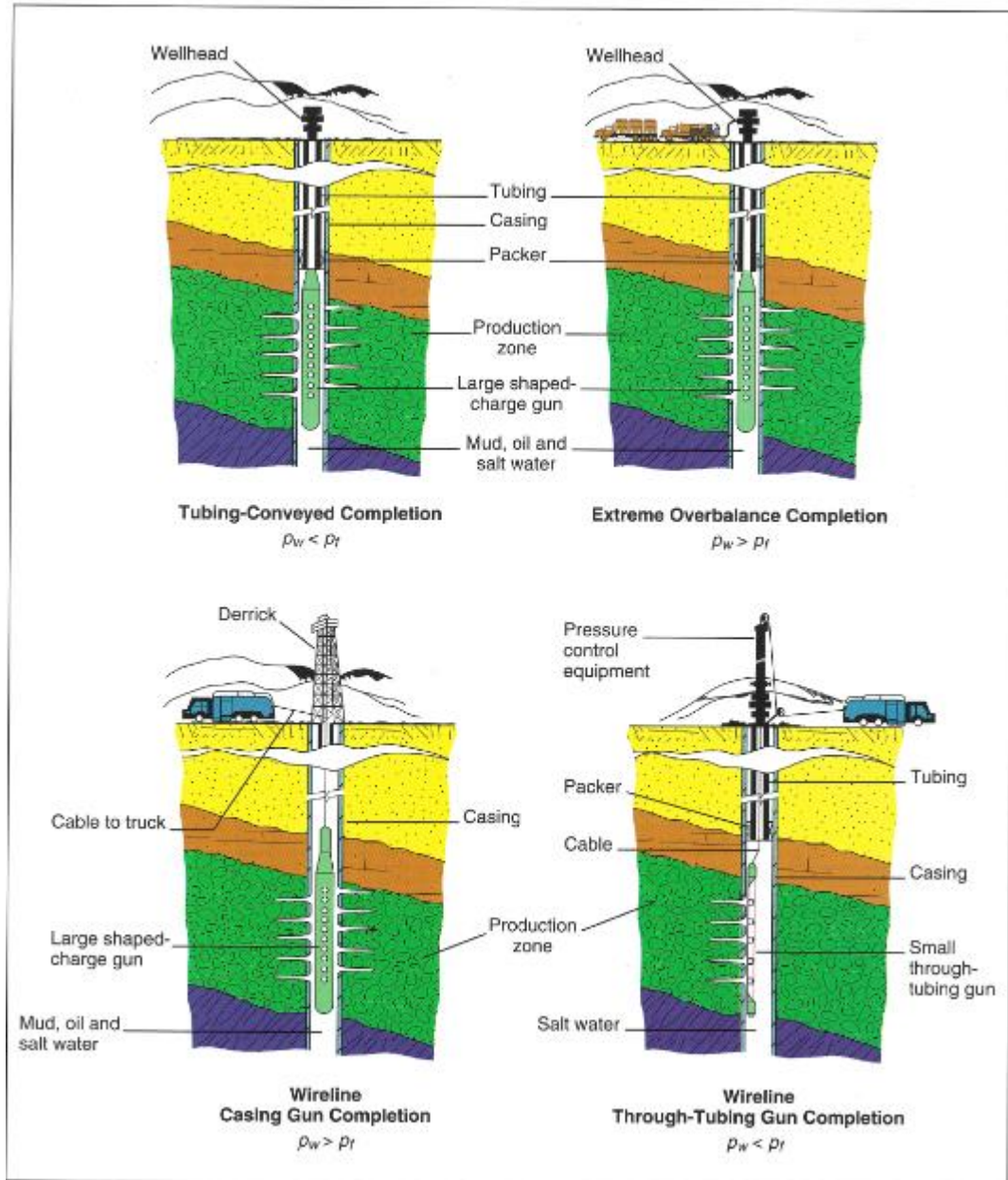
Técnicas más sofisticadas fueron usadas posteriormente como perforación laser, perforaciones hidráulicas, mecánicas, tipo “water jets”, combinación de cargas tipo chorro y tipo bala, además de arcos eléctricos. Dichos métodos no fueron utilizados extendidamente y se usaron en aplicaciones locales. Posteriormente las aplicaciones bajo balance y TCP (tubing conveyed perforating) comenzaron a ser populares hasta nuestros días.

**2.2.2 Métodos de cañoneo.** En la industria, se presentan métodos de cañoneo convencionales, cuya selección se genera a partir de las condiciones de presiones que se van a trabajar (sobre balance extremo, sobre balance, bajo balance y bajo balance optimizado) (ver **Figura 8**), y la optimización de costos de operación, dependiendo de la demanda de equipos en superficie y fondo. A continuación, se presentan los métodos convencionales de cañoneo:

---

<sup>45</sup> SPE. Petroleum Engineering Handbook. Volumen 4. p 151.

**Figura 8.** Operaciones de cañoneo



Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. p 3-16

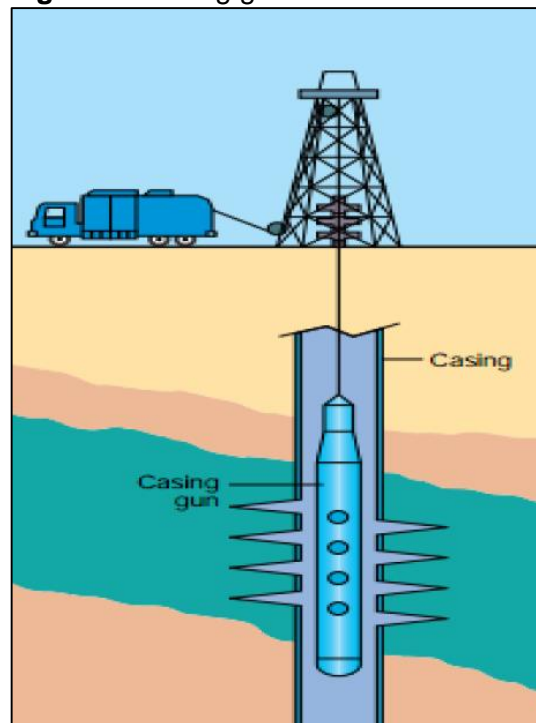
**2.2.2.1 Cañones bajados con cable (Wireline).** Se transporta el cañón de superficie a fondo, por medio de un cable a través del revestimiento, permitiendo una comunicación eléctrica permanente entre la herramienta y la superficie, con control de la profundidad en tiempo real. Desde el punto de vista operativo, las operaciones por Wireline generalmente son más rápidas cuando son operaciones en intervalos cortos para cañonear, por lo cual, los explosivos están a un menor

tiempo de exposición a altas temperaturas respecto a TCP<sup>46</sup>. Sin embargo, tienen restricción en cañones de largos debido al peso generado y a la inestabilidad consecuente, en pozos de alta desviación por riesgo por daños por fricción y pegas de tubería, y por aumento en tiempo de operación, debido a la necesidad de lubricar constantemente las herramientas.

**2.2.2.2 Cañones bajados con Casing gun.** Los cañones de gran diámetro se introducen en un pozo revestido antes de bajar la tubería de producción. Los cañones se pueden transportar con Wireline o línea de tubería (tubing string)<sup>47</sup>.

El tamaño del cañón está limitado solo por el diámetro interno del casing, lo que permite utilizar la penetración profunda de mayor rendimiento, o cargas de orificios grandes con una densidad de disparo y un patrón de perforación óptimos<sup>48</sup>. Cuando los cañones son bajados con Wireline, el diferencial de sobre balance entre el pozo y el yacimiento, permite el uso de cañones más largos que con Trough-tubing. Por lo general, se pueden lograr fácilmente 60 pies, solo se necesita un equipo simple de control de pozo (ver **Figura 9**).

**Figura 9.** Casing gun



**Fuente:** COSAD Charlie. Schlumberger Testing Services, Oilfield Review. 1992.

<sup>46</sup> SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. P 3-10

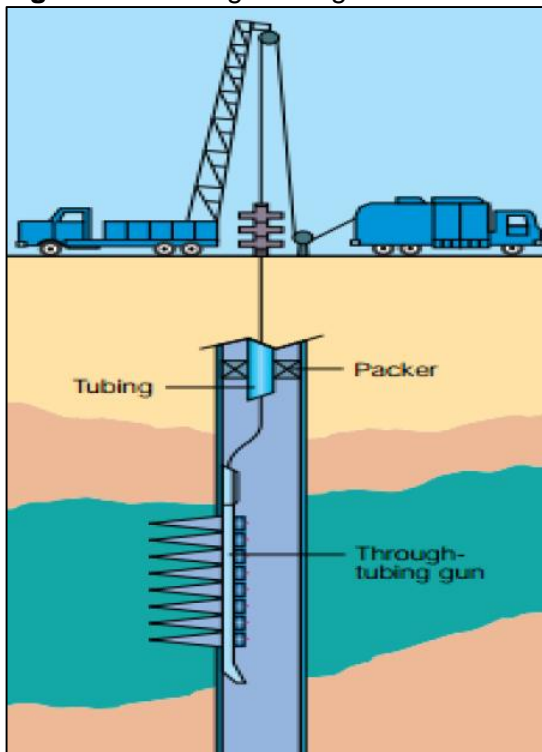
<sup>47</sup> Ibid., p. 3-10.

<sup>48</sup> Ibid., p. 3-10.

**2.2.2.3 Through-tubing gun.** Las cargas se introducen en el pozo por medio de tubería, y el descenso de la tubería se puede dar por Wireline o Coiled Tubing (ver **Figura 10**). Ofrecen las siguientes características<sup>49</sup>:

- El cabezal de pozo y la tubería de completamiento están en su lugar y se prueban antes de perforar el casing.
- El diferencial de bajo balance desde el yacimiento al pozo proporciona una limpieza de la perforación.
- Las perforaciones se pueden realizar según se requiera durante la vida útil del pozo, con o sin una plataforma.
- El tiempo de operación es bajo, lo que proporciona una buena eficiencia en el trabajo y uso del tiempo de la plataforma. El intervalo máximo perforado por corrida está limitado por la configuración de la superficie y suele ser de 30 pies
- No ofrece la posibilidad de cañonear múltiples intervalos al mismo tiempo, y es necesario controlar el pozo para cada intervalo a cañonear.

**Figura 10.** Through tubing



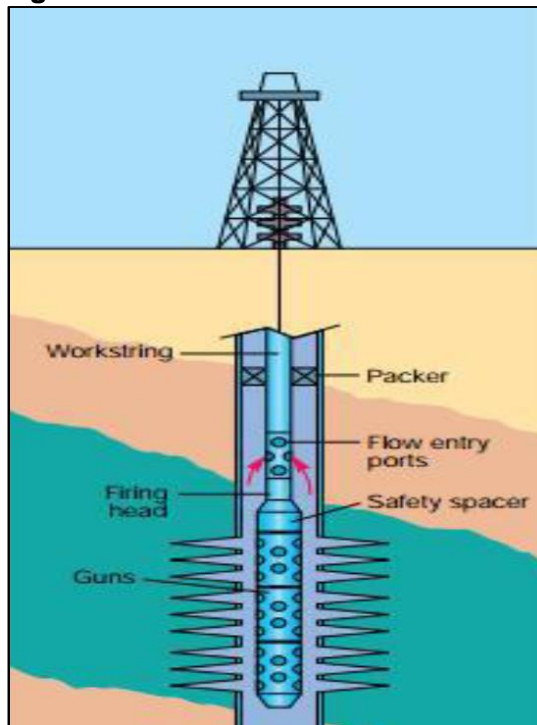
**Fuente:** COSAD Charlie. Schlumberger Testing Services, Oilfield Review. 1992.

<sup>49</sup> Ibid., p. 3-10.

**2.2.2.4 Cañones bajados con la tubería de producción (Tubing Conveyed Perforating (TCP)).** El cañón es bajado por medio de una tubería de producción, coiled tubing o tubería de perforación, seguido de un empaque, se activa el detonador, el cual está separado del cañón por un separador de seguridad, y posteriormente se inicia la producción, a través de los orificios de entrada de la tubería (ver **Figura 11**). Desde el punto de vista operativo, las operaciones con TCP son más eficientes para intervalos de gran longitud e intervalos en multi zona<sup>50</sup>. La técnica de cañoneo con TCP, tiene los siguientes beneficios<sup>51</sup>:

- Los cañones largos pueden activarse en condiciones de bajo balance con un solo equipo de control de pozos, permitiendo iniciar producción con una buena capacidad de limpieza de los perforados.
- Los intervalos largos se pueden perforar eficientemente en una corrida.
- Después de cañonear, los cañones usados pueden caer al fondo del pozo, lo que permitirá futuras operaciones con Trough-tubing, o también pueden ser recuperados
- Accesibilidad a pozos con alto grado de desviación.

**Figura 11. TCP**



**Fuente:** COSAD Charlie. Schlumberger Testing Services, Oilfield Review. 1992.

<sup>50</sup> Ibid., p. 3-10.

<sup>51</sup> Ibid., p. 3-10.



**2.2.3 Cargas utilizadas para la operación.** La operación de conectividad se realiza mediante tres tipos de cargas, las cuales son:

**2.2.3.1 Disparo de bala.** Este método consiste en penetrar el revestimiento, el cemento y la formación a partir de un disparo con una bala de acero. Se realiza en formaciones blandas o no consolidadas, con resistencias a la compresión menores a 6000 lb/pies<sup>2</sup>, y con una velocidad aproximada de 3300 pies/sg. Este método se usaba con abundancia desde 1926, sin embargo, su uso se redujo, porque genera menor penetración en grandes espesores del revestimiento, en relación con otras tecnologías.<sup>52</sup>

**2.2.3.2 Disparo a chorro.** Este método es el más usado actualmente por la adaptabilidad a las condiciones presentadas en un pozo, y la buena penetración en formaciones altamente consolidadas. Surge a partir de aplicaciones militares de la Segunda Guerra Mundial, y consiste en disparar un sistema de cargas huecas (chorro) a alta presión y velocidad, aproximadamente 5 millones de lb y 200.000 pies/sg respectivamente, por medio de una reacción en cadena generada por un detonador eléctrico, alcanzando altas profundidades de penetración<sup>53</sup>.

➤ **Cargas premoldeadas (Huecas).** La carga consta de cuatro componentes<sup>54</sup>; la carga explosiva principal, la carga primaria, el casquillo, y el revestimiento metálico (ver **Figura 12**).

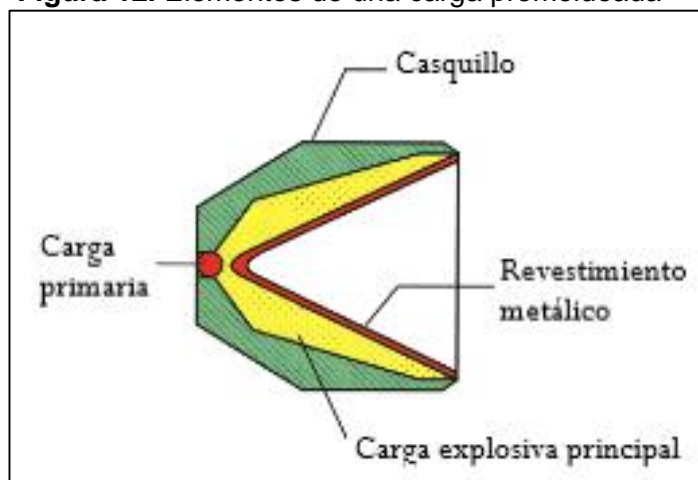
---

<sup>52</sup> ACEROS, Savieth y SARMIENTO, Juan. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general del completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Proyecto integral de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bogota, D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2017. p. 50.

<sup>53</sup> REYES VIAMONTE, Sebastián y ROSETE VEGA, Miguel. Análisis de Productividad en Pozos de Aceite y Gas Disuelto en Formaciones Carbonatadas para Diferentes Terminaciones. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, México, DF.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2010. p. 82.

<sup>54</sup> SCHLUMBERGER. Perforating services, óp. cit. p. 4-2.

**Figura 12.** Elementos de una carga premoldeada



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. (2008). p. 4-2

El casquillo es un recipiente de contención diseñado para mantener la fuerza de detonación el tiempo suficiente para que se forme el disparo a chorro, también es importante para evitar la interferencia con cargas adyacentes al sistema del cañón. Los materiales más comunes son Acero, Zinc y aluminio, sin embargo, también se utiliza cerámica y vidrio.

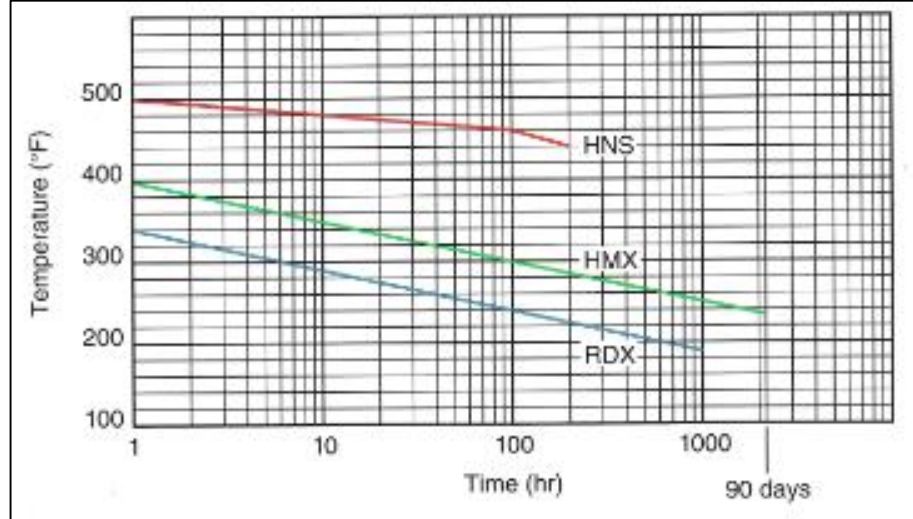
La carga explosiva principal se elige normalmente según la clasificación de la temperatura deseada de la carga premoldeada (ver **Tabla 4**), y la clasificación de tiempo de exposición-temperatura (ver **Figura 13**). También es importante la capacidad del explosivo para ser presionado mecánicamente de forma cónica (forma típica de una carga moldeada). Cuanto más homogénea y uniformemente distribuida sea la mezcla explosiva, mejor será la formación de chorro y más profunda será la detonación.

**Tabla 4.** Clasificación por temperatura de explosivos.

CLASIFICACIÓN TEMPERATURA				
TIPO DE EXPLOSIVO	1 hora	100 horas	200 horas	400 horas
PETN	210 °F	No aplica	No aplica	No aplica
RDX (Ciclotatrametileno)	340 °F	240 °F	225 °F	210 °F
HMX (Tetranitramina Ciclotetrametileno)	400 °F	300 °F	285 °F	270 °F
HNS (Hexanitroestilbeno)	500 °F	460 °F	440 °F	420 °F

**Fuente:** SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. p. 4-1

**Figura 13.** Clasificación de tiempo-temperatura de explosivos.



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. (2008). p 4-1

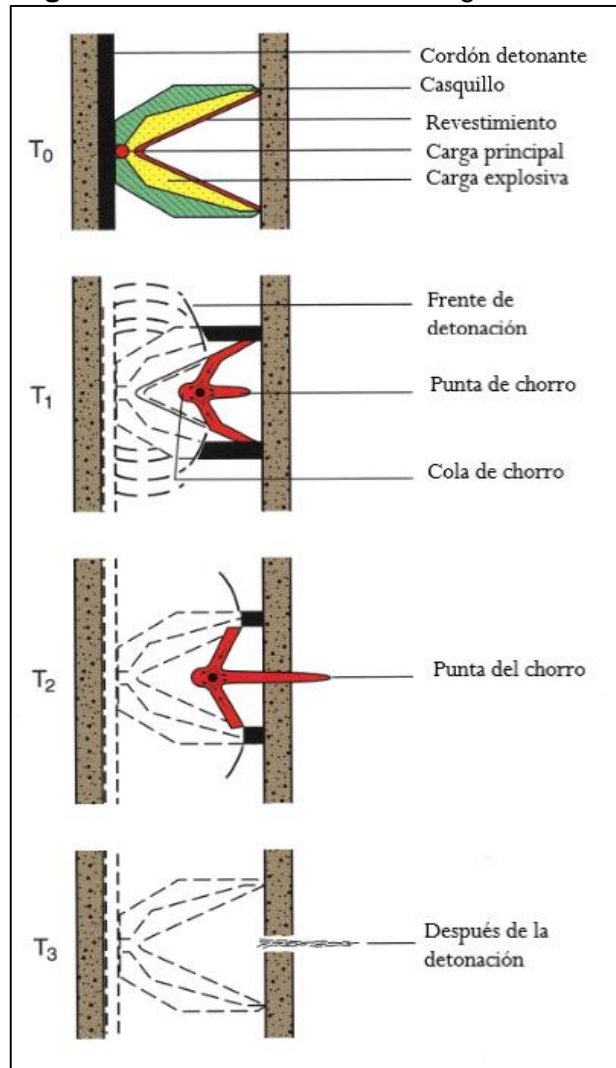
La carga primaria proporciona la conexión entre el cable detonante y la carga explosiva. Generalmente está compuesto por el mismo material explosivo que la carga principal, pero tiene mayor sensibilidad.

El revestimiento metálico está en el centro de la carga moldeada, y actualmente se usa una mezcla de metales en polvo que le dan al chorro la densidad suficiente para una penetración profunda sin el efecto secundario del taponamiento de la formación. Los materiales del revestimiento más comunes son tungsteno, estaño, zinc, plomo y cobre. Estos materiales se mezclan para proporcionar un chorro de densidad uniforme y gradiente de velocidad, las cuales son importantes para mantener un rendimiento consistente.

Una vez que la carga ha sido colocada en un cañón, y este ha sido ubicado en el pozo, comienza la detonación en el tiempo T0 (Ver **Figura 14**) con la iniciación de un detonador. Esto inicia un frente de onda explosivo que se desplaza por el cable detonante a unos 7000 m/sg con presiones entre 15-20 GPa. El cordón detonante activa la carga explosiva principal. La detonación incrementa en velocidad y avanza en forma esférica hasta alcanzar una velocidad aproximadamente de 8000 m/s con presiones de 30GPa. En el tiempo T1, el casquillo se expande radialmente alrededor del eje de la carga, mientras que el revestimiento se empuja hacia adentro. A partir de este punto, el revestimiento se divide en dos corrientes axiales; una corriente rápida, con movimiento hacia adelante que forma la punta del chorro viajando a 7000 m/sg, y una corriente lenta que avanza formando la cola desplazándose a 500 m/sg, formando un gradiente de velocidad, el cual es el responsable del “estiramiento” del chorro requerido para lograr la penetración del casing y la formación, como se observa en el tiempo T2. Cuando el chorro impacta contra el casing, la presión alta hace que el material del casing fluya hacia afuera. Una vez

que el chorro atraviesa el casing, el cemento y la formación fluyen de la misma forma mientras erosionan la punta del chorro hasta que toda la energía se acaba al final del túnel perforado, como se observa en el tiempo  $T_3$ <sup>55</sup>.

**Figura 14.** Detonación de una carga hueca



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog.2008. p 4-3

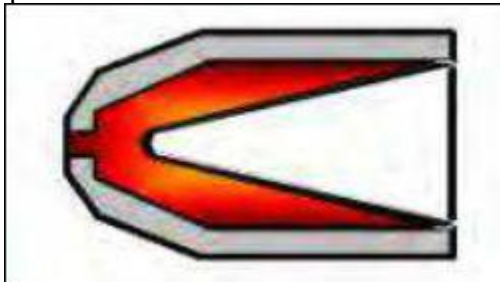
Por otro lado, las cargas premoldeadas se clasifican en; cargas de penetración profunda y cargas de hoyo grande.

Las cargas de penetración profunda generan una penetración profunda, como su nombre lo indica, por medio de un chorro de diámetro pequeño, penetrando la zona invadida e incrementando la producción. Como se observa en la **Figura 15**, tienen

<sup>55</sup> Ibid., p. 4-3.

una forma cónica, alargada y fina, que está formada por la combinación de tungsteno y cobre, y cuya velocidad puede alcanzar 26000 pies/seg<sup>56</sup>.

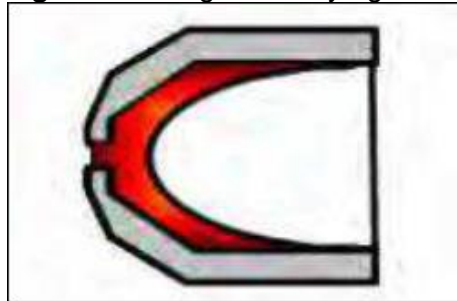
**Figura 15.** Carga de penetración profunda.



**Fuente:** PACHECO, Anyel. Evaluación del proceso de recañoneo de los pozos reacondicionados, en los yacimientos de crudo extrapesado en los Campos Cerro Negro. 2012. p.17

Las cargas de hoyo grande generan un chorro de diámetro grande de alta velocidad con una profundidad de penetración somera. Como se observa en la **Figura 16**, son de forma parabólica y hemisférica, que poseen láminas metálicas con aleaciones de cobre y zinc en la parte superior. Se utilizan en formaciones de alta permeabilidad, con empaque con grava, y donde la longitud del disparo no sea tan relevante<sup>57</sup>.

**Figura 16.** Cargas de hoyo grande



**Fuente:** PACHECO, Anyel. Evaluación del proceso de recañoneo de los pozos reacondicionados, en los yacimientos de crudo extrapesado en los Campos Cerro Negro. 2012. p.17

---

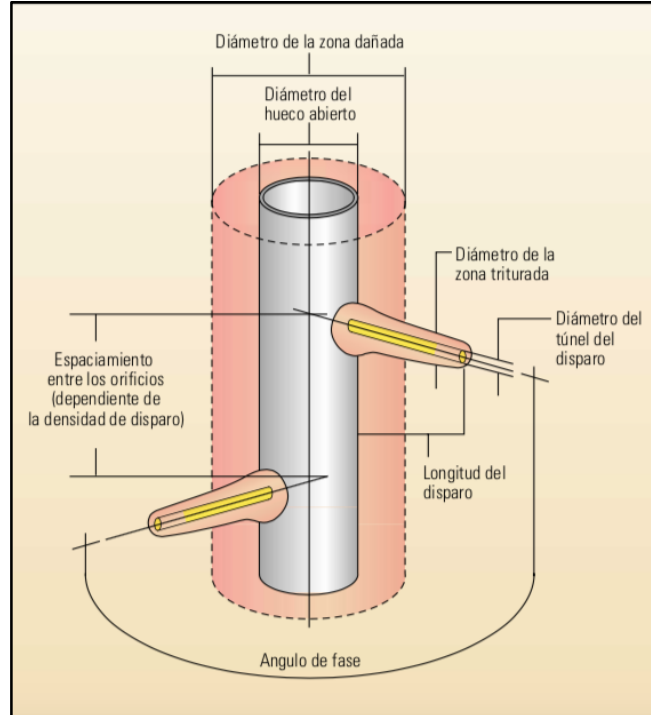
<sup>56</sup> PACHECO TORRES, Anyel. Evaluación del proceso de recañoneo de los pozos reacondicionados, en los yacimientos de crudo extrapesado en los Campos Cerro Negro, PDVSA distrito morichal. Trabajo de grado. Profesional en Ingeniería de petróleos. Maturín. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2012. p. 16.

<sup>57</sup> Ibid., p. 17.

**2.2.3.3 Disparo hidráulico.** Consiste en bombear un chorro de fluido, compuesto por agua y arena, a través de la tubería de revestimiento. Genera túneles poco profundos, ya que, a medida que la presión del fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb, la penetración gradualmente se reduce. Sin embargo, al adicionar Nitrógeno al fluido bombeado, la penetración podría aumentar<sup>58</sup>. Este método se fundamenta en las variaciones de las presiones del fluido, y las primeras implementaciones proceden de la década de los 50.

**2.2.4 Geometría del cañoneo.** La geometría del canal generado por el disparo influye en la relación de la productividad del pozo, y en la eficiencia de flujo. Los parámetros más importantes para realizar el diseño de operación de disparo se describirán a continuación (ver **Figura 17**).

**Figura 17.** Factores geométricos para las operaciones de cañoneo.



**Fuente.** SCHLUMBERGER. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. 2000. p 64

**2.2.4.1 Ángulo de fase o Dirección de tiro.** El ángulo de fase o “phasing” es el ángulo entre las cargas. Las fases más comunes son 0°, 180°, 120°, 90° y 60°. La fase influye directamente en la productividad del pozo, ya que, a menor ángulo de fase, mayor densidad de tiros por pie, y una mayor densidad de tiro, permite una

<sup>58</sup> ALLEN, Thomas. ROBERTS, Alan. Production Operations. Segunda Edición. Volumen 1. Tulsa, 1982. p. 191.

mejor comunicación de la zona productora con el pozo, favoreciendo el flujo radial hacia el pozo al verse reducida la interferencia de los fluidos al interior de la formación productora.<sup>59</sup>

**2.2.4.2 Longitud de penetración.** Hace referencia a la longitud de la perforación o del canal creado al interior de la formación productora. Los procedimientos son certificados y contemplados en la norma API RP19B.<sup>60</sup>

**2.2.4.3 Densidad de disparo.** Es la medida de la cantidad de perforaciones realizadas por unidad de longitud del cañón. Normalmente la medida se da en SPF (shots per feet) o SPM (shots per meter). El rango de puede estar entre uno y 27 tiros por pie. Las más comunes se encuentran entre 4 y 12 SPF. La selección de la densidad de tiro se hace en función del diseño del completamiento y de los requerimientos de producción de la formación.<sup>61</sup>

➤ **Criterios para la selección de la densidad de disparo.** La densidad de disparo se selecciona según tres criterios principales: Tasa de producción requerida, permeabilidad de la formación, longitud del intervalo.

Algunas configuraciones usadas normalmente incluyen los siguientes patrones de densidad de tiro: Para formaciones laminadas de crudo pesado, se necesitan densidades mayores a cuatro TPP. Para arenas consolidadas normalmente es preferido usar cuatro TPP con una penetración mayor. Para empaquetamiento con grava es deseable tener una densidad de disparo de cuatro a ocho TPP y cañones con un diámetro superior a 0,75 in.

**2.2.4.4 Diámetro del hoyo.** Es el diámetro de cada canal creado desde el casing al interior de la formación, que también puede influenciar en el radio de productividad, aunque no es considerado como un factor importante dentro del diseño. No obstante, esta característica se vuelve especialmente crítica dentro de los métodos de conectividad abrasiva y estimulaciones hidráulicas, donde el diámetro del hoyo condiciona la selección del tipo de cañón.<sup>62</sup>

**2.2.5 Otros factores que afectan la eficiencia del cañoneo.** Además de los factores geométricos mencionados anteriormente, se tienen otras variables que pueden afectar la eficiencia de la operación y por consiguiente la productividad del pozo.

---

<sup>59</sup> SPE. Petroleum Engineering Handbook, óp. cit. p. 150.

<sup>60</sup> ECOPETROL. Guía para selección de tipo y sistema de cañoneo. 2017. p 17

<sup>61</sup> SPE. Petroleum Engineering Handbook, óp. cit. p. 150.

<sup>62</sup> ECOPETROL. Guía para selección de tipo y sistema de cañoneo, óp. cit. p. 18.

**2.2.5.1 Efecto de la resistencia a la compresión.** La penetración y el tamaño de los canales se reducen a medida que la dureza tanto del cemento como del revestimiento y la formación aumentan. La penetración se ve dramáticamente afectada a cualquier aumento en la dureza de la formación, cemento o casing. <sup>63</sup>

**2.2.5.2 Diferencial de presión.** Cuando la presión hidrostática se encuentra por encima de la presión de la formación, la operación se realiza sobre balance. Cuando la presión de la formación es mayor, la operación es bajo balance. Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación (sobre balance), los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Los taponos del lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Aun cuando se dispare en fluidos limpios tales como aceite o agua que tienen altos flujos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación. Las formaciones con permeabilidad de 250 md o mayores, permiten que las partículas de tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas ocasionando un daño muy severo. Para formaciones de carbonato es aconsejable cañonear con HCl ácido clorhídrico o ácido acético, para obtener una alta productividad, pero se cañonea con fluidos limpios.

King<sup>64</sup> también establece unos métodos para aumentar la capacidad de flujo de un pozo, mediante la utilización de técnicas bajo balance, sobre balance extremo y surgencia. La gran cantidad de operaciones de cañoneo, dejan una zona pulverizada en el canal, además de residuos asociados, que pueden afectar negativamente la futura producción del pozo, efectos que pueden ser mitigados bajo la utilización de los métodos definidos por King.

La perforación “Underbalance” o bajo balance, ha sido conocida como una de las técnicas que más ayudan a crear canales limpios y libres de daño, con una permeabilidad suficiente para bypassear la zona pulverizada.

**2.2.5.3 Efectos del casing.** Según King<sup>65</sup>, el daño que es producido en el revestimiento y cemento por causa de las operaciones de cañoneo ha sido debatido por años. Probablemente sí existe un daño por agrietamiento derivado de la operación. Se han hecho pruebas con más de 50 objetivos en un rango presiones

---

<sup>63</sup>ALLEN, Thomas. ROBERTS, Alan. Production Operations, óp. cit. p. 198.

<sup>64</sup> SPE. Petroleum Engineering Handbook, óp. cit. p. 150.

<sup>65</sup> Ibid., p. 162.



de 1500 a 9000 PSI, y cuando la penetración supera las 4 in, no existe prácticamente ningún daño generado o ruptura por los cañones en el cemento. El revestimiento debe absorber el impacto explosivo de la detonación. Cuando se usan cargas huecas, estas absorben la mayor parte de la detonación y así existe una menor probabilidad de ruptura de casing o cemento. Si no se tiene certeza de la resistencia al colapso del revestimiento, necesariamente se deben usar cargas huecas al momento de realizar la operación de cañoneo.

**2.2.5.4 Limitaciones de temperatura.** A mayor temperatura en el pozo, menor es el tiempo que los cañones permanecen estables dentro del mismo. A nivel general según Allen<sup>66</sup>, no es recomendado usar cargas de altas temperaturas por las siguientes razones:

- Cargas para altas temperaturas, proveen una menor penetración.
- Los sistemas de disparo para altas temperaturas son menos sensibles y pueden causar una detonación fallida.
- Este tipo de cargas son comparativamente más costosas.
- No hay variedad a la hora de escogerlas.

Además, indica que en caso de que se esté llegando al límite superior de temperatura para una carga convencional, se sigan los siguientes procedimientos.

- Se puede circular fluido con una menor temperatura al interior del pozo para bajar la temperatura de fondo, lo cual funciona bien cuando se usan técnicas llamadas "Through tubing".
- Ante la duda de si se alcanzará o no la temperatura límite superior de una carga, se puede usar un detonador para alta temperatura lo que prevendrá que exista una detonación accidental.

Según King<sup>67</sup>, cuando se tienen condiciones de pozo con temperaturas mayores a los 300°F, todos los equipos envueltos en la operación (Detonador, cordón de detonación, cargas, sellos componentes mecánicos) deben estar certificados para trabajar bajo esas condiciones y deben ser utilizados juntos.

Cabe resaltar que las cargas diseñadas para soportar altas temperaturas deben permanecer estables de 16 a 24 horas bajo esas condiciones. Las cargas generalmente usadas en TCP deben permanecer estables hasta por 100 horas.

**2.2.5.5 Efecto de usar fluidos limpios.** Si los parámetros de selección de carga, tamaño del agujero y penetración son bien escogidos para una operación de cañoneo, la productividad será maximizada cuando esta es llevada a cabo en aceite

---

<sup>66</sup> ALLEN, Thomas. ROBERTS, Alan. Production Operations, óp. cit. p. 198

<sup>67</sup> SPE. Petroleum Engineering Handbook, óp. cit. p. 156.

o salmuera limpios, con una presión diferencial a favor de la formación, ya que los perforados quedarían libres de residuos tanto del fluido de completamiento, como de los mismos residuos de la formación, al ser una operación bajo balance<sup>68</sup>.

**2.2.5.6 Daño de la formación.** El daño generado por la perforación y el cañoneo afecta significativamente la eficiencia de flujo de un pozo completado. El daño generado en la perforación se da por la invasión de filtrados de lodo y cemento en la formación, que crea una zona con menor permeabilidad efectiva alrededor del pozo, y el daño durante las operaciones de conectividad, se genera por la creación de una zona compactada, con permeabilidad reducida alrededor del perforado<sup>69</sup>.

La zona dañada reduce la longitud efectiva de los perforados, y si los perforados no atraviesan toda la zona dañada, se produce una reducción significativa de la producción<sup>70</sup>.

## **2.3 EFECTO DEL DAÑO DE LOS PERFORADOS EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO**

El cañoneo convencional ha sido usado desde los años 30 como método para generar canales controlados entre el pozo y el yacimiento y a pesar de ser de uso extendido, se tiene que la productividad del pozo debería ser mejor que la percibida luego de ser cañoneado.

Dentro de las definiciones de daño se pueden incluir las restricciones al flujo causados por una reducción en la permeabilidad en la zona cercana al pozo, los cambios de permeabilidad relativa o histéresis capilar, y restricciones al flujo creadas en el proceso de completamiento.

El daño de formación es un asunto de máxima importancia según por dos principales razones: la primera es que cuando existe daño, la habilidad para recuperar fluidos desde la formación se ve afectada negativamente respecto a la capacidad de flujo en las zonas cercanas al pozo gracias a una reducción en la permeabilidad. La segunda, es que a pesar de que las empresas no son capaces de controlar las características de las rocas y fluidos, sí se tiene control sobre las operaciones para minimizar el daño, lo que impacta sustancialmente la producción de hidrocarburos.

**2.3.1 Daño de formación por operaciones de Cañoneo.** El proceso de cañoneo es bastante crítico dentro de las operaciones de completamiento debido a que es la única manera de conectar la formación productora con el pozo. En las

---

<sup>68</sup> ALLEN, Thomas. ROBERTS, Alan. Production Operations, óp. cit. p. 198

<sup>69</sup> SCHLUMBERGER. Perforating services, óp. cit. p. 3-18.

<sup>70</sup> Ibid., p. 3-19.

operaciones de cañoneo bajo balance, el flujo que surge después del cañoneo debería teóricamente limpiar los residuos dejados por los cañones, pero existe una zona compactada producto de la detonación que reduce la permeabilidad alrededor del canal generando una restricción al flujo.

**2.3.1.1 Zona compactada alrededor del canal creado.** El cañoneo convencional involucra la detonación de cargas explosivas, las cuales se fragmentan en pequeñas partículas metálicas a través del revestimiento y el cemento, hasta llegar a la roca a una velocidad de aproximadamente 700 metros por segundo. La onda de choque fragmenta la roca y el cemento, por reducción de los esfuerzos mecánicos, lo que genera finos en la vecindad del túnel creado. Mediciones de laboratorio muestran que las zonas compactadas pueden tener un espesor que varía entre 8mm y 25mm de una manera no uniforme, donde el espesor aumenta al aumentar el tamaño de las cargas. Adicionalmente, durante las operaciones de perforación los esfuerzos mecánicos pueden verse reducidos en un factor de hasta 6 veces alrededor del túnel creado<sup>71</sup>.

**2.3.1.2 Origen de los finos alrededor de los canales perforados.** Existen dos fuentes primarias de migración de finos alrededor de los canales creados: finos creados debido a la pulverización de los granos, y finos preexistentes dentro de la matriz de la roca. El impacto a alta velocidad de la carga contra la roca desarrolla una amplia onda de choque que acaba en fraccionar los granos cercanos al canal dejando como resultado finas partículas de roca. La resistencia a la tensión de la roca alrededor del liner de producción, se ve reducida debido a la fragmentación de la roca y el cemento. Si es aplicada una presión bajo balance durante el cañoneo, una onda de presión es propagada a través del fluido, generando a su vez un flujo desde el yacimiento hasta el canal. La velocidad de flujo dependerá del bajo balance aplicado y este primer flujo transiente, será el encargado de limpiar los residuos dejados durante la operación, limpieza que dependerá también de las propiedades viscosas del fluido, así como también de la geometría del túnel y permeabilidad de la roca. Cuando las operaciones son balanceadas o sobre balance, los residuos se quedan dentro del canal obteniéndose producciones menores a las deseadas<sup>72</sup>.

**2.3.1.3 Efecto de la presión bajo balance.** Con base en estudios experimentales, se puede obtener que cuando se aumenta el bajo balance la permeabilidad aumenta hasta un punto máximo. Como se muestra en la **Gráfica 1**. A un menor sobre balance, la reducción en la permeabilidad se da exclusivamente por la onda de choque que genera finos alrededor del canal, y a su vez estos residuos no son limpiados, debido a que la velocidad de flujo no es suficiente para remover el debris. A un mayor bajo balance, la permeabilidad se hace máxima ya que la velocidad de flujo es moderada y consigue remover el debris, o residuos de la onda de choque, haciendo con que los canales queden limpios. Cuando el bajo

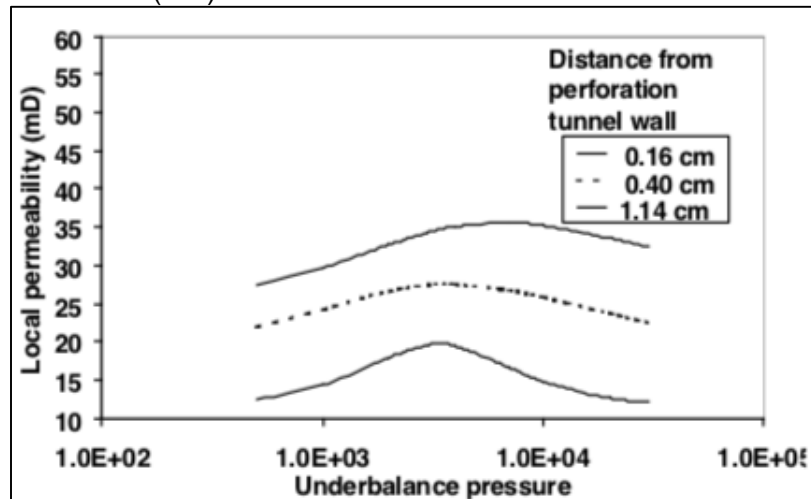
---

<sup>71</sup> SHARMA, Mukul M. The Nature of the Compacted Zone Around Perforation Tunnels. SPE, 2000.

<sup>72</sup> *Ibid.* p.4

balance es excesivo, las altas velocidades generan migración de finos desde la matriz de la roca a las gargantas reduciendo la permeabilidad alrededor de los canales. Este balance entre los finos de la matriz y la remoción de las partículas generadas en la onda de choque es el que hay que buscar si se quiere obtener la máxima productividad de los perforados<sup>73</sup>.

**Gráfica 1.** Presión Bajo Balance (PSI) vs Permeabilidad de la formación (mD)



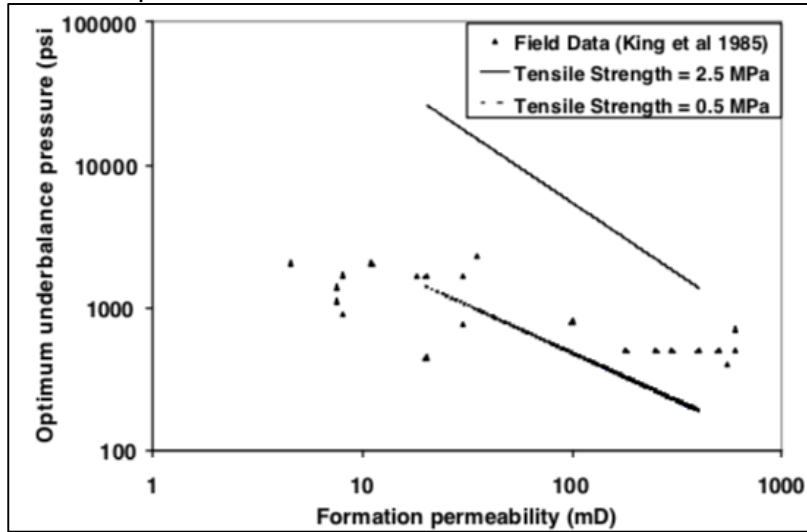
**Fuente.** SHARMA, Mukul M. The Nature of the Compacted Zone Around Perforation Tunnels. SPE, 2000.

**2.3.1.4 Efecto de la permeabilidad de la formación.** La **Gráfica 1** muestra que cuando se tiene una mayor permeabilidad de la formación, la presión bajo balance óptima disminuye. Esto debido a que la velocidad del flujo inicial está directamente relacionada con la permeabilidad de la formación, y la migración de finos desde la matriz está controlada por dicha velocidad<sup>74</sup>.

<sup>73</sup> Íbid. p.

<sup>74</sup> Íbid.p.

**Gráfica 2.** Permeabilidad de la formación (mD) vs Bajo balance óptimo.



**Fuente.** SHARMA, Mukul M. The Nature of the Compacted Zone Around Perforation Tunnels. SPE, 2000.

**2.3.1.5 Efecto de las propiedades mecánicas de la formación.** La **Gráfica 2** también muestra los efectos de los esfuerzos de tensión de la roca vs la presión de sobre balance óptima necesaria. Ya que, al aumentar los esfuerzos de tensión, el espesor de la zona compactada aumenta, será necesaria un mayor bajo balance, para garantizar la limpieza de esta.

**2.3.1.6 Efecto del tamaño de la carga.** Cuando se tienen tamaños de carga mayores, se tiene una mejor penetración dentro del túnel, aunque también aumentando los granos pulverizados, dando como resultado una zona compactada de un mayor espesor. Cuando se tienen mayores cargas, se tiene que optimizar el bajobalance, haciendolo mayor para que las altas velocidades de flujo logren desplazar los residuos hasta el pozo<sup>75</sup>.

---

<sup>75</sup> Íbid. p.

### 3. GENERALIDADES DE LAS TÉCNICAS DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO CON FLUIDOS ABRASIVOS Y CON MATERIALES PROPELENTES

Las nuevas tecnologías de conectividad pozo-yacimiento, no utilizan cargas explosivas como agente principal para establecer la conexión, utilizan otro tipo de agentes que son más eficientes al momento de estimular, debido al alto grado de limpieza y consolidación de los perforados. A continuación, se describen las técnicas de conectividad pozo-yacimiento con materiales propelentes (StimGun) y con fluidos abrasivos (Sand Jetting).

#### 3.1 TÉCNICA DE CONECTIVIDAD CON MATERIALES PROPELENTES

Los materiales propelentes han estado disponibles en la industria por varios años y han sido usados en operaciones de estimulación en países como Estados Unidos Canadá y Rusia. Durante los últimos años, esta técnica ha sido aplicada en combinación con las técnicas convencionales de conectividad, con el objetivo de estimular la zona cercana al pozo al momento de realizar los perforados. A continuación, serán descritas las principales características técnicas y operativas del cañoneo con propelentes, así como sus principales ventajas sobre las técnicas convencionales.

**3.1.1 Propelentes.** Los materiales propelentes están definidos como materiales oxidantes que deflagran en vez de detonar como sucede en el caso de los explosivos. La principal diferencia entre detonación y deflagración es que, en la primera, se propaga una onda de choque a través del explosivo y en la segunda, ocurre una combustión súbita, donde químicamente se consume el material propelente, generando un gas expansivo a alta presión, siendo este gas comúnmente dióxido de carbono, y vapor de agua<sup>76</sup>.

El propelente es un compuesto oxidante formado por partículas de perclorato de potasio y un poli epóxido. El perclorato de potasio (KClO<sub>4</sub>) es una sal oxidante que reacciona con sustancias orgánicas y el poli epóxido es un polímero termoestable que se endurece cuando reacciona con un agente catalizador. Para que el propelente se active y deflagre, necesita unas condiciones específicas instantáneas de temperatura presión y confinamiento<sup>77</sup>.

---

<sup>76</sup> FOLSE C., Kent *et al.* Field Performance of Propellant / Perforating Technologies to Enhance Placement of Proppant on High Risk Sand Control Completions. Kuala Lumpur: SPE, 2001. SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. SPE 72135-MS.

<sup>77</sup> BOAS MATAMOROS, Jaqueline; MARTÍNEZ ANDRADE, Ángel y ROMÁN, Héctor. Análisis Técnico y de Costos del uso del StimGun Como Método de Punzonamiento en algunos Pozos de Petroproducción. 2009.

**3.1.2 Descripción de la tecnología.** El principal uso de los materiales propelentes al interior de la industria ha sido remover el daño en la zona cercana al pozo, el cual es generado por las actividades de cañoneo, debido a que las zonas compactadas pueden reducir hasta un 75% la permeabilidad efectiva del túnel perforado, afectando la capacidad del pozo de producir hidrocarburos, o de aceptar los fluidos de inyección en el caso de pozos inyectoros. Debido a esta zona dañada, tan solo entre el 25% y el 50% de las operaciones de cañoneo fluyen efectivamente.

Las tecnologías de extremo Bajo balance y Sobre Balance, han probado ser efectivas al limpiar los canales creados y reducir el daño existente, aunque no siempre son de simple aplicación. Al adicionar una camisa de material propelente a una herramienta convencional de cañoneo, se logra, una solución simple y eficiente para obtener, un daño con valores cercanos a cero o por lo menos un skin reducido<sup>78</sup>.

Cuando el cañón es detonado, el calor y la onda de choque asociado a la ignición, el propelente crea un pulso de gas a alta presión. Este pulso de presión supera la resistencia de tracción de la roca o de cualquier material que pueda estar obstruyendo los canales, pero por debajo de la presión de fractura. Esto produce microfracturas en lugar de crear escombros de fracturas o granos molidos. El proceso de estimulación tiene una duración menor a 100 milisegundos y todos los perforados van a experimentar un diferencial de presión similar de hasta 10.000 PSI por 20 milisegundos o más, asegurando el flujo a través de cada perforado.

Las microfracturas pasan a través del daño de la zona cercana al pozo generado por las operaciones de cañoneo y perforación, y puede aumentar exponencialmente la conectividad con la roca reservorio.

Los materiales propelentes, fueron primeramente usados en combinación con Wireline como método de deployment. Posteriormente fue usada en conjunto con TCP y ha probado ser bastante exitosa, al adicionar al bajo balance que logra la herramienta, un sobre balance extremo generado por la deflagración del propelente.

La principal ventaja de las tecnologías TCP es que consiguen hacer la operación bajo balance, en una misma corrida para un intervalo, asegurando una mayor limpieza con tiempos menores, aunque no siempre suficiente para ultrapasar el daño generado en campos maduros. Problema que puede ser corregido con el uso de un material propelente.

---

<sup>78</sup> GILLIAT, Jim; SNIDER, Phillip M. y HANEY, Robert. A Review of Field Performance of New Propellant/Perforating Technologies. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers. 56469-MS. 1999.

**3.1.3 Ventajas de operación con propelente.** Con la combinación de las técnicas convencionales con el uso de camisas propelentes se obtienen cuatro ventajas principales<sup>79</sup>:

- Los materiales propelentes combinados con el uso de cargas huecas en las operaciones de cañoneo aprovechan la energía remanente de la detonación para asistir al gas generado a alta presión e impulsarlo hacia el interior de la formación dentro del túnel preformado. La energía remanente para las cargas huecas es aquella energía que no es usada en la creación del canal, y varía entre 25% y 75%.
- La camisa de material propelente y el ensamblaje de fondo para realizar los perforados, asegura un mecanismo para que todos los perforados sean activados simultáneamente y la operación puede ser hecha en una sola corrida, lo que reduce tiempo de operación, costo y asegura que el propelente este colocado en una óptima posición dentro del intervalo a ser cañoneado.
- No se necesita el uso de cargas super Deep Penetración.
- Se puede lograr un sobre balance extremo, seguido de un bajo balance extremo, lo cual garantiza una penetración profunda en los canales, además de limpieza en los mismos.

**3.1.4 Limitaciones de operación con propelente.** Se establecen las siguientes limitaciones a nivel operativo<sup>80</sup>:

- El propelente solo soporta una temperatura máxima de 350°F antes de que se active.
- Se necesita una presión mínima de confinamiento de 500 PSI.
- Se debe tener al menos 100 pies de aire o gas en superficie.
- Cañones con una densidad mínima de 4TPP y nunca de ángulo de fase °0.
- Se necesita que el sistema esté centralizado.
- Debe haber una separación mínima de 50 pies entre empaques.
- Cuando se necesita profundidad de penetración limitada no se debe usar esta técnica.

**3.1.5 Configuración de la herramienta.** El ensamblaje StimGun posee principalmente dos componentes: Herramienta de cañoneo convencional con cargas huecas y una camisa de material propelente, envolviendo la herramienta convencional.

---

<sup>79</sup> GILLIAT, op. cit,

<sup>80</sup> BOAS MATAMOROS, op. cit. p.



El sistema es bajado dentro del pozo con wireline o tubería, dependiendo de la aplicación o del intervalo a ser perforado. En profundidad, la detonación de las cargas huecas activa la deflagración del material propelente<sup>81</sup>.

**3.1.6 Componentes de la herramienta.** La herramienta se compone de los siguientes elementos<sup>82</sup> (Ver **Figura 18**):

**3.1.6.1 Camisa de propelente.** Tubo hecho de un material oxidante, similar a una tubería de plástico, que se desliza sobre una herramienta convencional. Normalmente se necesita una densidad mínima de disparo de cuatro TPP es recomendada para comenzar la deflagración de la herramienta.

**3.1.6.2 Anillos centralizadores.** Usadas para posicionar y asegurar la camisa de propelente a la herramienta de perforación convencional. Adicionalmente anillas con un mayor diámetro que la camisa, ayudan a proteger el material propelente de chocar con las paredes del casing.

**3.1.6.3 Bull nose subs.** Ayudan a centralizar la herramienta y a proteger la camisa con una restricción mínima de flujo.

**3.1.6.4 Perforating Gun.** Está típicamente compuesta por cañones de cargas huecas y las camisas vienen configuradas para varios tipos de diámetro exterior de la herramienta.

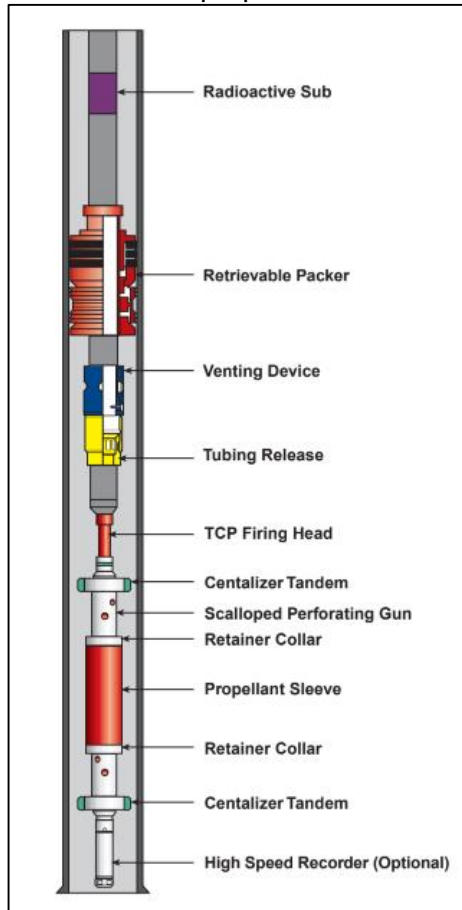
**3.1.6.5 High-speed/High-shock downhole memory gauge.** Herramienta que funciona para adquisición de datos a velocidades de hasta 100,000 puntos por segundo. Puede incluir sensores de presión, temperatura, aceleración, y fuerzas G.

---

<sup>81</sup> CUTHILL, David A. Propellant Assisted Perforating – An Effective Method for Reducing Formation Damage When Perforating. The Hague, Netherlands: SPE European Formation Damage Conference. 2001. SPE 68920-MS.

<sup>82</sup> ETCHEVERRY, Carlos F.; CARNEIRO, Sergio y OLIVEIRA LEITE, Francisco. Single-Trip Perforation/Stimulation and Testing Method Removes Formation Damage, Reduces Operational Costs, and Increases Estimated Production in the Mato Rico Field in Parana Basin, Brazil. Lafayette, Louisiana: SPE 2000. SPE 58777-MS.

**Figura 18.** Configuración típica de la herramienta TCP en combinación con materiales propelentes.



**Fuente.** Folsø et al. Field performance of propellant perforating technologies to enhance placement of Proppant on High Risk Sand Control Completions. 2001. Modificado por los autores.

A continuación, se listan otros componentes dentro de la sarta de cañoneo en orden descendente, para una configuración con TCP.

- Caja de lubricantes o Stuffing Box.
- BOP Wireline
- 10K header test, con control remoto de válvula maestra.
- X-Over
- Drill Pipe
- Slip Joint
- Drill Pipe
- Válvula reversible #1

- Pig Tag. Trazador radiométrico.
- Drill collars.
- Válvula reversible #2
- Válvula de drenaje.
- Bundle carrier metrol-superior
- 1 Drill Collar
- Down Hole Valve
- Budle Carrier Metrol- inf.
- Martillo hidráulico.
- Unión de seguridad.
- Empaque.
- X-overTubing
- Firing Head.
- Sistema de producción.
- Cañones TCP.

**3.1.7 Operación.** La Herramienta TCP es corrida dentro del pozo previamente lleno con el fluido de completamiento. Luego la herramienta es posicionada en profundidad debidamente correlacionada con el Casing Collar Locator y los registros Gamma Ray, y el empaque es seteado a la presión indicada en el plan. La varilla de activación de disparo es lanzada desde cabezal para detonar los cañones de manera mecánica. La indicación de detonación es vista en superficie con un pico de presión en el chock manifold.

La secuencia operacional está descrita por Elnaga<sup>83</sup> et al y sigue a continuación.

- Reunión de seguridad operacional.
- Ensamblaje del TCP Bottomhole Assembly (BHA), en el piso del taladro.
- Corrida del BHA dentro del pozo (RIH) previamente aprobado en el plan de trabajo.
- Rigged Up del equipo de Wireline.
- Corrida de los localizadores Gamma Ray y CCL dentro del pozo para establecer la posición correcta de los cañones.
- Rigged Up del equipo de superficie y corrida de test de presión.
- Colocación del empaque.
- Suaveo del pozo y reducción de la cantidad de fluido dentro del mismo para generar la condición de sobre balance.
- Activación del firing head usando una barra de activación previamente aprobado en el plan.
- Evaluación de productividad.

---

<sup>83</sup> ELNAGA, Ashraf, *et al.* Propellant-Assisted Solution to Perforation Penetration and Breakdown-San Jorge Field, Argentina: Case Histories. Buenos Aires, Argentina: SPE 2007. SPE 108088-MS.

**3.1.8 Propagación de fracturas generadas por el propelente.** La generación de fracturas inducidas al interior de la formación, son causadas por el material propelente debido a la expansión del gas generado y empuje del mismo por la energía residual de las cargas huecas. Las altas tasas de generación de gas, así como la superación de la tensión de tracción de la formación, y consigue generar discontinuidades o microfracturas en la roca, que en todo caso es uno de los objetivos de aplicabilidad de esta técnica. A continuación, se muestran la serie de eventos vs tiempo en segundos después de que las cargas moldeadas son detonadas. La **Figura 19** muestra un modelo corrido en el software de disparo surgepro, en donde el pico de presión indica la deflagración del material propelente con la consecuente propagación de las fracturas

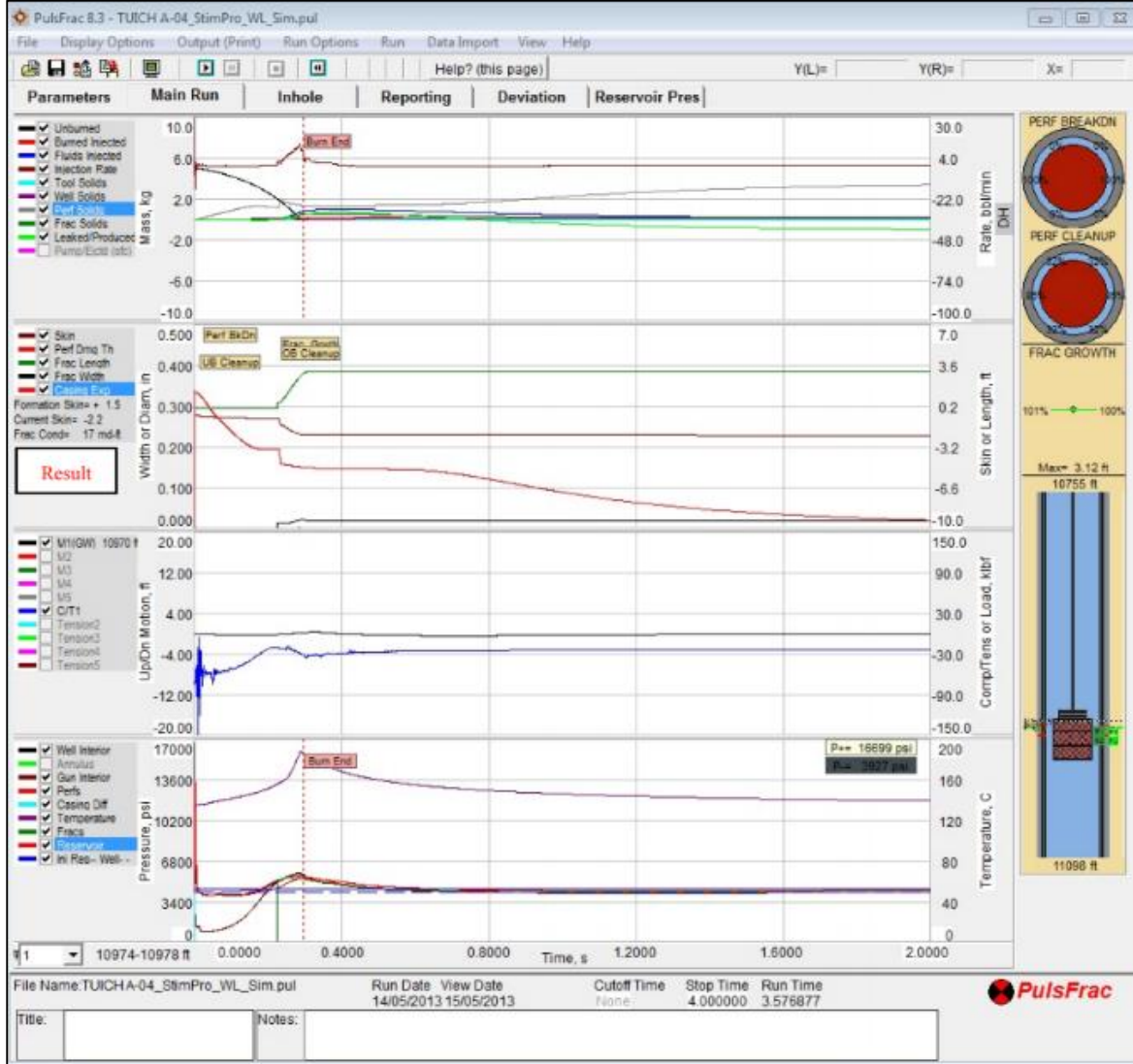
**3.1.9 Casos donde se puede aplicar la técnica de StimGun.** Como fue descrito, la técnica de cañoneo con materiales propelentes es aplicable tanto a sistemas de deployment con wireline o con TCP y puede ser usado en diferentes tipos de reservorios. Según Elnaga<sup>84</sup>, las técnicas de cañoneo STIMGUN es especialmente efectivo en las siguientes situaciones.

- Insuficiente presión en el reservorio que permita limpiar los canales creados en cañoneo convencional.
- Formaciones con una compresibilidad alta donde la longitud de los túneles es mínima, dando como resultado una productividad menor a la esperada.
- Tratamiento de zonas con daño producto de los procesos de perforación, cementación y cañoneo convencional.
- Tratamiento previo a un fracturamiento hidráulico o ácido, para reducir la tortuosidad e incrementar la inyectividad.
- Tratamiento de zonas con contactos de gas o agua cercanos.

---

<sup>84</sup>Íbid. p..

Figura 19. Presión vs tiempo durante y después del disparo.



Fuente. POVEDA, Patrica, *et al.* History—Combining Extreme Overbalance and Dynamic Underbalance Perforating Techniques in Ecuador. Louisiana, USA: SPE 2013. SPE 166420.

### 3.2 TÉCNICA DE CONECTIVIDAD CON FLUIDOS ABRASIVOS

Existen diferentes técnicas para optimizar la producción y evitar el daño de formación que ocurre en las etapas de perforación y completamiento de los pozos antes de ser colocados en producción. Estas técnicas pueden variar en términos de control de arena, estimulación química y mecánica, fracturamiento y recañoneos. En la fase de completamiento normalmente son usados cañones como método de conectividad principal para establecer una conexión entre la formación productora y el pozo en el caso de huecos revestidos. Existen casos en los cuales los cañones no logran establecer una conexión debido a que no sobrepasan el área dañada debido a su baja penetración, o inclusive aumento del daño debido a baja limpieza

de los canales creados. Las técnicas de perforación abrasiva han sido desarrolladas desde mediados del siglo XX y han tenido resultados positivos para lograr conectar la formación ultrapasando el daño existente, optimizando la producción y en menores viajes de corridas. En este apartado se describen las generalidades de la técnica de perforación abrasiva (Sand Jetting) y los principales parámetros que la gobiernan.

**3.2.1 Descripción de la Técnica.** Este tipo de cañoneo usa altos volúmenes de fluido al interior de una tubería, para crear canales limpios usando una boquilla de un diámetro reducido. Normalmente son usadas pequeñas partículas de arena y gel que combinados son capaces de lograr atravesar hasta 0.3 in de diámetro en cuestión de minutos, ya que las boquillas son orientadas hacia la superficie del metal.

**3.2.2 Parámetros Principales.** La efectividad en la aplicación de las técnicas de perforación abrasiva, dependen de los siguientes parámetros:

**3.2.2.1 Penetración.** En este método de cañoneo abrasivo, no es común encontrar profundidades de penetración mayores a 8 in, debido a que los sólidos y el fluido de retorno interfieren al momento de alcanzar objetivos más profundos. La profundidad de penetración, en promedio varía desde una pulgada hasta las 8 in de penetración.

Dentro del equipo de cañoneo, es necesario un tubing que tenga la menor tasa posible en cuanto a caída de presión por fricción. Las boquillas pueden ser fijas o rotativas para el ensamblaje de fondo.

**3.2.2.2 Selección del Material.** El tipo de material abrasivo también puede variar dependiendo del ensamblaje, pero en la mayoría de los casos, la arena es el material más común y de más fácil consecución. Otros tipos de materiales propantes pueden ser carbonato de calcio, soda de vidrio, mineral y sintético. Entre más angulares y duros sean los materiales, más rápido pueden lograr cortar y atravesar el revestimiento que los rodea.

**3.2.2.3 Selección del líquido.** La selección del líquido es menos importante comparativamente con el material propante, siendo la compatibilidad con la formación, la característica más importante a tener en cuenta al momento de seleccionar el líquido. Otro patrón de selección es el daño potencial que se puede causar al interior de la formación, debido a que algunos líquidos se pierden más fácilmente dentro de las rocas, debido a los trabajos de cañoneo. El líquido también debe ser capaz de transportar la arena por el interior de la tubería.

**3.2.3 Ventajas de la perforación abrasiva.** Las ventajas de la perforación abrasiva usualmente son las desventajas de la perforación con cañones convencionales, siendo la principal ventaja que este método ofrece perforaciones

con una máxima área de flujo, al tiempo que logra un daño mínimo al interior de la formación. La aplicación de esta técnica resulta siempre ventajosa en yacimientos con crudos pesados y extrapesados, donde áreas de flujo mayores son siempre necesarias<sup>85</sup>.

Según SUXIN el uso de técnicas abrasivas permiten obtener tres ventajas principales a nivel de conectividad<sup>86</sup>:

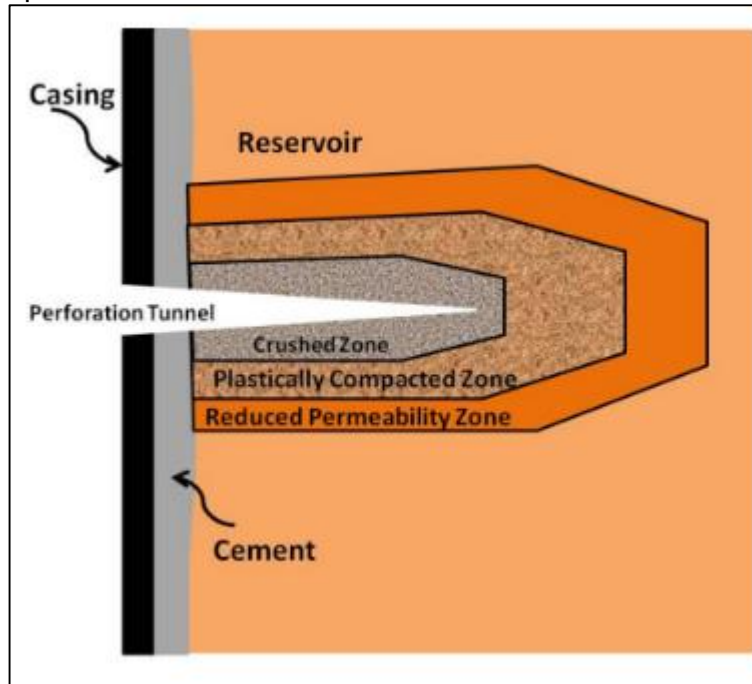
- Perforación más profunda con un mayor diámetro. Una perforación típica con cañones convencionales puede alcanzar una profundidad de 15 in a 30 in, con un diámetro de entre 0.3 y 0.5 in en condiciones de superficie, valores que decrecen en condiciones reales de pozo. En contraste, la técnica Sand Jetting consigue incrementar la longitud de penetración hasta 78 in, logrando conectar con la zona libre de daño, optimizando la conectividad del pozo con la zona productora.
- Aumento del área de contacto entre la formación productora y el canal creado. Al lograr una mayor profundidad y diámetro en el canal creado, el área de contacto se torna mayor, y por consiguiente la capacidad de flujo aumenta.
- Menor daño en la zona cercana al pozo. El cañoneo convencional hace con que en la zona cercana al pozo se genere una zona compactada por roca triturada y acumulación de finos, lo que genera una restricción al flujo (ver **Figura 20**) En contraste las técnicas abrasivas generan túneles limpios libres de escombros, estableciendo una mejor comunicación pozo-yacimiento.

---

<sup>85</sup> SPE. op. cit. p 152.

<sup>86</sup> SUXIN, X, *et al.* Application of Deep Hydraulic Jet Perforating to Enhance Oil Production in Thin Reservoir with Bottom Water. Jakarta, Indonesia: SPE 2011. SPE 145978.

**Figura 20.** Representación gráfica de la zona dañada para cañoneo convencional.



**Fuente.** DOTSON, Thomas, FARR, James y FINDLEY, Earle. Advances in Sand Jet Perforating. Denver, USA: SPE 2009. SPE 123569

**3.2.4 Descripción de la Operación.** El proceso comienza uniendo el BHA con la unidad de Coiled Tubing, seguido de una prueba de presión. El cabezal es abierto y la unidad de CT es corrida dentro del pozo, en cuanto es circulado fluido a mínimas tasas, con el fin de mantener presiones positivas en la unidad de CT. Así como el CT es corrido en el interior del pozo, la mezcla de arena y gel es colocado dentro del mixer. El gel tiene una viscosidad de 110 centipoises o mayores con el fin de mantener la suspensión de arena desde la bomba hasta el BHA. La arena usada en esta operación tiene un tamaño de 100 mesh y es bombeada a una concentración de 120 Kg/m<sup>3</sup>. Ya estando la unidad posicionada a la profundidad deseada, es lanzada una bola para activar mecánicamente la herramienta y comenzar el proceso de perforación. En superficie una vez se perciba un aumento de presión, la mezcla de arena es bombeada. La estimación del volumen de arena para completar cada perforado es de 5 metros cúbicos. La lechada es bombeada a una tasa de 480l/min con el fin de obtener la máxima velocidad posible a través de los orificios creando una caída de presión de hasta 2200 PSI. Una vez el volumen de arena estimado para completar las perforaciones es bombeado, el caudal de lechada es controlado, disminuyendo la presión interna del CT y la herramienta es posicionada para perforar el siguiente intervalo. La operación es repetida hasta alcanzar el número deseado de perforaciones. Posterior a este procedimiento se realiza una limpieza



de los perforados para remover el exceso de gel y fluidos en el pozo. La unidad de CT es sacada del pozo una vez el pozo se encuentra limpio<sup>87</sup>.

**3.2.5 BHA perforado abrasivo.** Un ensamblaje para perforación abrasiva se compone principalmente de ocho secciones (ver **Figura 21**).<sup>88</sup>

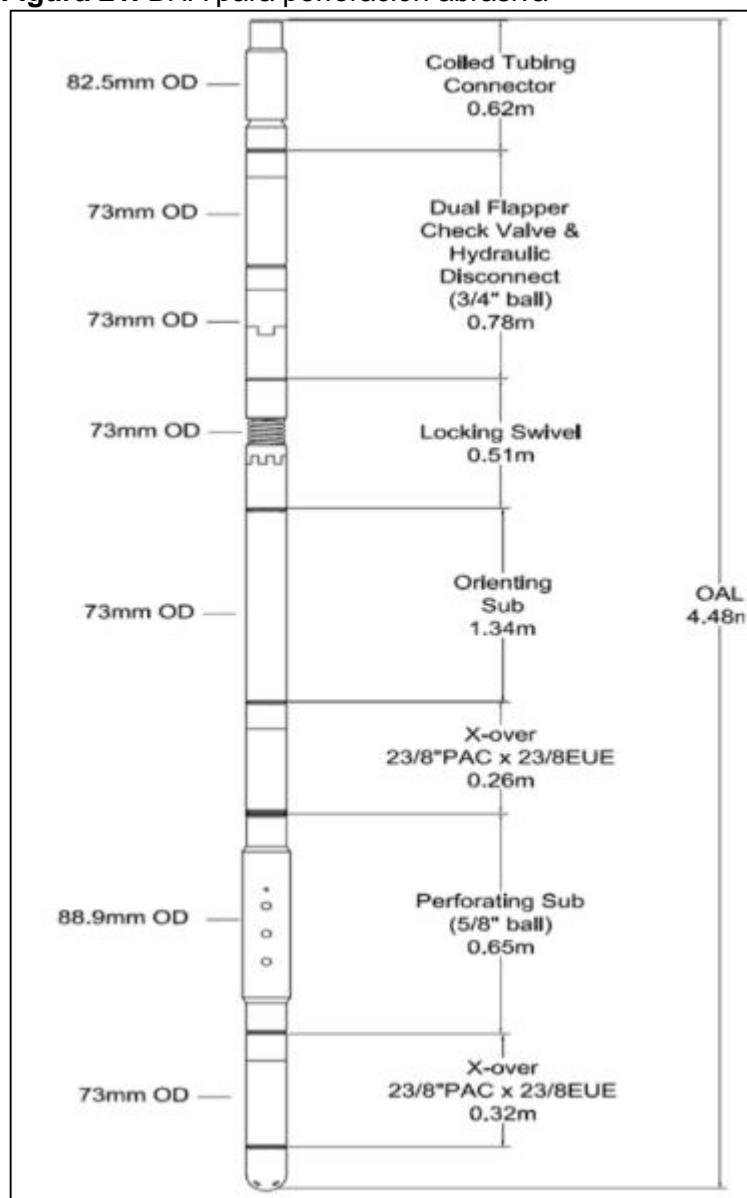
- Conector de Coiled Tubing. Conecta el BHA abrasivo con la unidad de Coiled tubing con resistencia a esfuerzos tensionales y torsionales.
- Válvulas de cheque. Previenen que el flujo se devuelva al coiled tubing.
- Desconector hidráulico. Dispositivo que libera el BHA abrasivo caso exista una pega.
- Swivel. Unión que permite que la herramienta gire libremente en el pozo.
- Herramienta direccional excéntrica. Permite orientar la zona de perforación abrasiva.
- Crossover. Se conecta a la herramienta de perforación abrasiva para dar la orientación correcta.
- Zona de Perforación abrasiva. Orificios colocados que generan altas velocidades necesarias para realizar el punzonamiento abrasivo.
- Boquilla Redonda. Actua como guía redondeada del BHA al pozo.

---

<sup>87</sup> DOTSON, Thomas, FARR, James, FINDLEY, Earle. Advances in Sand Jet Perforating. Denver, USA: SPE 2009. SPE 123569.

<sup>88</sup> SUXIN, X, op. cit. p.

**Figura 21.** BHA para perforación abrasiva



**Fuente.** SCHULTZ, Darcy, et al. Abrasive Perforating via Coiled Tubing Revisited. Texas: SPE 2007. SPE 107050.

**3.2.6 Importancia de las boquillas.** Dentro del ensamblaje de fondo, las boquillas son fundamentales dentro del procedimiento de perforación abrasiva. Normalmente son usadas boquillas de 3/16 de pulgada, las cuales son las mejores candidatas para alcanzar la penetración deseada (ver **Figura 22**). Las tasas de bombeo están optimizadas a tres barriles por minuto para alcanzar diferenciales de presión de 1600 PSI a 1800 PSI. Dependiendo de la longitud de la unidad de Coiled Tubing, la presión de inyección de superficie varía en un rango de 4000 PSI a 5000 PSI mientras se está realizando la operación de perforación abrasiva. Un tiempo de

bombeo de alrededor de quince minutos por etapa, se considera normal para alcanzar un objetivo de penetración.

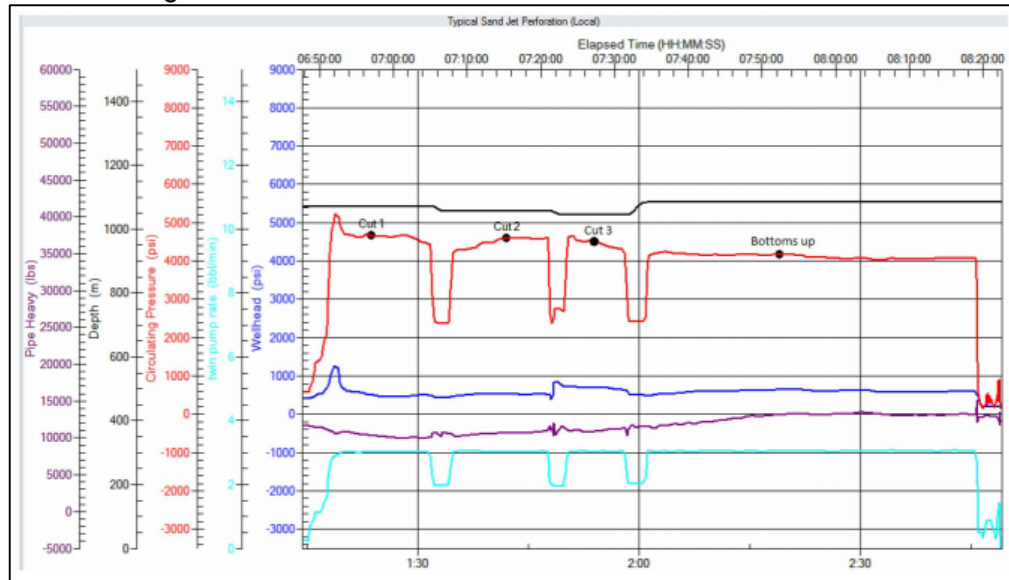
**Figura 22.** Vista en superficie de la herramienta de Sand Jetting.



**Fuente.** DOTSON, Thomas, et al. Performance Comparison of Sand Jet Perforating to Explosive. Perforating for Multistage Hydraulic Fracturing of Coal Bed Methane Wells. Texas: SPE 2017. OTC-27883.

En la **Figura 23** se puede seguir el proceso de perforación abrasiva, donde en cada canal realizado por la herramienta (cuatro en total) se tiene una caída en la presión de circulación (línea roja). El tiempo estimado para cuatro cortes fue de 8 minutos.

**Figura 23.** Presión de circulación durante la perforación de una etapa con Sand Jetting.



**Fuente.** DOTSON, Thomas, et al. Performance Comparison of Sand Jet Perforating to Explosive Perforating for Multistage Hydraulic Fracturing of Coal Bed Methane Wells. Texas: SPE 2017. OTC-27883.

**3.2.7 Casos donde se puede aplicar la técnica Sand Jetting.** Tal como fue descrito, dentro de las técnicas de conectividad las nuevas tecnologías de perforación abrasiva Sand Jetting logran el menor impacto en la formación y con base en información de más de 80 pozos donde fue aplicada, se recomienda usarla en los siguientes escenarios<sup>89</sup>:

- Capas delgadas con contactos agua-aceite cercanos.
- Capas donde se tenga una cementación pobre o con mala adherencia.
- Estratos con carbonatos porosos o siliciclásticos.
- Zonas con contaminaciones de hasta 78 in.
- Capas con acuíferos cercanos.

<sup>89</sup> SERGEY, E, *et al.* Efficiency Improvement of Abrasive Jet Perforation, Baku, Azerbaijan SPE 2015. SPE 177375-MS.

## 4. EVALUACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE ESTUDIO

En este capítulo, se describe las generalidades de los 3 pozos seleccionados por la empresa Ecopetrol S.A, los cuales se nombrarán como Pozo A, Pozo B y Pozo C, con la finalidad de presentar su estado mecánico, comportamiento de producción, daño de formación presente, y técnica de conectividad pozo-yacimiento implementada, y así, cumplir con el objetivo planteado número cuatro.

Las curvas IPR actuales fueron ajustadas en el programa PROSPER, de la empresa Petroleum Experts (PETEX), en el módulo de SPOT (Shell Perforating Optimization Tool) y de SkinAide, que permiten la construcción de modelos de pozos confiables teniendo en cuenta los datos obtenidos de las pruebas de producción, el estado mecánico, el daño de formación y el equipo sistema de levantamiento artificial presente para cada pozo, como se observa a continuación.

### 4.1 POZO A

El Pozo A, corresponde a un pozo desviado, que fue perforado con la finalidad de producir petróleo de la Unidad K2 y la Unidad K1 inferior. El pozo se perforó verticalmente, desde la superficie hasta una profundidad de 480 pies, donde se empezó a desviar hasta la última profundidad registrada de 8318 pies, con 49° de inclinación. Las actividades de perforación se realizaron entre el 3 y el 18 de enero del 2018, mientras que las actividades de completamiento se ejecutaron entre el 11 y 19 de junio del mismo año.

En relación con la información del PVT (ver **Tabla 5**), ésta ha sido suministrada por el área de yacimientos, estableciendo un modelo de fluido tipo Black Oil, con unos parámetros generales observados en la **Tabla 6**.

**Tabla 5.** PVT

PUNTO	PRESIÓN (Psig)	GOR (scf/STB)	Bo (RB/STB)	VISCOSIDAD PETRÓLEO (cps)
1	15	1	1.024	135
2	65	6.65	1.033	102.815
3	130	7.29	1.037	82.015
4	215	7.29	1.036	83.75
5	515	7.29	1.035	90.535
6	1015	7.29	1.032	101.05
7	1515	7.29	1.029	113.3
8	2015	7.29	1.027	124.2
9	2515	7.29	1.025	136.15
10	3015	7.29	1.023	145.85

Fuente: ECOPETROL. Gerencia yacimientos, 2018.

**Tabla 6.** Información general PVT

<b>INFORMACIÓN GENERAL PVT</b>	
GOR (scf/STB)	7.29
GRAVEDAD API (°)	12.2
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	0.7
SALINIDAD DEL AGUA	1000
H2S (%)	0
CO2 (%)	0
N2 (%)	0
TEMPERATURA YACIMIENTO (°F)	185
PRESIÓN DE BURBUJA (psig)	130

**Fuente:** ECOPETROL. Gerencia yacimientos, 2018.

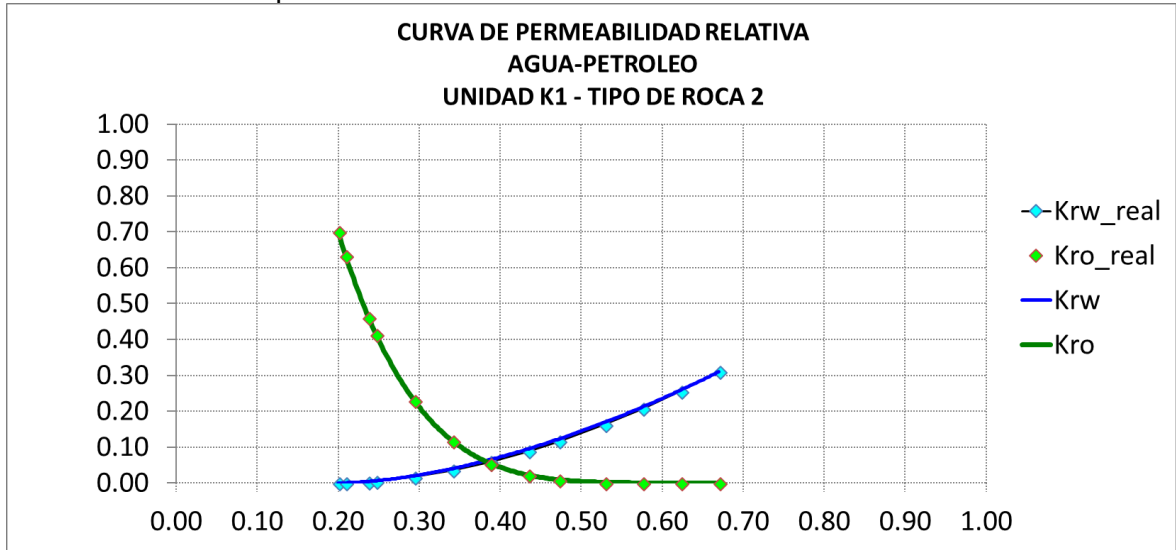
La curva de permeabilidades relativas para la formación K1 (Ver **Gráfica 3**) fue obtenida a partir de la **Tabla 7**, como se muestra a continuación.

**Tabla 7.** Permeabilidades relativas Unidad K1

<b>PERMEABILIDADES RELATIVAS K1</b>		
<b>Sw (Frac)</b>	<b>Krw_real</b>	<b>Kro_real</b>
0.19	1.00	0.00
0.23	0.56	0.01
0.26	0.30	0.02
0.29	0.14	0.04
0.32	0.06	0.07
0.35	0.02	0.10
0.38	0.01	0.13
0.42	0.00	0.17
0.45	0.00	0.21
0.48	0.00	0.26
0.51	0.00	0.31

**Fuente:** ECOPETROL. Informe interno. Permeabilidad relativa, p 6.

**Gráfica 3.** Curva de permeabilidades relativas Unidad K1



Fuente: ECOPETROL. Informe interno. Permeabilidad relativa, p 6

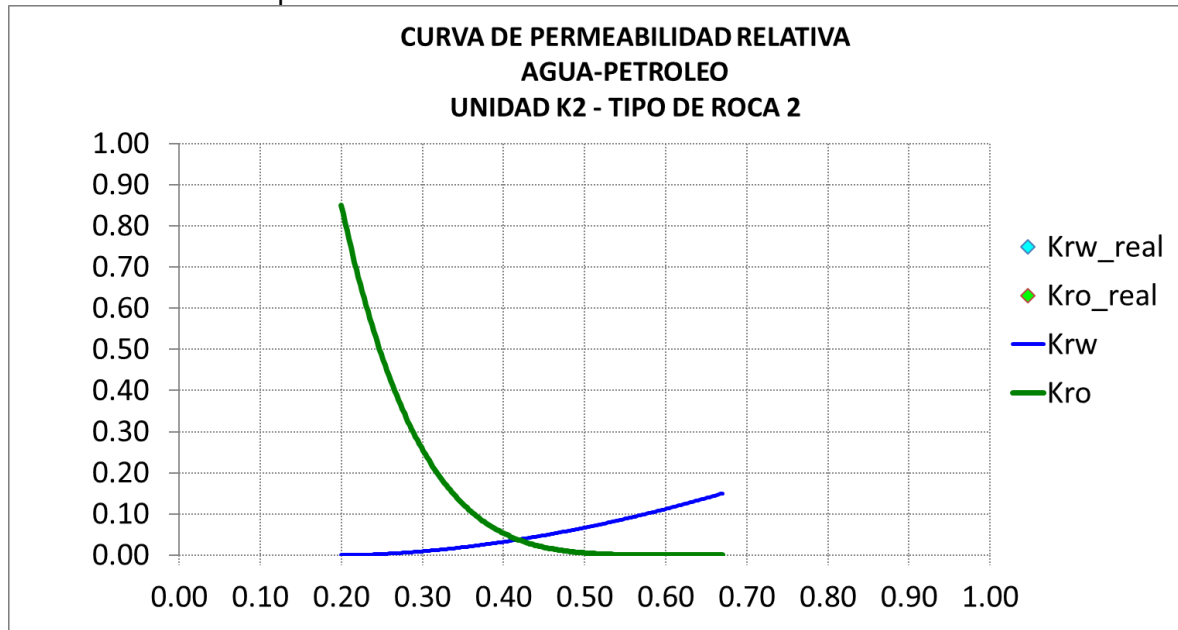
La curva de permeabilidades de la formación K2 (Ver **Gráfica 4**) fue obtenida de la **Tabla 8**, como se muestra a continuación.

**Tabla 8.** Permeabilidades relativas Unidad K2

PERMEABILIDADES RELATIVAS K2		
Sw(Frac)	Krw_real	Kro_real
0.19	1.00	0.00
0.23	0.56	0.01
0.26	0.30	0.02
0.29	0.14	0.04
0.32	0.06	0.07
0.35	0.02	0.10
0.38	0.01	0.13
0.42	0.00	0.17
0.45	0.00	0.21
0.48	0.00	0.26
0.51	0.00	0.31

Fuente: ECOPETROL. Informe interno. Permeabilidad relativa, pág 8

**Gráfica 4.** Curva de permeabilidades relativas Unidad K2



**Fuente:** ECOPETROL. Informe interno. Permeabilidad relativa, pág 8

Como se puede observar en el Estado Mecánico (ver **Anexo A**), el pozo cuenta con el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible, y la bomba es serie 538, con 92 etapas, y fue cañoneado en 8 intervalos, como se muestra en la **Tabla 9**, con la carga Power Jet 4512 HMX de Schlumberger, con una densidad de 12TPP y 45°. La perforación efectiva del canal creado se registra en 6.7 in<sup>90</sup>.

**Tabla 9.** Intervalos Cañoneados Pozo A

Intervalo	Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)
1	K1 Inferior	7763	7790	27
2	K1 Inferior	7835	7845	10
3	K2	7849	7855	6
4	K2	7855	7875	20
5	K2	7875	7896	20
6	K2	7895	7915	20
7	K2	7928	7948	20
8	K2	7948	7968	20

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPETROL. Informe interno, 2018)

El radio de invasión en los intervalos cañoneados está en un rango de 7.5-17 in<sup>91</sup>, dando un promedio de daño de 13 in. La porosidad y permeabilidad de los intervalos cañoneados se pueden observar en la **Tabla 10**.

<sup>90</sup> ECOPETROL. Análisis de desempeño de cargas, informe interno. 2018. p 3.

<sup>91</sup> ECOPETROL. Registro de profundidad de invasión pozo A, informe interno. 2018. p 1.



**Tabla 10.** Promedios petrofísicos intervalos pozo A

Intervalo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
1	25.6	4292
2	21.4	2606
3	21.2	4697
4	21.2	4697
7	21.2	4697
5	21.2	4697
7	21.3	4114
8	21.3	4114

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPETROL. Informe interno, 2018)

Respecto al comportamiento de producción del pozo, se registran las siguientes pruebas de producción (**Tabla 11**):

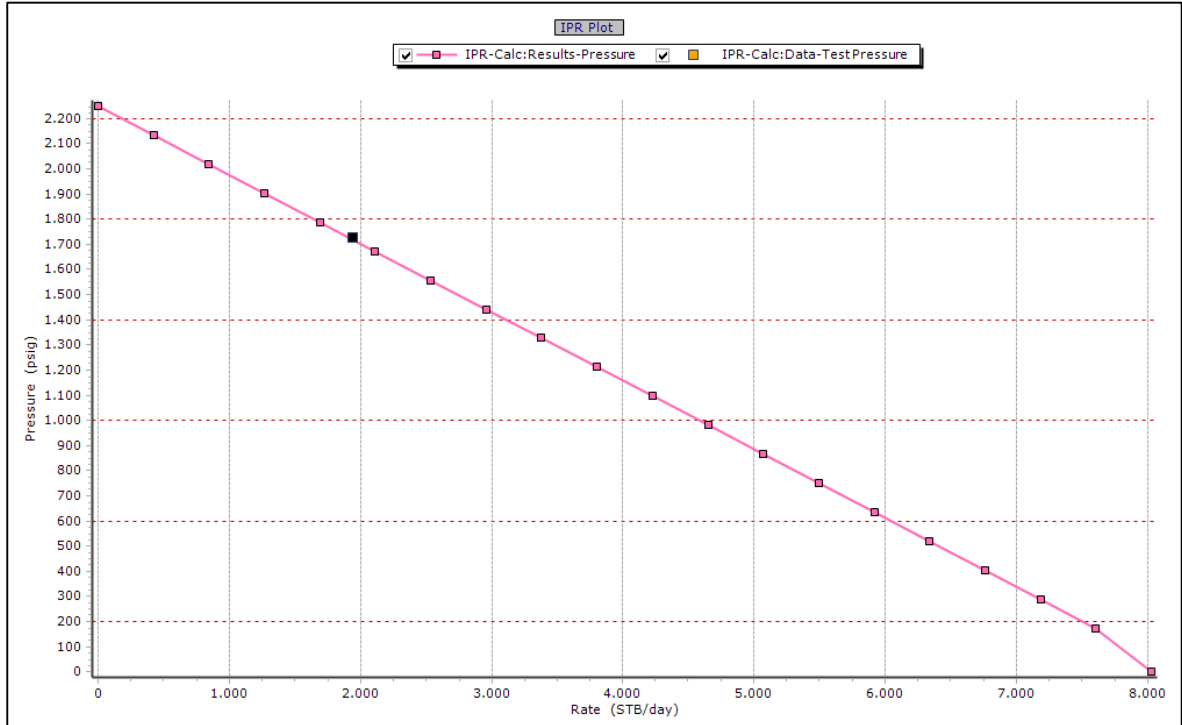
**Tabla 11.** Pruebas de producción Pozo A

Fecha	Vol total (bfpd)	Vol aceite (bopd)	Vol agua (bwpd)	Bsw (%)	Pip (psi)	Pwf (psi)	Pyto (psi)	IP (bfpd/psi)
28/06/18	1916	913	1003	52.35	909	1606	2250	2.98
18/08/18	2176	718	1458	67.00	984	1681	2250	3.82

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPETROL. Informe interno, 2018)

A partir de la última prueba de producción registrada, se obtiene la curva IPR que se visualiza en la **Gráfica 5**.

**Gráfica 5.** Curva IPR Pozo A



Fuente: elaboración propia.

## 4.2 POZO B

El Pozo B, corresponde a un pozo desviado, que fue perforado con la finalidad de producir petróleo de la Unidad K1 inferior. El pozo se perforó verticalmente, desde la superficie hasta una profundidad de 948 pies, donde se empezó a desviar hasta la última profundidad registrada de 7705 pies, con 42.6° de inclinación. Las actividades de perforación se realizaron entre el 26 de abril y el 11 de mayo del 2018, y las actividades de completamiento se ejecutaron entre el 31 de mayo y 13 de junio del mismo año.

En relación con la información del PVT (**Tabla 5**), ésta ha sido suministrada por el área de yacimientos, estableciendo un modelo de fluido tipo Black Oil, con unos parámetros generales observados en la **Tabla 6**. La curva de permeabilidades relativas para la formación K1 (**Gráfica 3**) fue obtenida a partir de la **Tabla 7**.

Como se puede observar en el Estado Mecánico (ver **Anexo A**), el pozo cuenta con el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosomergible, y la bomba es serie 400, con 209 etapas, y fue cañoneado en 8 intervalos, como se muestra en la **Tabla 12**, con la carga HSD GUN -DP de Halliburton, con una densidad de 12TPP y 45°. La perforación efectiva del canal creado se registra en 6.7 in<sup>92</sup>.

<sup>92</sup> ECOPELROL. Análisis de desempeño de cargas, informe interno, óp. cit. p. 3.

**Tabla 12.** Intervalos Cañoneados Pozo B

Intervalo	Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)
1	K1 Inferior	7320	7356	36
2	K1 Inferior	7363	7386	23
3	K1 Inferior	7391	7396	5
4	K1 Inferior	7400	7443	43
5	K1 Inferior	7452	7471	19
6	K1 Inferior	7482	7504	22
7	K1 Inferior	7506	7515	9
8	K1 Inferior	7525	7560	35

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPETROL. Informe interno, 2018)

Posteriormente, a el pozo B, se le realizó una operación de Fracturamiento Hidráulico en los intervalos que se muestran en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.** Intervalos Fracturados Pozo B

INTERVALO	FORMACIÓN	TOPE (Pies)	BASE (Pies)	ESPESOR (Pies)
1	K1 Inferior	7320	7356	36
2	K1 Inferior	7363	7386	23
3	K1 Inferior	7391	7396	5
4	K1 Inferior	7400	7443	43
5	K1 Inferior	7452	7466	14

**Fuente:** HALLIBURTON. Post operacional fracturamiento hidráulico, informe interno.

Los parámetros de la geometría de la fractura entre 7320-7466 pies, se pueden observar en la **Tabla 14**.

**Tabla 14.** Parámetros Geometría de Fractura

PARÁMETRO	VALOR
Longitud (pies)	206.7
Altura (pies)	126.4
Ancho promedio (in)	0.306
Prof Tope de fractura TVD (pies)	7111.6
Prof Base de fractura TVD (pies)	7238.0
Conc de Propante promedio (lb/pies <sup>2</sup> )	2.64

**Fuente:** HALLIBURTON. Post operacional fracturamiento hidráulico, informe interno.

El radio de invasión en los intervalos cañoneados está en un promedio de daño de 15 in<sup>93</sup>. La porosidad y permeabilidad de los intervalos cañoneados se pueden observar en la **Tabla 15**.

<sup>93</sup> ECOPETROL. Registro de profundidad de invasión pozo B, informe interno. 2018. p 1.

**Tabla 15.** Promedios petrofísicos intervalos pozo B

Intervalo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
1	7	85
2	15	389
3	20	1146
4	13	1146
7	15	1146
5	15	181
7	15	181
8	9	226

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPELROL. Informe interno, 2018)

Respecto al comportamiento de producción del pozo, se registran las siguientes pruebas de producción (**Tabla 16**):

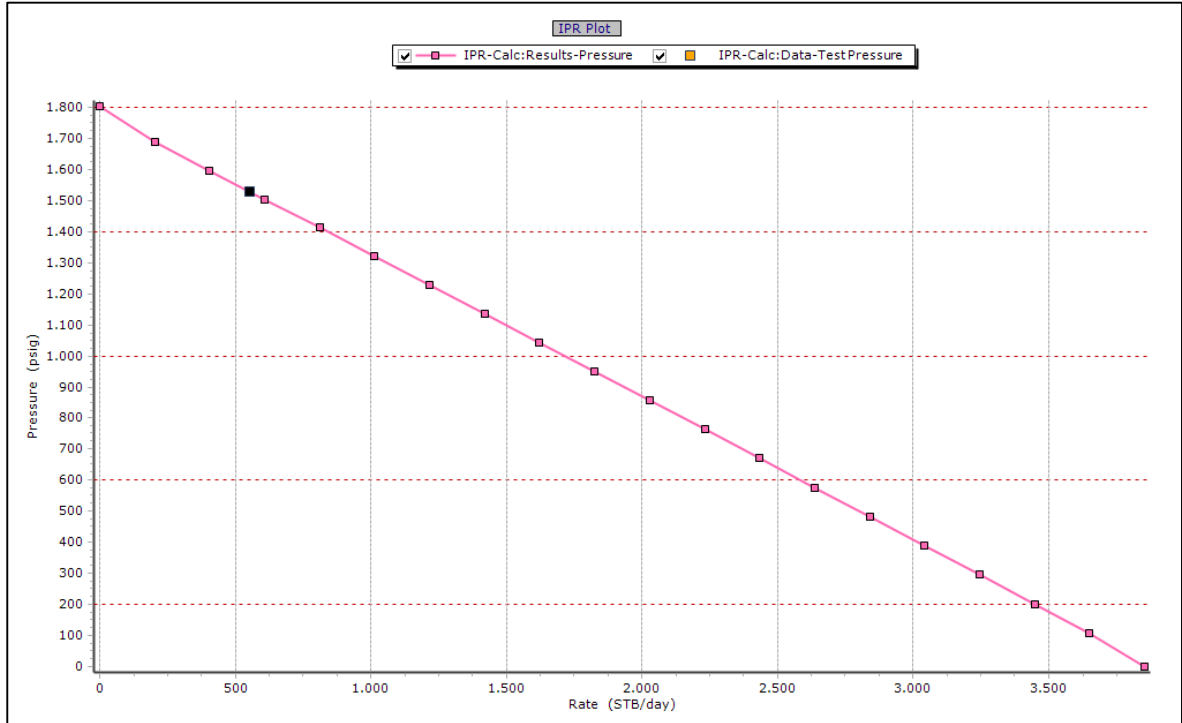
**Tabla 16.** Pruebas de producción Pozo B

Fecha	Vol total (bfpd)	Vol aceite (bopd)	Vol agua (bwpd)	Bsw (%)	Pip (psi)	Pwf (psi)	Pyto (psi)	Ip (bfpd/psi)
06/07/18	549	110	439	79.96	1036	1495	1855	1.52
31/08/18	553	288	265	47.92	1045	1504	1855	1.58

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPELROL. Informe interno, 2018)

A partir de la última prueba de producción registrada, se obtiene la curva IPR que se visualiza en la **Gráfica 6**.

**Gráfica 6.** Curva IPR Pozo B



Fuente: elaboración propia.

### 4.3 POZO C

El Pozo C, corresponde a un pozo desviado, que fue perforado con la finalidad de producir petróleo de la Unidad K1 inferior. El pozo se perforó verticalmente, desde la superficie hasta una profundidad de 3068 pies, donde se empezó a desviar hasta la última profundidad registrada de 7946 pies, con 56.1° de inclinación. Las actividades de perforación se realizaron entre el 11 de mayo y el 14 de junio del 2018, y las actividades de completamiento se ejecutaron entre el 20 de junio y 8 de julio del mismo año.

En relación con la información del PVT (**Tabla 5**), ésta ha sido suministrada por el área de yacimientos, estableciendo un modelo de fluido tipo Black Oil, con unos parámetros generales observados en la **Tabla 6**. La curva de permeabilidades relativas para la formación K1 (**Gráfica 3**) fue obtenida a partir de la **Tabla 7**.

Como se puede observar en el Estado Mecánico (ver **Anexo B**), el pozo cuenta con el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosomergible, y la bomba es serie 400, con 231 etapas, y fue cañoneado en 7 intervalos, como se muestra en la **Tabla 17**, con una técnica de conectividad StimGun y cargas de alta penetración TCP de Halliburton, con una densidad de 12TPP y 135°. La perforación efectiva del canal creado se registra en la **Tabla 18**.

**Tabla 17.** Intervalos Cañoneados Pozo C

Intervalo	Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)
1	K1 Inferior	7574	7592	18
2	K1 Inferior	7597	7610	13
3	K1 Inferior	7620	7634	14
4	K1 Inferior	7644	7653	9
5	K1 Inferior	7657	7665	8
6	K1 Inferior	7680	7762	82
7	K1 Inferior	7680	7807	35

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPETROL. Informe interno, 2018)

**Tabla 18.** Perforación efectiva StimGun Pozo C

Intervalo	StimGun	Efectiva
1	9	4.68
2	6	5.37
3	6	4.03
4	6	3.80
5	3	2.33
6	42	6.68
7	15	4.65

**Fuente:** elaboración propia, en base a (HALLIBURTON. Análisis de desempeño de cargas Informe interno, 2018)

El radio de invasión en los intervalos cañoneados está en un promedio de daño de 10 in<sup>94</sup>. La porosidad y permeabilidad de los intervalos cañoneados se pueden observar en la **Tabla 19**.

**Tabla 19.** Promedios petrofísicos intervalos pozo C

Intervalo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Presión (psig)
1	11	255	2220
2	11	359	2600
3	12	255	1938
4	12	420	1938
7	12	556	1938
5	17	556	1790
7	12	85	2028

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPETROL. Informe interno, 2018)

<sup>94</sup> ECOPETROL. Registro de profundidad de invasión pozo C, informe interno. 2018. p 1.

Respecto al comportamiento de producción del pozo, se registran las siguientes pruebas de producción (**Tabla 20**):

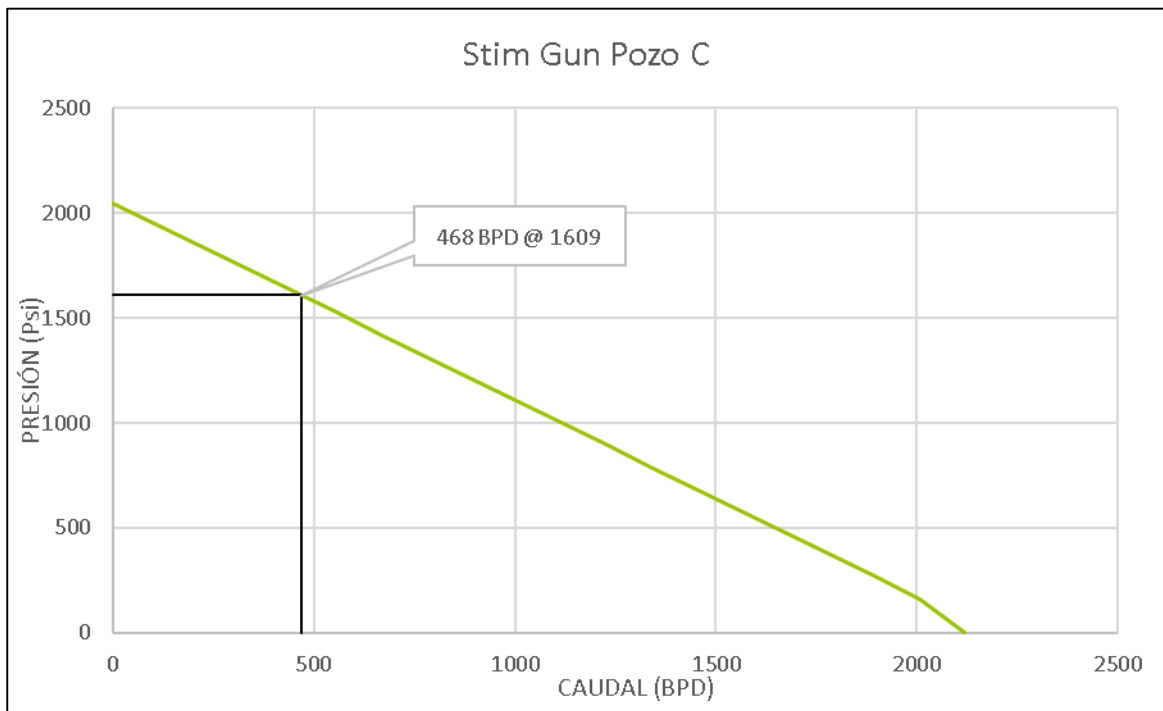
**Tabla 20.** Pruebas de producción Pozo C

Fecha	Vol total (bfpd)	Vol aceite (bopd)	Vol agua (bwpd)	Bsw (%)	Pip (psi)	Pwf (psi)	Pyto (psi)	IP (bfpd/psi)
22/07/18	353	282	71	20.11	987	1664	1800	2.61
06/09/18	468	327	140	29.91	931	1608	1800	2.46

**Fuente:** elaboración propia, en base a (ECOPEPETROL. Informe interno, 2018)

A partir de la última prueba de producción registrada, se obtiene la curva IPR que se visualiza en la **Gráfica 7**.

**Gráfica 7.** Curva IPR Pozo C



**Fuente:** elaboración propia.

## **5. SIMULACIÓN EN PROSPER DE LAS TÉCNICAS DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO CON FLUIDOS ABRASIVOS, MATERIALES PROPELENTES Y CONVENCIONALES**

En este capítulo se hace una presentación del software PROSPER y de sus módulos, especialmente de SkinAide y SPOT, que son en los cuales se realizan las simulaciones para el desarrollo de este proyecto. También se describe el paso a paso de las simulaciones para cada módulo, y se presentan los resultados obtenidos, para así cumplir con el objetivo N°5 del presente proyecto.

Para cada pozo se realizan simulaciones con el fin de evaluar el desempeño de las arenas con la variación en el tipo de conectividad pozo-yacimiento entre cañoneo convencional, cañoneo StimGun y Sand Jetting. Las simulaciones se ejecutan en el simulador PROSPER, en dos diferentes módulos. Las simulaciones de cañoneo convencional se desarrollan en el módulo SPOT y SkinAide, y las simulaciones de StimGun y Sand Jetting en el módulo de SkinAide.

A continuación, se realiza una introducción de PROSPER, en donde se abarca las generalidades, la aplicabilidad, y los módulos de trabajo.

### **5.1 SIMULADOR PROSPER**

PROSPER es un programa de la empresa Petroleum Experts (PETEX), que forma parte del Integrated Production Modelling Software (IPM), junto con otras herramientas como GAP, GAP TRANSIENT, MBAL, PVTP, REVEAL, y RESOLVE, las cuales se pueden ejecutar de forma conjunta, y permiten realizar modelos de campo completos, incluyendo sistema de recolección, pozos, y tanques, y permiten modelar y optimizar la producción y el sistema de inyección de agua o gas<sup>95</sup>.

Según Petroleum Experts<sup>96</sup>, PROSPER permite la construcción de modelos de pozos confiables, presenta características únicas que sintonizan PVT, correlaciones de flujo multifásico e IPR, para coincidir con los datos medidos del pozo, y así construir un modelo de pozo coherente antes de ser usado para predicción, permite un diseño detallado de la tubería de superficie, y también cuenta con las siguientes aplicaciones:

- Diseñar y optimizar completamiento de pozos, incluyendo pozos horizontales y multilaterales.
- Diseñar y optimizar tamaños de tubería.
- Diseñar, diagnosticar y optimizar Gas lift, bombas hidráulicas y pozos BES.

---

<sup>95</sup> PETROLEUM EXPERTS. IPM Suite. <http://www.petex.com/products/ipm-suite/>

<sup>96</sup> PETROLEUM EXPERTS. Prosper IPM – Single Well Model Overview User Manual. Versión 14. 2015. p 2.

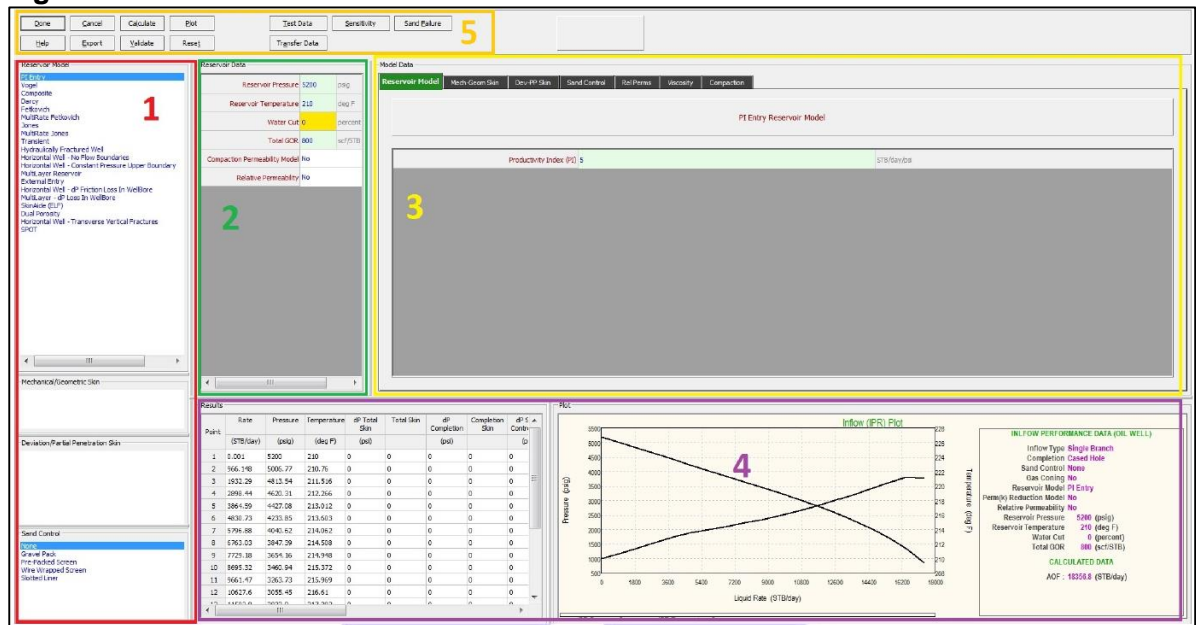


- Calcular pérdidas de presión de pozos, líneas de flujo y estranguladores.
- Predecir temperaturas de flujo en pozos y tuberías.
- Supervisar el rendimiento del pozo, para identificar rápidamente los pozos que requieren acción correctiva.
- Calcular el Skin y determinar la rotura (daño, desviación o penetración parcial).
- Asigna producción entre pozos.

Como se menciona en el manual de PROSPER<sup>97</sup>, este ofrece dos (2) opciones de modelo de fluido; tipo black oil y composicional. Proporciona modelos de flujo tipo black oil para gas húmedo y seco, crudo y agua (aceite pesado, aceite negro, aceite volátil) y condensado retrógrado. Además de los modelos black oil, los dos mayores modelos de Ecuación de Estado, Peng-Robinson y Soave Redlich Kwong, también se pueden implementar en PROSPER, permitiendo el modelo de flujo tipo composicional.

**5.1.1 Entrada de datos IPR.** La **Figura 24** representa la pantalla principal de los datos de entrada IPR, en donde se puede visualizar que consta de cinco (5) secciones:

**Figura 24.** Pantalla de entrada datos IPR



**Fuente:** PETROLEUM EXPERTS. Prosper IPM – Single Well Model Overview User Manual. Versión 14. 2015. p 375

**Sección 1.** Modelo de yacimiento. En esta area se definen las partes principales del modelo, incluido el modelo IPR, con el modelo de Skin y el control de arena.

<sup>97</sup> Ibid., p. 11.

Dentro de los métodos IPR, se distingue un listado de métodos para la selección del modelo de yacimiento, los cuales son equivalentes a los Módulos de PROSPER, que se mencionan a continuación:

- PI Entry
- Vogel
- Composite
- Darcy
- Fetkovich
- MultiRate Fetkovich
- Transient
- Hidraulically Fractured Well
- Horizontal Well - No Flow Boundaries
- Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary
- Multilayer Reservoir
- External Entry
- Horizontal Well - dP Friction Loss In Wellbore
- Multilayer – dP Loss In Wellbore
- Dual Porosity
- Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures

Cabe resaltar que las simulaciones que se realizaron para el desarrollo de este trabajo se realizaron únicamente en dos módulos que se describen a continuación:

- **SkinAide.** Este método fue desarrollado por Elf Aquamarine, y considera el caso de un pozo desviado, completado y equipado con un gravel pack. La caída de presión total alrededor de dicho pozo corresponde a la diferencia de presión entre el límite externo del área de drenaje del reservorio y otra superficie correspondiente a la pantalla<sup>98</sup>.
- **SPOT.** Shell Perforating Optimization Tool, es un módulo que permite predecir y comparar el rendimiento de la carga de perforación, ayudando a la selección de la carga óptima. Evalúa el rendimiento de hasta ocho (8) diferentes técnicas de completamiento teniendo en cuenta las propiedades de la carga, propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos y modelos de invasión de fluidos de perforación. Compara las cargas teniendo en cuenta la profundidad de penetración, el diámetro del agujero de entrada, la densidad del disparo y la invasión del lodo, y pretende demostrar que las cargas de perforación regularmente no atraviesan la zona de invasión del lodo de la formación. SPOT puede usarse para analizar los diferentes tipos de completamiento, y así, identificar si perforar es la técnica correcta para el caso, o si no, buscar

---

<sup>98</sup> Ibid., p. 481-482.

tecnologías alternativas como estimulación, perforación bajo balance y propelentes<sup>99</sup>.

**Sección 2.** Datos del yacimiento. Se definen parámetros del yacimiento como presión, temperatura, corte de agua y GOR.

**Sección 3.** Datos del modelo. Se definen datos específicos del modelo IPR seleccionado, el modelo de Skin y el control de arena, con permeabilidades relativas, datos de viscosidad, y compersibilidad.

**Sección 4.** Resultados. Los resultados de los cálculos IPR se generan de forma tabular y gráfica en esta area.

**Sección 5.** Botones de accion. Botones que realizan acciones como Validar, Clacular y Graficar.

Para el desarrollo de este proyecto, es importante resaltar la sección 1, de la **Figura 24**, ya que esta sección controla la mayoría de las pestañas que se verán en la sección (3), y que se compone se los siguientes cuatro elementos:

- Selección del modelo del yacimiento
- Selección del modelo mecánico/geométrico del Skin
- Selección del modelo de desviación/ penetración parcial del Skin
- Habilitación de las herramientas de control de arena y especificación del tipo.

## **5.2 SIMULACIÓN POZO A**

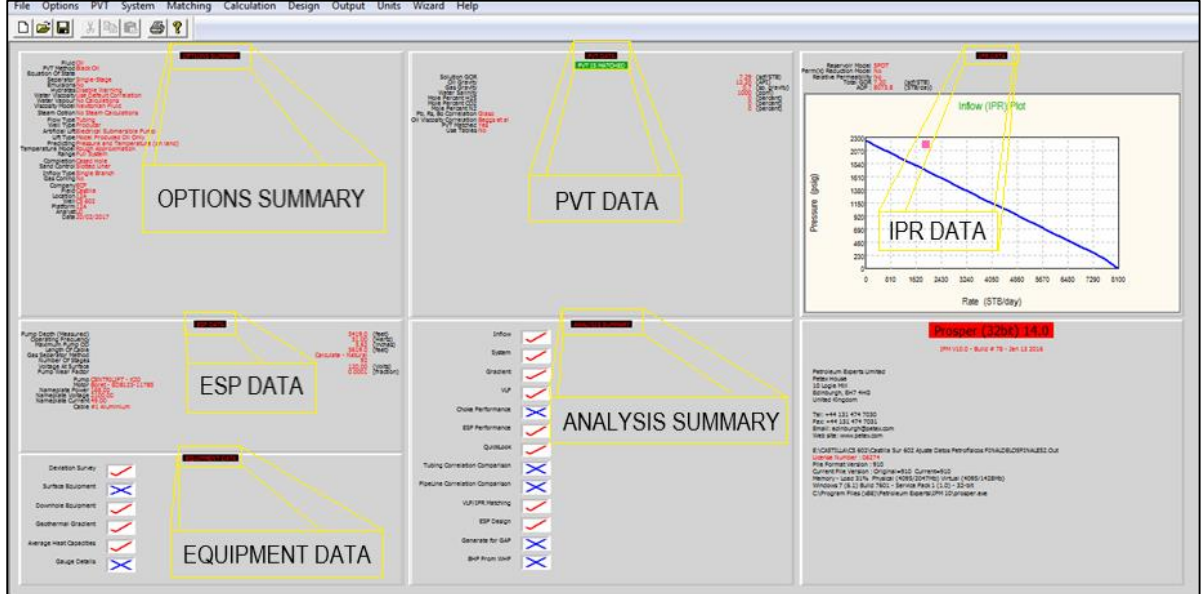
Este pozo fue completado con una técnica de conectividad de cañoneo convencional con Wireline. Debido a esto, se realizan las simulaciones de cañoneo convencional TCP, Sand Jetting y Fracturamiento Hidráulico, para una posterior evaluación y análisis de la eficiencia de cada técnica aplicada al pozo.

**5.2.1 Simulación cañoneo convencional.** Esta simulación se realiza en el módulo SPOT de PROSPER, y en la **Figura 25** se puede observar la pantalla principal del software, con las subdivisiones de Options summary, PVT Data, IPR Data, ESP Data, EQUIPMENT Data y Analysis summary.

---

<sup>99</sup> Ibid., p. 513-514.

**Figura 25.** Pantalla principal de SPOT



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se describe el paso a paso de cada una de las secciones mencionadas en la **Figura 25** para realizar la simulación del pozo A.

➤ **Paso 1. Sección Options Summary.** Completar la información general del pozo en “Options Summary”. En esta sección, como se observa en la **Figura 26**, se debe seleccionar los datos de la descripción del fluido (A) como el tipo de fluido, modelo de fluido, tipo de separador, si hay presente una emulsión, modelo de viscosidad, correlación a usar para el cálculo de la viscosidad del agua, información del pozo (B) como el tipo de flujo y de pozo, método de producción-levantamiento artificial (C), información del usuario (D), tipos de cálculo (E), completamiento del pozo (F), e información del reservorio (G).

**Figura 26.** Option Summary. System. Summary. Información general del pozo.

Section	Parameter	Value	Label
Fluid Description	Fluid	Oil and Water	A
	Method	Black Oil	
	Separator	Single-Stage Separator	
	Emulsions	No	
	PVT Warnings	Disable Warning	
	Water Viscosity	Use Default Correlation	
	Viscosity Model	Newtonian Fluid	
Well	Flow Type	Tubing Flow	
	Well Type	Producer	
Well Completion	Type	Cased Hole	B
	Sand Control	Slotted Liner	F
Artificial Lift	Method	Electrical Submersible Pump	
	Type	Model Produced Oil Only	
Reservoir	Inflow Type	Single Branch	C
	Gas Coning	No	G
User information	Company	ECP	
	Field		
	Location		
	Well		
	Platform		
	Date	lunes , 20 de febrero de 2017	
Comments	Comments (Ctrl-Enter for new line)		D

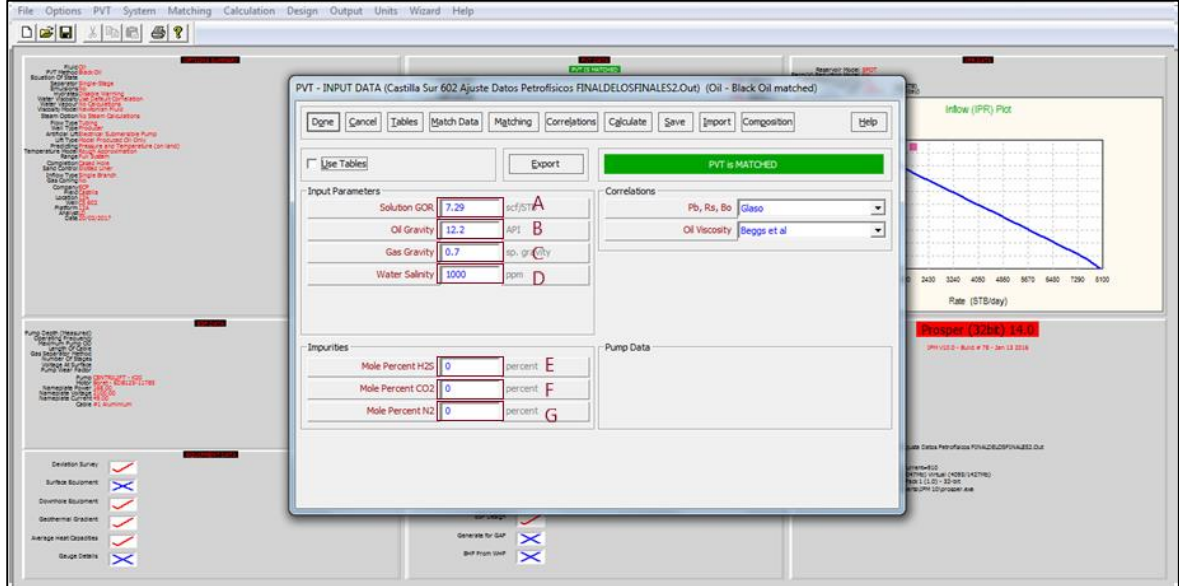
Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la **Figura 26**, el Pozo A es un pozo productor de aceite y agua sin emulsión, con un sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible, que está revestido, tiene liner ranurado para el control de arena, y produce por la tubería de producción. No cuenta con producción de gas, se asume un modelo de fluido tipo Black Oil y el comportamiento de un modelo de viscosidad de un fluido Newtoniano.

➤ **Paso 2. Sección PVT Data.** Cargar información PVT. A continuación se describe el ingreso para cada uno de los datos PVT requeridos, para la simulación del pozo.

❖ **Paso 2.1.** Ingresar datos de GOR (A), gravedad del aceite (B), gravedad del gas (C), salinidad del agua (D), porcentaje de H<sub>2</sub>S (E), de CO<sub>2</sub> (F) y de N<sub>2</sub> (G) (ver **Figura 27**), presentados en la **Tabla 6**.

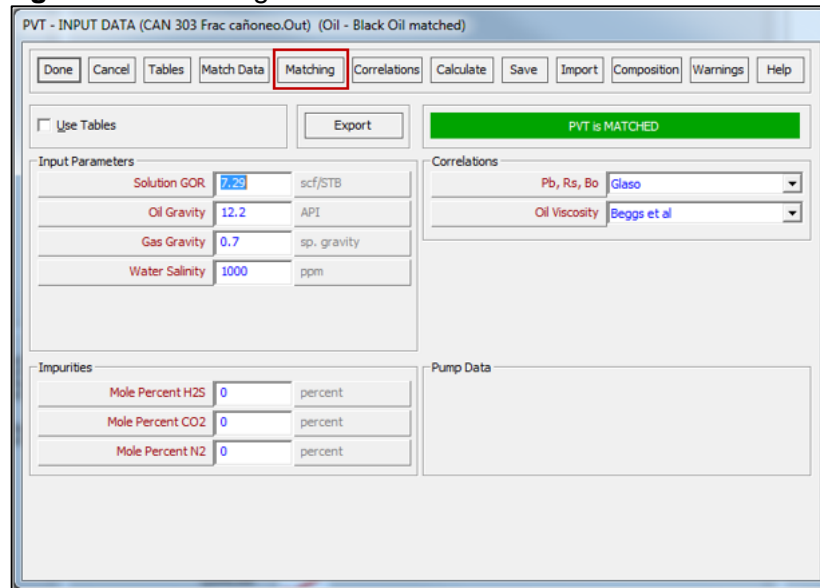
**Figura 27. PVT**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 2.2.** Seleccionar “Matching” para ingreso de tabla PVT (Ver Figura 28)

**Figura 28. Matching PVT**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 2.3.** Ingresar la información PVT suministrada por la gerencia de yacimientos (C) (Tabla 5), la presión de burbuja (B) y la temperatura del yacimiento (A) (ver Figura 29)

**Figura 29.** ingresar Tabla PVT

PVT - Matching (CAN 303 Frac cañoneo.Out)

Done Main Cancel Match Export Import PVTP Import Transfer Plot Help

PVT Match data

Table 1

Temperature 185 deg F

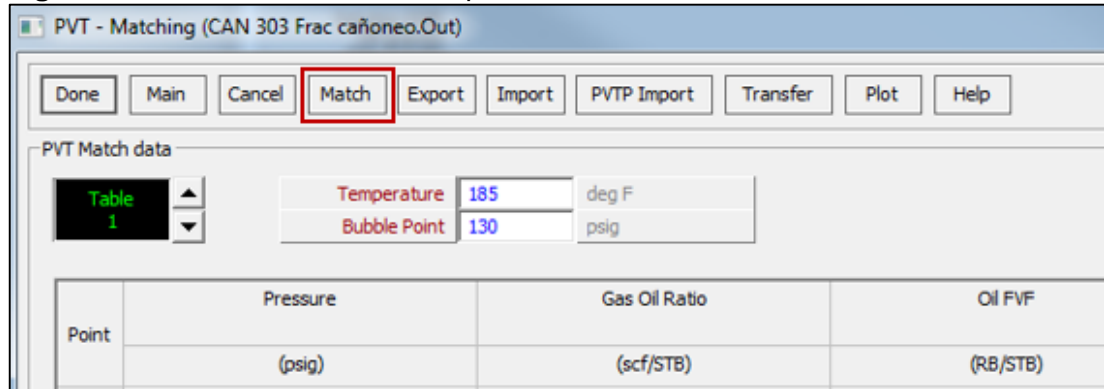
Bubble Point 130 deg

Point	Pressure (psig)	Gas Oil Ratio (scf/STB)	Oil FVF (RB/STB)	Oil Viscosity (centipoise)
1	15	1	1.024	135
2	55	6.65	1.033	102.815
3	130	7.29	1.037	82.015
4	215	7.29	1.036	83.75 C
5	315	7.29	1.035	90.535
6	415	7.29	1.032	101.05
7	515	7.29	1.029	113.3
8	615	7.29	1.027	124.2
9	715	7.29	1.025	136.15
10	815	7.29	1.023	145.85
11				
12				
13				
14				
15				

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 2.4.** Seleccionar “Match” (ver **Figura 30**) para que el simulador haga las correcciones de las correlaciones de los parámetros, y genere la desviación estándar para cada uno.

**Figura 30.** Match correlaciones de parámetros PVT



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 2.5.** Determinar las correlaciones a partir de los cálculos realizados por el simulador (ver **Figura 31**) que tengan menor desviación estándar, o también se pueden determinar gráficamente, como se observa en la **Figura 32**, para la correlación de viscosidad, que la curva de Beggs et al (azul) es la que más se ajusta a los datos de viscosidad ingresados (puntos negros).

**Figura 31.** Desviación estándar correlaciones de parámetros PVT

Bubble Point							
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun	De Ghetto et al
Parameter 1	1.21731	1.19516	0.78518	1.12348	1	0.82291	1.02617
Parameter 2	18.6716	17.3991	-51.4774	12.4938	0	-37.1545	3.21231
Std Deviation							
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Solution GOR							
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun	De Ghetto et al
Parameter 1	1	0.95584	1.97767	0.91059	-1.74556	1.89903	1.03854
Parameter 2	0	-1.13448	1.71802	0.010983	14.9078	0.66295	0.31123
Std Deviation		0.887	1.16523	0.81115	1.93	0.93761	0.85406
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil FVF							
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun	De Ghetto et al
Parameter 1	1	0.80615	0.80647	0.98569	0.99325	0.84635	5.90655
Parameter 2	0	0.17562	0.17534	0.0050747	-0.0068458	0.13568	-4.90693
Parameter 3	1	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	0	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8
Std Deviation		0.006156	0.0061396	0.0057934	0.015661	0.0053481	0.0049324
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

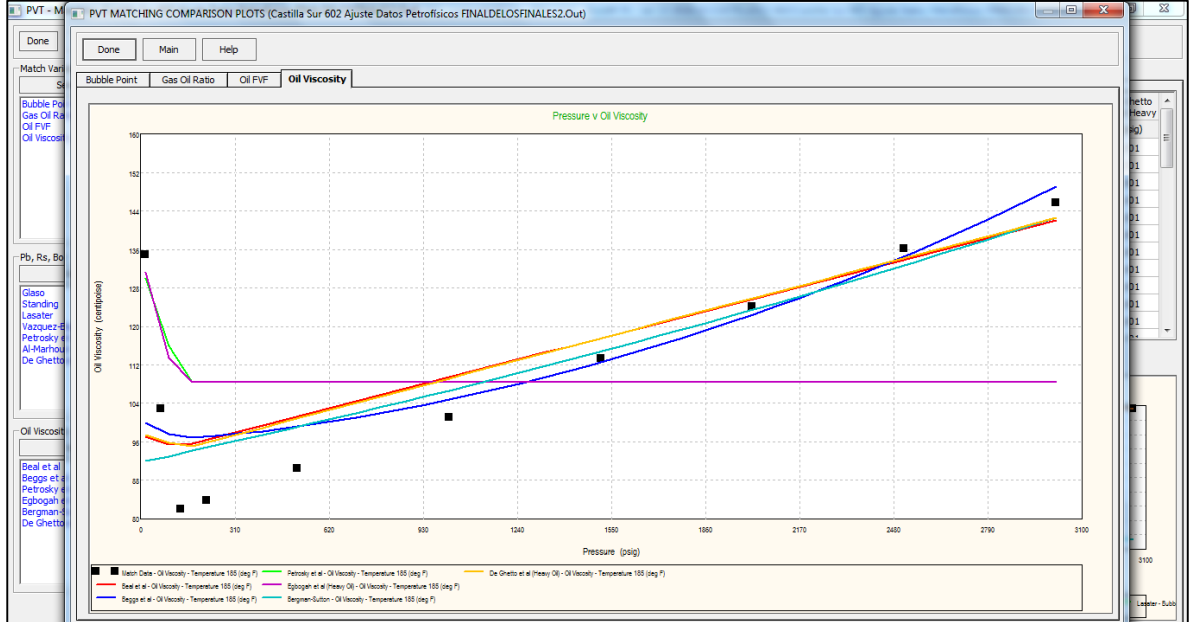
  

Oil Viscosity						
	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton	De Ghetto et al
Parameter 1	1	1.8321	3.18022	3.2368	0.64463	2.08808
Parameter 2	0	55.4767	-271.334	-350.873	13.6997	5.1614
Std Deviation		13.2124	20.959	20.5418	15.0463	13.9512
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Fuente: elaboración propia.



**Figura 32. Ajuste correlaciones-Viscosidad**



Fuente: elaboración propia.

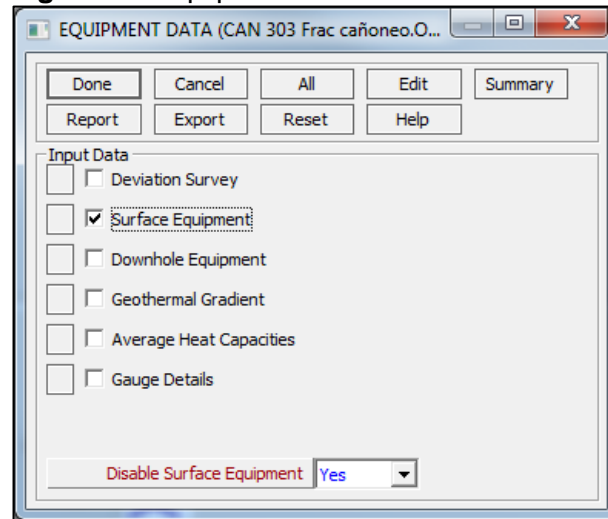
❖ **Paso 2.6.** Seleccionar las correlaciones que más se ajustan en la ventana principal de la sección PVT (ver **Figura 33**). En este caso, la correlación que mejor ajustó para Pb, Rs, Bo fue la correlación de Glaso, mientras que para la viscosidad del petróleo la correlación que mejor ajustó fue la de Beggs et al.

**Figura 33. Selección de correlaciones PVT**

Fuente: elaboración propia.

➤ **Paso 3: Sección Equipment Data.** Cargar la información solicitada en “Equipment Data” la cual comprende el Survey, el gradiente geotérmico, el equipo de fondo y capacidades caloríficas, como se observa en la **Figura 34**.

**Figura 34.** Equipment Data



**Fuente:** elaboración propia.

A continuación, se describe el paso a paso para el ingreso de los ítems mencionados previamente, para la sección Equipment data.

❖ **Paso 3.1.** Cargar en la sección “deviation survey” 20 puntos del Survey del pozo, (MD y TVD en la parte A) y automáticamente el software completará los valores del ángulo de desviación y el desplazamiento para cada profundidad (B). (**Figura 35**).

**Figura 35.** Survey

Point	Measured Depth	True Vertical Depth	Cumulative Displacement	Angle
	(feet)	(feet)		(degrees)
1	0	0	0	0
2	6571	5909 A	2874.33	25.9398 B
3	6665	5978	2938.16	42.7736
4	6761	6049	3002.78	42.304
5	6855	6117	3067.68	43.6637
6	6951	6185	3135.44	44.9005
7	7046	6251	3203.77	45.9937
8	7142	6317	3273.49	46.5674
9	7332	6447	3412.05	46.8264
10	7426	6510	3481.81	47.9165
11	7521	6574	3552.02	47.6479
12	7616	6638	3622.23	47.6479
13	7711	6702	3692.43	47.6479
14	7806	6767	3761.72	46.8264
15	7901	6832	3831	46.8264
16	7996	6897	3900.28	46.8264
17	8092	6962	3970.93	47.3838
18	8187	7026	4041.13	47.6479
19	8283	7090	4112.69	48.1897
20	8318	7113	4139.07	48.9176

Fuente: elaboración propia

❖ **Paso 3.2.** Ingresar la profundidad a la que se encuentra la bomba, el tope del liner y el tope de los perforados, con el respectivo diámetro interno y rugosidad de la tubería y el casing, en la sección “downhole equipment” (ver **Figura 36**).

**Figura 36.** Equipo de subsuelo

Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Jonas Tree	0							
2		Tubing	5419.1	3.958	0.0006	5.5	0.0006	8.681	0.0006	1
3		SSSV		3.72						1
4		Casing	7007					6.184	0.0006	1
5		Casing	7763					6.184	0.0006	1

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 3.3.** Completar la sección del gradiente geotérmico, teniendo en cuenta el TVD o MD y las temperaturas registradas respectivamente a cada profundidad (B) como se observa en la **Figura 37**. En esta sección se le da un valor al coeficiente de transferencia de calor de 8 BTU/h/pies<sup>2</sup>/F (A) como se recomienda en el manual del simulador.

**Figura 37.** Gradiente geotérmico.

Overall Heat Transfer Coefficient: 8 A BTU/h/ft<sup>2</sup>/F

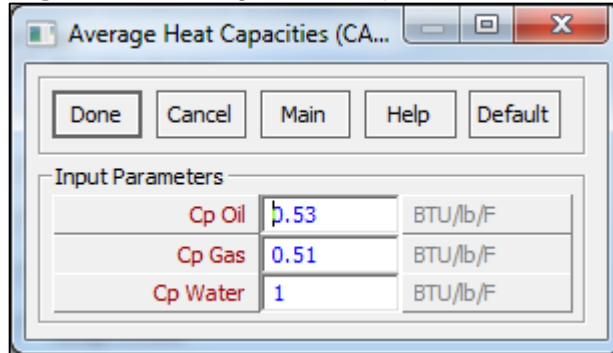
Formation Gradient  
Depth Reference: RKB Enter Measured Depth

Point	Formation TVD (feet)	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)
1	0	0	110
2	7113	8318	180
3			
4			

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 3.4.** Completar los valores requeridos en la sección “average heat capacities” (ver **Figura 38**). En este caso, el simulador ya tiene predeterminados los valores que se observan a continuación, sólo se debe seleccionar “Done”.

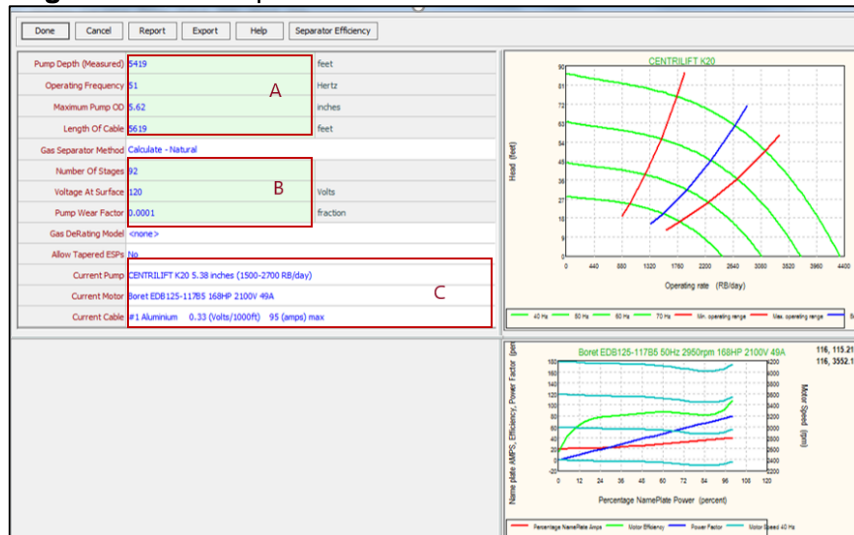
**Figura 38.** Average Heat Capacities



Fuente: elaboración propia.

➤ **Paso 4: Sección ESP Data.** Completar información del sistema de levantamiento artificial en la sección “ESP Data”. Como se mencionó previamente, en el pozo está presente el Bombeo Electrosumergible como sistema de levantamiento artificial, y como se muestra en la **Figura 39**, en esta parte, se debe ingresar algunos datos tales como: profundidad de la bomba, frecuencia de operación, máximo OD de la bomba, longitud del cable (A), número de etapas, Voltaje, factor de desgaste de la bomba (B), y seleccionar la referencia de la bomba, del motor y del cable (C).

**Figura 39.** ESP Input Data.



Fuente: elaboración propia.

➤ **Paso 5: Sección IPR Data.** Cargar la información solicitada en “IPR Data”. En esta sección, se ingresan los datos correspondientes al radio de invasión, intervalos perforados, propiedades petrofísicas, presión de yacimiento, e información de la carga y técnica de conectividad.

A continuación, se describe el paso a paso para el ingreso de los ítems mencionados previamente, para la sección IPR data.

❖ **Paso 5.1.** Seleccionar el módulo de SPOT en el modelo de reservorio (ver **Figura 40**)

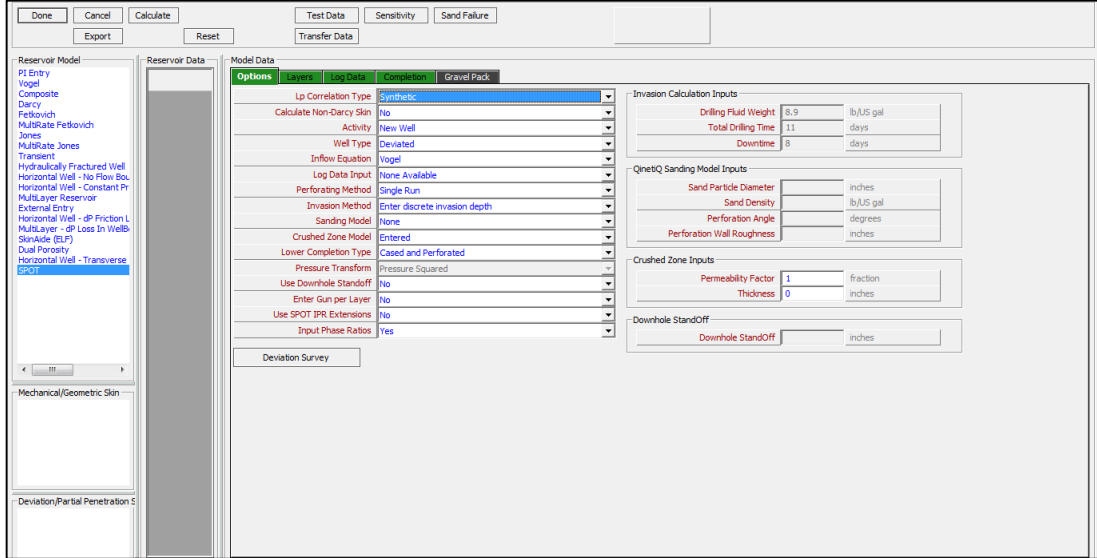
**Figura 40.** Seleccionar Spot



**Fuente:** elaboración propia.

❖ **Paso 5.2.** Elegir algunas opciones generales del modelo como se observa en la **Figura 41**.

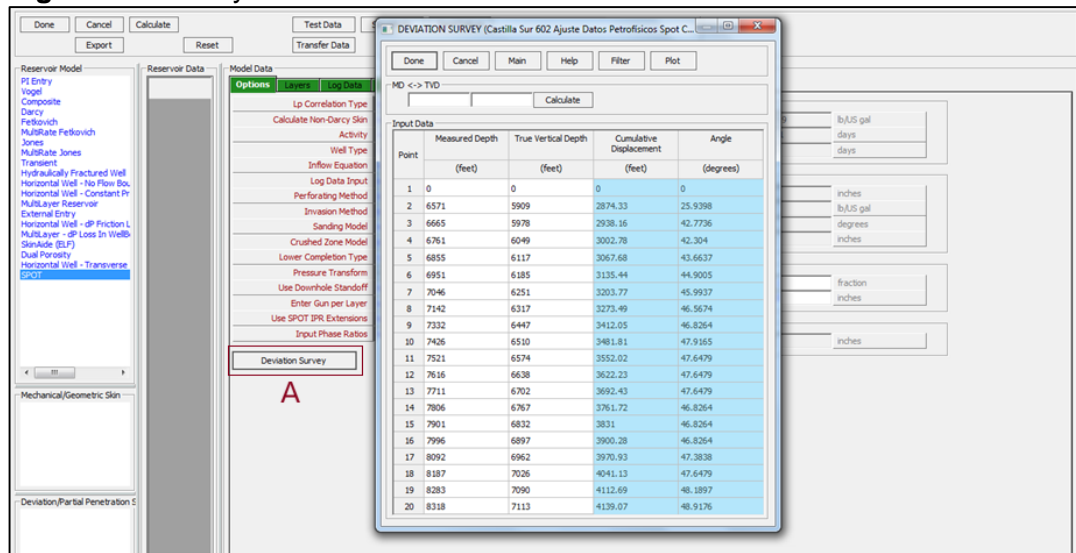
**Figura 41. IPR Data**



Fuente: elaboración propia.

- ❖ **Paso 5.3.** Cargar los datos del Survey, (A) tal como fue realizado en el paso 3.1 (ver **Figura 42**).

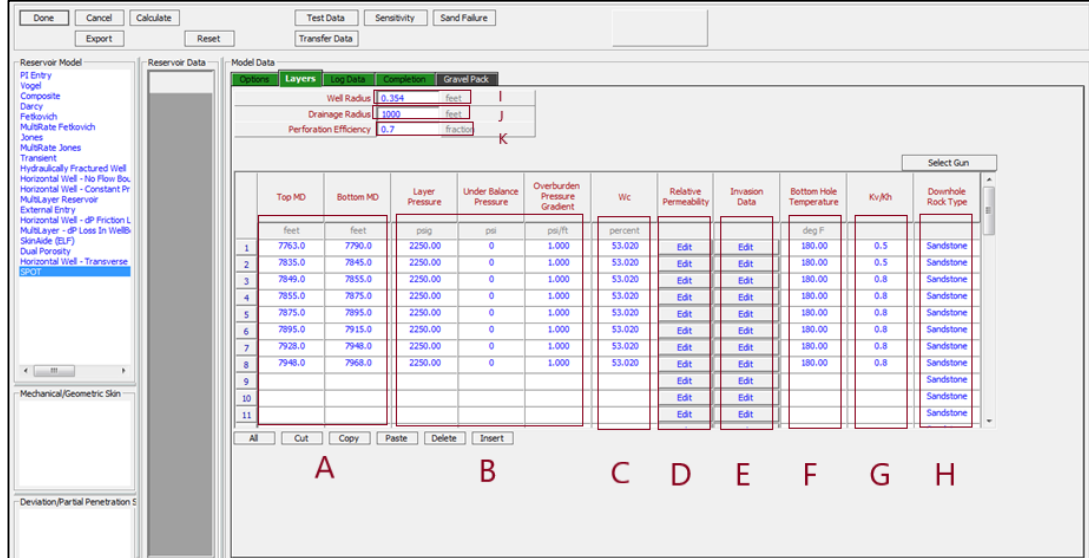
**Figura 42. Survey**



Fuente: elaboración propia.

- ❖ **Paso 5.4.** Ingresar las profundidades de los intervalos a cañonear (A), y sus respectivos datos de presión (B), corte de agua (C), permeabilidad relativa (D), invasión (E), temperatura (F), relación de permeabilidad (G), tipo de roca (H), radio del pozo (I), el radio de drenaje (J) y la eficiencia de perforación (K) en la ventana "layers" (ver **Figura 43**).

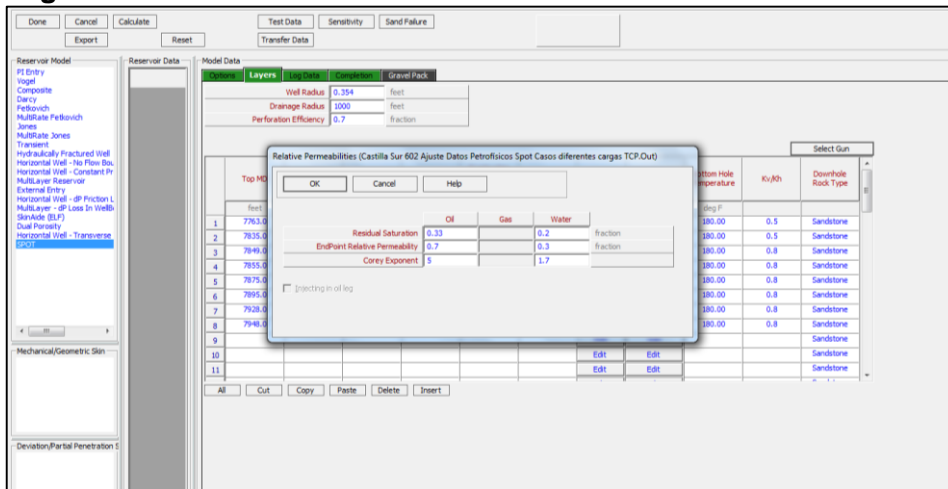
**Figura 43. Layers.**



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 5.4.1.** Ingresar los datos de las permeabilidades relativas suministrados por Ecopetrol para las formaciones K1 (**Tabla 7**) y K2 (**Tabla 8**). En la **Figura 44**, se muestran los datos de permeabilidades relativas para el primer intervalo perforado. De esta misma manera, se debe proceder para los otros intervalos perforados.

**Figura 44. Permeabilidades relativas.**



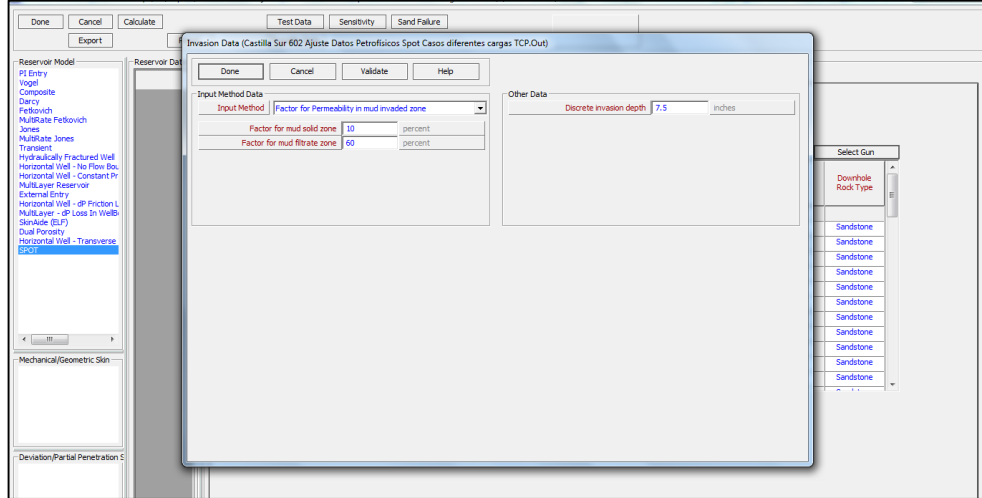
Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 5.4.2.** Ingresar el radio de invasión presente (ver **Figura 45**), generado por el fluido de perforación y la cementación. Este valor se obtuvo a partir de un registro proporcionado por Ecopetrol<sup>100</sup>. De esta misma manera, se debe proceder para cada uno de los intervalos perforados.

<sup>100</sup> ECOPETROL. Análisis de desempeño de cargas, óp. cit. p. 3.



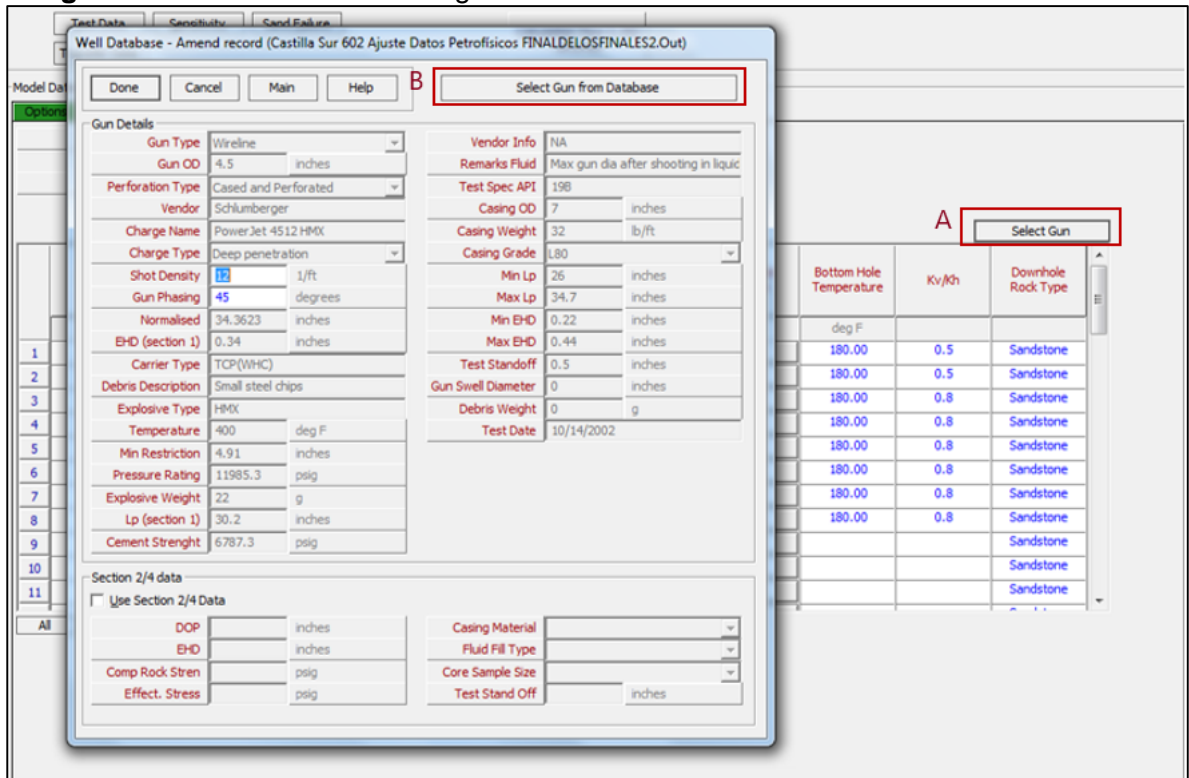
**Figura 45. Datos de invasión**



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 5.4.3.** Ingresar la información de la carga en “select gun” (A) y “select gun from database” (B) como se observa en la **Figura 46.**

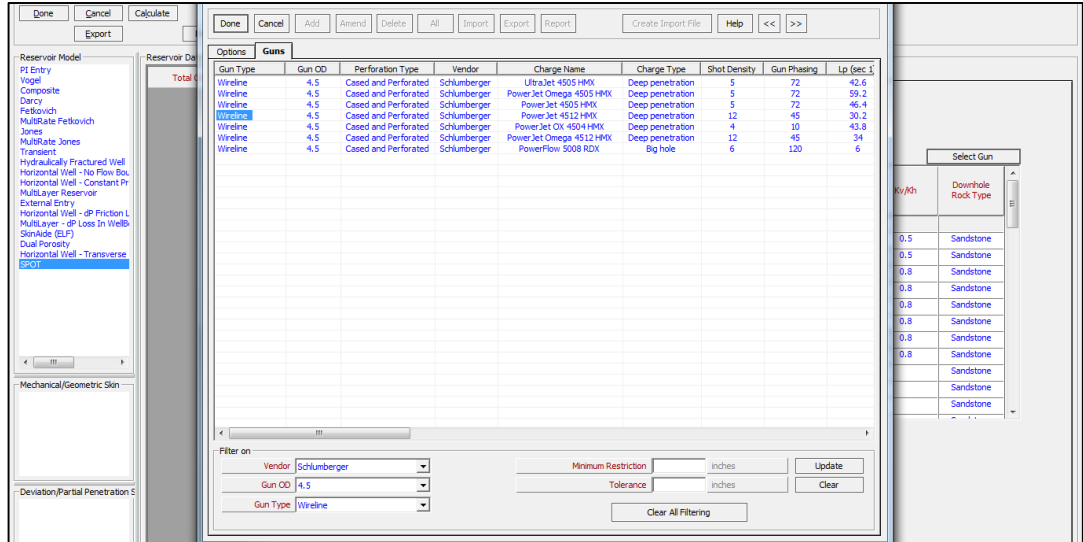
**Figura 46. Información de la carga seleccionada**



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 5.4.4.** Seleccionar la carga por vendedor, OD, densidad de tiro, ángulo de fase, entre otra información (ver **Figura 47**)

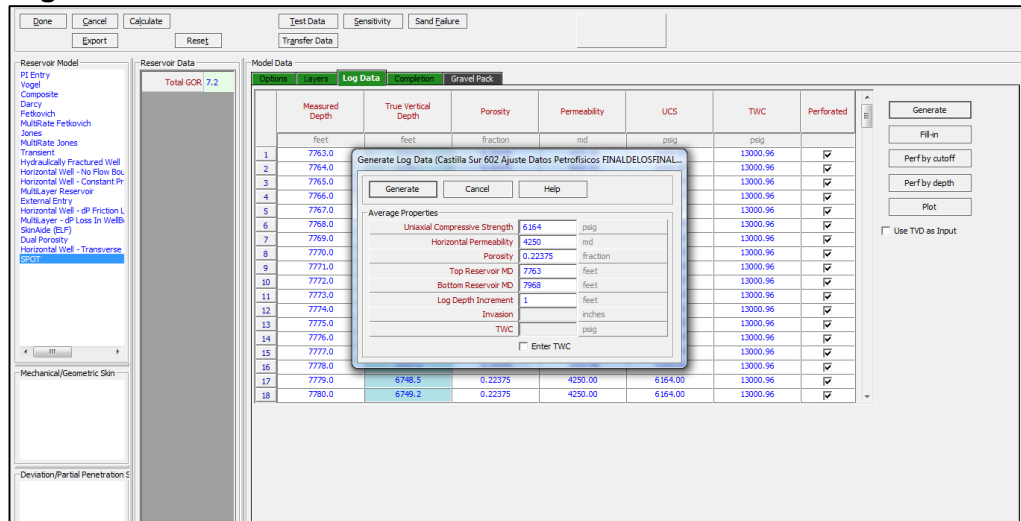
**Figura 47.** Selección de tipo de carga.



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.5.** Generar los intervalos del espesor a cañonear, y asignarles porosidad, permeabilidad y compresibilidad como se observa en la **Figura 48**, en la ventana "Log Data". Si se tienen las propiedades petrofísicas de cada intervalo, se omite este paso de la generación, y se procede a escribir la información en los campos requeridos.

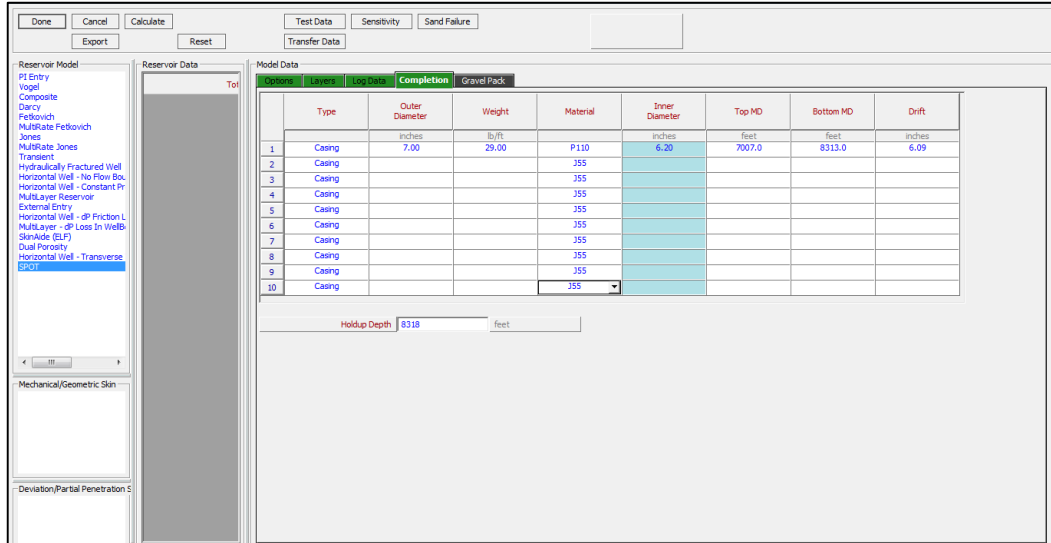
**Figura 48.** Generación de intervalos



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.6.** Ingresar la información del completamiento como OD, peso, material, ID y MD, en la ventana “Completion” como se ve en la **Figura 49**.

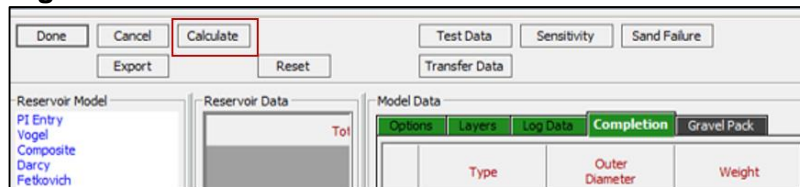
**Figura 49.** Completion



Fuente: elaboración propia.

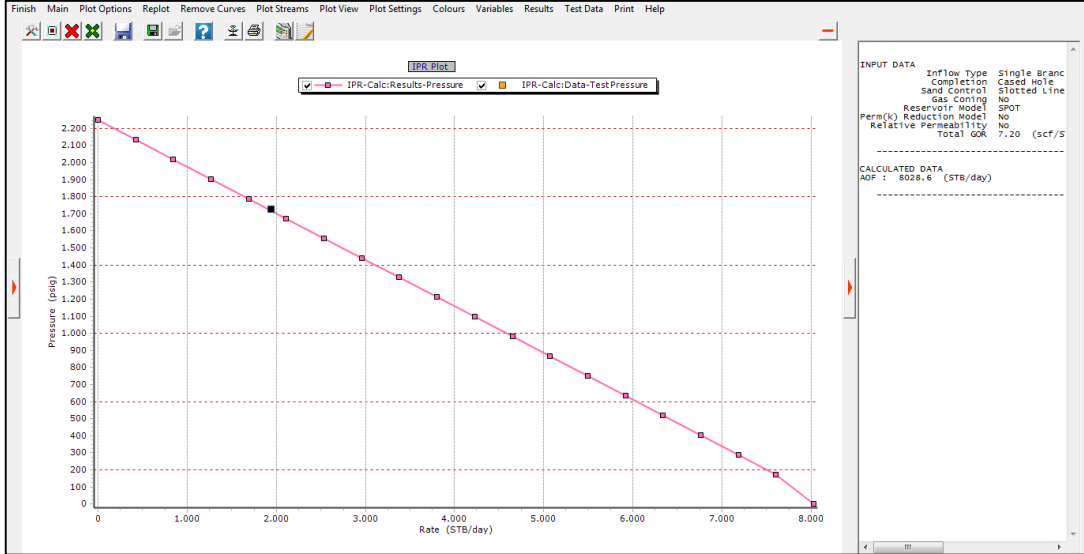
❖ **Paso 5.7.** Calcular la gráfica IPR, seleccionando el botón “Calculate” (ver **Figura 50**), obteniendo así la curva que se muestra en la **Gráfica 8**.

**Figura 50.** Calcular Curva IPR



Fuente: elaboración propia.

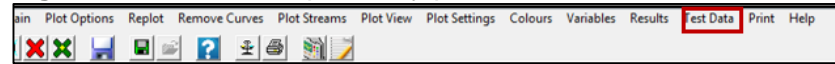
**Gráfica 8. Curva IPR Pozo A**



Fuente: elaboración propia.

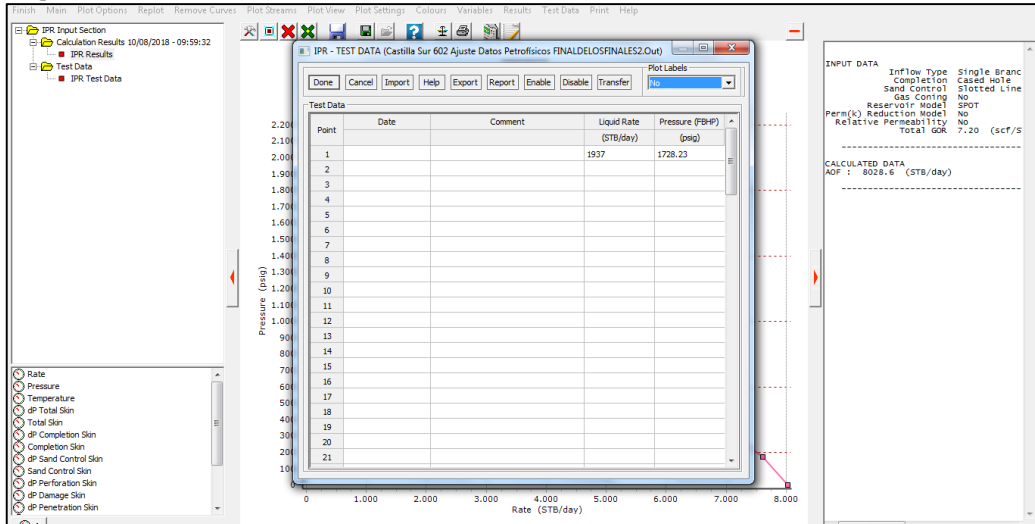
✓ **Paso 5.7.1.** El punto guía representa los datos actuales de producción y la presión de fondo del pozo ingresados (ver **Figura 52**), el cual se puede modificar al seleccionar el botón “Test Data” como se muestra en la **Figura 51**.

**Figura 51. Cambio de presión y producción**



Fuente: elaboración propia.

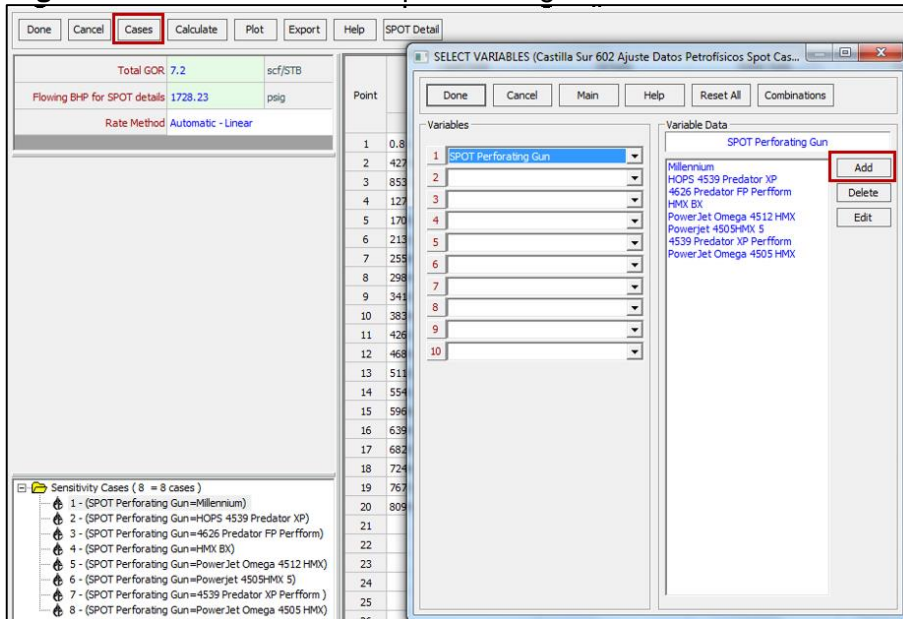
**Figura 52. Test Data**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.8.** Hacer varios casos con diferentes tipos de cargas. Para la simulación del pozo con TCP, se generaron varios casos en el módulo de SPOT en la sección de “Analysis Summary” para evaluar la efectividad de diferentes tipos de carga teniendo en cuenta algunos factores como el tipo de explosivo, la densidad, el gun phasing y la longitud de la perforación, como se observa en la **Figura 53**. Para agregar un caso, se selecciona en “cases” seguido de “add”, y se procede a realizar el paso a paso descrito en los numerales 5.4.3 y 5.4.4.

**Figura 53.** Adición de casos-tipos de cargas



**Fuente:** elaboración propia.

Una vez que se agreguen los casos (A), el software calcula para cada uno la tasa de líquido (B), tasa de aceite (C), tasa de agua (D), tasa de gas (E), Presión IPR(F), y temperatura IPR (G), como se contempla en la **Figura 54**.

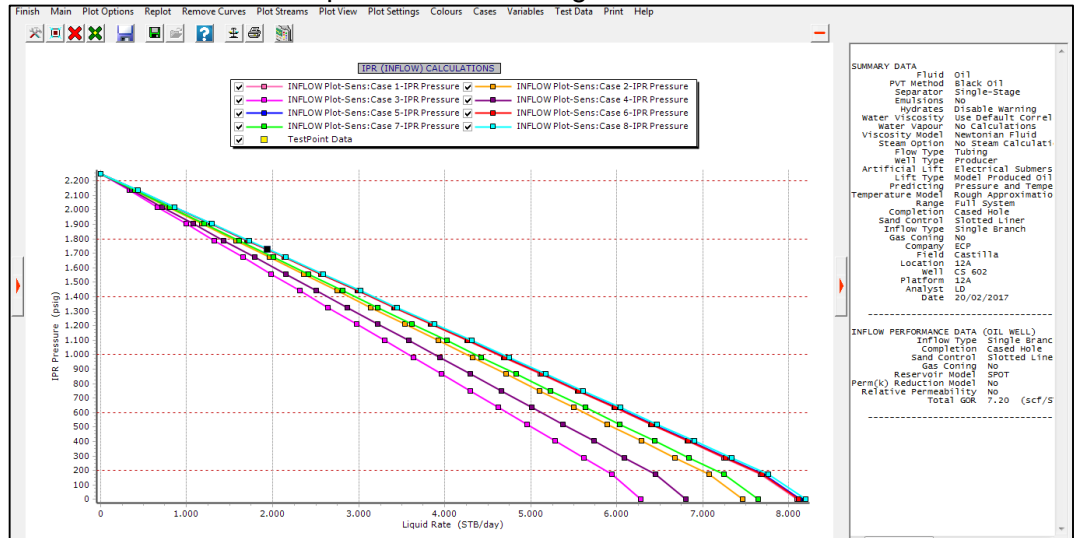
**Figura 54.** Casos de cargas añadidas

Point	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMscf/day)	IPR Pressure (psig)	IPR Temperature (deg F)
1	0.81972	0.3851	0.43461	2.7727e-6	2249.78	188.772
2	432.163	203.03	229.133	0.0014618	2134.41	189.181
3	863.507	405.676	457.831	0.0029209	2019.04	189.586
4	1294.85	608.321	686.53	0.0043799	1903.68	189.987
5	1726.19	810.966	915.228	0.005839	1788.31	190.384
6	2157.54	1013.61	1143.93	0.007298	1672.94	190.774
7	2588.88	1216.26	1372.62	0.008757	1557.57	191.154
8	3020.22	1418.9	1601.32	0.010216	1442.2	191.496
9	3451.57	1621.55	1830.02	0.011675	1326.83	191.785
10	3882.91	1824.19	2058.72	0.013134	1211.47	192.063
11	4314.26	2026.84	2287.42	0.014593	1096.1	192.338
12	4745.6	2229.48	2516.12	0.016052	980.729	192.611
13	5176.94	2432.13	2744.82	0.017511	865.36	192.883
14	5608.29	2634.77	2973.51	0.01897	749.992	193.158
15	6039.63	2837.42	3202.21	0.020429	634.624	193.441
16	6470.97	3040.06	3430.91	0.021888	519.255	193.733
17	6902.32	3242.71	3659.61	0.023348	403.887	194.041
18	7333.66	3445.35	3888.31	0.024807	288.518	194.373
19	7765.01	3648	4117.01	0.026266	172.267	194.748
20	8196.35	3850.64	4345.7	0.027725	1.49143	195.526
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.9.** Comparar las curvas IPR (Ver **Gráfica 9**) para cada carga, y seleccionar la carga que arroja mejores resultados, respecto al punto actual de producción del pozo.

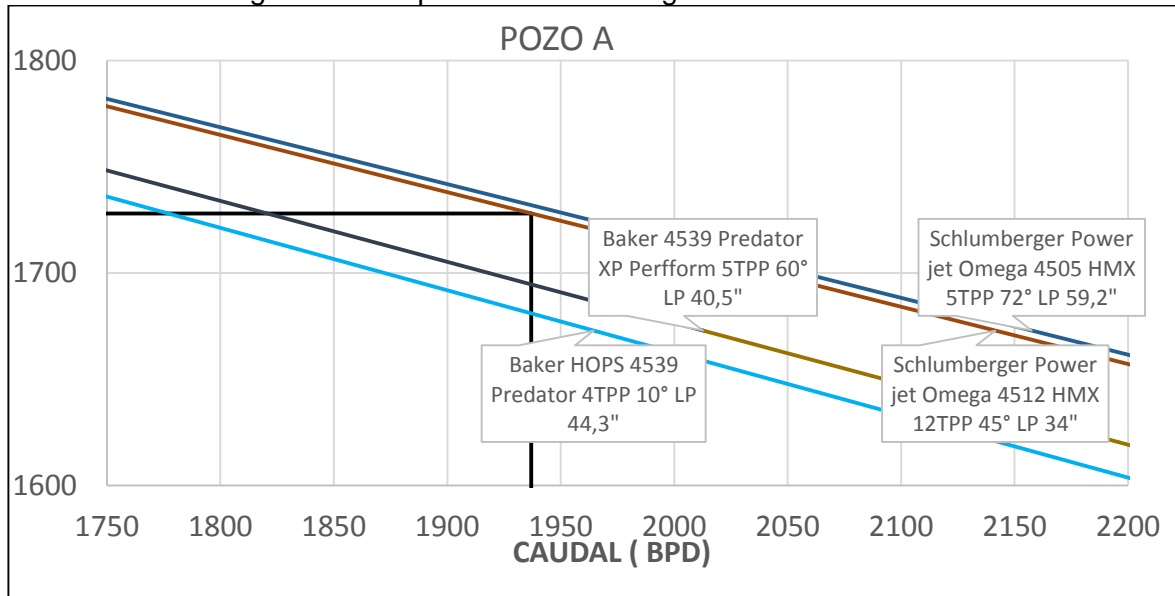
**Gráfica 9.** Gráficas IPR para diferentes cargas Pozo A



Fuente: elaboración propia.

En este caso, se observa en la **Gráfica 10**, que la Power Jet Omega 4505 HMX de Schlumberger es la única curva que está por encima del punto actual de producción actual del pozo (intersección de las dos líneas negras).

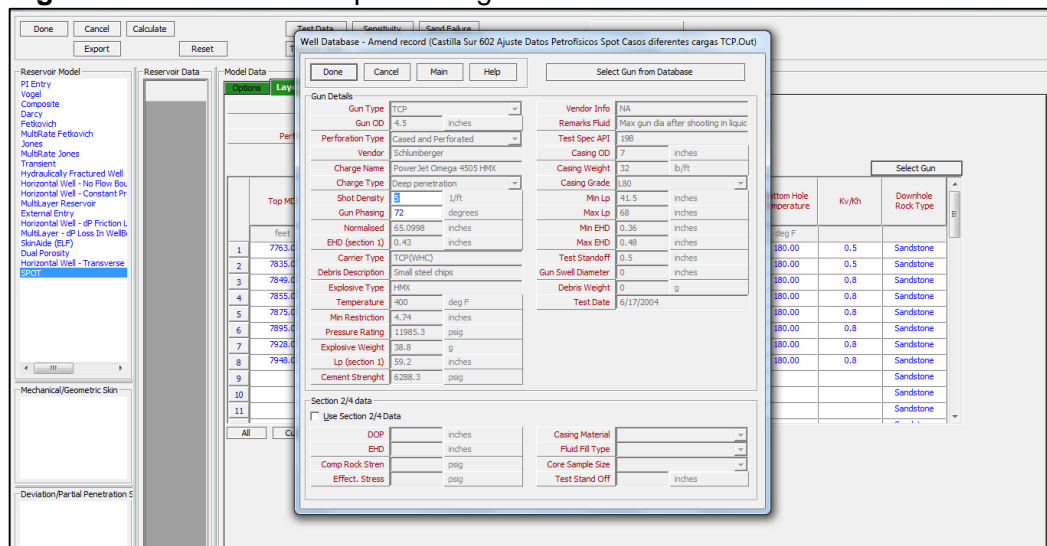
**Gráfica 10.** Zoom gráficas IPR para diferentes cargas Pozo A



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.10.** Cambiar la carga de acuerdo a la selección obtenida mediante la **Gráfica 10**, en la sección “IPR Data” en la pestaña “Layers”, para realizar este cambio, se debe ejecutar los pasos 5.4.3 y 5.4.4. (ver **Figura 55**).

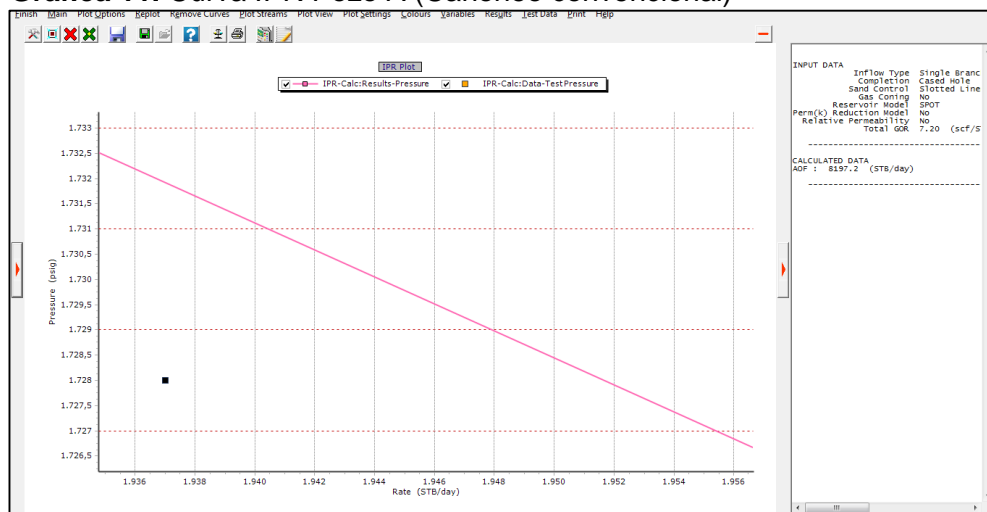
**Figura 55.** Selección del tipo de carga



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.11.** Una vez que se ha modificado la carga, se grafica nuevamente la curva IPR siguiendo el paso 5.7. Obteniendo una nueva curva IPR como se observa en la **Gráfica 11**.

**Gráfica 11. Curva IPR Pozo A (Cañoneo convencional)**



Fuente: elaboración propia.

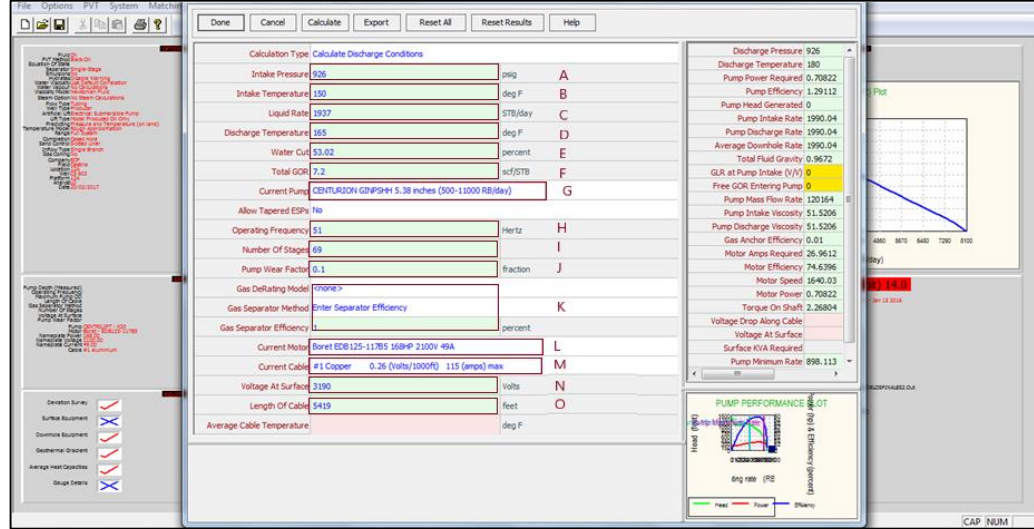
➤ **Paso 6. Sección Analysis Summary.** Completar la información en la sección “Analysis Summary”. En esta sección se ingresa información del sistema de levantamiento artificial, pruebas de producción y correlación de tubería.

A continuación, se describe el paso a paso para el ingreso de los ítems mencionados previamente, para la sección Analysis summary.

❖ **Paso 6.1.** Completar los datos de la ESP en la sección “ESP Performance” (ver **Figura 56**), se debe escribir los datos de presión del intake (A), temperatura del intake (B), tasa de líquido (C), temperatura de descarga (D), corte de agua (E), GOR (F), Bomba (G), frecuencia de operación (H), número de etapas (I), factor de descaste de la bomba (J), método y eficiencia del separador de gas (K), motor (L), cable (M), Voltaje de superficie (N) y longitud del cable (O).



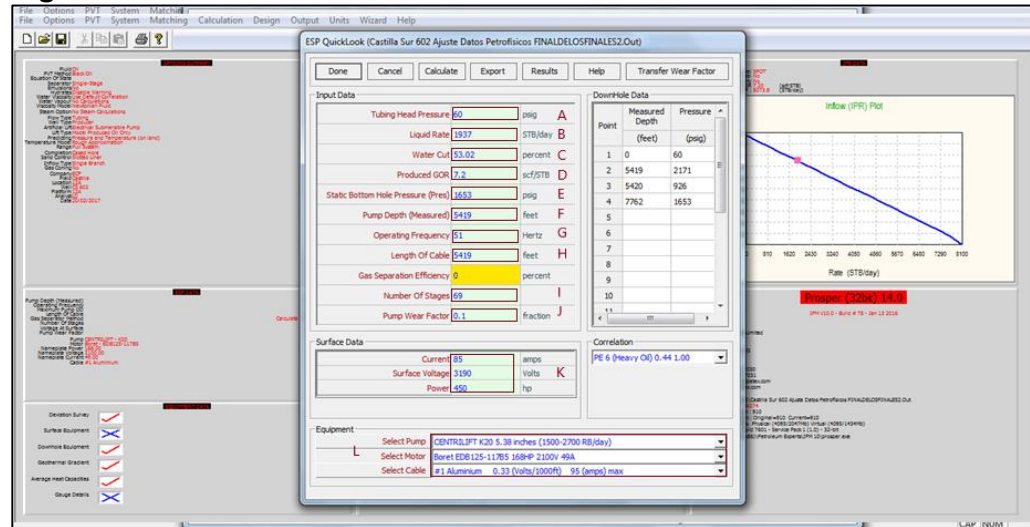
**Figura 56. ESP Performance**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 6.2.** Escribir los datos de Presión de cabeza (A), tasa de líquido (B), corte de agua (C), GOR (D), presión de fondo (E), profundidad de la bomba (F), frecuencia de operación (G), longitud del cable (H), número de etapas (I), factor de desgaste de la bomba (J), datos de superficie (K), y selección de la bomba, motor y cable (L), en la sección “ESP Quicklook” (ver Figura 57).

**Figura 57. QuickLook**

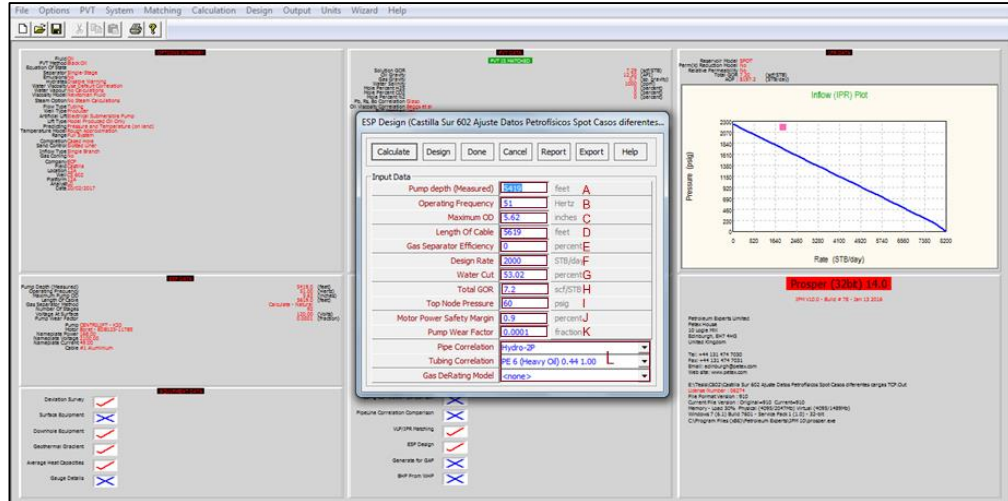


Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 6.3.** Completar los datos de profundidad de la bomba (A), frecuencia de operación (B), OD máximo (C), longitud del cable (D), eficiencia del separador (E), tasa diseño (F), corte de agua (G), GOR total (H), presión de superficie (I), margen

de seguridad de fuerza de motor (J) y selección de correlaciones (K) en la sección “ESP Design” ( ver **Figura 58**).

**Figura 58. ESP Design**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 6.4.** Ingresar datos de pruebas de producción tales como presión y temperatura de cabeza (A), corte de agua (B), tasa de líquido (C), presión y profundidad de un punto de referencia (D), presión de reservorio (E), operación de frecuencia (H), GOR (F), GOR libre (G), presión del intake (J), presión de descarga (K), y factor de desgaste de la bomba (I), como se observa en la **Figura 59** en la sección “VLP/IPR Matching”

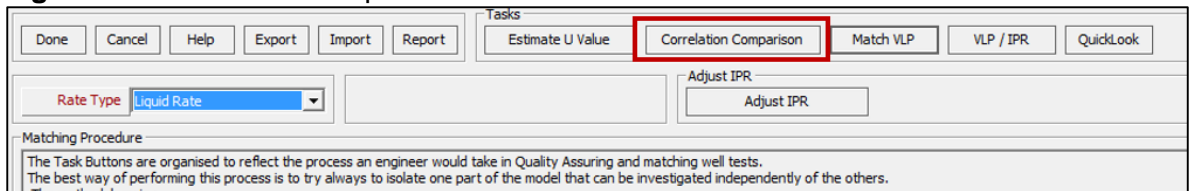
**Figura 59. VLP/IPR Matching**

Point	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (psig)	Tubing Head Temperature (deg F)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (STB/day)	Gauge Depth (Measured) (feet)	Gauge Pressure (psig)	Reservoir Pressure (psig)	Gas Oil Ratio (scf/STB)	GOR Free (scf/STB)	Operating Frequency (Hertz)	Pump Wear Factor (fraction)	Pump Intake Pressure (psig)	Pump Discharge Pressure (psig)
1	01/07/2018	PRODUCTIO...	60	110	53.02	1937	0	60	2250	7.2	0	51	0.0001	26	2171
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															

Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 6.4.1.** Presionar el botón “Correlation Comparison” (ver **Figura 60**)

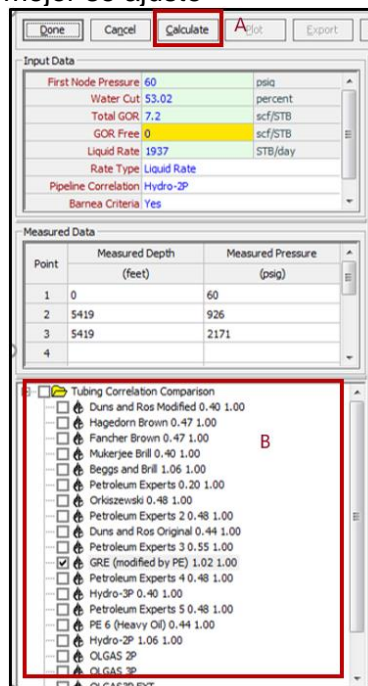
**Figura 60.** Correlation Comparison



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 6.4.2.** Activar todas las correlaciones de tubería, seleccionar en “calculate” y visualizar la que mejor se ajuste con la presión del intake y la presión de descarga (**Figura 61**).

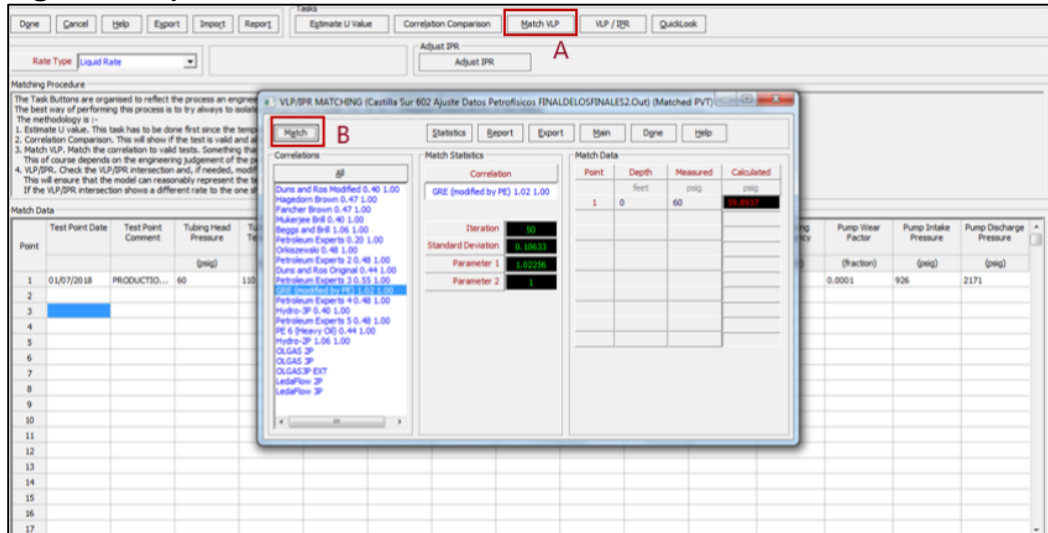
**Figura 61.** Seleccionar la correlación de tubería que mejor se ajuste



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 6.4.3.** Seleccionar “Match VLP” (A) seguido de “match” (B) con el fin de ajustar mejor la correlacione de tubería pre-seleccionada (ver **Figura 62**).

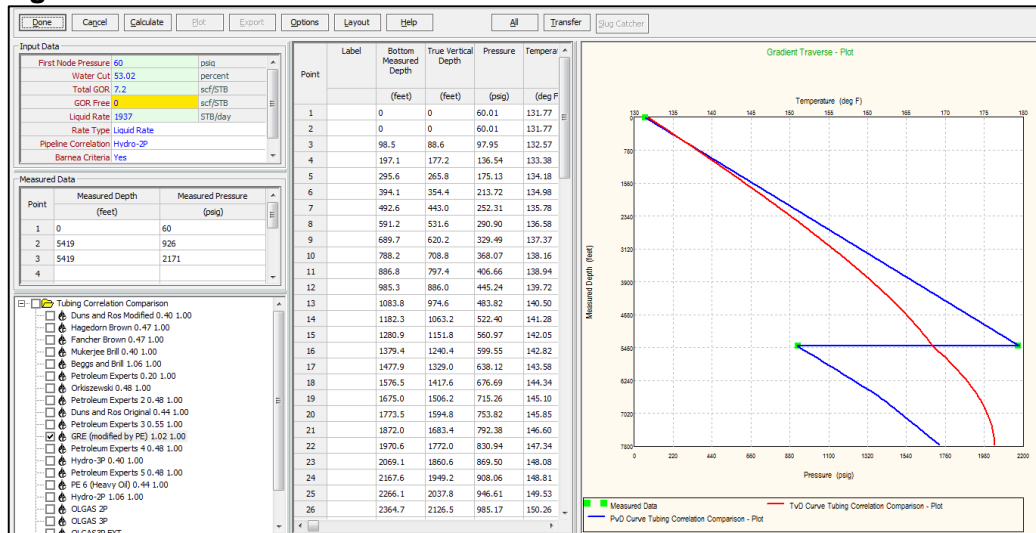
**Figura 62. Ajuste Correlaciones**



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 6.4.4.** Regresar a la sección de “Correlation Comparison”, calcular nuevamente con la correlación de tubería corregida y asegurarse que la curva de la correlación (azul) ajuste con los puntos de presión del intake y la presión de descarga (puntos verdes) en la **Figura 63**. Si no se ajusta la curva de la correlación, se debe repetir desde el paso 6.4.2, cambiando la correlación que inicialmente se seleccionó.

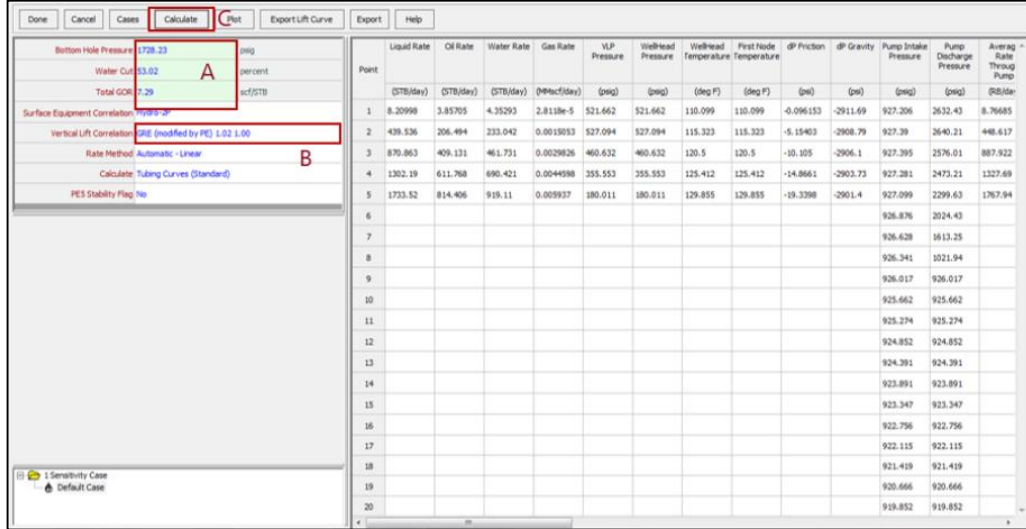
**Figura 63. Selección de correlación**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 6.5.** Abrir la ventana “VLP”, completar los datos de presión de fondo, corte de agua, y GOR (A), seleccionar la correlación de tubería que ajustó en el paso anterior (B), y calcular (C) (ver **Figura 64**).

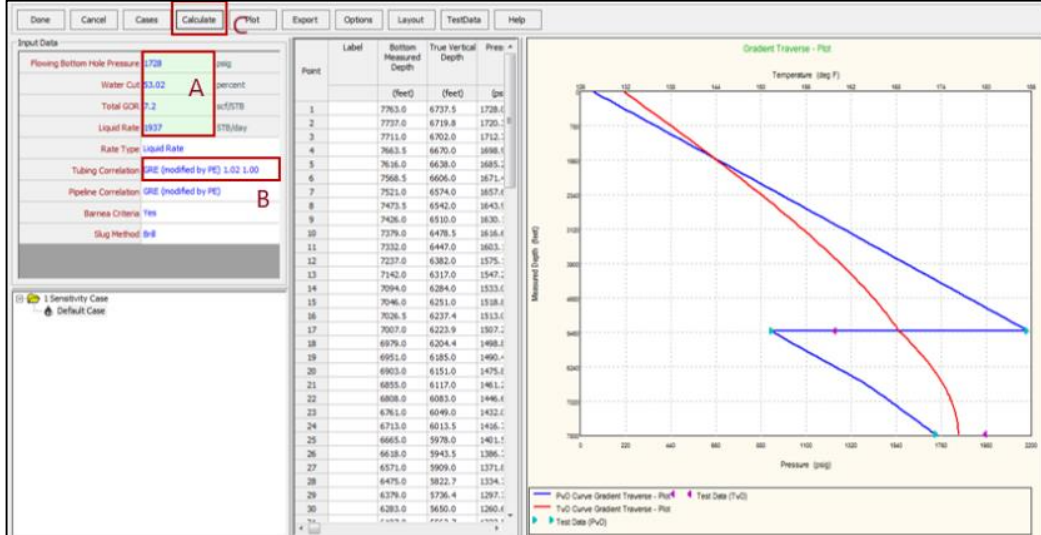
**Figura 64. VLP**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 6.6.** Completar la información de presión de fondo, corte de agua, GOR y tasa de líquido (A), escoger nuevamente la correlación (B), y seleccionar “calculate” (C) en “Gradient Traverse” (ver **Figura 65**).

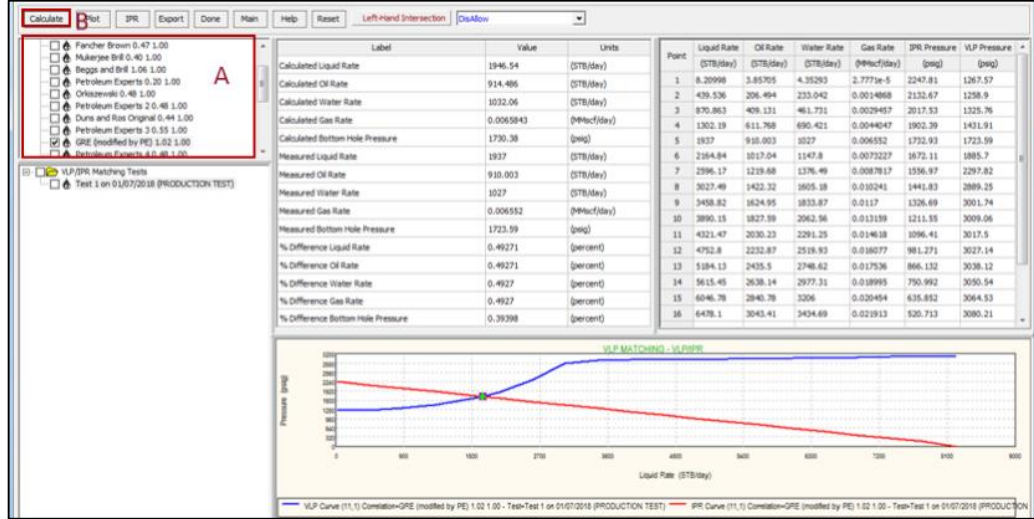
**Figura 65. Gradient Traverse**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 6.7.** Seleccionar nuevamente la correlación que más ajuste (A) como se observa en la **Figura 66**, en la sección VLP/IPR, y calcular (B)”.

**Figura 66.** VLP Matching, selección correlación tubería.



Fuente: elaboración propia.

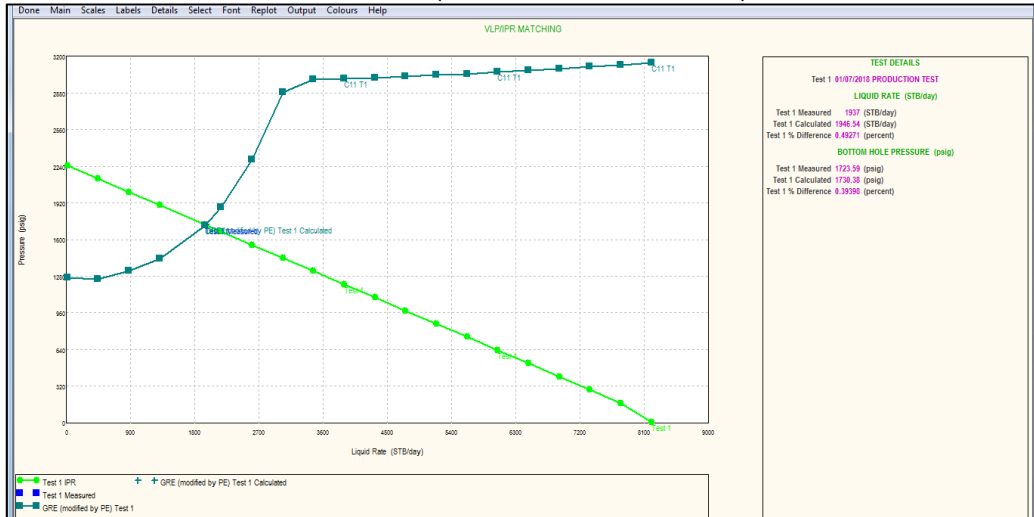
✓ **Paso 6.7.1.** Graficar VLP Vs IPR en la opción “plot” (Ver **Figura 67**), obteniendo la gráfica de la **Gráfica 12**.

**Figura 67.** PLOT



Fuente: elaboración propia.

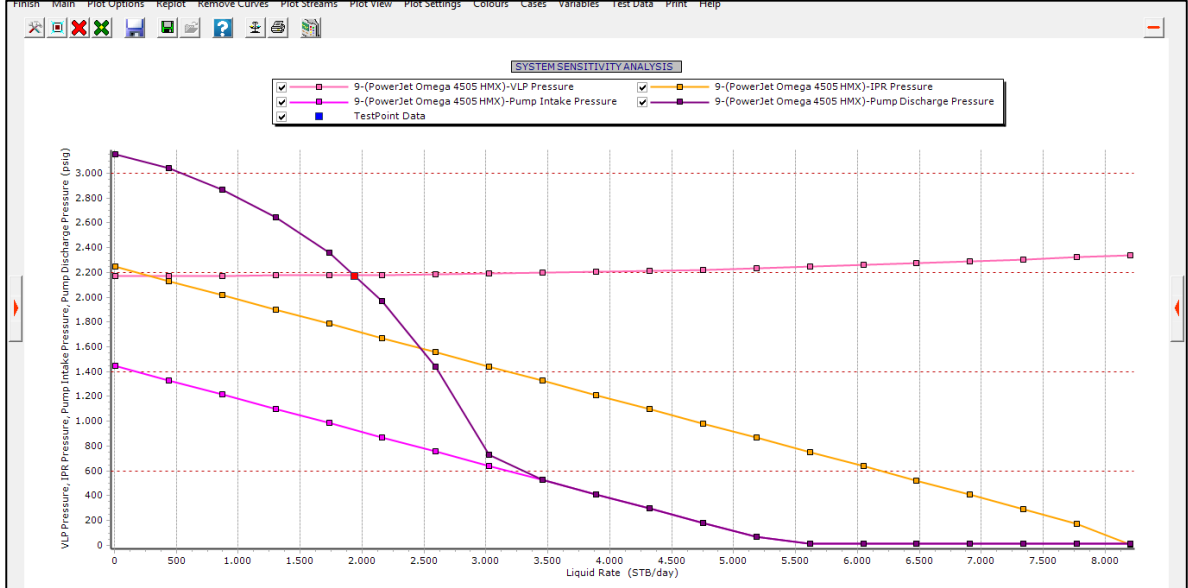
**Gráfica 12.** VLP Vs IPR Pozo A (Cañoneo convencional)



Fuente: elaboración propia.

✓ **Paso 6.7.2.** Graficar la relación entre IPR-PIP-VLP y Presión de descarga en la opción “plot” (**Figura 67**) como se muestra en la **Gráfica 13**.

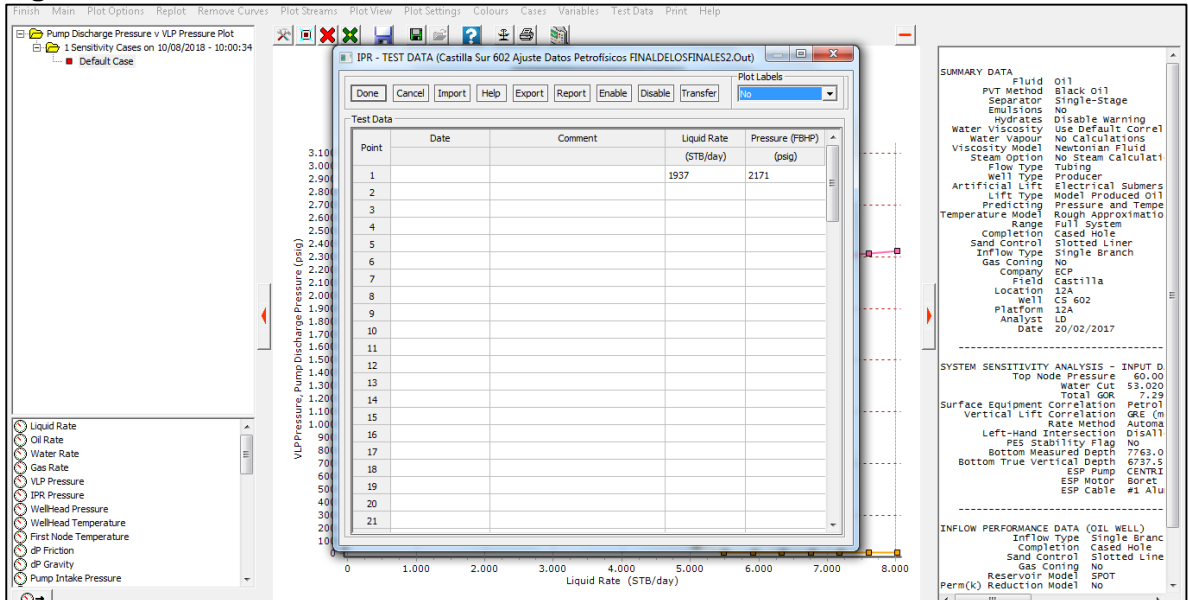
**Gráfica 13. IPR-VLP-PIP-Presión Descarga Pozo A (Cañoneo convencional)**



Fuente. elaboración propia

Para esta gráfica, es necesario ajustar el valor de la presión, es decir, cambiar la presión de fondo por la presión de descarga en “Test Data” como se observa en la **Figura 68**, para interceptar la curva VLP con la de presión de descarga de la bomba. Este paso se realiza de la misma forma que el paso 5.7.1.

**Figura 68. Test Data**



Fuente: elaboración propia.

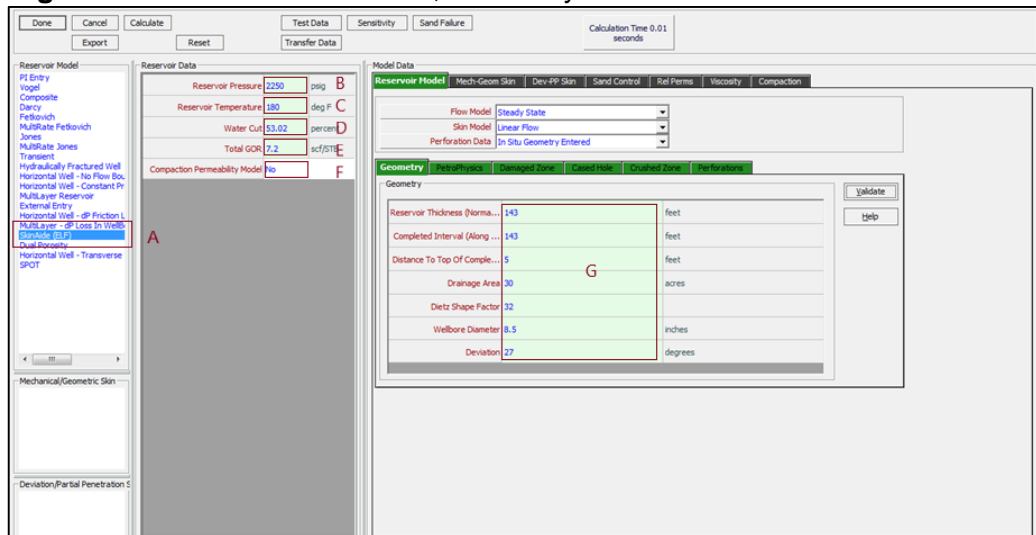
**5.2.2 Simulación Sand Jetting.** Esta simulación se realiza en el módulo SkinAide de PROSPER. Para ello, se considera analógicamente el procedimiento de la simulación de cañoneo convencional a excepción del paso 5. Por tal razón, a continuación, se describe el paso a paso del numeral para realizar la simulación en el módulo SkinAide.

➤ **Paso 5: Sección IPR Data.** Cargar información solicitada en “IPR Data”. En esta sección, se ingresan los datos correspondientes al radio de invasión, intervalos perforados, propiedades petrofísicas, presión de yacimiento, e información de la carga y técnica de conectividad.

A continuación, se describe el paso a paso para el ingreso de los ítems mencionados previamente, para la sección IPR data.

❖ **Paso 5.1.** Seleccionar el módulo de SkinAide (A) en el modelo de reservorio, completar los datos del reservorio tales como presión (B), temperatura (C), corte de agua (D), GOR (E), y establecer si hay un modelo de permeabilidad (F). Una vez completada la información, en la ventana “Geometry” (G) se debe completar los valores del espesor del reservorio, el intervalo a completar, el área de drenaje, el diámetro, entre otros datos, y en seguida validar la información suministrada como se observa en la **Figura 69**.

**Figura 69.** Modelo de reservorio, Geometry



**Fuente:** elaboración propia.



❖ **Paso 5.2.** Ingresar en la ventana “PetroPhysics” (Figura 70), las propiedades petrofísicas como permeabilidad horizontal (A), permeabilidad vertical (B) y porosidad (C), el coeficiente de turbulencia (D), exponente de permeabilidad (E) y exponente de porosidad (F). Estos últimos 3 tratos son asumidos como 5/pies, 1.33 y 0 respectivamente, según el manual de PROSPER.

**Figura 70. PetroPhysics**

The screenshot shows the PetroPhysics window with the following data:

Property	Value	Unit	Label
Horizontal Permeability	4250	md	A
Vertical Permeability	3068.5	md	B
Vertical Permeability for Ge...	3068.5	md	
Porosity	0.22375	fraction	C
Turbulence Coefficient	5	1/ft	D
Permeability Exponent	1.33		E
Porosity Exponent	0		F

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.3.** Completar los datos de la zona dañada en la ventana “Damaged Zone”, como espesor (A), permeabilidad (B) y porosidad (C) (Ver Figura 71).

**Figura 71. Damaged Zone**

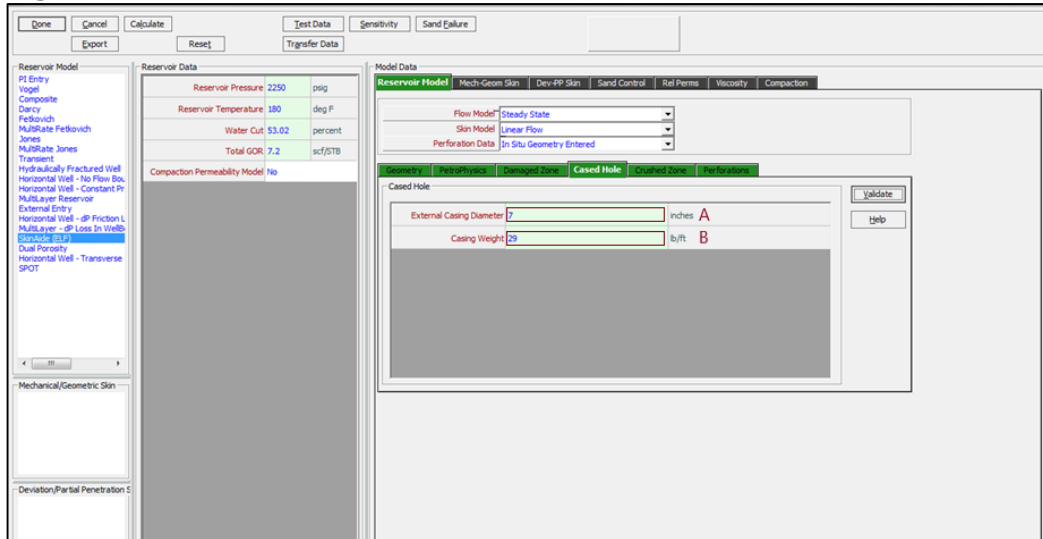
The screenshot shows the Damaged Zone window with the following data:

Property	Value	Unit	Label
Damaged Zone Thickness	13	inches	A
Damaged Zone Permeability	3068.5	md	B
Damaged Zone Porosity	0.22375	fraction	C

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.4.** Escribir el OD (A) y el peso del Casing (B) en la ventana “Cased Hole” como se observa en la **Figura 72**.

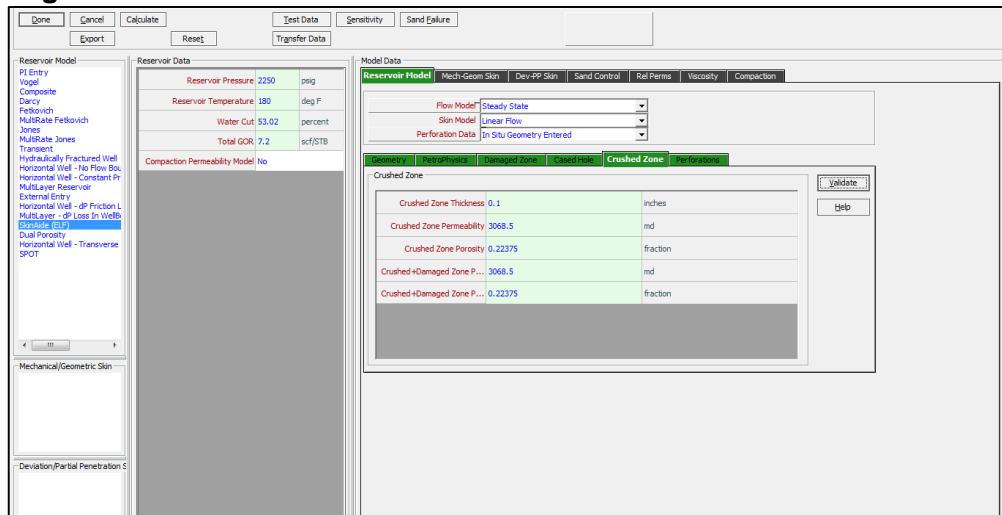
**Figura 72.** Cased Hole



Fuente: elaboración propia

❖ **Paso 5.5.** Completar los valores de permeabilidad, porosidad y espesor de la zona dañada por la técnica de conectividad pozo-yacimiento Sand Jetting en la ventana “Crushed Zone” como se observa en la **Figura 73**.

**Figura 73.** Crushed Zone

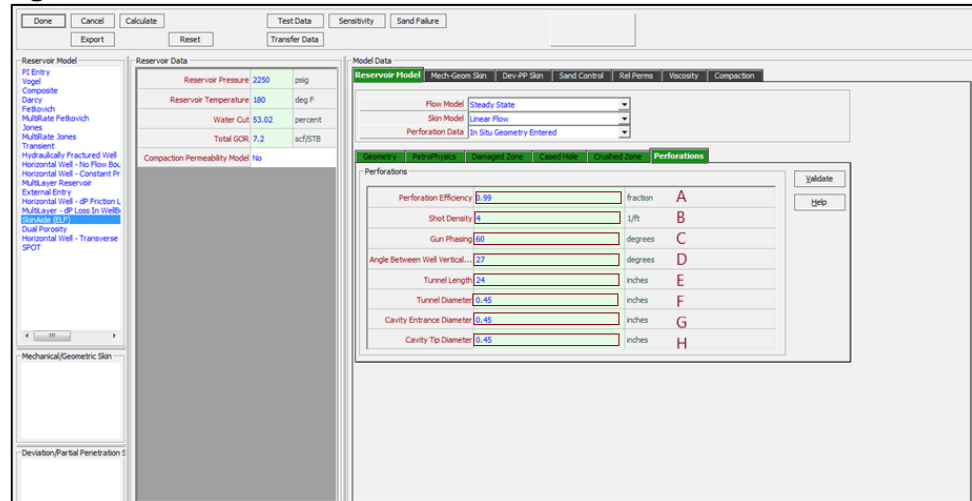


Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.6.** Completar los datos solicitados en la ventana “Perforations” de las perforaciones a realizar (Ver **Figura 74**), tales como eficiencia (A), densidad de tiro (B), Gun Phasing (C), ángulo desviación del pozo (D), profundidad de los perforados (E), diámetro de los perforados (F), diámetro de la entrada de la cavidad (G), y

diámetro de la punta de la cavidad (H) (esos últimos 3 datos son asumidos como 0.45 in para cada uno, según el manual del simulador<sup>101</sup>).

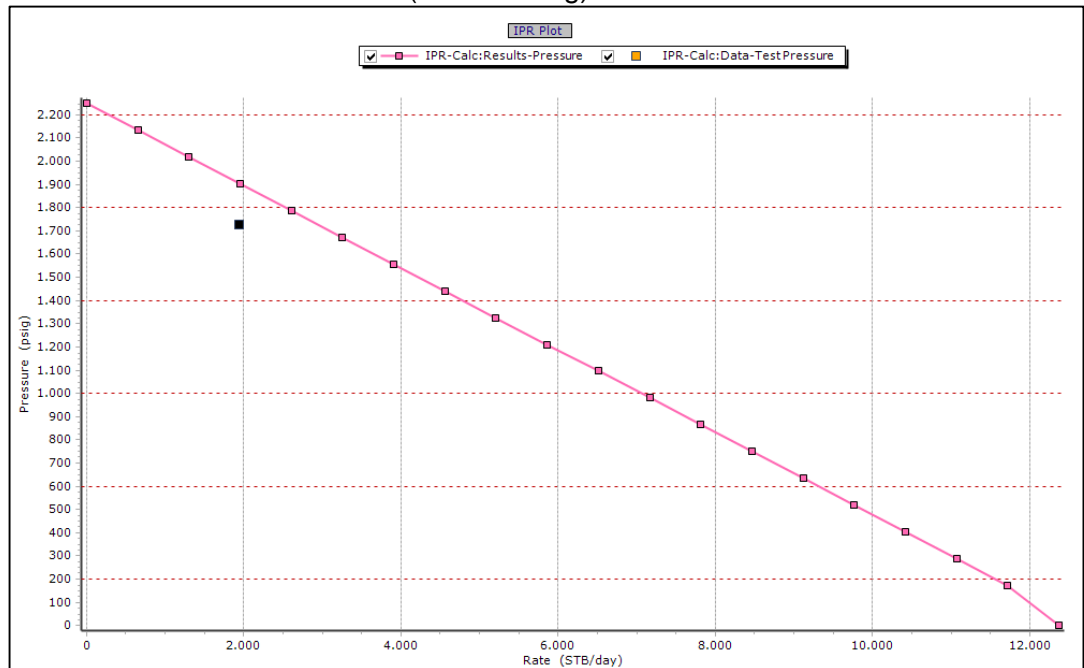
**Figura 74. Perforations**



Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.7.** Generar la gráfica IPR como se observa en la **Gráfica 14** de la misma forma que el paso 5.7 del numeral 5.2.1.

**Gráfica 14. Curva IPR Pozo A (Sand Jetting)**



Fuente: elaboración propia.

<sup>101</sup> Pendiente manual.

**5.2.3 Simulación Fracturamiento Hidráulico.** Esta simulación se realiza en el módulo Hydraulically Fractured Well de PROSPER. Para ello, se considera analógicamente el procedimiento de la simulación de cañoneo convencional a excepción del paso 5. Por tal razón, a continuación, se describe el paso a paso del numeral para realizar la simulación en el módulo Hydraulically Fractured Well.

➤ **Paso 5: Sección IPR Data.** Cargar información solicitada en “IPR Data”. En esta sección, se ingresan los datos correspondientes al radio de invasión, intervalos perforados, propiedades petrofísicas, presión de yacimiento, e información de la carga y técnica de conectividad.

A continuación, se describe el paso a paso para el ingreso de los ítems mencionados previamente, para la sección IPR data.

❖ **Paso 5.1.** Seleccionar el módulo de Hydraulically Fractured Well en el modelo reservorio como se observa en la **Figura 75**.

**Figura 75.** Selección del módulo Hydraulically Fractured Well



**Fuente:** elaboración propia.

❖ **Paso 5.2.** Completar la información de Permeabilidad y espesor del reservorio, área de drenaje, Factor de forma Dietz, Radio del pozo, porosidad del reservorio, profundidad media de la fractura, altura de la fractura, y conductividad de la fractura, como se observa en la **Figura 76**.

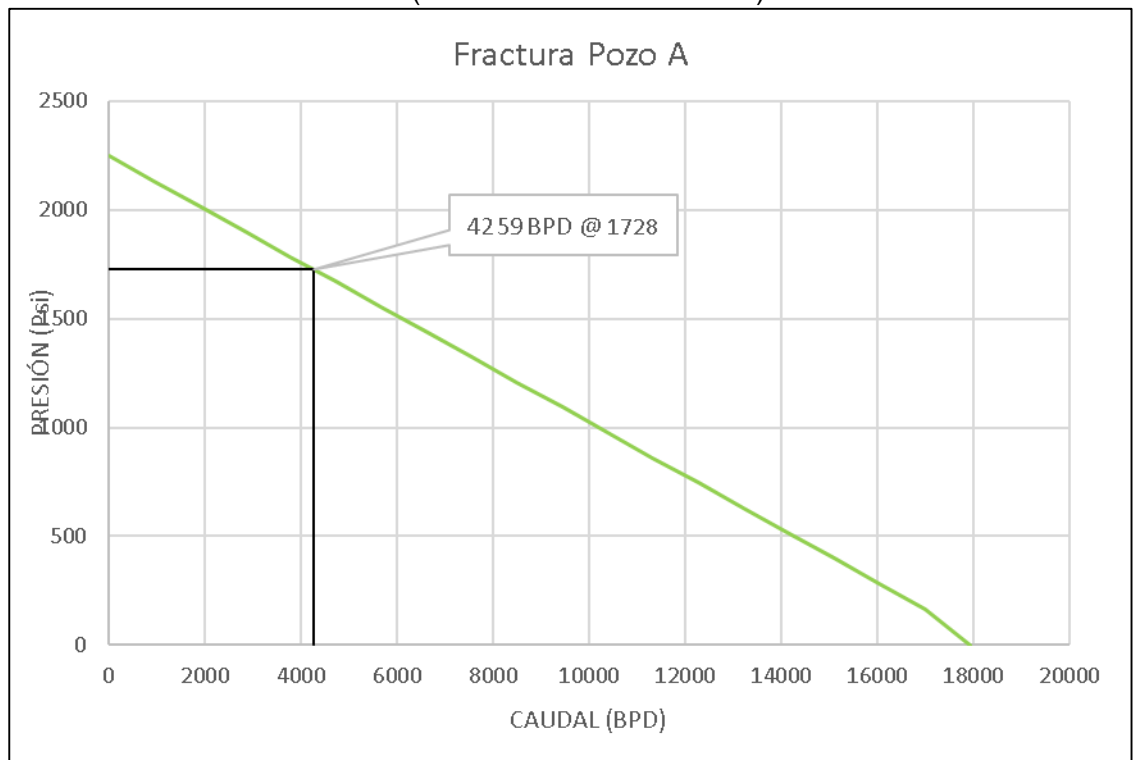
**Figura 76.** Hydraulically Fractured Well Reservoir Model

Hydraulically Fractured Well Reservoir Model		
Reservoir Permeability	570	md
Reservoir Thickness	192	feet
Drainage Area	30	acres
Dietz Shape Factor	31.6	
Wellbore Radius	0.354	feet
Time Since Production Started	1	days
Reservoir Porosity	0.1316	fraction
Fracture Height	126.4	feet
Fracture Half Length	206.9	feet
Dimensionless Fracture Conductivity	0.0296	

Fuente: elaboración propia.

❖ **Paso 5.3.** Generar la gráfica IPR como se observa en la **Gráfica 15** de la misma forma que el paso 5.7 del numeral 5.2.1.

**Gráfica 15.** Curva IPR Pozo A (Fracturamiento Hidráulico)



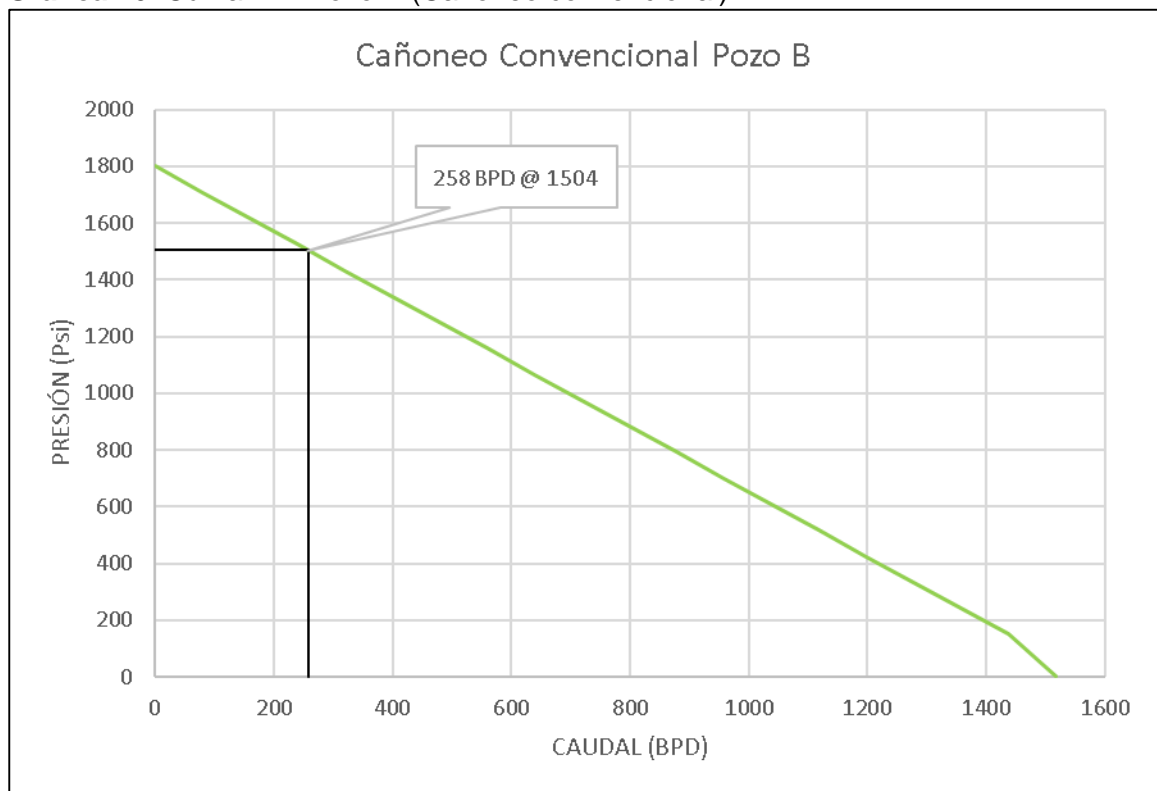
Fuente: elaboración propia.

### 5.3 SIMULACIÓN POZO B

Este pozo fue completado inicialmente con una técnica conectividad de cañoneo convencional, para posteriormente ser fracturado como se mencionó previamente. Por esa razón, se realizan las simulaciones de cañoneo convencional, Sand Jetting y StimGun, para una posterior evaluación y análisis de la eficiencia de cada técnica aplicada al pozo.

**5.3.1 Simulación cañoneo convencional.** Esta simulación se realiza en el módulo SkinAide de PROSPER. Para ello, se considera analógicamente el procedimiento de la simulación de Sand Jetting, y se tiene que a partir de esta técnica se obtendría una producción muy inferior respecto a las condiciones actuales del pozo, reflejado en la gráfica IPR (**Gráfica 16**).

**Gráfica 16.** Curva IPR Pozo B (Cañoneo convencional)



**Fuente:** elaboración propia.

Para esta simulación se tuvo en cuenta la información general del pozo mencionada en el capítulo anterior, y escrita en la **Tabla 12**, los resultados de las pruebas PVT, que al igual que el Pozo A, los datos fueron suministrados y cargados por el área de yacimientos de la compañía (**Tabla 5-Tabla 6**), la información de permeabilidades relativas (**Tabla 7**), los promedios petrofísicos de los intervalos del pozo (**Tabla 15**), y las pruebas de producción registradas en la **Tabla 16**.

Anexo a la información mencionada previamente, para esta simulación se tuvo en cuenta otros datos presentados en la **Tabla 21**.

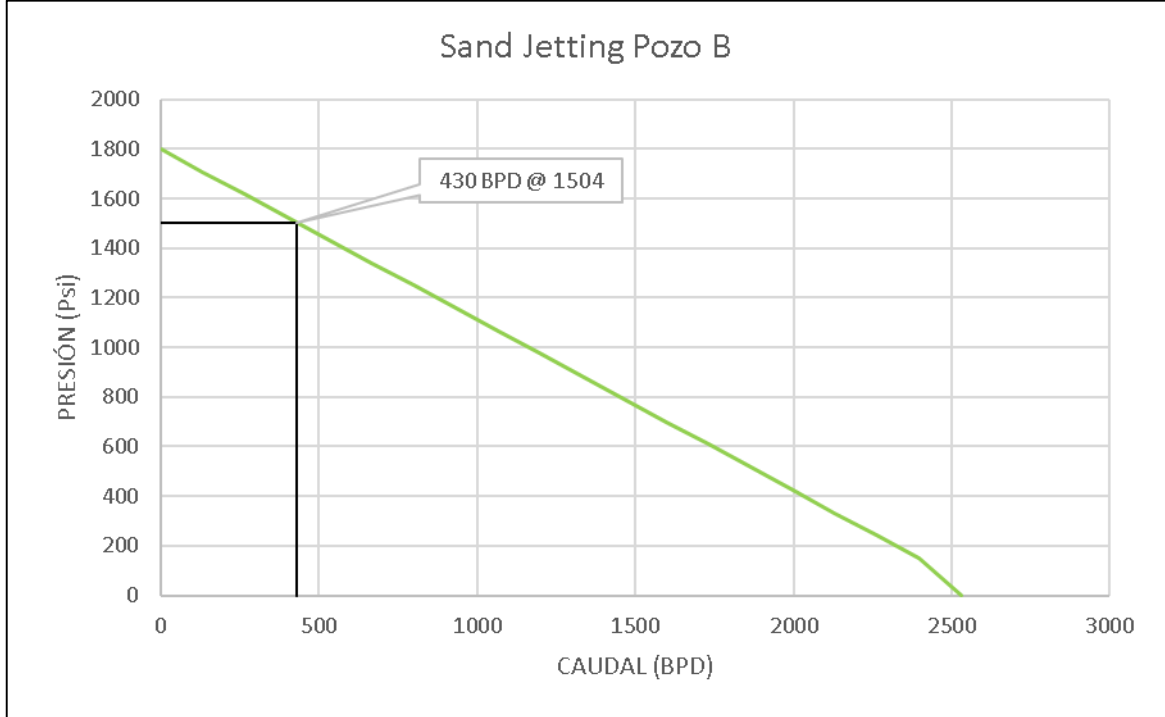
**Tabla 21.** Otros datos Simulación Pozo B (Cañoneo convencional)

<b>Datos de disparo</b>	
Densidad (1/pies)	12
Angulo (°)	45
Diámetro perforado (in)	0.22
Longitud perforación (in)	13.2
<b>Propiedades</b>	
Permeabilidad horizontal (md)	570
Porosidad (%)	13.16
Tope reservorio MD (pies)	7320
Base reservorio MD (pies)	7560
Temperatura de fondo (°F)	185
Temperatura de superficie (°F)	60
Temperatura de descarga (°F)	160
Temperatura del Intake (°F)	197
Kv/Kh	0.5
<b>Sistema de levantamiento artificial</b>	
Tipo	Bombeo electrosumergible
Profundidad bomba (pies)	6364
Frecuencia de operación (Hertz)	50
Número de etapas	209
Voltaje superficie (volts)	120
Bomba	ESP TD650_COMP 4 Inches
Motor	Centrilift 544 85 HP 127V 42A
<b>Zona dañada</b>	
Espesor (in)	10
Permeabilidad (mD)	200
Porosidad (%)	10
<b>Zona compactada</b>	
Espesor (in)	5
Permeabilidad (mD)	200
Porosidad (%)	10

**Fuente:** elaboración propia.

**5.3.2 Simulación Sand Jetting.** Esta simulación se realizó en el módulo SkinAide de PROSPER, y considerando de manera análoga esta simulación de la simulación de sand jetting del Pozo A, se tiene que a partir de esta técnica se obtendría una producción similar respecto a las condiciones actuales del pozo, reflejado en la gráfica IPR (**Gráfica 17**).

**Gráfica 17.** Curva IPR Pozo B (Sand Jetting)



**Fuente:** elaboración propia.

Para esta simulación se tuvo en cuenta la información general del pozo mencionada en la simulación de cañoneo convencional del pozo B (2.3.1)

Anexo a esa información, para esta simulación se tuvo en cuenta otros datos presentados en la **Tabla 22**.

**Tabla 22.** Otros datos Simulación Pozo B (Sand Jetting)

Datos de disparo	
Densidad (1/pies)	4
Angulo (°)	60
Diámetro perforado (in)	0.5
Longitud de la perforación (in)	39
Eficiencia (Fracción)	0.99

**Fuente:** elaboración propia.

**5.3.3 Simulación StimGun.** Esta simulación se realizó en el módulo SkinAide de PROSPER, y considerando de manera análoga el procedimiento de esta simulación de la simulación Sand Jetting del Pozo A, a continuación, se muestra en la **Tabla 23**, los nuevos datos del modelo para la simulación.



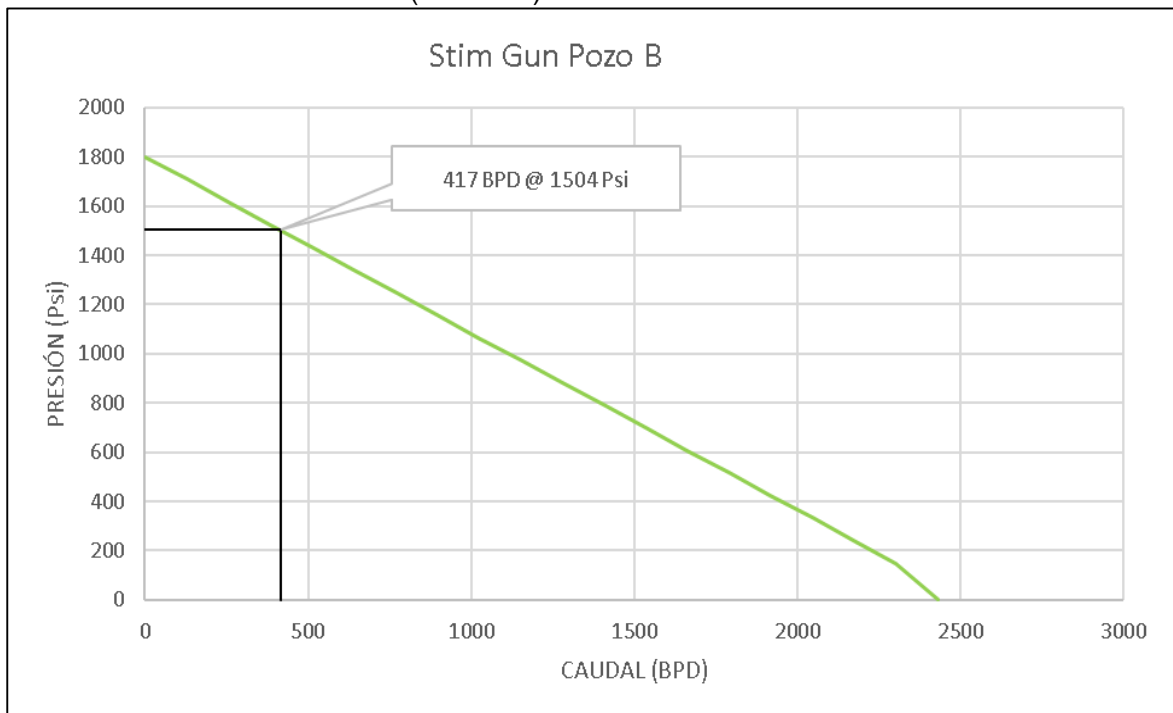
**Tabla 23.** Otros datos Simulación Pozo B (StimGun)

Datos de disparo	
Densidad (1/pies)	12
Angulo (°)	45
Diámetro perforado (in)	0.22
Longitud de la perforación (in)	48
Eficiencia (Fracción)	0.8

Fuente: elaboración propia.

A partir de la simulación, se obtuvo la curva IPR que se muestra en la **Gráfica 18**.

**Gráfica 18.** Curva IPR Pozo B (StimGun)



Fuente: elaboración propia.

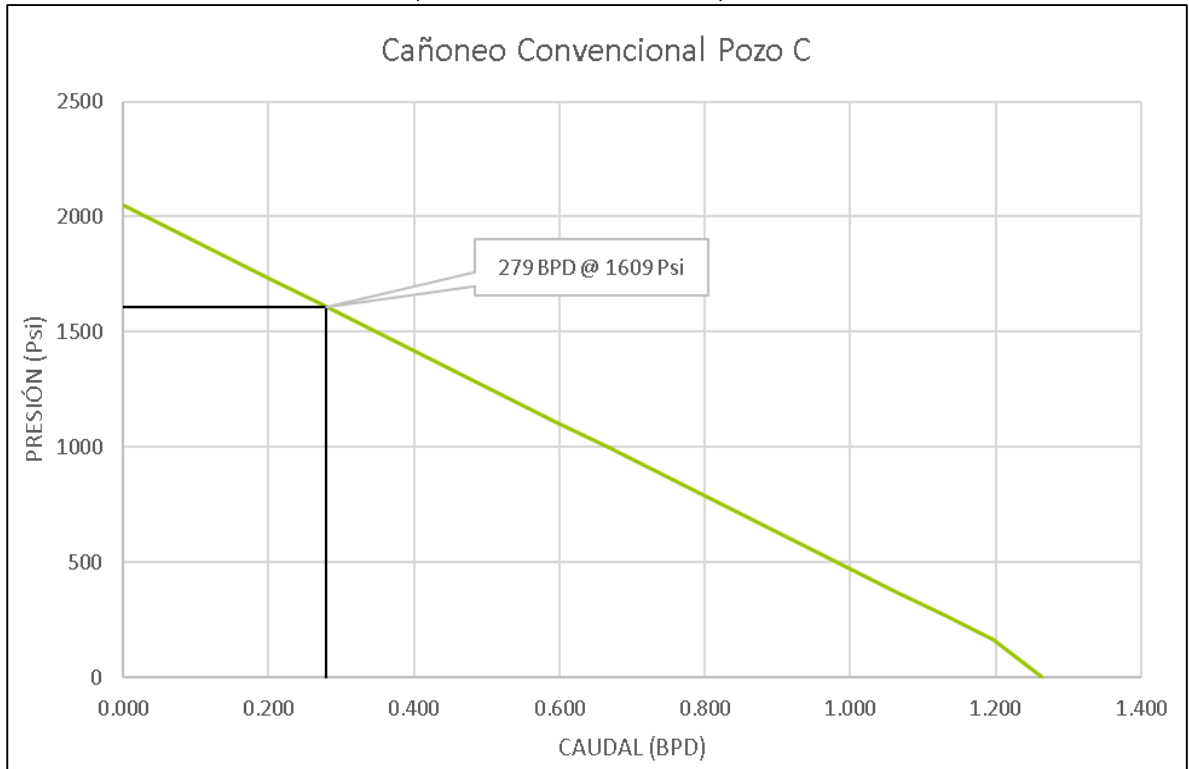
## 5.4 SIMULACIÓN POZO C

Este pozo fue completado inicialmente con una técnica conectividad de StimGun como se mencionó previamente. Por esa razón, se realizan las simulaciones de cañoneo convencional y Sand Jetting, para una posterior evaluación y análisis de la eficiencia de cada técnica aplicada al pozo.

**5.4.1 Simulación cañoneo convencional.** Esta simulación se realiza en el módulo SkinAide de PROSPER. Para ello, se considera analógicamente el procedimiento de la simulación de Sand Jetting, y se tiene que a partir de esta

técnica se obtendría una producción muy inferior respecto a las condiciones actuales del pozo, reflejado en la gráfica IPR (**Gráfica 19**).

**Gráfica 19.** Curva IPR Pozo C (Cañoneo convencional)



**Fuente:** elaboración propia.

Para esta simulación se tuvo en cuenta la información general del pozo mencionada en el capítulo anterior, y escrita en la **Tabla 17**, los resultados de las pruebas PVT, que al igual que el Pozo A, los datos fueron suministrados y cargados por el área de yacimientos de la compañía (**Tabla 5-Tabla 6**), la información de permeabilidades relativas (**Tabla 7**), los promedios petrofísicos de los intervalos del pozo (**Tabla 19**), y las pruebas de producción registradas en la **Tabla 20**.

Anexo a la información mencionada previamente, para esta simulación se tuvo en cuenta otros datos presentados en la **Tabla 24**.

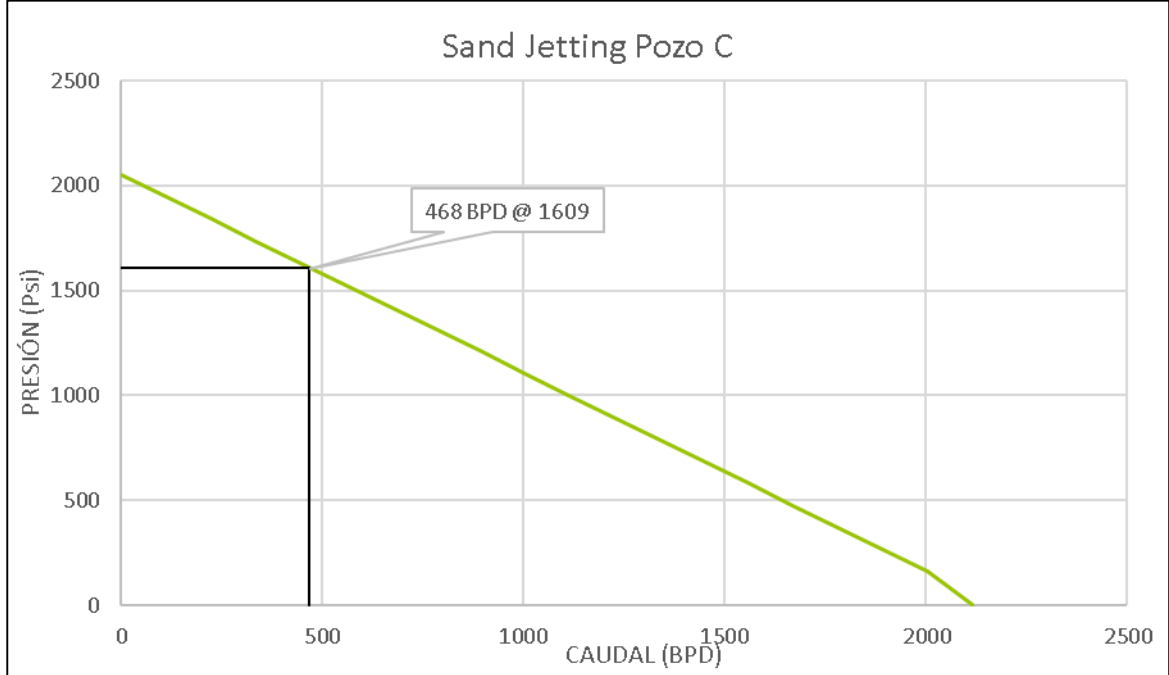
**Tabla 24.** Otros datos Simulación Pozo C (Cañoneo convencional)

<b>Datos de disparo</b>	
Densidad (1/pies)	12
Angulo (°)	45
Diámetro perforado (in)	0.22
Longitud perforación (in)	13.2
<b>Propiedades</b>	
Permeabilidad horizontal (md)	550
Porosidad (%)	16
Tope reservorio MD (pies)	7574
Base reservorio MD (pies)	7807
Temperatura de fondo (°F)	185
Temperatura de superficie (°F)	60
Temperatura de descarga (°F)	160
Temperatura del Intake (°F)	197
Kv/Kh	0.5
<b>Sistema de levantamiento artificial</b>	
Tipo	Bombeo electrosumergible
Profundidad bomba (pies)	6008
Frecuencia de operación (Hertz)	50
Número de etapas	209
Voltaje superficie (volts)	120
Bomba	ESP TD650_COMP 4 Inches
Motor	Centrilift 544 85 HP 127V 42A
<b>Zona dañada</b>	
Espesor (in)	10
Permeabilidad (mD)	200
Porosidad (%)	13
<b>Zona compactada</b>	
Espesor (in)	5
Permeabilidad (mD)	200
Porosidad (%)	13

Fuente: elaboración propia.

**5.4.2 Simulación Sand Jetting.** Esta simulación se realiza en el módulo SkinAide de PROSPER. Para ello, se considera analógicamente el procedimiento de la simulación de Sand Jetting, y se tiene que a partir de esta técnica se obtendría una producción similar respecto a las condiciones actuales del pozo, reflejado en la gráfica IPR (**Gráfica 20**).

**Gráfica 20.** Curva IPR Pozo C (Sand Jetting)



**Fuente:** elaboración propia.

Para esta simulación se tuvo en cuenta la información general del pozo mencionada en la simulación de cañoneo convencional del pozo C (2.4.1)

Anexo a esa información, para esta simulación se tuvo en cuenta otros datos presentados en la **Tabla 25**.

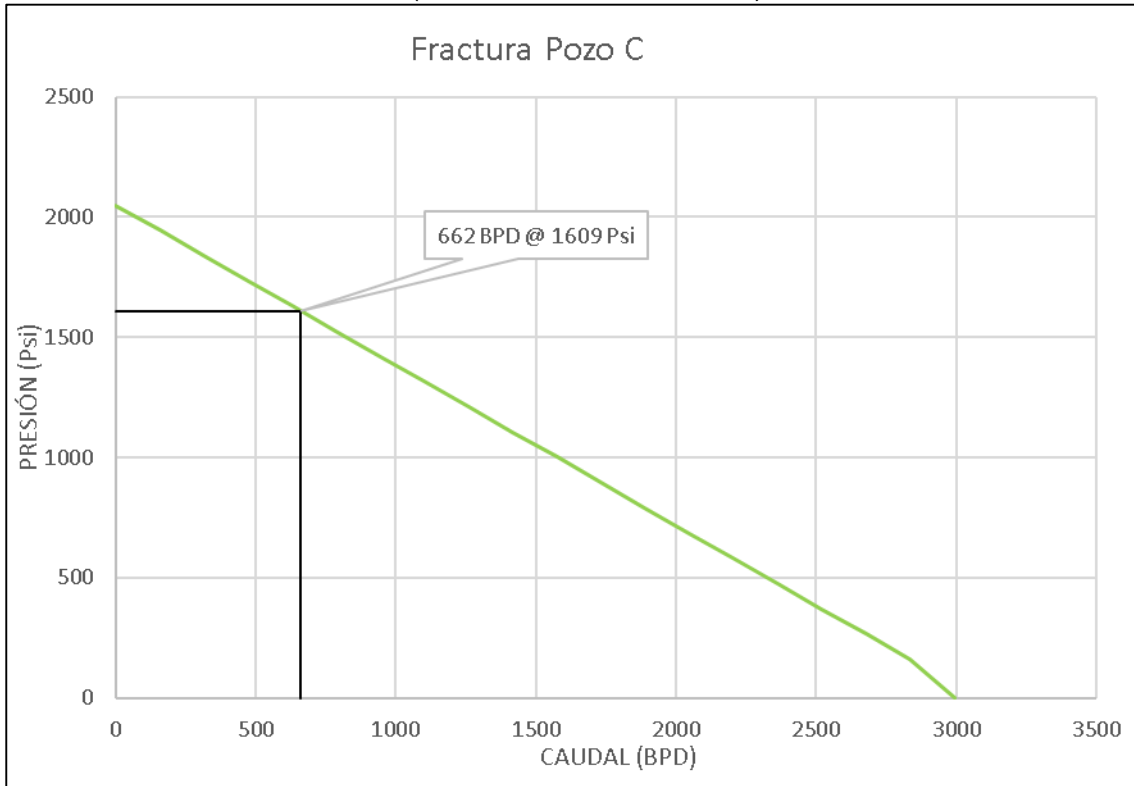
**Tabla 25.** Otros datos Simulación Pozo B (Sand Jetting)

<b>Datos de disparo</b>	
Densidad (1/pies)	4
Angulo (°)	60
Diámetro perforado (in)	0.5
Longitud de la perforación (in)	39
Eficiencia (Fracción)	0.99

**Fuente:** elaboración propia.

**5.4.3 Simulación Fracturamiento Hidráulico.** Esta simulación se realiza en el módulo Hydraulically Fractured Well de PROSPER. Para ello, se considera analógicamente el procedimiento de la simulación de Fracturamiento Hidráulico, y se tiene que a partir de esta técnica se obtendría una producción superior respecto a las condiciones actuales del pozo, reflejado en la gráfica IPR (**Gráfica 21**).

**Gráfica 21.** Curva IPR Pozo C (Fracturamiento Hidráulico)



**Fuente:** elaboración propia.

Para esta simulación se tuvo en cuenta la información general del pozo mencionada en la simulación de cañoneo convencional del pozo C.

Anexo a esa información, para esta simulación se tuvo en cuenta otros datos presentados en la **Tabla 14**, relacionados a los parámetros de la fractura para el pozo, teniendo en cuenta el estudio de geomecánica de la zona.

## 6. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA A USAR EN LOS TRES POZOS DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2018

En este capítulo se realiza un análisis con los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para los 3 pozos, y posteriormente, se selecciona la técnica de conectividad pozo-yacimiento más adecuada para la zona norte y zona sur de la campaña de perforación.

### 6.1 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es definido como un sistema de evaluación para optimización de pozos de petróleo y gas. Ha sido usado a través de los años para analizar el comportamiento de un sistema, con varios elementos o componentes interactuando. Dentro de la industria Oil&Gas el objetivo del análisis nodal es combinar varios componentes del sistema de producción de un pozo individual para estimar las tasas de producción y optimizar los componentes del sistema de producción.

Al interior del sistema de producción, a medida que el fluido se mueve se tendrá una caída de presión asociada. Esta caída de presión será, por tanto, la suma de las caídas de presiones a través de los varios componentes del medio y para el diseño final de un sistema de producción se requiere hacer un análisis integrado de todos los elementos en conjunto ya que estos no se pueden manejar independientemente. La cantidad total de aceite o gas a ser producidos dependerán entonces de la caída de presión total en el sistema, y esta producción a su vez dependerá de la cantidad de flujo fluyendo a través del sistema. Es por esto que dicho sistema tiene que ser analizado como una unidad y no independientemente.

Dependiendo del punto final del sistema de producción, existirá una caída total de presión desde el reservorio hasta la superficie. La **Ecuación 1**. Generaliza la caída de presión total del sistema desde el reservorio hasta el separador en una única expresión.

**Ecuación 1.**  
Caída de presión

$$\Delta p_T = \bar{p}_R - p_s$$

**Fuente:** SPE.  
Petroleum  
Engineering  
Handbook.  
Volumen 4. p 28.

Esta caída de presión total está compuesta por las caídas de presiones individuales a medida que los fluidos del yacimiento siguen su camino hasta superficie. Grosso

modo, los fluidos comienzan su recorrido desde el yacimiento hasta el completamiento, luego suben por la tubería de producción y pasan a través del cabezal de producción, de donde pasan hacia las líneas, para terminar finalmente en los separadores, y así la expresión dada en la ecuación 1 se subdivide en 4 nodos tal como se presenta en la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2.** Caída de presión por Nodos

$$\Delta p_T = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \Delta p_4$$

**Fuente:** SPE. Petroleum Engineering Handbook. Volumen 4. p 29.

King define el concepto de análisis nodal con base en la continuidad. En un punto dado dentro del sistema de producción, existe una presión particular y una producción asociada en ese punto y a esas condiciones. Si alguna condición en el sistema varía también variará para ese punto específico la presión y consecuentemente la producción. Este concepto permite dividir la evaluación del sistema en varios puntos de interés llamados nodos, y evaluar la condición de continuidad de presión y producción entre dos puntos del sistema. Dentro de los puntos más comunes de subdivisión se tienen los perforados, punto de mayor interés del presente proyecto, debido a las restricciones que se pueden generar en este nodo.

**6.1.1 Inflow y outflow.** Los componentes por debajo de la división se clasifican dentro de la sección de inflow, y los componentes por encima de la división se clasifican como outflow. Una vez los componentes son divididos en inflow y outflow las relaciones de presión son descritas para cada sección.

Este análisis puede ser usado para estimar la producción en un punto determinado, o para evaluar el comportamiento cualitativo de un pozo y una de las aplicaciones es estimar el diseño de conectividad de un pozo o zona, el cual es uno de los objetivos de este proyecto.

**6.1.2 Objetivos del análisis nodal.** Según Kermit y Brown<sup>102</sup>, se tienen 6 objetivos principales dentro del análisis nodal:

- Determinar la tasa de flujo que va a producir un pozo teniendo en cuenta sus condiciones geométricas y su completamiento.
- Determinar bajo qué condiciones de flujo el pozo va a dejar de producir.

---

<sup>102</sup> LEA, James F. and BROWN, Kermit E. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Oct 1, vol. 37, no. 10, p. 1751-1763

- Determinar el mejor tiempo desde el punto de vista económico para colocar un sistema de levantamiento artificial.
- Optimizar el sistema para producir la tasa de flujo más rentable posible.
- Revisar cada componente del sistema para determinar restricciones innecesarias al flujo.
- Establecer estrategias para aumentar la producción de los pozos.

Existe una gran cantidad de pozos, que no fueron optimizados para alcanzar su máxima eficiencia, existiendo algunos que inclusive fueron completados con levantamiento artificial sin alcanzar las tasas de producción esperadas, ya que no fueron analizadas las posibles restricciones al flujo que pueden ser optimizadas. Así pues, el análisis nodal ha contribuido a mejorar las técnicas de completamiento, y eficiencia de los pozos productores actualmente, logrando establecer cuáles pozos no están produciendo el caudal que deberían. Por ejemplo, suponga que un pozo está produciendo a una tasa de 320BPD y el análisis nodal arroja un resultado de 520BPD que debería estar produciendo, la diferencia de valores se puede dar por múltiples razones, y el análisis nodal permite encontrar el componente del sistema que está causando la restricción al flujo, o puede determinar cuáles valores de variables están causando la sobreestimación de la producción. Uno de los requisitos indispensables en el análisis nodal es definir la IPR (Inflow Performance Relationship) actual de los pozos, para que los modelos se ajusten a las condiciones actuales.<sup>103</sup>

**6.1.3 Inflow performance relationship (IPR).** IPR es la habilidad que tiene un pozo de entregar fluidos por unidad de presión. Para pozos de petróleo y gas, se gráfica normalmente el caudal de líquido por día en barriles, vs la presión de fondo BHP. El caudal volumétrico total incluido el gas libre se puede hallar igualmente con los valores de producción y con pruebas PVT con el fin de calcular el volumen de líquido que entra en la bomba. Existen varios métodos de calcular el IPR.<sup>104</sup>

**6.1.3.1 IPR para pozos de petróleo.** Para pozos de petróleo con una presión de fondo fluyente por encima de la presión de burbuja, se puede calcular el IPR a partir de la ley de darcy. Para flujo en dos fases dentro del reservorio, se puede aplicar la ecuación de Vogel o La ley de Darcy usando las permeabilidades relativas de las fases.

Para una presión de fondo fluyente debajo del punto de burbuja, se puede usar una combinación de la ley de Darcy cuando la presión de fondo fluyente del pozo se encuentra por encima del punto de burbuja y Voggel cuando se encuentra por debajo.<sup>105</sup>

---

<sup>103</sup> Íbid. p.

<sup>104</sup> Íbid. p.

<sup>105</sup> Íbid. p.



**6.1.3.2 Soluciones analíticas para una fase.** La ecuación de difusividad radial se puede resolver para diferentes condiciones iniciales y condiciones de los límites del yacimiento con el fin de describir el comportamiento presión caudal para un flujo monofásico. Es de especial interés establecer una solución constante de flujo a una presión dada, solución en la cual existe un equilibrio en la presión del reservorio y el pozo se encuentra a una tasa de producción estable o constante. La solución al estado estable viene dada por la **Ecuación 3**. La cual será adecuada cuando se tiene un sistema de mantenimiento de presión de reservorio como un acuífero o inyección de agua dentro del yacimiento.

**Ecuación 3.** Solución monofásica para flujo en estado estable

$$q = \frac{kh(\bar{p}_R - p_{wf})}{141.2B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right)}$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.4

Existe otra solución (**Ecuación 4**) para pozos que ya han producido por un tiempo considerable y las condiciones del límite externo o presión del yacimiento han cambiado y han disminuido. Se considera que el pozo produce de unos límites más cercanos. De esta manera la presión del yacimiento declinará a una tasa constante y se tendrá una nueva solución para flujo monofásico.

**Ecuación 4.** Solución monofásica para flujo en estado semi-estable

$$q = \frac{kh(\bar{p}_R - p_{wf})}{141.2B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)}$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.4

**6.1.3.3 Soluciones analíticas para flujo multifásico.** El comportamiento de los pozos se puede predecir con la ley de Darcy, siempre y cuando el flujo sea monofásico ya que la línea recta que se genera, según estudios, sobreestima los

caudales cuando al interior de la tubería existe flujo multifásico. El índice de productividad a partir de la ley de Darcy solo establece una buena predicción cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja, y cuando las condiciones de flujo son monofásicas. Cuando dentro del reservorio la presión es menor a la presión en el punto de burbuja, existirán dos fases vapor y líquido, y se necesitará la aplicación de otros métodos para establecer el índice de productividad.

➤ **Solución de Vogel.** Existen numerosas aplicaciones empíricas para establecer el comportamiento de los pozos bajo condiciones de flujo multifásicas. Vogel (**Ecuación 5**) presenta una solución simple de IPR con base modelos computacionales.

**Ecuación 5.** Solución IPR de Vogel para flujo multifásico

$$\frac{q_o}{q_{o, \max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.15

En esta relación se necesita establecer la tasa de producción y la presión de fondo fluente desde una prueba de producción, además de una presión promedio de yacimiento. Con esta información, se puede encontrar el caudal de petróleo máximo que se puede alcanzar y este resultado a su vez servirá para predecir los caudales de petróleo a otras presiones de fondo. En algunas ocasiones existe flujo monofásico y flujo multifásico en el sistema, cuando la presión del yacimiento está por encima del punto de burbuja y la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ) por debajo de ella. Para esta situación Neely y Brown plantearon otra solución (**Ecuación 6**) utilizando una IPR compuesta, con base en la **Ecuación 3**. Para establecer el caudal de petróleo máximo.

**Ecuación 6.** Solución de Neely y Brown para establecer el caudal de petróleo máximo

$$q_{o, \max} = J \left( \bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \right)$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.19

La **Ecuación 7** servirá para determinar las tasas de producción a diferentes  $p_{wf}$  cuando esta se encuentra por encima del punto de burbuja y la **Ecuación 8** servirá para  $P_{wf}$ 's por debajo del punto de burbuja.

**Ecuación 7.** Cálculo de caudal de petróleo cuando  $P_{wf} > P_b$

$$q_o = J(\bar{p}_R - P_{wf}), \quad P_{wf} \geq P_b$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.20

**Ecuación 8.** Cálculo de caudal de petróleo cuando  $P_{wf} < P_b$

$$q_o = (q_{o, \max} - q_b) \left[ 1.0 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] + q_b, \quad P_{wf} \leq P_b$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.20

Para usar de forma correcta las **Ecuaciones 7 y 8**, el índice de productividad (**J**) dependerá de la  $P_{wf}$  de la prueba. Si la  $P_{wf}$  de la prueba se encuentra por encima del punto de burbuja entonces el pozo estará experimentando flujo monofásico y **J** será determinada por la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9.** Cálculo de **J** cuando  $P_{wf} > P_b$

$$J = \frac{q_o}{\bar{p}_R - P_{wf}}, \quad \bar{p}_R \geq P_{wf} \geq P_b$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.20

Y si la  $P_{wf}$  se encuentra por debajo de la presión en el punto de burbuja, **J** será determinado por la **Ecuación 10**.

**Ecuación 10.** Cálculo de J cuando  $P_{wf} < P_b$

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1.0 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}, \quad \bar{P}_R \geq P_b \geq P_{wf}$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.20

Cuando  $J$  es estimada para las condiciones de la prueba, puede ser usada para establecer la curva IPR completa, por encima y por debajo del punto de burbujeo. Existe también unas relaciones propuestas por Wiggins, cuando existen tres fases fluyendo como aparece a continuación.

**Ecuación 11.** Relaciones de Wiggins cuando hay tres fases fluyendo

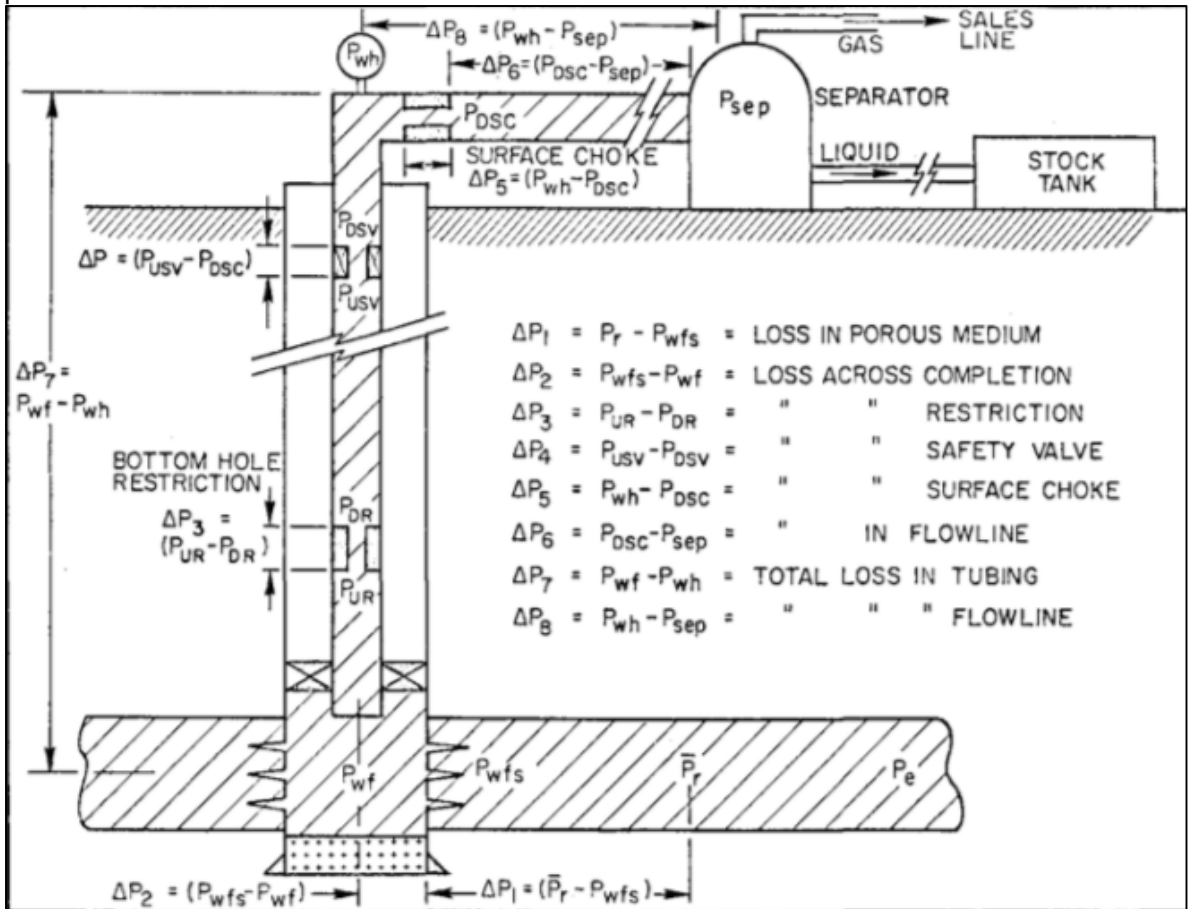
$$\frac{q_o}{q_{o, \max}} = 1 - 0.52 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.48 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2$$
$$\frac{q_w}{q_{w, \max}} = 1 - 0.72 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.28 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2$$

**Fuente:** LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. p.20

**6.1.4 Componentes.** La **Figura 77**, muestra los componentes o nodos del sistema de flujo de un pozo, donde se pueden encontrar las restricciones al paso de los fluidos. Desde el reservorio hasta el separador, los componentes son los siguientes: 1. Presión del yacimiento. 2. Productividad del pozo. 3. Completamiento del pozo/perforados. 4. Columna de producción. 5. Dispositivos y accesorios en pozo. 6. Tubería de producción. 7. Válvula de seguridad. 8. Tubería. 9. Chokes de superficie. 10. Línea de flujo. 11. Separador. <sup>106</sup>

<sup>106</sup> Íbid. p.

**Figura 77.** Componentes del sistema de flujo de un pozo, con sus respectivas caídas de presión.



**Fuente.** LEA, James F. and BROWN, Kermit E. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Oct 1, vol. 37, no. 10, p. 1751-1763

Para optimizar el sistema efectivamente, cada componente debe ser analizado por separado y después como grupo para evaluar la producción del sistema. Cualquier variación en cada nodo, afecta considerablemente la producción del pozo y se puede observar de manera gráfica dentro de la construcción de las curvas de IPR. Los análisis más comunes para un análisis nodal son las siguientes:

- En los perforados del pozo, para establecer el diferencial de presión y el efecto del tamaño y número de los perforados.
- En cabeza de pozo. Aísla las líneas de flujo y los efectos de la presión de superficie en la producción.
- En el centro del intervalo productor, para aislar el completamiento, de la columna de producción.
- En el separador, para aislar este componente del resto del sistema.
- Otros como válvulas, chokes, puntos de conexión y accesorios.

## 6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO A

En el caso del Pozo A, se hizo una comparación de siete (7) tipos de carga convencional y además se realizó una simulación con Sand Jetting. A continuación, se hará una comparación en términos de productividad para una misma presión de fondo entre las dos técnicas de la siguiente manera:

- Establecer una comparación entre los siete tipos de carga convencionales para el pozo y seleccionar la carga con mayor caudal.
- Con la carga seleccionada en el primer apartado, hacer la comparación con la técnica Sand Jetting.

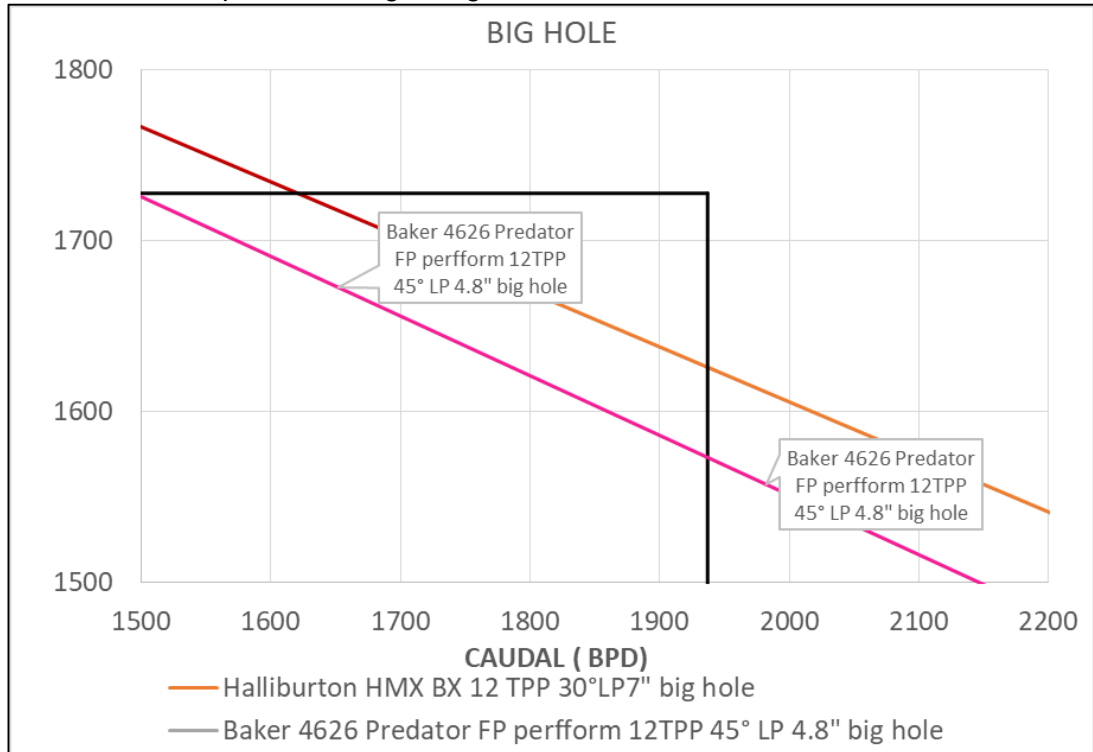
**6.2.1 Comparación de cargas cañoneo convencional.** Para establecer la técnica más eficiente a usar, se seleccionaron siete (7) tipos de carga con el fin de comparar sus curvas IPR, y así encontrar la carga ideal dentro del método de deployment TCP/Wireline.

En la evaluación de cada tipo de carga se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Tipo de carga:
  - Deep Penetration.
    - Halliburton Millennium 12TPP 45° LP 26,8 in
    - Baker HOPS 4539 Predator 4TPP 10° LP 44,3 in
    - Schlumberger Power jet Omega 4512 HMX 12TPP 45° LP 34 in
    - Baker 4539 Predator XP Perfform 5TPP 60° LP 40,5 in
    - Schlumberger Power jet Omega 4505 HMX 5TPP 72° LP 59,2 in
  - Big Hole.
    - Halliburton HMX BX 12 TPP 30°LP7 in
    - Baker 4626 Predator FP perform 12TPP 45° LP 4.8 in
- Densidad de tiro (TPP).
- Ángulo de Fase.
- Tipo de explosivo.
- Longitud de penetración (LP).

En la **Gráfica 22**, se muestran las curvas IPR resultantes del pozo A, al implementar las cargas de cañoneo convencional tipo Big Hole mencionadas previamente.

**Gráfica 22** Comparación cargas Big Hole

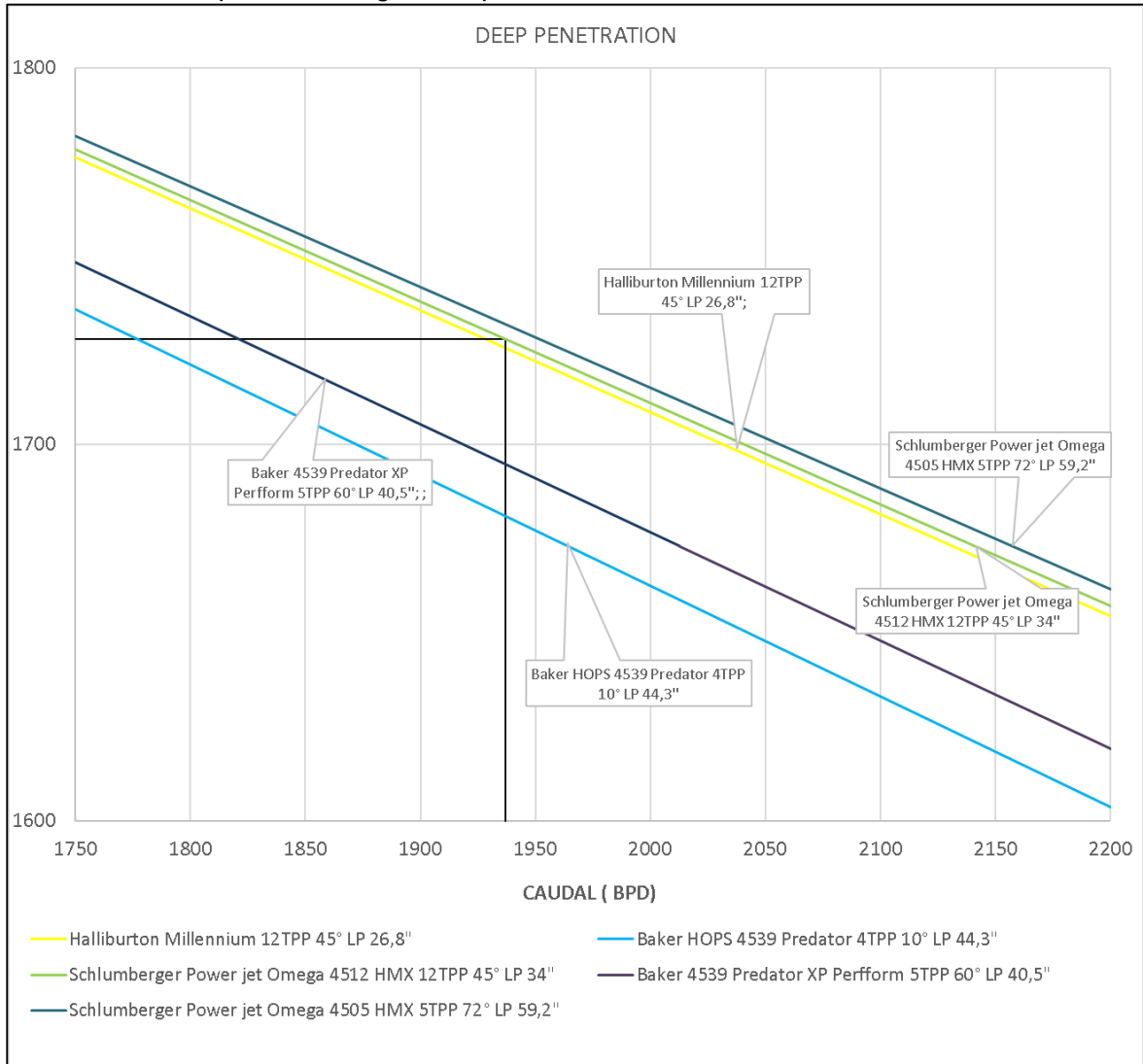


**Fuente.** elaboración propia.

Como se observa en la **Gráfica 22**, la intersección de las dos líneas negras representa el estado actual del pozo, y las dos cargas bighole, necesitan una presión de fondo fluyente menor que la PWF actual del pozo, para producir el mismo caudal de líquido, es decir ambas cargas necesitan de una caída de presión mayor. Esto se debe a que la longitud de penetración teórica es de 7 in en el caso de la carga HMX BX y de 4.8 in en el caso de la 4626, que al ser comparadas con el radio de la zona dañada terminan siendo menores y por tanto poco efectivas en su conectividad<sup>107</sup>.

En la **Gráfica 23**, se muestran las curvas IPR resultantes del pozo A, al implementar las cargas de cañoneo convencional tipo Deep Penetration mencionadas previamente.

**Gráfica 23. Comparación cargas Deep Penetration**



Fuente. elaboración propia.

Dentro de las cargas Deep Penetration, el factor determinante estuvo asociado a la longitud de penetración, dando como resultado que la carga con el mayor caudal teórico para una misma caída de presión fue la Power Jet Omega 4505, con 59.2in de penetración teórica.

En cuanto al ángulo de fase y a la densidad de disparo, teóricamente, entre menor sea el ángulo, permite una mayor densidad de disparos por pie, y esto a su vez genera una menor interferencia de los fluidos del yacimiento, beneficiando el flujo radial hacia el pozo productor. <sup>108</sup>



En la **Tabla 26** se puede observar la comparación de las cargas Big Hole y Deep penetration simuladas en el pozo A partir de ello, se puede establecer que la carga que obtuvo el mejor desempeño en cuanto a su caudal fue la carga SCHLUMBERGER POWER JET 4505 HMX con una producción de 1955 BPD.

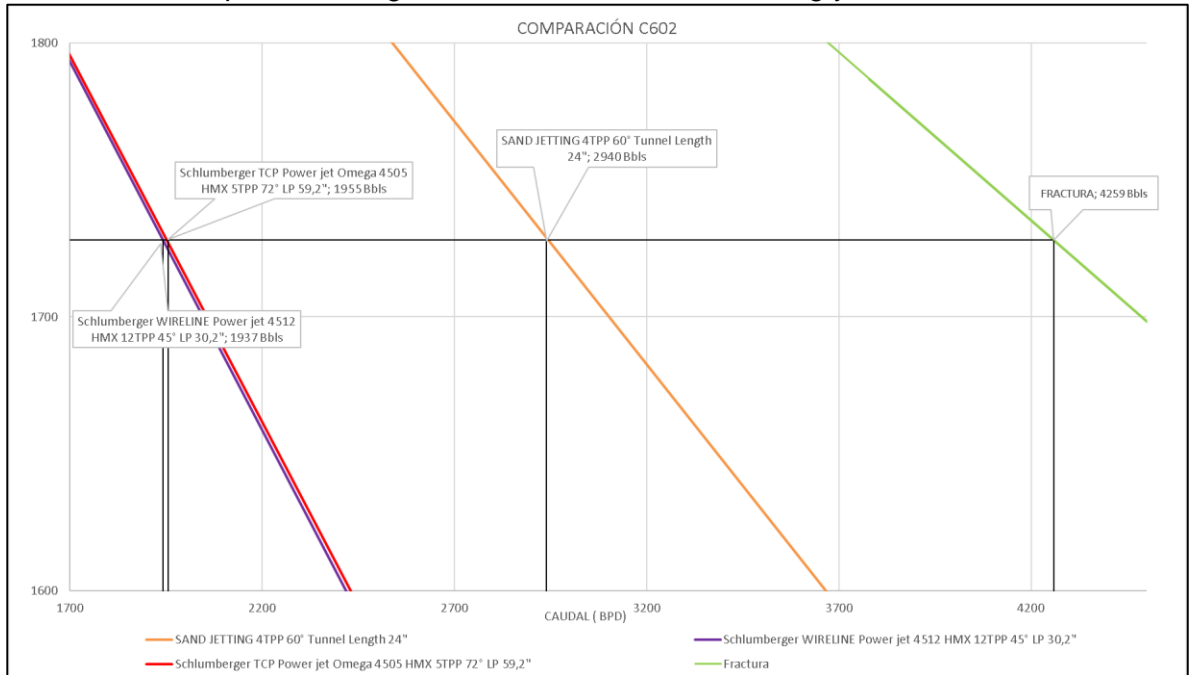
**Tabla 26.** Comparación de Cargas Pozo A.

Cargas	Tpp	Phasing (degrees)	Lp (inches)	Tipo de carga	Caudal (bpd)
HALLIBURTON HMX BX 12	12	30	7	Big Hole	1670
BAKER 4626 PREDATOR	12	45	4.8	Big Hole	1500
HALLIBURTON MILLENNIUM	12	45	26.8	Deep	1920
BAKER HOPS 4539	4	10	44.3	Deep	1775
SCHL PJO 4512 HMX	12	45	34	Deep	1937
SCHL PJ 4505 HMX	5	72	54.1	Deep	1955
BAKER 4539 PREDATOR XP	5	60	40.5	Deep	1937

**Fuente.** elaboración propia.

**6.2.2 Comparación de Sand Jetting y Carga convencional Pozo A.** En el uso de técnicas abrasivas se considera una eficiencia cercana al 100%, debido a que este tipo de tecnología logra sobrepasar el daño de formación generado en las operaciones de perforación y cementación, además de no generar un daño adicional por compactación de la zona aledaña al canal generado. Esto quiere decir, que no existe una reducción en las propiedades petrofísicas, y por consiguiente las operaciones de conectividad por técnicas abrasivas no generan ninguna obstrucción al paso de fluidos desde el medio poroso hacia el conducto creado. A partir de los resultados obtenidos en las simulaciones, se pudo obtener la **Gráfica 24**, que compara la implementación del cañoneo convencional, Sand Jetting y Fractura en el pozo A.

**Gráfica 24.** Comparación carga convencional con Sand Jetting y Fractura.



**Fuente.** elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones, se realiza una comparación en términos de Índice de productividad para el pozo A, con la implementación de sand jetting, Fractura y cañoneo convencional (ver **Tabla 27**).

**Tabla 27.** Comparación IP y caudal Pozo A

Pozo A	Sand Jetting	Convencional	Fractura
<b>Caudal bpd</b>	2940	1955	4259
<b>IP* bpd/psi</b>	5,6322	3,7452	8,1590

**Fuente.** elaboración propia.

\*Para todos los casos se estableció una presión de fondo de 1728PSI y una presión de yacimiento de 2250PSI.

Para realizar la simulación de Sand Jetting, las propiedades petrofísicas tanto de la "Damaged zone" como de la "Crushed Zone", se tomaron iguales a las originales de la formación, debido a que, con esta técnica, se busca hacer un Bypass del daño y se logre conectar la formación con la mayor eficiencia posible. Para la simulación la longitud del túnel de 24" fue un valor estimado por la empresa soporte.

En cuanto al resultado se obtuvo un incremento teórico de alrededor de 1000Bls/día de líquido total para la misma caída de presión, respecto al estado actual del pozo el cual fue cañoneado con la carga explosiva Power Jet 4512 de 12TPP 45° y 30in LP. En la **Gráfica 24** se muestra que para la carga convencional se hizo una

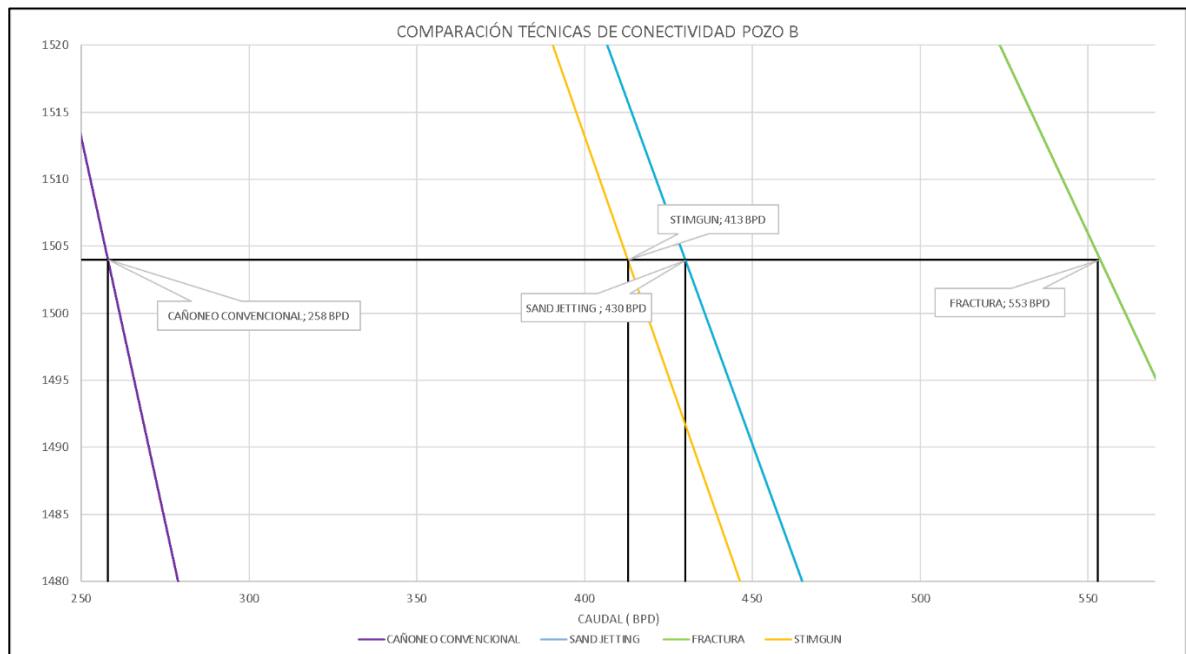
simulación para dos métodos de deployment, Wireline y TCP. Esto con el fin de comprobar que el método para bajar los cañones no tiene relevancia a la hora de realizar una simulación. Este se selecciona dependiendo de la logística y disponibilidad de los equipos o herramientas.

### 6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO B

El Pozo B originalmente fue fracturado, por lo cual en este caso específico se hará un análisis comparativo de los resultados reales de fractura con las tres técnicas de conectividad principales a saber, convencional, StimGun y Sand Jetting.

En la **Gráfica 25** se puede ver la comparación de las tres técnicas de conectividad con la actual que es fracturamiento hidráulico.

**Gráfica 25.** Comparación Cañoneo convencional, Sand Jetting, StimGun y Fracturamiento Pozo B.



**Fuente.** elaboración propia.

A partir de los datos reales de producción con fracturamiento, y de los resultados obtenidos de las simulaciones, se realiza una comparación en términos de Índice de productividad para el pozo B, con la implementación de StimGun, sand jetting y cañoneo convencional (ver **Tabla 28**).

**Tabla 28.** Comparación IP y Caudal pozo B

Pozo B	Fractura	Sand Jetting	StimGun	Convencional
Caudal bpd	553	430	413	258
IP* bpd/psi	1,8682	1,4527	1,3952	0,8716

Fuente. elaboración propia.

\*Para todos los casos se estableció una presión de fondo de 1504PSI y una presión de yacimiento de 1800PSI.

Para el pozo B el fracturamiento hidráulico obtuvo los mejores resultados con 553BPD seguido de Sand Jetting, StimGun y por último convencional.

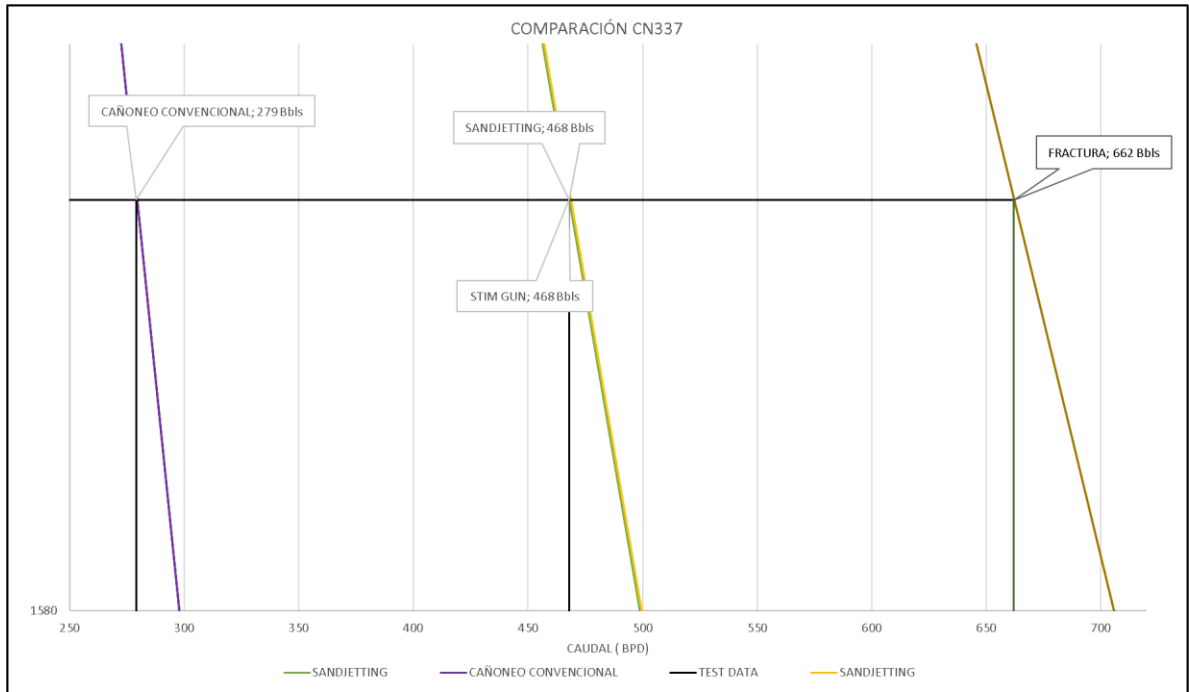
El fracturamiento permite establecer una conexión profunda y limpia con la formación, razón por la cual su inversión va a ser mayor, pero con mejores resultados en términos de producción. Dentro de las tres técnicas restantes, Sand Jetting obtuvo el mejor resultado (430 BPD), al ser el procedimiento con el menor impacto a nivel de daño, con la mayor área de contacto y por tanto con una mejor capacidad de flujo desde el yacimiento hacia el pozo. StimGun alcanza un resultado cercano a Sand Jetting (6.3%) gracias al sobrebalance-bajobalance dinámico que la técnica permite desempeñar dentro del pozo, garantizando una alta penetración gracias a la generación de microfracturas dentro del canal, además de limpieza por la condición de bajobalance. Era de esperarse el resultado más pobre por parte de la técnica convencional (258 BPD), debido a que con el uso de la misma se tiene una incertidumbre mayor, respecto a si logra o ultrapasar la zona de daño además de otros factores ya mencionados a lo largo del presente trabajo.

#### **6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO C**

El Pozo C originalmente fue completado con la técnica de conectividad pozo-yacimiento StimGun, por lo cual en este caso específico se hará un análisis comparativo de los resultados reales de StimGun con las técnicas de conectividad objeto de estudio Cañoneo convencional, Fracturamiento Hidráulico y Sand Jetting).

En la **Gráfica 26** se puede ver la comparación de las cuatro técnicas de conectividad mencionadas.

**Gráfica 26.** Comparación Cañoneo convencional, Fractura, Sand Jetting y StimGun Pozo C.



**Fuente.** elaboración propia.

A partir de los datos reales de producción con StimGun, y de los resultados obtenidos de las simulaciones, se realiza una comparación en términos de Índice de productividad para el pozo B, con la implementación de sand jetting y cañoneo convencional (ver **Tabla 29**).

**Tabla 29.** Comparación IP y Caudal Pozo C

Pozo C	Sand Jetting	StimGun	Convencional	Fractura
<b>Caudal bpd</b>	468	468	279	662
<b>IP* bpd/psi</b>	1,0612	1,0612	0,6326	1,5011

**Fuente.** elaboración propia.

\*Para todos los casos se estableció una presión de fondo de 1609PSI y una presión de yacimiento de 2050PSI.

Para el Pozo C, el resultado obtenido en la simulación de Sand Jetting fue de 468BPD el cual se ajusta exactamente al caudal real del Pozo C que fue cañoneado originalmente con StimGun. Durante el proceso de simulaciones, la variable más crítica o con efectos directos en el caudal de producción fue la longitud efectiva de penetración, debido a que afecta el área de contacto y la capacidad de flujo.

En este caso específico, la longitud efectiva de penetración promedio del StimGun fue de 38.4 in (**Tabla 18**) vs 39 in de Sand Jetting, lo que, para efectos prácticos,

pueden considerarse como iguales, dando como resultado una producción similar bajo una misma condición de presión de fondo fluyente y presión de yacimiento.

En la **Gráfica 26** se observa el beneficio de implementar la técnica StimGun respecto al cañoneo convencional, obteniendo un incremento de producción de 189BPD.

## **6.5 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA A USAR**

En este numeral se selecciona la técnica de conectividad pozo-yacimiento más adecuada para cada zona del campo (norte y sur), tomando como referencia los resultados de las simulaciones del capítulo 5.

**6.5.1 Zona Sur.** En la zona sur del campo se encuentra ubicado el Pozo A, con buenas propiedades petrofísicas (**Tabla 10**). La técnica StimGun no fue simulada para este pozo, ya que el objetivo principal de este método es generar microfracturas a partir de la expansión de un gas para formaciones con propiedades petrofísicas pobres, y las propiedades de las unidades k1 y k2 en esta zona norte del campo no justifica la implementación de esta técnica.

Con base en los resultados técnicos, la implementación de Sand Jetting arroja un incremento en la producción del 52% respecto a las técnicas convencionales, y por esta razón se recomienda la implementación de Sand Jetting en futuros pozos de esta zona. Cabe aclarar que los resultados con las técnicas convencionales en esta zona continúan siendo muy positivos, y las técnicas de Sand Jetting generan presión sobre el flujo de fondos y sobre la inversión inicial (evaluado en el capítulo financiero). Por lo tanto, la viabilidad de esta técnica se definirá mediante el análisis financiero, contemplado en el capítulo 7 de este documento.

**6.5.2 Zona Norte.** En la zona norte fueron evaluados dos pozos (B y C). En ambos casos se evidenció un incremento de la producción de hasta el 70% para las técnicas no convencionales respecto al cañoneo convencional. bajo una misma presión de fondo y yacimiento.

En el caso de la zona sur y tomando como base las simulaciones realizadas en el capítulo 5 del presente proyecto, los resultados de la implementación de Sand Jetting, fueron ligeramente superiores a los de StimGun en 17 BPD para el Pozo B. Por consiguiente, desde el punto de vista técnico se recomienda la implementación de la técnica de Sand Jetting para los pozos B y C. Sin embargo, al no obtener un diferencial de producción significativo respecto al StimGun, la selección se realiza desde la evaluación financiera.

Cabe mencionar que todas las simulaciones y análisis se realizaron bajo una misma presión de fondo y presión de yacimiento.

## 7. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se lleva a cabo el análisis financiero para la implementación de las técnicas de conectividad pozo-yacimiento con fluidos abrasivos y materiales propelentes. La elección de la técnica de conectividad adecuada para cada zona es muy importante para la producción de los pozos del campo objeto de estudio, ya que, en la zona norte, se tienen muy buenas propiedades petrofísicas, sin embargo, en la zona sur, las propiedades petrofísicas son pobres, y es necesario lograr una conectividad efectiva entre el pozo y el yacimiento.

Tal como se describe en los resultados de las simulaciones presentados previamente, la implementación de estas técnicas no necesariamente aumentaría la producción de hidrocarburos en los pozos objeto de estudio, ya que el pozo B actualmente cuenta con fracturamiento hidráulico, y el pozo C fue completado con StimGun. Sin embargo, como el objetivo de este proyecto es seleccionar la técnica de conectividad más conveniente para cada zona del campo, en este capítulo se procede a realizar una evaluación financiera de cada caso simulado por pozo, para una posterior comparación y selección de la técnica de conectividad adecuada.

La evaluación financiera se hace desde la perspectiva de la compañía operadora Ecopetrol S.A, utilizando el indicador de Valor Presente Neto (VPN). La unidad monetaria de valor constante es el dólar estadounidense (USD), la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) es del 10% efectivo anual, el horizonte de tiempo es de un año con períodos mensuales y además se colocó para los costos de CAPEX un 5% de imprevistos adicionales, a tener en cuenta en el flujo de caja. En este capítulo, se determinan igualmente los costos de inversión (CAPEX), Costos de Operación (OPEX) y los ingresos.

### 7.1. POZO A

Este pozo fue completado inicialmente con cañoneo convencional, y en este apartado se hace una comparación de esta técnica con Sand Jetting y Fracturamiento, las cuales fueron evaluadas a pedido de la compañía operadora. La longitud de intervalo cañoneado son 143 pies. Los costos de capital y operación, como el flujo de caja de ingresos y egresos se describen a continuación

**7.1.1. Análisis de costos de capital (CAPEX).** El termino CAPEX (Capital Expenditures), se refiere a la cantidad monetaria de inversión para adquirir o mejorar los activos para emprender un proyecto.

Los costos de inversión para la técnica de conectividad Cañoneo Convencional, Sand Jetting y Fractura se visualizan en la **Tabla 30**.

**Tabla 30.** CAPEX Pozo A

Costos de inversión pozo A	
Cañoneo convencional	\$ 553.867
Sand Jetting	\$ 918.000
Fractura	\$ 1.044.746

Fuente. elaboración propia.

**7.1.2. Análisis de costos de operación (OPEX).** Los costos de operación (Open Expenditures), se refiere a los costos asociados al mantenimiento del proyecto, es decir los costos que se incurren en mantener la producción y funcionamiento de este. Para el cañoneo convencional, Sand Jetting y StimGun, se tiene un estándar de los costos de operación, y se visualizan en la **Tabla 31**.

**Tabla 31.** OPEX Cañoneo Convencional, StimGun y Sand Jetting

Costos de OPEX	USD/BI
Costo operacional	\$3.85
Costo diluyente	\$3,06
Costo de desarrollo	\$3,02
<b>OPEX</b>	<b>\$9.93</b>

Fuente. elaboración propia.

Para hallar los costos de operación, al estar directamente asociados con la producción del pozo, es necesario calcular la producción acumulada de cada período, tomando como base los resultados obtenidos tanto en pruebas de producción como en las simulaciones en el caso de que la técnica aún no haya sido aplicada. Estos resultados serán usados como el caudal inicial del pozo, y para la producción de los siguientes períodos, se utilizará una declinación exponencial (**Ecuación 12**) con tasa constante del 2.2% mensual para todos los pozos.

**Ecuación 12.** Declinación exponencial de producción

$$q = q_i \times e^{-Dt}$$

Fuente: FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimiento. p. 508.

En la **Tabla 32** se encuentra la producción mensual y los costos de operación del pozo A, con cañoneo convencional.



**Tabla 32.** OPEX y producción mensual Pozo A (Cañoneo convencional)

Período (mensual)	Producción esperada (bbl/mes)	OPEX (Lift Cost)
1	28,138	\$279,407.84
2	24,830	\$246,557.62
3	26,857	\$266,691.76
4	25,372	\$251,948.12
5	25,594	\$254,152.80
6	24,179	\$240,102.35
7	24,391	\$242,203.37
8	23,801	\$236,347.71
9	22,486	\$223,281.59
10	22,682	\$225,235.42
11	21,428	\$212,783.63
12	21,616	\$214,645.60

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 33** se encuentra la producción mensual y los costos de operación del pozo A, con Sand Jetting.

**Tabla 33.** OPEX y producción mensual Pozo A (Sand Jetting)

Período (mensual)	Producción esperada (bbl/mes)	OPEX (Lift Cost)
1	42,315	\$420,183.65
2	37,340	\$370,782.31
3	40,389	\$401,060.76
4	38,156	\$378,888.73
5	38,490	\$382,204.21
6	36,362	\$361,074.64
7	36,680	\$364,234.23
8	35,793	\$355,428.27
9	33,815	\$335,778.97
10	34,110	\$338,717.21
11	32,225	\$319,991.75
12	32,507	\$322,791.84

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 34** se encuentra la producción mensual y los costos de operación del pozo A, con Fractura.

**Tabla 34.** OPEX y producción mensual Pozo A (Fractura)

Período (mensual)	Producción esperada (bbl/mes)	OPEX (Lift Cost)
1	61,299	\$702,481.40
2	54,092	\$619,890.07
3	58,509	\$670,510.91
4	55,274	\$633,442.75
5	55,758	\$638,985.70
6	52,675	\$603,660.36
7	53,136	\$608,942.71
8	51,852	\$594,220.52
9	48,985	\$561,369.96
10	49,414	\$566,282.24
11	46,682	\$534,976.20
12	47,091	\$539,657.52

Fuente. elaboración propia.

**7.1.3. Ingresos.** Los ingresos se definen financieramente como aquellas entradas que reciben las personas, empresas u organizaciones como remuneración a la actividad productiva que realizan. Los ingresos en este proyecto al igual que los costos de operación, están directamente relacionados con la producción mensual de los pozos, y con el precio del crudo marcador.

En la **Tabla 35** se encuentran relacionados los ingresos del pozo A en cada período, para Cañoneo convencional, tomando como precio base de barril de crudo 50USD.

**Tabla 35.** Ingresos Pozo A Cañoneo Convencional

Período (mensual)	Producción esperada (USD)
1	\$1,406,887.40
2	\$1,241,478.46
3	\$1,342,858.83
4	\$1,268,620.95
5	\$1,279,722.04
6	\$1,208,974.58
7	\$1,219,553.74
8	\$1,190,069.04
9	\$1,124,277.91
10	\$1,134,115.93

**Tabla 35.** (Continuación)

Período (mensual)	Producción esperada (USD)
11	\$1,071,418.07
12	\$1,080,793.54

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 36** se encuentran relacionados los ingresos del pozo A en cada período, para Sand Jetting, tomando como precio base de barril de crudo 50USD.

**Tabla 36.** Ingresos Pozo A con Sand Jetting

Período (mensual)	Producción esperada (USD)
1	\$2,115,728.36
2	\$1,866,980.40
3	\$2,019,439.88
4	\$1,907,798.25
5	\$1,924,492.48
6	\$1,818,099.88
7	\$1,834,009.21
8	\$1,789,669.04
9	\$1,690,729.94
10	\$1,705,524.72
11	\$1,611,237.41
12	\$1,625,336.58

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 37** se encuentran relacionados los ingresos del pozo A en cada período, para Fractura, tomando como precio base de barril de crudo 50USD.

**Tabla 37.** Ingresos Pozo A con Fractura

Período (mensual)	Producción esperada (USD)
1	\$3,064,927.58
2	\$2,704,581.47
3	\$2,925,440.28
4	\$2,763,711.82
5	\$2,787,895.75
6	\$2,633,771.22
7	\$2,656,818.10
8	\$2,592,585.19
9	\$2,449,258.11

**Tabla 37.** (Continuación)

Período (mensual)	Producción esperada (USD)
10	\$2,470,690.40
11	\$2,334,102.08
12	\$2,354,526.70

Fuente. elaboración propia.

**7.1.4. Egresos.** La ley 756 del 2002 que modifica el artículo 16 de la ley 141 de 1994, instaura una escala de regalías según la producción promedio diaria en barriles por día en boca de pozo, y para una producción igual o menor a 5.000 BOPD se establece un valor de 8% de regalías<sup>109</sup>.

En la **Tabla 38** se puede observar el valor a pagar de regalías para el pozo A, con Cañoneo Convencional

**Tabla 38.** Regalías Pozo A Cañoneo Convencional

Período (mensual)	Regalías (bbl/mes)	Regalías (USD)
1	2,251	\$112,550.99
2	1,986	\$99,318.28
3	2,149	\$107,428.71
4	2,030	\$101,489.68
5	2,048	\$102,377.76
6	1,934	\$96,717.97
7	1,951	\$97,564.30
8	1,904	\$95,205.52
9	1,799	\$89,942.23
10	1,815	\$90,729.27
11	1,714	\$85,713.45
12	1,729	\$86,463.48

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 39** se puede observar el valor a pagar de regalías para el pozo A, con Sand Jetting.

<sup>109</sup> COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 176. (25, julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario oficial. Bogotá, D.C., 2002. N°.44878. P.6.

**Tabla 39.** Regalías Pozo A Sand Jetting

Período (mensual)	Regalías (bbl/mes)	Regalías (USD)
1	3,385	\$169,258.27
2	2,987	\$149,358.43
3	3,231	\$161,555.19
4	3,052	\$152,623.86
5	3,079	\$153,959.40
6	2,909	\$145,447.99
7	2,934	\$146,720.74
8	2,863	\$143,173.52
9	2,705	\$135,258.40
10	2,729	\$136,441.98
11	2,578	\$128,898.99
12	2,601	\$130,026.93

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 40** se puede observar el valor a pagar de regalías para el pozo A, con Fractura.

**Tabla 40.** Regalías Pozo A Fractura

Período (mensual)	Regalías (bbl/mes)	Regalías (USD)
1	4,904	\$245,194.21
2	4,327	\$216,366.52
3	4,681	\$234,035.22
4	4,422	\$221,096.95
5	4,461	\$223,031.66
6	4,214	\$210,701.70
7	4,251	\$212,545.45
8	4,148	\$207,406.81
9	3,919	\$195,940.65
10	3,953	\$197,655.23
11	3,735	\$186,728.17
12	3,767	\$188,362.14

Fuente. elaboración propia.

**7.1.5. Evaluación financiera.** La evaluación financiera tiene como propósito establecer la viabilidad financiera del proyecto, se realizará usando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

- **Valor Presente Neto.** El valor presente neto (VPN) es el indicador financiero que traslada los ingresos y los egresos futuros a dinero de hoy, lo que facilita la toma de decisiones en términos prácticos. En la **Ecuación 4** se tiene la fórmula económica del valor presente neto.

**Ecuación 13.** Valor presente neto

$$VPN_t = \sum V_t * (1 + i)^{-t}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p 197.

Donde:

- $VPN$ , Valor presente neto.
- $V_t$ , Costo de inversión o costo de operación.
- $i$ , tasa de interés de oportunidad (TIO).
- $n$ , periodo de tiempo.

Como fue descrito, la TIO que utiliza la compañía operadora es de 10% efectivo anual. Los períodos del proyecto son mensuales, por lo cual se debe convertir la tasa de interés de oportunidad en una tasa nominal mensual (**Ecuación 5**).

**Ecuación 14.** Tasa nominal mensual

$$(1 + i_e)^n = (1 + i_{mensual})^n$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p 192.

$$(1 + 0,1)^1 = (1 + i_{mensual})^{12}$$

$$i_{mensual} = \sqrt[12]{(1 + 0,1)^1} - 1$$

$$i_{mensual} = 0,00797 \times 100 = 0,797$$

- **Flujo de caja.** Se determina como un flujo de entradas y salidas de efectivo que tiene una empresa en un período dado.

En la **Tabla 41** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para cañoneo convencional del pozo A. En la **Tabla 42** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el pozo A con la técnica de conectividad Sand Jetting. En la **Tabla 43** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el pozo A con la técnica de Fractura.

**Tabla 41.** Flujo de caja Pozo A (cañoneo convencional)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$1,406,887.40	\$1,241,478.46	\$1,342,858.83	\$1,268,620.95	\$1,279,722.04	\$1,208,974.58
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$279,407.84	\$246,557.62	\$266,691.76	\$251,948.12	\$254,152.80	\$240,102.35
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 1,127,479.6	\$ 994,920.8	\$ 1,076,167.1	\$ 1,016,672.8	\$ 1,025,569.2	\$ 968,872.2
<b>REGALIAS 8%</b>		\$112,550.99	\$99,318.28	\$107,428.71	\$101,489.68	\$102,377.76	\$96,717.97
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 1,014,928.6	\$ 895,602.6	\$ 968,738.4	\$ 915,183.2	\$ 923,191.5	\$ 872,154.3
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$533,867						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(533,867.00)</b>	<b>\$ 1,014,928.6</b>	<b>\$ 895,602.6</b>	<b>\$ 968,738.4</b>	<b>\$ 915,183.2</b>	<b>\$ 923,191.5</b>	<b>\$ 872,154.3</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$1,219,553.74	\$1,190,069.04	\$1,124,277.91	\$1,134,115.93	\$1,071,418.07	\$1,080,793.54	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$242,203.37	\$236,347.71	\$223,281.59	\$225,235.42	\$212,783.63	\$214,645.60	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 977,350.4	\$ 953,721.3	\$ 900,996.3	\$ 908,880.5	\$ 858,634.4	\$ 866,147.9	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$97,564.30	\$95,205.52	\$89,942.23	\$90,729.27	\$85,713.45	\$86,463.48	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 879,786.1	\$ 858,515.8	\$ 811,054.1	\$ 818,151.2	\$ 772,921.0	\$ 779,684.5	
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 879,786.1</b>	<b>\$ 858,515.8</b>	<b>\$ 811,054.1</b>	<b>\$ 818,151.2</b>	<b>\$ 772,921.0</b>	<b>\$ 779,684.5</b>	
<b>VPN</b>	\$9,396,614.70						

Fuente. elaboración propia.



**Tabla 42.** Flujo de caja Pozo A (Sand Jetting)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$2,115,728.36	\$1,866,980.40	\$2,019,439.88	\$1,907,798.25	\$1,924,492.48	\$1,818,099.88
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$420,183.65	\$370,782.31	\$401,060.76	\$378,888.73	\$382,204.21	\$361,074.64
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 1,695,544.7	\$ 1,496,198.1	\$ 1,618,379.1	\$ 1,528,909.5	\$ 1,542,288.3	\$ 1,457,025.2
<b>REGALIAS 8%</b>		\$169,258.27	\$149,358.43	\$161,555.19	\$152,623.86	\$153,959.40	\$145,447.99
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 1,526,286.4	\$ 1,346,839.7	\$ 1,456,823.9	\$ 1,376,285.7	\$ 1,388,328.9	\$ 1,311,577.3
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$918,000						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(918,000.00)</b>	<b>\$ 1,526,286.4</b>	<b>\$ 1,346,839.7</b>	<b>\$ 1,456,823.9</b>	<b>\$ 1,376,285.7</b>	<b>\$ 1,388,328.9</b>	<b>\$ 1,311,577.3</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$1,834,009.21	\$1,789,669.04	\$1,690,729.94	\$1,705,524.72	\$1,611,237.41	\$1,625,336.58	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$364,234.23	\$355,428.27	\$335,778.97	\$338,717.21	\$319,991.75	\$322,791.84	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 1,469,775.0	\$ 1,434,240.8	\$ 1,354,951.0	\$ 1,366,807.5	\$ 1,291,245.7	\$ 1,302,544.7	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$146,720.74	\$143,173.52	\$135,258.40	\$136,441.98	\$128,898.99	\$130,026.93	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 1,323,054.2	\$ 1,291,067.2	\$ 1,219,692.6	\$ 1,230,365.5	\$ 1,162,346.7	\$ 1,172,517.8	
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 1,323,054.2</b>	<b>\$ 1,291,067.2</b>	<b>\$ 1,219,692.6</b>	<b>\$ 1,230,365.5</b>	<b>\$ 1,162,346.7</b>	<b>\$ 1,172,517.8</b>	
<b>VPN</b>	\$14,016,729.9						

Fuente. elaboración propia.

**Tabla 43.** Flujo de caja Pozo A (Fractura)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$3,064,927.58	\$2,704,581.47	\$2,925,440.28	\$2,763,711.82	\$2,787,895.75	\$2,633,771.22
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$702,481.40	\$619,890.07	\$670,510.91	\$633,442.75	\$638,985.70	\$603,660.36
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 2,362,446.2	\$ 2,084,691.4	\$ 2,254,929.4	\$ 2,130,269.1	\$ 2,148,910.0	\$ 2,030,110.9
<b>REGALIAS 8%</b>		\$245,194.21	\$216,366.52	\$234,035.22	\$221,096.95	\$223,031.66	\$210,701.70
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 2,117,252.0	\$ 1,868,324.9	\$ 2,020,894.1	\$ 1,909,172.1	\$ 1,925,878.4	\$ 1,819,409.2
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	1,044,746						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(1,044,746.00)</b>	<b>\$ 2,117,252.0</b>	<b>\$ 1,868,324.9</b>	<b>\$ 2,020,894.1</b>	<b>\$ 1,909,172.1</b>	<b>\$ 1,925,878.4</b>	<b>\$ 1,819,409.2</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$2,656,818.10	\$2,592,585.19	\$2,449,258.11	\$2,470,690.40	\$2,334,102.08	\$2,354,526.70	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$608,942.71	\$594,220.52	\$561,369.96	\$566,282.24	\$534,976.20	\$539,657.52	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 2,047,875.4	\$ 1,998,364.7	\$ 1,887,888.1	\$ 1,904,408.2	\$ 1,799,125.9	\$ 1,814,869.2	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$212,545.45	\$207,406.81	\$195,940.65	\$197,655.23	\$186,728.17	\$188,362.14	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 1,835,329.9	\$ 1,790,957.8	\$ 1,691,947.5	\$ 1,706,752.9	\$ 1,612,397.7	\$ 1,626,507.0	
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 1,835,329.9</b>	<b>\$ 1,790,957.8</b>	<b>\$ 1,691,947.5</b>	<b>\$ 1,706,752.9</b>	<b>\$ 1,612,397.7</b>	<b>\$ 1,626,507.0</b>	
<b>VPN</b>	\$19,670,779.1						

Fuente. elaboración propia.

## 7.2. POZO B

Este pozo fue fracturado hidráulicamente y en este apartado se hace una comparación de esta técnica con Sand Jetting, StimGun, cañoneo convencional y Fractura. La longitud de intervalo cañoneado son 192 pies. Los costos de capital y operación, como el flujo de caja de ingresos y egresos se describen a continuación

**7.2.1. Análisis de costos de capital (CAPEX).** Los costos de inversión para la técnica de conectividad Cañoneo Convencional, Sand Jetting, StimGun y Fractura se visualizan en la **Tabla 44**.

**Tabla 44.** CAPEX Pozo B

Costos de inversión pozo B	
Cañoneo convencional	\$ 627.767
Sand Jetting	\$ 918.000
StimGun	\$ 599.054
Fractura	\$ 1.019.946

Fuente. elaboración propia.

**7.2.2. Análisis de costos de operación (OPEX).** Para el cañoneo convencional, Sand Jetting y StimGun, se tienen establecidos unos costos promedios que se describieron previamente en la **Tabla 31**. Por otro lado, en la **Tabla 45**, se muestran los costos de operación para pozos con Fracturamiento hidráulico.

**Tabla 45.** OPEX Fracturamiento hidráulico

OPEX	Fractura
Costo operacional (USD/BI)	\$3.99
Costo diluyente (USD/BI)	\$3.06
Costo de desarrollo (USD / BI)	\$4.41
OPEX (USD/BI)	\$11.46
<b>OPEX Total (USD)</b>	<b>\$3.308,11</b>

Fuente. elaboración propia.

Como se mencionó previamente, para hallar los costos de operación, al estar directamente asociados con la producción del pozo, es necesario calcular la producción acumulada de cada período, tomando como base los resultados obtenidos tanto en pruebas de producción como en las simulaciones en el caso de que la técnica aún no haya sido aplicada

En la **Tabla 46** se encuentra la producción mensual del pozo B estimada implementando las técnicas de conectividad de Sand Jetting, StimGun, Cañoneo Convencional y Fracturamiento hidráulico.

**Tabla 46.** Producción estimada Pozo B

Período (mensual)	Fractura (bbl/mes)	StimGun (bbl/mes)	Sand Jetting (bbl/mes)	Cañoneo convencional (bbl/mes)
1	8,844	6,605	6,877	4,126
2	7,804	5,828	6,068	3,641
3	8,441	6,304	6,564	3,938
4	7,974	5,956	6,201	3,720
5	8,044	6,008	6,255	3,753
6	7,599	5,676	5,909	3,546
7	7,666	5,725	5,961	3,577
8	7,481	5,587	5,817	3,490
9	7,067	5,278	5,495	3,297
10	7,129	5,324	5,543	3,326
11	6,735	5,030	5,237	3,142
12	6,794	5,074	5,283	3,170

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 47**, se muestra los costos operativos para el Pozo B con Fracturamiento hidráulico, e implementando las técnicas de conectividad de cañoneo convencional, Sand Jetting y StimGun.

**Tabla 47.** OPEX Pozo B

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
1	\$101,346.75	\$65,584.22	\$68,283.81	\$40,970.29
2	\$89,431.32	\$57,873.43	\$60,255.63	\$36,153.38
3	\$96,734.38	\$62,599.43	\$65,176.16	\$39,105.70
4	\$91,386.56	\$59,138.72	\$61,573.00	\$36,943.80
5	\$92,186.24	\$59,656.21	\$62,111.79	\$37,267.08
6	\$87,089.87	\$56,358.21	\$58,678.04	\$35,206.82
7	\$87,851.95	\$56,851.37	\$59,191.50	\$35,514.90
8	\$85,727.99	\$55,476.90	\$57,760.45	\$34,656.27
9	\$80,988.65	\$52,409.94	\$54,567.25	\$32,740.35
10	\$81,697.34	\$52,868.56	\$55,044.75	\$33,026.85
11	\$77,180.83	\$49,945.80	\$52,001.68	\$31,201.01
12	\$77,856.20	\$50,382.85	\$52,456.72	\$31,474.03

Fuente. elaboración propia.

**7.2.3. Ingresos.** En la **Tabla 48** se encuentran relacionados los ingresos del pozo B en cada período, para todas las técnicas evaluadas, tomando como precio base de barril de crudo 50USD.

**Tabla 48.** Ingresos Pozo B

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
1	\$442,176.03	\$330,232.73	\$343,825.85	\$206,295.51
2	\$390,189.03	\$291,406.99	\$303,401.95	\$182,041.17
3	\$422,052.25	\$315,203.58	\$328,178.06	\$196,906.84
4	\$398,719.74	\$297,778.03	\$310,035.24	\$186,021.14
5	\$402,208.75	\$300,383.75	\$312,748.21	\$187,648.93
6	\$379,973.26	\$283,777.49	\$295,458.41	\$177,275.05
7	\$383,298.22	\$286,260.70	\$298,043.82	\$178,826.29
8	\$374,031.36	\$279,339.88	\$290,838.13	\$174,502.88
9	\$353,353.61	\$263,897.00	\$274,759.59	\$164,855.75
10	\$356,445.64	\$266,206.24	\$277,163.88	\$166,298.33
11	\$336,740.09	\$251,489.44	\$261,841.30	\$157,104.78
12	\$339,686.75	\$253,690.10	\$264,132.55	\$158,479.53

Fuente. elaboración propia.

**7.2.4. Egresos.** Teniendo en cuenta la Ley 756 del 2002 mencionada con anterioridad, en la que se establece un valor del 8% de regalías<sup>110</sup>, se estima el monto que se debería pagar por regalías para el Pozo B (Ver **Tabla 49**) con Fracturamiento hidráulico, Cañoneo Convencional, StimGun y Sand Jetting.

**Tabla 49.** Regalías Pozo B

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
1	\$35,374.08	\$26,418.62	\$27,506.07	\$16,503.64
2	\$31,215.12	\$23,312.56	\$24,272.16	\$14,563.29
3	\$33,764.18	\$25,216.29	\$26,254.24	\$15,752.55
4	\$31,897.58	\$23,822.24	\$24,802.82	\$14,881.69
5	\$32,176.70	\$24,030.70	\$25,019.86	\$15,011.91
6	\$30,397.86	\$22,702.20	\$23,636.67	\$14,182.00
7	\$30,663.86	\$22,900.86	\$23,843.51	\$14,306.10
8	\$29,922.51	\$22,347.19	\$23,267.05	\$13,960.23

<sup>110</sup> COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 176. (25, julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

**Tabla 49.** (Continuación)

<b>Período (mensual)</b>	<b>Fractura (USD)</b>	<b>StimGun (USD)</b>	<b>Sand Jetting (USD)</b>	<b>Cañoneo convencional (USD)</b>
<b>9</b>	\$28,268.29	\$21,111.76	\$21,980.77	\$13,188.46
<b>10</b>	\$28,515.65	\$21,296.50	\$22,173.11	\$13,303.87
<b>11</b>	\$26,939.21	\$20,119.15	\$20,947.30	\$12,568.38
<b>12</b>	\$27,174.94	\$20,295.21	\$21,130.60	\$12,678.36

**Fuente.** elaboración propia.

**7.2.5. Evaluación financiera.** En la **Tabla 50** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el Pozo B, con fracturamiento hidráulico. En la **Tabla 51** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el pozo B con la técnica de conectividad Sand Jetting. En la **Tabla 52** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para cañoneo convencional del pozo B. En la **Tabla 53** Se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el pozo B con la técnica de conectividad StimGun.

**Tabla 50.** Flujo de caja Pozo B (Fracturamiento hidráulico)

<b>Flujo de caja neto</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>Ingresos</b>		\$442,176.03	\$390,189.03	\$422,052.25	\$398,719.74	\$402,208.75	\$379,973.26
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$101,346.75	\$89,431.32	\$96,734.38	\$91,386.56	\$92,186.24	\$87,089.87
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 340,829.3	\$ 300,757.7	\$ 325,317.9	\$ 307,333.2	\$ 310,022.5	\$ 292,883.4
<b>REGALIAS 8%</b>		\$35,374.08	\$31,215.12	\$33,764.18	\$31,897.58	\$32,176.70	\$30,397.86
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 305,455.2	\$ 269,542.6	\$ 291,553.7	\$ 275,435.6	\$ 277,845.8	\$ 262,485.5
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	1,019,946						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(1,019,946.00)</b>	<b>\$ 305,455.2</b>	<b>\$ 269,542.6</b>	<b>\$ 291,553.7</b>	<b>\$ 275,435.6</b>	<b>\$ 277,845.8</b>	<b>\$ 262,485.5</b>
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	
<b>Ingresos</b>	\$383,298.22	\$374,031.36	\$353,353.61	\$356,445.64	\$336,740.09	\$339,686.75	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$87,851.95	\$85,727.99	\$80,988.65	\$81,697.34	\$77,180.83	\$77,856.20	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 295,446.3	\$ 288,303.4	\$ 272,365.0	\$ 274,748.3	\$ 259,559.3	\$ 261,830.5	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$30,663.86	\$29,922.51	\$28,268.29	\$28,515.65	\$26,939.21	\$27,174.94	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 264,782.4	\$ 258,380.9	\$ 244,096.7	\$ 246,232.6	\$ 232,620.1	\$ 234,655.6	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 264,782.4</b>	<b>\$ 258,380.9</b>	<b>\$ 244,096.7</b>	<b>\$ 246,232.6</b>	<b>\$ 232,620.1</b>	<b>\$ 234,655.6</b>	
<b>VPN</b>	\$1,975,552.05						

Fuente. elaboración propia.

**Tabla 51.** Flujo de caja Pozo B (Sand Jetting)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$343,825.85	\$303,401.95	\$328,178.06	\$310,035.24	\$312,748.21	\$295,458.41
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$68,283.81	\$60,255.63	\$65,176.16	\$61,573.00	\$62,111.79	\$58,678.04
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 275,542.0	\$ 243,146.3	\$ 263,001.9	\$ 248,462.2	\$ 250,636.4	\$ 236,780.4
<b>REGALIAS 8%</b>		\$27,506.07	\$24,272.16	\$26,254.24	\$24,802.82	\$25,019.86	\$23,636.67
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 248,036.0	\$ 218,874.2	\$ 236,747.7	\$ 223,659.4	\$ 225,616.6	\$ 213,143.7
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$918,000						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(918,000.00)</b>	<b>\$ 248,036.0</b>	<b>\$ 218,874.2</b>	<b>\$ 236,747.7</b>	<b>\$ 223,659.4</b>	<b>\$ 225,616.6</b>	<b>\$ 213,143.7</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$298,043.82	\$290,838.13	\$274,759.59	\$277,163.88	\$261,841.30	\$264,132.55	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$59,191.50	\$57,760.45	\$54,567.25	\$55,044.75	\$52,001.68	\$52,456.72	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 238,852.3	\$ 233,077.7	\$ 220,192.3	\$ 222,119.1	\$ 209,839.6	\$ 211,675.8	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$23,843.51	\$23,267.05	\$21,980.77	\$22,173.11	\$20,947.30	\$21,130.60	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 215,008.8	\$ 209,810.6	\$ 198,211.6	\$ 199,946.0	\$ 188,892.3	\$ 190,545.2	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 215,008.8</b>	<b>\$ 209,810.6</b>	<b>\$ 198,211.6</b>	<b>\$ 199,946.0</b>	<b>\$ 188,892.3</b>	<b>\$ 190,545.2</b>	
<b>VPN</b>	\$1,515,116.88						

Fuente. elaboración propia.



**Tabla 52.** Flujo de caja Pozo B (Cañoneo convencional)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$ 206,295.51	\$ 182,041.17	\$ 196,906.84	\$ 186,021.14	\$ 187,648.93	\$ 177,275.05
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$ 40,970.29	\$ 36,153.38	\$ 39,105.70	\$ 36,943.80	\$ 37,267.08	\$ 35,206.82
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 165,325.2	\$ 145,887.8	\$ 157,801.1	\$ 149,077.3	\$ 150,381.9	\$ 142,068.2
<b>REGALIAS 8%</b>		\$ 16,503.64	\$ 14,563.29	\$ 15,752.55	\$ 14,881.69	\$ 15,011.91	\$ 14,182.00
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 148,821.6	\$ 131,324.5	\$ 142,048.6	\$ 134,195.7	\$ 135,369.9	\$ 127,886.2
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$ 627,767						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(627,767.00)</b>	<b>\$ 148,821.6</b>	<b>\$ 131,324.5</b>	<b>\$ 142,048.6</b>	<b>\$ 134,195.7</b>	<b>\$ 135,369.9</b>	<b>\$ 127,886.2</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$ 178,826.29	\$ 174,502.88	\$ 164,855.75	\$ 166,298.33	\$ 157,104.78	\$ 158,479.53	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$ 35,514.90	\$ 34,656.27	\$ 32,740.35	\$ 33,026.85	\$ 31,201.01	\$ 31,474.03	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 143,311.4	\$ 139,846.6	\$ 132,115.4	\$ 133,271.5	\$ 125,903.8	\$ 127,005.5	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$14,306.10	\$13,960.23	\$13,188.46	\$13,303.87	\$12,568.38	\$12,678.36	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 129,005.3	\$ 125,886.4	\$ 118,926.9	\$ 119,967.6	\$ 113,335.4	\$ 114,327.1	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 129,005.3</b>	<b>\$ 125,886.4</b>	<b>\$ 118,926.9</b>	<b>\$ 119,967.6</b>	<b>\$ 113,335.4</b>	<b>\$ 114,327.1</b>	
<b>VPN</b>	\$832,712.02						

Fuente. elaboración propia.

**Tabla 53.** Flujo de caja Pozo B (StimGun)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$ 330,232.73	\$ 291,406.99	\$ 315,203.58	\$ 297,778.03	\$ 300,383.75	\$ 283,777.49
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$ 65,584.2	\$ 57,873.4	\$ 62,599.4	\$ 59,138.7	\$ 59,656.2	\$ 56,358.2
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 264,648.5	\$ 233,533.6	\$ 252,604.1	\$ 238,639.3	\$ 240,727.5	\$ 227,419.3
<b>REGALIAS 8%</b>		\$ 26,418.62	\$ 23,312.56	\$ 25,216.29	\$ 23,822.24	\$ 24,030.70	\$ 22,702.20
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 238,229.9	\$ 210,221.0	\$ 227,387.9	\$ 214,817.1	\$ 216,696.8	\$ 204,717.1
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$ 599,054.00						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(599,054.00)</b>	<b>\$ 238,229.9</b>	<b>\$ 210,221.0</b>	<b>\$ 227,387.9</b>	<b>\$ 214,817.1</b>	<b>\$ 216,696.8</b>	<b>\$ 204,717.1</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$ 286,260.70	\$ 279,339.88	\$ 263,897.00	\$ 266,206.24	\$ 251,489.44	\$ 253,690.10	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$ 56,851.4	\$ 55,476.9	\$ 52,409.9	\$ 52,868.6	\$ 49,945.8	\$ 50,382.9	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 229,409.3	\$ 223,863.0	\$ 211,487.1	\$ 213,337.7	\$ 201,543.6	\$ 203,307.2	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$ 22,900.86	\$ 22,347.19	\$ 21,111.76	\$ 21,296.50	\$ 20,119.15	\$ 20,295.21	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 206,508.5	\$ 201,515.8	\$ 190,375.3	\$ 192,041.2	\$ 181,424.5	\$ 183,012.0	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 206,508.5</b>	<b>\$ 201,515.8</b>	<b>\$ 190,375.3</b>	<b>\$ 192,041.2</b>	<b>\$ 181,424.5</b>	<b>\$ 183,012.0</b>	
<b>VPN</b>	\$1,735,633.80						

Fuente. elaboración propia.

### 7.3. POZO C

Este pozo fue completado con la técnica de conectividad StimGun, y en este apartado se hace una comparación de esta técnica con Sand Jetting, Fractura y cañoneo convencional. La longitud de intervalo cañoneado son 179 pies. Los costos de capital y operación, como el flujo de caja de ingresos y egresos se describen a continuación

**7.3.1. Análisis de costos de capital (CAPEX).** Los costos de inversión para la técnica de conectividad Cañoneo Convencional, Sand Jetting, StimGun y Fractura se visualizan en la **Tabla 54**.

**Tabla 54.** CAPEX Pozo C

Costos de inversión pozo C	
Cañoneo convencional	\$ 599.054
Sand Jetting	\$ 918.000
StimGun	\$ 819.066
Fractura	\$ 1.109.933

Fuente. elaboración propia.

**7.3.2. Análisis de costos de operación (OPEX).** Para el cañoneo convencional, Sand Jetting y StimGun, se tienen establecidos unos costos promedios que se describieron previamente en la **Tabla 31**.

Como se mencionó previamente, para hallar los costos de operación, al estar directamente asociados con la producción del pozo, es necesario calcular la producción acumulada de cada período, tomando como base los resultados obtenidos tanto en pruebas de producción como en las simulaciones en el caso de que la técnica aún no haya sido aplicada

En la **Tabla 55** se encuentra la producción mensual del pozo C estimada implementando las técnicas de conectividad de Sand Jetting, StimGun, Fractura y Cañoneo Convencional.

**Tabla 55.** Producción estimada Pozo C

Período (mensual)	Fractura (bbl/mes)	StimGun (bbl/mes)	Sand Jetting (bbl/mes)	Cañoneo convencional (bbl/mes)
1	14,217	10,051	10,051	5,992
2	12,545	8,869	8,869	5,287
3	13,570	9,593	9,593	5,719
4	12,820	9,063	9,063	5,403
5	12,932	9,142	9,142	5,450

**Tabla 55.** (Continuación)

Período (mensual)	Fractura (bbl/mes)	StimGun (bbl/mes)	Sand Jetting (bbl/mes)	Cañoneo convencional (bbl/mes)
6	12,217	8,637	8,637	5,149
7	12,324	8,712	8,712	5,194
8	12,026	8,502	8,502	5,068
9	11,361	8,032	8,032	4,788
10	11,461	8,102	8,102	4,830
11	10,827	7,654	7,654	4,563
12	10,922	7,721	7,721	4,603

Fuente. elaboración propia.

En la **Tabla 56**, se muestra los costos operativos para el Pozo C con StimGun, e implementando las técnicas de conectividad de cañoneo convencional, fractura y Sand Jetting.

**Tabla 56.** OPEX Pozo C

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
1	\$162,925.92	\$99,802.79	\$99,802.79	\$59,497.82
2	\$143,770.58	\$88,068.89	\$88,068.89	\$52,502.61
3	\$155,511.03	\$95,260.68	\$95,260.68	\$56,790.02
4	\$146,913.84	\$89,994.34	\$89,994.34	\$53,650.47
5	\$148,199.42	\$90,781.84	\$90,781.84	\$54,119.94
6	\$140,006.44	\$85,763.11	\$85,763.11	\$51,128.01
7	\$141,231.57	\$86,513.58	\$86,513.58	\$51,575.40
8	\$137,817.07	\$84,421.97	\$84,421.97	\$50,328.48
9	\$130,198.06	\$79,754.83	\$79,754.83	\$47,546.15
10	\$131,337.36	\$80,452.73	\$80,452.73	\$47,962.20
11	\$124,076.58	\$76,005.03	\$76,005.03	\$45,310.69
12	\$125,162.32	\$76,670.11	\$76,670.11	\$45,707.18

Fuente. elaboración propia.

**7.3.3. Ingresos.** En la **Tabla 57** se encuentran relacionados los ingresos del pozo C en cada período, para todas las técnicas evaluadas, tomando como precio base de barril de crudo 50USD.

**Tabla 57.** Ingresos Pozo C

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
1	\$710,846.08	\$502,531.67	\$502,531.67	\$299,586.19
2	\$627,271.31	\$443,448.60	\$443,448.60	\$264,363.59
3	\$678,494.91	\$479,661.05	\$479,661.05	\$285,951.78
4	\$640,985.36	\$453,143.73	\$453,143.73	\$270,143.38
5	\$646,594.32	\$457,108.97	\$457,108.97	\$272,507.27
6	\$610,848.35	\$431,838.41	\$431,838.41	\$257,442.13
7	\$616,193.59	\$435,617.22	\$435,617.22	\$259,694.88
8	\$601,296.10	\$425,085.46	\$425,085.46	\$253,416.33
9	\$568,054.38	\$401,585.27	\$401,585.27	\$239,406.60
10	\$573,025.15	\$405,099.35	\$405,099.35	\$241,501.54
11	\$541,346.34	\$382,704.06	\$382,704.06	\$228,150.49
12	\$546,083.40	\$386,052.92	\$386,052.92	\$230,146.93

Fuente. elaboración propia.

**7.3.4. Egresos.** Teniendo en cuenta la Ley 756 del 2002 mencionada con anterioridad, en la que se establece un valor del 8% de regalías<sup>111</sup>, se estima el monto que se debería pagar por regalías para el Pozo C (Ver **Tabla 58**) con Cañoneo Convencional, StimGun, Fractura y Sand Jetting.

**Tabla 58.** Regalías Pozo C

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
1	\$56,867.69	\$40,202.53	\$40,202.53	\$23,966.89
2	\$50,181.70	\$35,475.89	\$35,475.89	\$21,149.09
3	\$54,279.59	\$38,372.88	\$38,372.88	\$22,876.14
4	\$51,278.83	\$36,251.50	\$36,251.50	\$21,611.47
5	\$51,727.55	\$36,568.72	\$36,568.72	\$21,800.58
6	\$48,867.87	\$34,547.07	\$34,547.07	\$20,595.37
7	\$49,295.49	\$34,849.38	\$34,849.38	\$20,775.59
8	\$48,103.69	\$34,006.84	\$34,006.84	\$20,273.31
9	\$45,444.35	\$32,126.82	\$32,126.82	\$19,152.53
10	\$45,842.01	\$32,407.95	\$32,407.95	\$19,320.12

<sup>111</sup> COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 176. (25, julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

**Tabla 58.** (Continuación)

Período (mensual)	Fractura (USD)	StimGun (USD)	Sand Jetting (USD)	Cañoneo convencional (USD)
11	\$43,307.71	\$30,616.32	\$30,616.32	\$18,252.04
12	\$43,686.67	\$30,884.23	\$30,884.23	\$18,411.75

**Fuente.** elaboración propia.

**7.3.5. Evaluación financiera.** En la **Tabla 59.** se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el pozo B con la técnica de conectividad StimGun. En la **Tabla 60** se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para el pozo B con la técnica de conectividad Sand Jetting. En la **Tabla 61** se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para cañoneo convencional del pozo B. En la **Tabla 62** se tiene el flujo de efectivo con su respectivo VPN para la fractura del pozo B.

**Tabla 59.** Flujo de caja Pozo C (StimGun)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$ 502,531.67	\$ 443,448.60	\$ 479,661.05	\$ 453,143.73	\$ 457,108.97	\$ 431,838.41
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$ 99,802.8	\$ 88,068.9	\$ 95,260.7	\$ 89,994.3	\$ 90,781.8	\$ 85,763.1
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 402,728.9	\$ 355,379.7	\$ 384,400.4	\$ 363,149.4	\$ 366,327.1	\$ 346,075.3
<b>REGALIAS 8%</b>		\$ 40,202.53	\$ 35,475.89	\$ 38,372.88	\$ 36,251.50	\$ 36,568.72	\$ 34,547.07
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 362,526.3	\$ 319,903.8	\$ 346,027.5	\$ 326,897.9	\$ 329,758.4	\$ 311,528.2
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$ 819,066.00						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(819,066.00)</b>	<b>\$ 362,526.3</b>	<b>\$ 319,903.8</b>	<b>\$ 346,027.5</b>	<b>\$ 326,897.9</b>	<b>\$ 329,758.4</b>	<b>\$ 311,528.2</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$ 435,617.22	\$ 425,085.46	\$ 401,585.27	\$ 405,099.35	\$ 382,704.06	\$ 386,052.92	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$ 86,513.6	\$ 84,422.0	\$ 79,754.8	\$ 80,452.7	\$ 76,005.0	\$ 76,670.1	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 349,103.6	\$ 340,663.5	\$ 321,830.4	\$ 324,646.6	\$ 306,699.0	\$ 309,382.8	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$34,849.38	\$34,006.84	\$32,126.82	\$32,407.95	\$30,616.32	\$30,884.23	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 314,254.3	\$ 306,656.7	\$ 289,703.6	\$ 292,238.7	\$ 276,082.7	\$ 278,498.6	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 314,254.3</b>	<b>\$ 306,656.7</b>	<b>\$ 289,703.6</b>	<b>\$ 292,238.7</b>	<b>\$ 276,082.7</b>	<b>\$ 278,498.6</b>	
<b>VPN</b>	\$2,733,013.09						

Fuente. elaboración propia.

**Tabla 60.** Flujo de caja Pozo C (Sand Jetting)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$ 502,531.67	\$ 443,448.60	\$ 479,661.05	\$ 453,143.73	\$ 457,108.97	\$ 431,838.41
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$ 99,802.79	\$ 88,068.89	\$ 95,260.68	\$ 89,994.34	\$ 90,781.84	\$ 85,763.11
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 402,728.9	\$ 355,379.7	\$ 384,400.4	\$ 363,149.4	\$ 366,327.1	\$ 346,075.3
<b>REGALIAS 8%</b>		\$ 40,202.53	\$ 35,475.89	\$ 38,372.88	\$ 36,251.50	\$ 36,568.72	\$ 34,547.07
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 362,526.3	\$ 319,903.8	\$ 346,027.5	\$ 326,897.9	\$ 329,758.4	\$ 311,528.2
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$918,000						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(918,000.00)</b>	<b>\$ 362,526.3</b>	<b>\$ 319,903.8</b>	<b>\$ 346,027.5</b>	<b>\$ 326,897.9</b>	<b>\$ 329,758.4</b>	<b>\$ 311,528.2</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$ 435,617.22	\$ 425,085.46	\$ 401,585.27	\$ 405,099.35	\$ 382,704.06	\$ 386,052.92	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$ 86,513.58	\$ 84,421.97	\$ 79,754.83	\$ 80,452.73	\$ 76,005.03	\$ 76,670.11	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 349,103.6	\$ 340,663.5	\$ 321,830.4	\$ 324,646.6	\$ 306,699.0	\$ 309,382.8	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$ 34,849.38	\$ 34,006.84	\$ 32,126.82	\$ 32,407.95	\$ 30,616.32	\$ 30,884.23	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 314,254.3	\$ 306,656.7	\$ 289,703.6	\$ 292,238.7	\$ 276,082.7	\$ 278,498.6	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 314,254.3</b>	<b>\$ 306,656.7</b>	<b>\$ 289,703.6</b>	<b>\$ 292,238.7</b>	<b>\$ 276,082.7</b>	<b>\$ 278,498.6</b>	
<b>VPN</b>	\$2,634,861.76						

Fuente. elaboración propia.



**Tabla 61.** Flujo de caja Pozo C (Cañoneo convencional)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$ 299,586.19	\$ 264,363.59	\$ 285,951.78	\$ 270,143.38	\$ 272,507.27	\$ 257,442.13
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$ 59,497.82	\$ 52,502.61	\$ 56,790.02	\$ 53,650.47	\$ 54,119.94	\$ 51,128.01
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 240,088.4	\$ 211,861.0	\$ 229,161.8	\$ 216,492.9	\$ 218,387.3	\$ 206,314.1
<b>REGALIAS 8%</b>		\$ 23,966.89	\$ 21,149.09	\$ 22,876.14	\$ 21,611.47	\$ 21,800.58	\$ 20,595.37
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 216,121.5	\$ 190,711.9	\$ 206,285.6	\$ 194,881.4	\$ 196,586.7	\$ 185,718.8
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	\$599,054						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(599,054.00)</b>	<b>\$ 216,121.5</b>	<b>\$ 190,711.9</b>	<b>\$ 206,285.6</b>	<b>\$ 194,881.4</b>	<b>\$ 196,586.7</b>	<b>\$ 185,718.8</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$ 259,694.88	\$ 253,416.33	\$ 239,406.60	\$ 241,501.54	\$ 228,150.49	\$ 230,146.93	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$ 51,575.40	\$ 50,328.48	\$ 47,546.15	\$ 47,962.20	\$ 45,310.69	\$ 45,707.18	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 208,119.5	\$ 203,087.9	\$ 191,860.5	\$ 193,539.3	\$ 182,839.8	\$ 184,439.8	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$ 20,775.59	\$ 20,273.31	\$ 19,152.53	\$ 19,320.12	\$ 18,252.04	\$ 18,411.75	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 187,343.9	\$ 182,814.5	\$ 172,707.9	\$ 174,219.2	\$ 164,587.8	\$ 166,028.0	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 187,343.9</b>	<b>\$ 182,814.5</b>	<b>\$ 172,707.9</b>	<b>\$ 174,219.2</b>	<b>\$ 164,587.8</b>	<b>\$ 166,028.0</b>	
<b>VPN</b>	\$1,519,407.88						

Fuente. elaboración propia.

**Tabla 62.** Flujo de caja Pozo C (Fracturamiento hidráulico)

Flujo de caja neto	0	1	2	3	4	5	6
<b>Ingresos</b>		\$ 710,846.08	\$ 627,271.31	\$ 678,494.91	\$ 640,985.36	\$ 646,594.32	\$ 610,848.35
<b>OPEX (Lift Cost)</b>		\$ 162,925.92	\$ 143,770.58	\$ 155,511.03	\$ 146,913.84	\$ 148,199.42	\$ 140,006.44
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		\$ 547,920.2	\$ 483,500.7	\$ 522,983.9	\$ 494,071.5	\$ 498,394.9	\$ 470,841.9
<b>REGALIAS 8%</b>		\$ 56,867.69	\$ 50,181.70	\$ 54,279.59	\$ 51,278.83	\$ 51,727.55	\$ 48,867.87
<b>Utilidad después de impuestos</b>		\$ 491,052.5	\$ 433,319.0	\$ 468,704.3	\$ 442,792.7	\$ 446,667.4	\$ 421,974.0
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Inversión fija</b>	1,109,933						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>(1,109,933.00)</b>	<b>\$ 491,052.5</b>	<b>\$ 433,319.0</b>	<b>\$ 468,704.3</b>	<b>\$ 442,792.7</b>	<b>\$ 446,667.4</b>	<b>\$ 421,974.0</b>
Flujo de caja neto	7	8	9	10	11	12	
<b>Ingresos</b>	\$ 616,193.59	\$ 601,296.10	\$ 568,054.38	\$ 573,025.15	\$ 541,346.34	\$ 546,083.40	
<b>OPEX (Lift Cost)</b>	\$ 141,231.57	\$ 137,817.07	\$ 130,198.06	\$ 131,337.36	\$ 124,076.58	\$ 125,162.32	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$ 474,962.0	\$ 463,479.0	\$ 437,856.3	\$ 441,687.8	\$ 417,269.8	\$ 420,921.1	
<b>REGALIAS 8%</b>	\$ 49,295.49	\$ 48,103.69	\$ 45,444.35	\$ 45,842.01	\$ 43,307.71	\$ 43,686.67	
<b>Utilidad después de impuestos</b>	\$ 425,666.5	\$ 415,375.3	\$ 392,412.0	\$ 395,845.8	\$ 373,962.0	\$ 377,234.4	
<b>INVERSIONES</b>							
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>\$ 425,666.5</b>	<b>\$ 415,375.3</b>	<b>\$ 392,412.0</b>	<b>\$ 395,845.8</b>	<b>\$ 373,962.0</b>	<b>\$ 377,234.4</b>	
<b>VPN</b>	\$3,701,465.19						

Fuente. elaboración propia.

#### 7.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS

A continuación, se muestran consolidados los resultados del valor presente neto para los tres pozos objeto de estudio. A partir de los resultados económicos se procede a seleccionar la técnica de conectividad más rentable para cada zona del campo (Norte y Sur).

**7.4.1. Zona Sur.** Con base en los resultados financieros presentados en la **Tabla 63** se establece que la rentabilidad de la técnica Sand Jetting con un horizonte de doce (12) meses es 48.08% mayor a la convencional y por tal razón se recomienda su implementación para la próxima campaña de perforación en esta zona.

**Tabla 63.** Resultados VPN Pozo A

Pozo A	Cañoneo convencional	Sand Jetting	Fractura
VPN	\$ 9,396,614.70	\$ 14,016,729.99	\$ 19,670,779.17

Fuente. elaboración propia.

**7.4.2. Zona Norte** En la zona sur fueron evaluados dos pozos (B y C). A partir de esta evaluación se determinó una mayor rentabilidad para StimGun tanto para el pozo B (Ver **Tabla 64**) como para el pozo C (Ver **Tabla 65**) sin tener en cuenta el fracturamiento. que en ambos casos resultó con un VPN mayor respecto a las otras técnicas de conectividad evaluadas.

Para el pozo B se tiene que la técnica StimGun obtiene una rentabilidad del 108% mayor respecto a la técnica convencional y un 26% mayor que la técnica Sand Jetting, la que a su vez es un 82% más rentable que el cañoneo convencional.

En el pozo C se tiene una situación similar al pozo B donde el StimGun obtiene una rentabilidad del 79% superior al cañoneo convencional, mientras que la técnica Sand Jetting alcanza un 73% adicional. La diferencia entre las técnicas StimGun y Sand Jetting es 6% a favor del StimGun.

El fracturamiento hidráulico respecto al cañoneo convencional termina siendo un 109% mayor en el pozo A, 132% superior en el pozo B y 143% mayor para el pozo C. Además, en esta técnica entre mayor tiempo de horizonte más rentabilidad genera comparándola con las otras técnicas estudiadas, pero su inversión inicial es comparativamente más alta, estando 574.000 USD por encima de una técnica convencional, 470.000 USD de StimGun y 220.000 USD de un Sand Jetting, generando una alta presión inicial sobre el flujo de fondos cuando este es limitado

Con base en lo anterior y para un horizonte de un año, la técnica recomendada para ser implementada en los pozos de la campaña de perforación de la zona sur es StimGun, la cual obtiene los mejores beneficios entre las tres técnicas objeto de estudio del presente proyecto, además de una inversión inicial moderada.

**Tabla 64.** Resultados VPN Pozo B

Pozo B	Cañoneo convencional	StimGun	Sand Jetting	Fracturamiento
VPN	\$ 832,712.02	\$ 1,735,633.80	\$ 1,515,116.88	\$ 1,975,552.05

Fuente. elaboración propia.

**Tabla 65.** Resultados VPN Pozo C

Pozo C	Cañoneo convencional	StimGun	Sand Jetting	Fracturamiento
VPN	\$1,519,407.88	\$2,733,013.09	\$2,634,861.76	\$3,701,465.19

Fuente. elaboración propia.

## 8. CONCLUSIONES

- La zona norte presenta excelentes características petrofísicas (promedio de 4250 mD permeabilidad y 22.3% de porosidad para el pozo A) y no se considera necesaria la implementación de técnicas no convencionales de conectividad pozo-yacimiento debido a que tiene un acuífero cercano y generar microfracturas con los métodos de conectividad no convencional puede ser riesgoso.
- Las técnicas de conectividad no convencionales evaluadas (Sand Jetting y Stim Gun), indican ser más efectivas en la conexión del canal creado con el yacimiento que las técnicas convencionales con base en los resultados técnicos y financieros, llegando a ser hasta un 70% más efectivas en términos de caudal de producción.
- Debido al radio de daño promedio de 15 in para la zona sur y 13 in promedio para la zona norte, se establece que las cargas convencionales tienen una incertidumbre mayor si logran establecer una conexión con la zona virgen del yacimiento, afectando así la producción de fluidos.
- A partir de la simulación del pozo A, se obtuvo que el método de deployment no afecta el caudal de producción y la diferencia entre técnicas convencionales estará condicionada por la selección de la carga y específicamente a la longitud de penetración de las mismas.
- Es importante cotejar todos los pozos bajo la misma presión de fondo y presión de yacimiento, en donde para el pozo A la presión de fondo debe ser 1728 Psi y la presión de yacimiento 2250 Psi, para el pozo B la presión de fondo debe ser 1504 Psi y la presión de yacimiento 1800 Psi, para el pozo la presión de fondo debe ser 1609 Psi y la presión de yacimiento 2050 Psi, y así lograr establecer una comparación directa y confiable.
- Se sugiere la implementación de la técnica StimGun en la zona sur del campo para la nueva campaña de perforación, debido a que, al compararla con las técnicas convencionales, esta logra una producción incremental de hasta un 67% en términos técnicos bajo un mismo diferencial de presión y es hasta un 65% más rentable en términos económicos.
- La técnica Sand Jetting a pesar de obtener una producción incremental ligeramente superior (6.58% para el pozo B) a la técnica Stim Gun, no termina siendo más rentable debido al mayor costo de inversión inicial que esta necesita.

- Para la compañía Ecopetrol S.A la implementación de la técnica Stim Gun representa un incremento de efectivo neto promedio de 800.000 USD en doce (12) meses de horizonte, respecto a una técnica convencional.

## 9. RECOMENDACIONES

- Hacer un análisis a profundidad del daño de formación presente en los pozos, y hacer un análisis nodal con una ecuación que le otorgue mayor peso a las variables de daño para no sobrestimar los caudales de producción.
- Calcular la propagación de fracturas, así como el estado de esfuerzos geomecánicos en software especializado con el fin de evaluar un comportamiento más ajustado a la realidad de las técnicas simuladas.
- Realizar una matriz de selección con base en los resultados obtenidos evaluando todos los parámetros geométricos y de equipo de subsuelo.
- Evaluar a profundidad el comportamiento y declinación de los pozos con técnicas no convencionales para lograr una estimación más acertada de producción y de esta manera establecer su impacto a nivel financiero.

## BIBLIOGRAFÍA

ACEROS, Savieth y SARMIENTO, Juan. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general del completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Proyecto integral de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2017.

ALLEN, Thomas. ROBERTS, Alan. Production Operations. Segunda Edición. Volumen 1. Tulsa, 1982.

ANH, Área de crudos pesados, informe de prospectividad, 2008, p 31. [en línea] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)

\_\_\_\_\_. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre 2012, p 48 [en línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

\_\_\_\_\_. Cuenca Llanos Orientales Estudio Integrado-Crudos Pesados-2006. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>.

\_\_\_\_\_. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. Diciembre 2009. p. 1. [en línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

\_\_\_\_\_. Producción fiscalizada crudo 2017. [en línea] [Consultado el 09 de Octubre de 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá. Fondo Educativo Panamericano, 2000.

BOAS MATAMOROS, Jaqueline; MARTÍNEZ ANDRADE, Ángel y ROMÁN, Héctor. Análisis Técnico y de Costos del uso del StimGun Como Método de Punzonamiento en algunos Pozos de Petroproducción. 2009.



BORRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. ISBN 978-958-98237-0-5. Pag 40 [en línea]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf) .

CASANOVA, Carlos M. Modelo 3D de distribución de la porosidad del yacimiento K1-Inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado para optar al título de Magister en Ciencias Geofísica. Bogota, D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias. 2016. P 14.

CÉSPEDES, Oscar Yesid. El Petróleo en el departamento del Meta 1859-2011. Junio. 2015. VOL ISSN: 1657-4605E, No 15. Guarracuco - Revista Científica, Corporación Universitaria del Meta, p. 12

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 176. (25, julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario oficial. Bogota, D.C., 2002. N°.44878.

COVIANDES. Peajes. [en línea] [citado Octubre 08 de 2018] Disponible en: <https://www.coviandes.com/peajes>

CUTHILL, David A. Propellant Assisted Perforating – An Effective Method for Reducing Formation Damage When Perforating. The Hague, Netherlands: SPE European Formation Damage Conference. 2001. SPE 68920-MS.

DOTSON, Thomas, FARR, James, FINDLEY, Earle. Advances in Sand Jet Perforating. Denver, USA: SPE 2009. SPE 123569

ECOPETROL S.A. Campo De Producción Castilla Alcanzo Nuevo Récord de Producción. Villavicencio, Colombia. [en línea] [Consultado el 09 de Octubre de 2018]. Disponible en: <http://goo.gl/KeUVF3>

\_\_\_\_\_. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado Agosto 30 de 2018] Disponible en: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

\_\_\_\_\_. Informe interno auditoria. 2016.

\_\_\_\_\_. Informe interno GDT. 2017.

\_\_\_\_\_. Guía para selección de tipo y sistema de cañoneo. 2017.

\_\_\_\_\_. Registro de profundidad de invasión pozo B, informe interno. 2018.

ELNAGA, Ashraf, *et al.* Propellant-Assisted Solution to Perforation Penetration and Breakdown-San Jorge Field, Argentina: Case Histories. Buenos Aires, Argentina: SPE 2007. SPE 108088-MS.

ETCHEVERRY, Carlos F.; CARNEIRO, Sergio y OLIVEIRA LEITE, Francisco. Single-Trip Perforation/Stimulation and Testing Method Removes Formation Damage, Reduces Operational Costs, and Increases Estimated Production in the Mato Rico Field in Parana Basin, Brazil. Lafayette, Louisiana: SPE 2000. SPE 58777-MS.

FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimiento.

FOLSE C., Kent *et al.* Field Performance of Propellant / Perforating Technologies to Enhance Placement of Proppant on High Risk Sand Control Completions. Kuala Lumpur: SPE, 2001. SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. SPE 72135-MS.

FOLSE C., Kent *et al.* Field Performance of Propellant / Perforating Technologies to Enhance Placement of Proppant on High Risk Sand Control Completions. Kuala Lumpur: SPE, 2001. SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. SPE 72135-MS

GILLIAT, Jim; SNIDER, Phillip M. y HANEY, Robert. A Review of Field Performance of New Propellant/Perforating Technologies. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers. 56469-MS. 1999.

GOOGLE EARTH. Disponible en: <https://earth.google.com/web/@4.43925867,-73.70613296,2577.92747714a,136479.35284512d,35y,0h,0t,0r>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LAKE, Larry W. and CLEGG, Joe Dunn. Petroleum engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering. 2007, p.2-20

LEA, James F. and BROWN, Kermit E. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Oct 1, .vol. 37, no. 10, p. 1751-1763

LEAL, Tulio. Manual de completación, Schlumberger, 2003.

PACHECO TORRES, Anyel. Evaluación del proceso de recañoneo de los pozos reacondicionados, en los yacimientos de crudo extrapesado en los Campos Cerro

Negro, PDVSA distrito morichal. Trabajo de grado. Profesional en Ingeniería de petróleos. Maturín. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería de petróleos. 2012.

PETROLEUM EXPERTS. IPM Suite. <http://www.petex.com/products/ipm-suite/>

\_\_\_\_\_. Prosper IPM – Single Well Model Overview User Manual. Versión 14. 2015.

POVEDA, Patrica, *et al.* History—Combining Extreme Overbalance and Dynamic Underbalance Perforating Techniques in Ecuador. Louisiana, USA: SPE 2013. SPE 166420.

REYES VIAMONTE, Sebastián y ROSETE VEGA, Miguel. Análisis de Productividad en Pozos de Aceite y Gas Disuelto en Formaciones Carbonatadas para Diferentes Terminaciones. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, México, DF.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2010.

SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. Diciembre 2011, p. 99.

SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. (2008).

SERGEY, E, *et al.* Efficiency Improvement of Abrasive Jet Perforation, Baku, Azerbaijan SPE 2015. SPE 177375-MS.

SHARMA, Mukul M. The Nature of the Compacted Zone Around Perforation Tunnels. SPE, 2000

SCHULTZ, Darcy, *et al.* Abrasive Perforating via Coiled Tubing Revisited. Texas: SPE 2007. SPE 107050.

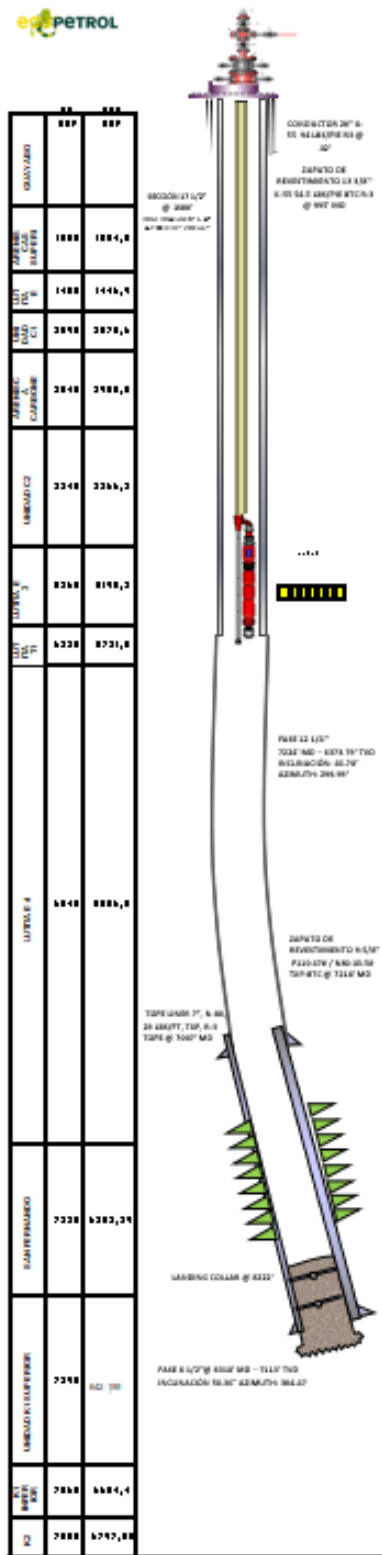
SPE. Petroleum Engineering Handbook. Volumen 4.

SUXIN, X, *et al.* Application of Deep Hydraulic Jet Perforating to Enhance Oil Production in Thin Reservoir with Bottom Water. Jakarta, Indonesia: SPE 2011. SPE 145978.

TORRADO, Lucia. MANN, Paul. Bhattacharya, Janok. Application of seismic attributes and spectral decomposition for reservoir characterization of a complex fluvial system: Case study of the Carbonera Formation, Llanos Foreland Basin, Colombia. University of Houston. Departamento de ciencias de la tierra. Agosto 2014, p.2.

## **ANEXOS**

# ANEXO A ESTADO MECÁNICO POZO A



Pozo		PZQ		Estado Actual		1228.2	92.55
Fecha Puesta	2008-10	12182310	Estado Max Refuso	1228.22			HD
Fecha Evaluación	10-08-10	10-08-10	Fecha del Puesto	8218			
Estado del Pozo	En Servicio	En Servicio	Fecha del Puesto	9273			
<b>Columna</b>	<b>Edificio</b>	<b>Peso [kg]</b>	<b>Costo</b>	<b>Yugo [kg]</b>	<b>Resaca [kg]</b>	<b>Capacidad [m³]</b>	<b>Nota [m]</b>
Externa	28"	94	C-88	8	42	8.2882	18.526
Interna	12.250"	84.8	C-88	44	398	8.188	12.488
Interna	9.828"	82	C-88	44	7318	8.8248	8.824
Yugo	7"	25	C-88	3228	8212	8.8282	8.828
<b>Detalle de la Columna</b>	<b>Edificio</b>	<b>Peso [kg]</b>	<b>Yugo [kg]</b>	<b>Resaca [kg]</b>	<b>Yugo Carga</b>	<b>Costo/Edif</b>	<b>Resaca [m]</b>
1800-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1800-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1800-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1800-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1800-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1200-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1200-18	C2	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1200-18	11.41	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
1200-18	11.41	12	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
<b>PHP</b>	<b>7922</b>						<b>148'</b>
<b>Detalle de los Yugos</b>							
<b>Yugo</b>	<b>Edificio</b>	<b>Peso [kg]</b>	<b>Yugo [kg]</b>	<b>Resaca [kg]</b>	<b>Yugo Carga</b>	<b>Costo/Edif</b>	<b>Resaca [m]</b>
YUGO 1	YUGO 1	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 2	YUGO 2	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 3	YUGO 3	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 4	YUGO 4	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 5	YUGO 5	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 6	YUGO 6	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 7	YUGO 7	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 8	YUGO 8	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 9	YUGO 9	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 10	YUGO 10	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 11	YUGO 11	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 12	YUGO 12	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 13	YUGO 13	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 14	YUGO 14	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 15	YUGO 15	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 16	YUGO 16	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 17	YUGO 17	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 18	YUGO 18	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 19	YUGO 19	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 20	YUGO 20	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 21	YUGO 21	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 22	YUGO 22	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 23	YUGO 23	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 24	YUGO 24	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 25	YUGO 25	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 26	YUGO 26	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 27	YUGO 27	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 28	YUGO 28	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 29	YUGO 29	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 30	YUGO 30	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 31	YUGO 31	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 32	YUGO 32	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 33	YUGO 33	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 34	YUGO 34	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 35	YUGO 35	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 36	YUGO 36	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 37	YUGO 37	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 38	YUGO 38	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 39	YUGO 39	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 40	YUGO 40	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 41	YUGO 41	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 42	YUGO 42	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 43	YUGO 43	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 44	YUGO 44	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 45	YUGO 45	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 46	YUGO 46	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 47	YUGO 47	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 48	YUGO 48	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 49	YUGO 49	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 50	YUGO 50	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 51	YUGO 51	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 52	YUGO 52	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 53	YUGO 53	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 54	YUGO 54	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 55	YUGO 55	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 56	YUGO 56	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 57	YUGO 57	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 58	YUGO 58	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 59	YUGO 59	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 60	YUGO 60	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 61	YUGO 61	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 62	YUGO 62	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 63	YUGO 63	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 64	YUGO 64	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 65	YUGO 65	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 66	YUGO 66	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 67	YUGO 67	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 68	YUGO 68	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 69	YUGO 69	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 70	YUGO 70	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 71	YUGO 71	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 72	YUGO 72	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 73	YUGO 73	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 74	YUGO 74	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 75	YUGO 75	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 76	YUGO 76	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 77	YUGO 77	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 78	YUGO 78	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 79	YUGO 79	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 80	YUGO 80	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 81	YUGO 81	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 82	YUGO 82	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 83	YUGO 83	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 84	YUGO 84	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 85	YUGO 85	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 86	YUGO 86	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 87	YUGO 87	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 88	YUGO 88	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 89	YUGO 89	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 90	YUGO 90	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 91	YUGO 91	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 92	YUGO 92	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 93	YUGO 93	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 94	YUGO 94	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 95	YUGO 95	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 96	YUGO 96	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 97	YUGO 97	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 98	YUGO 98	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 99	YUGO 99	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28
YUGO 100	YUGO 100	25	2528	2568	PRM82/PT	PRM82/PT	28



# ESTADO MECÁNICO POZO C

