

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL
CAÑONEO Y/O RECAÑONEO DE POZOS DE BAJO POTENCIAL.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**



MATY MARÍA DE LA HOZ NAVARRO

DIANA PATRICIA ORTIZ PULGARIN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL
CAÑONEO Y/O RECAÑONEO DE POZOS DE BAJO POTENCIAL.
APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**

**MATY MARÍA DE LA HOZ NAVARRO
DIANA PATRICIA ORTIZ PULGARIN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, M. Sc.**

**Codirector
Cesar Augusto Pineda
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

*A Dios, por ser mi luz y darme la fortaleza para seguir adelante
y alcanzar esta meta.*

*A mis Padres, Gaspar y Cira, por acompañarme y brindarme
todo su amor y apoyo a lo largo de mi vida.
Papitos, este es apenas el inicio... Los amo con todo mi corazón.*

*A mis hermanos, Vanessa, Juan Pablo y Jaime, por hacer parte
de este sueño y por todos los momentos de alegría que hemos y
seguiremos compartiendo. Los quiero Muchísimo.*

*A toda mi familia, muy especialmente a mi Abuelita Maty, por
su gran amor y cariño. Abue, mis vacaciones en Sincé, son el
mejor recuerdo de mi vida. Te amo.*

*A Diana, mi compañera de tesis y gran amiga. Pulguís, le doy
gracias a Dios por la oportunidad de conocernos y poder
caminar juntas hasta alcanzar nuestro sueño.
Muchos éxitos en tu vida amiga, Te Quiero Muchísimo.*

*A todos mis amigos, con especial cariño a Daniel, Andrés,
Mario, Chara, Libia, Marifer, Crespo y Joel, por brindarme su
amistad incondicional y por compartir tantos momentos de
felicidad conmigo. Los llevo en mi corazón.*

Matty María De la Hoz Navarro.

DEDICATORIA

A Dios que siempre me ha brindado la salud para realizar todos los proyectos que me he propuesto en mi vida.

A mi papí Edilberto que desde el cielo ha sido siempre mi ángel protector y salvador.

A mi mamá Edelmira y a mi abuela María que con sus sabios consejos, su comprensión y su ejemplo me han dado la fuerza y la confianza necesaria para poder seguir adelante y así realizar mis sueños.

A mi hermanito Juan Felipe que con su sonrisa me alegra los días difíciles que he tenido en mi vida y por que me ayuda a ser una mejor persona.

A mi tía Edilma y a toda mi familia por creer en mí, y por toda la ayuda que me han brindado para poder realizar mis estudios.

A mi compañera de tesis Matty María por que sin ella no habría soportado las traspasadas, ni las largas jornadas de estudio, por ser una buena amiga y por que sin ella esta tesis no sería lo mismo.

A todos mis amigos por ser tan especiales.

Muchas gracias a todos los quiero mucho.

Diana Patricia Ortiz Pulgarín

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. M.Sc Fernando Enrique Calvete, nuestro director, por su orientación, su sabiduría y sus buenos aportes. Por ser una gran guía en el desarrollo de nuestra tesis.

A la Ing. Marcia Benavides de la Schlumberger por guiarnos con todo su conocimiento, por su ayuda desinteresada en el desarrollo de este proyecto.

Al Ing. Cesar Augusto Pineda, codirector del proyecto por la orientación brindada para el desarrollo de esta.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a cada uno de sus profesores por que sin ellos no habría sido posible nuestro crecimiento intelectual y por la formación en ética que nos han enseñado.

Al Campo Escuela Colorado por brindarnos los recursos y la colaboración necesaria para el desarrollo del proyecto con éxito.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. OPERACIONES DE CAÑONEO	3
1.1 GENERALIDADES DE CAÑONEO	4
1.2 CAÑONEO	4
1.2.1 Estado mecánico del Pozo	5
1.2.2 Selección de las Formaciones Productoras a Cañonear	5
1.2.3 Número de las Formaciones a Cañonear en el Pozo	6
1.2.4 Diferencial de Presión entre el Pozo y la Formación	6
1.2.5 Características del Fluido del Pozo y de la Formación	8
1.2.6 Densidad de Tiros por Pie	8
1.2.7 Selección Apropiada del Tipo de Cañón y de Carga	9
1.3 TÉCNICAS DE CAÑONEO	9
1.3.1 Cañoneo por Medios Mecánicos	9
1.3.2 Cañoneo a Bala	10
1.3.3 Cañoneo a Chorro	11
1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO	12
1.4.1 Especificaciones de los Sistemas de Cañoneo Empleados	13
2. CAMPO ESCUELA COLORADO	21
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	21
2.1.1 Ubicación	21
2.1.2 Descripción Geológica	22
2.1.3 Historia de Desarrollo de Producción	26
2.2 OPERACIONES DE CAÑONEO DEL CAMPO COLORADO	29
3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DE CAÑONEO Y/O RECAÑONEO	30

3.1	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	30
3.2	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO COLORADO	50
3.3	OPERACIÓN DE CAÑONEO Y RECAÑONEO EN EL CAMPO	80
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	113
4.1	INVERSIÓN NETA INICIAL	114
4.2	FLUJO DE EFECTIVO	114
4.3	COSTOS	115
	4.3.1 Según el área donde se consumen	116
	4.3.2 Según su identificación	116
	4.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo	117
	4.3.4 Según su importancia en la toma de decisiones	117
	4.3.5 Según su comportamiento	118
4.4	IMPUESTOS	121
4.5	DEPRECIACIÓN	122
	4.5.1 Métodos de Depreciación	123
4.6	AMORTIZACIÓN	125
4.7	CONVENIENCIA DEL PROYECTO	126
	4.7.1 Valor Presente Neto (VPN)	126
	4.7.2 Tasa de Rendimiento Económico	129
	4.7.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)	130
	4.7.2.2 Tasa Promedio de Retorno (TPR)	131
	4.7.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión o <i>Payback</i> Time	132
	4.7.3.1 Tiempo de Recuperación Simple o <i>Payback</i> Simple	132
	4.7.3.2 Tiempo de recuperación Ajustado o <i>Payback</i> Ajustado	134
4.8	INGRESOS	136
4.9	PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	137
4.10	IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA	140
	4.10.1 Regalías	140

4.10.2 Impuesto de Renta	141
4.11 FLUJOS DE EFECTIVO	142
4.11.1 Flujos de Efectivo para el Proyecto	142
4.11.2 Flujos de Efectivo para el Inversionista	143
4.12 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO	144
4.12.1 Valor Presente Neto (VPN) para el Proyecto	144
4.12.2 Tasa Interna de Retorno para el Proyecto	145
4.12.3 Tasa Promedio de Retorno para el Proyecto	145
4.12.4 <i>Payback</i> Simple	145
4.12.5 <i>Payback</i> Ajustado	146
4.13 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	146
4.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EL CAMPO COLORADO	148
4.14.1 Producción de los Pozos luego de las Operaciones	149
4.14.2 Costos de la Operación	172
4.14.3 Ingresos de la Operación	173
4.14.4 Estimación de las Indicadores Económicos del Proyecto	174
5. CONCLUSIONES	179
6. RECOMENDACIONES	180
BIBLIOGRAFÍA	181

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ejecución de disparos para el control de la producción de arena.	5
Figura 2. Disparos con condiciones de presión balanceada y desbalanceada.	7
Figura 3. Enerjet.	14
Figura 4. PIVOT Guns	15
Figura 5. PowerSpiral	16
Figura 6. High Efficiency Guns (HEGS)	17
Figura 7. High Shot Density (HSD)	18
Figura 8. PURE Guns	19
Figura 9. OrientXACT Guns	20
Figura 10. Localización del Campo Colorado	22
Figura 11. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	23
Figura 12. Estructura del Campo Colorado	24
Figura 13. Historia de producción del Campo Colorado	27
Figura 14. Facilidades actuales de producción del Campo Colorado	28
Figura 15. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo.	32
Figura 16. Registro típico de un pozo	34
Figura 17. Estado mecánico típico de un pozo	35
Figura 18. Radio de Productividad	40
Figura 19. Radio de productividad vs Longitud de penetración	41
Figura 20. Comportamiento histórico de producción del pozo COL-70	52
Figura 21. Registros pozo COLORADO - 70	56

Figura 22. Registros pozo COLORADO - 70	57
Figura 23. Estado mecánico pozo COLORADO - 70	58
Figura 24. Daño de cañoneo efectivo vs Densidad de tiro	64
Figura 25. Daño de cañoneo efectivo vs Zona dañada	65
Figura 26. Sistema de cañoneo	66
Figura 27. Curva IPR para el pozo Colorado - 70	68
Figura 28. Curva IPR para el pozo Colorado - 70	74
Figura 29. Curva de declinación Colorado - 70	75
Figura 30. Relación VPN (US\$) vs $i(\%)$ para el desarrollo del proyecto	78
Figura 31. Relación Payback ajustado (AÑO) vs $I(\%)$ para el desarrollo del proyecto.	78
Figura 32. Representación del flujo efectivo de caja	115
Figura 33. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción	118
Figura 34. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción	119
Figura 35. Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la producción	120
Figura 36. Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la producción	120
Figura 37. Representación del valor presente	127
Figura 38. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés	129
Figura 39. Representación gráfica del TIR	131
Figura 40. Representación gráfica del Payback simple	134
Figura 41. Representación gráfica del Payback ajustado	135
Figura 42. Calculo de los ingresos	136
Figura 43. Variación del precio del crudo WTI entre diciembre de 2008 y enero de 2009	140
Figura 44. Gráfica de resultados VPN vs $i(\%)$	147
Figura 45. Gráfica de resultados payback ajustado vs $i(\%)$	148

Figura 46. Variación del precio del barril de petróleo WTI hasta el año 2012	149
Figura 47. Curva IPR para el pozo Colorado - 70	153
Figura 48. Curva IPR para el pozo Colorado - 03	154
Figura 49. Curva IPR para el pozo Colorado – 12	154
Figura 50. Curva IPR para el pozo Colorado – 25	155
Figura 51. Curva IPR para el pozo Colorado – 36	155
Figura 52. Curva IPR para el pozo Colorado – 37	156
Figura 53. Curva IPR para el pozo Colorado – 38	156
Figura 54. Curva IPR para el pozo Colorado – 45	157
Figura 55. Curva IPR para el pozo Colorado – 49	157
Figura 56. Curva IPR para el pozo Colorado – 55	158
Figura 57. Curva IPR para el pozo Colorado – 58	158
Figura 58. Curva IPR para el pozo Colorado – 67	159
Figura 59. Curva IPR para el pozo Colorado – 69	159
Figura 60. Curva IPR para el pozo Colorado – 75	160
Figura 61. Curva IPR para el pozo Colorado - 76	160
Figura 62. Curva de declinación Colorado – 03	162
Figura 63. Curva de declinación Colorado – 12	162
Figura 64. Curva de declinación Colorado – 25	163
Figura 65. Curva de declinación Colorado – 36	163
Figura 66. Curva de declinación Colorado – 37	164
Figura 67. Curva de declinación Colorado – 38	164
Figura 68. Curva de declinación Colorado – 45	165
Figura 69. Curva de declinación Colorado – 49	165
Figura 70. Curva de declinación Colorado – 55	166
Figura 71. Curva de declinación Colorado – 58	166
Figura 72. Curva de declinación Colorado – 67	167

Figura 73. Curva de declinación Colorado – 69	167
Figura 74. Curva de declinación Colorado – 70	168
Figura 75. Curva de declinación Colorado – 75	168
Figura 76. Curva de declinación Colorado – 75	169
Figura 77. Relación VPN (US\$) vs $i(\%)$ para la implementación de las operaciones de cañoneo y recañoneo en el Campo Colorado	177
Figura 78. Relación payback ajustado (AÑO) vs $i(\%)$ para la implementación de las operaciones de cañoneo y recañoneo en el Campo Colorado	178
Figura 79. Flujo de caja para el desarrollo del proyecto	179

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen de las características principales de los sistemas de cañoneo	20
Tabla 2. Datos básicos de las propiedades de las arenas	25
Tabla 3. Datos básicos del yacimiento	26
Tabla 4. Estado mecánico de los pozos del Campo Colorado	29
Tabla 5. Resumen de Datos Mecánicos y Comportamiento de los Sistemas de Cañoneo	43
Tabla 6. Información Colorado 70	51
Tabla 7. Resumen de los Parámetros de selección del Pozo Colorado 70	53
Tabla 8. Candidatos Potenciales Pozos Activos Campo Escuela Colorado	54
Tabla 9. Candidatos Potenciales Pozos Inactivos Campo Escuela Colorado	55
Tabla 10. Valores de los Parámetros	59
Tabla 11. Resumen de Datos Mecánicos y Comportamiento de los Sistemas de Cañoneo	62
Tabla 12. Parámetros para el Cálculo de la Curva IPR Colorado 70	67
Tabla 13. Intervalos a Recañonear	69
Tabla 14. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración	72
Tabla 15. Parámetros Requeridos para el Desarrollo de las Curvas IPR	73
Tabla 16. Resumen de Productividad del Pozo Colorado 70	74
Tabla 17. Relación de Costos para el Pozo Colorado 70	76

Tabla 18. Flujo de Caja para el Pozo Colorado 70	76
Tabla 19. Evaluación Económica de las Operaciones para Diferentes Tasas de Oportunidad	77
Tabla 20. Variables Económicas, Operaciones de Cañoneo y/o Recañoneo en el Campo Colorado	79
Tabla 21. Intervalos a Recañonear COL – 3	80
Tabla 22. Intervalos a ser Cañoneados	81
Tabla 23. Intervalos a Recañonear	81
Tabla 24. Intervalos a ser Cañoneados COL - 25	82
Tabla 25. Intervalos a recañonear COL - 25	82
Tabla 26. Intervalos a ser Cañoneados COL - 36	83
Tabla 27. Intervalos a Recañonear COL - 36	83
Tabla 28. Intervalos a Recañonear COL - 37	84
Tabla 29. Intervalos a Recañonear COL - 38	86
Tabla 30. Intervalos a Recañonear COL – 45	87
Tabla 31. Intervalos a Recañonear COL – 49	88
Tabla 32. Intervalos a Recañonear COL – 55	89
Tabla 33. Intervalos a Recañonear COL – 58	90
Tabla 34. Intervalos a Recañonear COL – 67	91
Tabla 35. Intervalos a Recañonear COL – 69	92
Tabla 36. Intervalos a Recañonear COL – 70	93
Tabla 37. Intervalos a Recañonear COL - 75	94
Tabla 38. Intervalos a Recañonear COL - 76	94
Tabla 39. Resultados de la metodología para el pozo COL – 3	96
Tabla 40. Resultados de la metodología para el pozo COL – 12	97
Tabla 41. Resultados de la metodología para el pozo COL – 25	98
Tabla 42. Resultados de la metodología para el pozo COL – 36	99
Tabla 43. Resultados de la metodología para el pozo COL – 37	100
Tabla 44. Resultados de la metodología para el pozo COL – 38	101

Tabla 45. Resultados de la metodología para el pozo COL – 45	102
Tabla 46. Resultados de la metodología para el pozo COL – 49	103
Tabla 47. Resultados de la metodología para el pozo COL – 55	104
Tabla 48. Resultados de la metodología para el pozo COL – 58	105
Tabla 49. Resultados de la metodología para el pozo COL – 67	106
Tabla 50. Resultados de la metodología para el pozo COL – 69	107
Tabla 51. Resultados de la metodología para el pozo COL – 70	108
Tabla 52. Resultados de la metodología para el pozo COL – 75	109
Tabla 53. Resultados de la metodología para el pozo COL – 76	110
Tabla 54. Estimación Total de Pies a Cañonear y del Tiempo	111
Tabla 55. Resultado de la Aplicación de las Ecuaciones	112
Tabla 56. Escala para Determinar las Regalías en Crudos Livianos y Semilivianos	141
Tabla 57. Cálculo del Flujo de Efectivo para el Proyecto	143
Tabla 58. Cálculo del Flujo de Efectivo para el Inversionista	144
Tabla 59. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración	151
Tabla 60. Parámetros Requeridos para el Desarrollo de las Curvas IPR	152
Tabla 61. Datos de Producción Obtenidos a partir de las Curvas IPR	161
Tabla 62. Comparativo entre el Cañón Óptimo y el Cañón Real	170
Tabla 63. Especificaciones de los Fluidos de Completamiento	174
Tabla 64. Relación de Costos de Cañoneo y/o Recañoneo Pozos Campo Colorado	175
Tabla 65. Flujo de Caja para el Proyecto	176
Tabla 66. Evaluación Económica para Diferentes Tasas de Oportunidad	177
Tabla 67. Variables Económicas Operaciones de Cañoneo y/o Recañoneo en el Campo Colorado	180

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL CAÑONEO Y/O RECAÑEO DE POZOS DE BAJO POTENCIAL. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.*

**AUTORES: MATY MARÍA DE LA HOZ NAVARRO
DIANA PATRICIA ORTIZ PULGARIN****

PALABRAS CLAVES: Campos Maduros, Cañoneo, Densidad de Tiro, Penetración en la Formación, Metodología, Campo Colorado.

DESCRIPCIÓN

En el campo de la industria petrolera todo trabajo que se vaya a realizar siempre persigue obtener los mejores resultados con el mínimo de costo; para lograr esto se debe tener muy claro los objetivos que se persiguen y el mejor conocimiento sobre los medios que se van a utilizar para lograrlos; además de cada uno de los parámetros requeridos durante el desarrollo de los mismos.

En la presente investigación se desarrolló una metodología para seleccionar, diseñar y ejecutar las operaciones de cañoneo o recañoneo por medio de técnicas modernas de análisis; centrándose el interés del estudio en los campos maduros; con el fin de incrementar la producción de crudo en el Campo Colorado. Inicialmente, se realizó un estudio sobre las técnicas de cañoneo y recañoneo para lo cual se investigó los tipos de cañones, los parámetros a tener en cuenta y los factores que inciden en estos.

Posteriormente, se implementó la metodología desarrollada en el Campo Colorado por medio de las ecuaciones que determinan el daño, la penetración y demás parámetros necesarios para obtener el tipo de cañón a ser utilizado. Por último en base a los resultados obtenidos con las ecuaciones se analizaron para hacer las respectivas especificaciones a cerca del diseño a implementar en los pozos del Campo Escuela Colorado para la operación de cañoneo o recañoneo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ. Co-Director UIS: ING. CESAR AUGUSTO PINEDA. Co-Director ECOPETROL-ICP: ING. JAVIER DURÁN SERRANO

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE SELECTION, DESIGN AND IMPLEMENTATION OF PERFORATING OR RE-PERFORATING LOW POTENTIAL WELLS. APPLICATION: COLORADO FIELD.*

AUTHORS: MATY MARÍA DE LA HOZ NAVARRO

DIANA PATRICIA ORTIZ PULGARIN**

KEY WORDS: Mature Field, Perforating, Shot Density, Formation Penetration, Methodology, Colorado Field.

DESCRIPTION

In the area of oil industry all work to be undertaken always pursuing the best results with minimal cost, to achieve this must be very clear about the objectives pursued and the best knowledge on ways to be used to achieve them, as well, as each of the parameters required for the development of the same.

In the present study developed a methodology for selecting, designing and implementing the perforating or re-perforating through modern techniques of analysis, focusing the interest of the study in mature Fields, in order to increase crude Production in the Field Colorado. Initially, a study on the techniques of perforating and re-perforating which investigated the types of guns, the parameters to take into account and the factors affecting these.

Subsequently, the methodology developed was implemented in Field Colorado through the equations that determine the damage, penetration and other parameters necessary to obtain the type of gun to be used. The results were analyzed with the equations for the different specifications about the design to be implemented in the wells in the Colorado Field for the shooting or re-perforating operations. For last an analysis was developed to determine the economic viability of implementing perforating and re-perforating operations in the Colorado field, as well as the time when return on investment.

* Work Degree

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ. Co-Director UIS: ING. CESAR AUGUSTO PINEDA. Co-Director ECOPETROL-ICP: ING

INTRODUCCIÓN

La alta demanda de hidrocarburos, los pocos hallazgos de yacimientos que suministren las suficientes reservas y la necesidad de aumentarlas, han hecho que las partes interesadas se enfoquen en campos maduros, lo cual hace necesario la implementación de nuevas técnicas que permitan incrementar la tasa de producción en dichos campos.

Para esto, se desarrolló una metodología que permite hacer la selección, el diseño y la ejecución del cañoneo o el recañoneo en los pozos de bajo potencial, con el fin de incrementar su tasa de producción.

En la estructuración de la metodología, se tuvo en cuenta los datos históricos de producción de los pozos para hacer su selección, seguido del análisis de las propiedades del yacimiento, y el estudio de los registros realizados en cada uno de los pozos para la determinación de los mejores intervalos productores a ser cañoneados o recañoneados. El desarrollo se realizó mediante el uso de las correlaciones correspondientes a los diferentes parámetros necesarios para las operaciones de cañoneo y recañoneo.

La aplicación de esta metodología se realizó en el Campo Escuela Colorado, donde se analizaron las técnicas de cañoneo empleadas anteriormente en los pozos, encontradas en los archivos de pozo (well files), lográndose mejorar el análisis realizado para la implementación de la metodología, de tal manera que se pudo obtener resultados óptimos de acuerdo a las características de cada pozo.

Adicionalmente, se realizó un análisis económico para de esta manera determinar la viabilidad del proyecto y la recuperación de la inversión a partir de las curvas de índice de productividad y de la relación de costos y gastos para el desarrollo del proyecto. Teniendo en cuenta los historiales de producción, así como las tasas de declinación de los pozos.

Este trabajo, se desarrolló en base a los conocimientos de Ingeniería adquiridos; se espera que aporte algunos elementos del saber, en procura de fortalecer la investigación y el desarrollo en el Campo Escuela Colorado, cumpliendo con los objetivos estipulados por la Universidad Industrial de Santander.

1. OPERACIONES DE CAÑONEO

1.1 GENERALIDADES DE CAÑONEO

Los completamientos con disparos desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos. Desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta el completamiento e intervención de remediación, el disparo es un elemento clave para el éxito de la exploración, la producción económica de petróleo y gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. El proceso de disparo genera en forma instantánea orificios en el revestidor de acero, en el cemento circundante y en la formación.

Tanto la productividad como la inyektividad del pozo dependen fundamentalmente de la caída de presión en las cercanías del hueco, la cual habitualmente se computa a través del factor de daño. Este factor depende del tipo de completamiento, del daño de la formación y de los parámetros de los disparos.

La base principal en las operaciones de cañoneo en un pozo en su etapa de completamiento, es maximizar la productividad del mismo, minimizando para ello el efecto del daño en la formación que restringe el flujo hacia el pozo. Este daño se causa durante la perforación, cuando esta se realiza con un diferencial de presión *overbalanced*¹ (sobrealanceado), durante la cementación o en el mismo proceso de cañoneo.

Para esto, es necesario no desviarse de los objetivos fundamentales que se persiguen con el cañoneo en pozo, dentro de los cuales se encuentran:

- ◆ Establecer una efectiva comunicación entre la formación productora y el interior del pozo, perforando el revestimiento.

¹ *Overbalanced*, cuando la Presión del Pozo es mayor que la Presión del Yacimiento.

- ◆ Penetrar en la formación productora tanto como sea posible.
- ◆ Obtener la máxima tasa de flujo, una vez implementada las operaciones de cañoneo.
- ◆ Lograr una entrada de hueco redonda y pulida en el revestimiento. Lo cual evita el daño de los empaques de caucho, herramientas, instrumentos, etc. Que se tengan que bajar al pozo en trabajos posteriores.
- ◆ Que los daños producidos por la operación de cañoneo sobre el revestimiento, el cemento y la formación sean mínimos.
- ◆ Lograr que la profundidad del intervalo que se cañoneó sea lo más precisa posible, de tal manera que la zona cañoneada sea la zona de aceite y no la zona donde esté el contacto de agua o gas.

Para lograr que la operación de cañoneo sea exitosa, y cumpla los objetivos fundamentales anteriormente especificados, se deben tener claros los conceptos de cañoneo, y de los factores que influyen en esta operación. A continuación se especificarán estos conceptos.

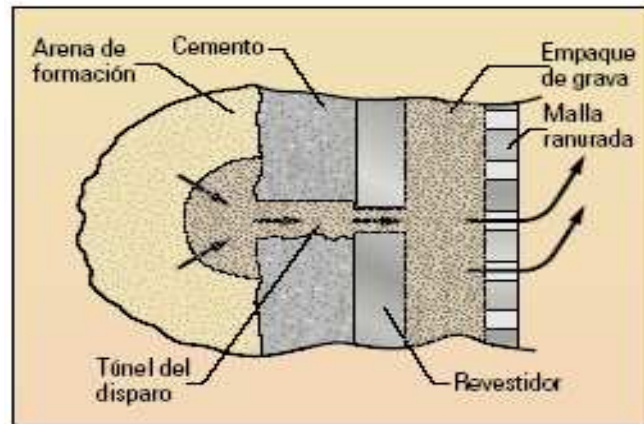
1.2 CAÑONEO.

Son las detonaciones controladas de cargas explosivas huecas², diseñadas y fabricadas especialmente. Estas detonaciones crean trayectorias que van desde el pozo a la formación, atravesando el revestidor de acero, el cemento y la roca del yacimiento de manera que los fluidos entren al pozo, de manera que puedan fluir o ser levantados hacia la superficie³.

² *Cargas Huecas*, Sistema que utiliza un efecto de cavidad explosiva, con un revestimiento de partículas metálicas prensadas (Liner) para aumentar la penetración

³ Sistemas de Levantamiento Artificial

Figura 1. Ejecución de disparos para el control de la producción de arena



Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los Disparos para Optimizar la Productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001.

Los factores más sobresalientes que se deben tener en cuenta para que la operación de cañoneo sea exitosa, son:

1.2.1 Estado Mecánico del Pozo

El conocimiento del estado mecánico del pozo es fundamental para evitar problemas y daños durante la operación de cañoneo.

Cuando se ejecuta un trabajo de reacondicionamiento, es crítico establecer el estado actual del revestimiento y decidir si resiste el cañoneo o no, pues si se encuentra en mal estado, al cañonearlo puede romperse o colapsarse y traer como consecuencia hasta la pérdida del pozo⁴.

1.2.2 Selección de las Formaciones Productoras a Cañonear

El cañoneo apropiado de la formación productora es un factor básico para aprovechar al máximo la energía interna de producción del yacimiento y así obtener un mayor factor de recobro; de este modo se evitarán problemas de producción que se puedan presentar tempranamente.

⁴ BARAJAS, Gonzalo Efrén; LOZANO, Luis Gerardo. Nuevas Técnicas de Cañoneo. UIS. Bucaramanga, 1982.

Se deben observar cuidadosamente los índices de gas y agua, y los contactos agua – aceite y gas - aceite libre dentro del yacimiento de aceite, para evitar que alcancen rápidamente las perforaciones abiertas por el cañoneo.

La selección del intervalo a cañonear en la formación productora depende principalmente de:

- ◆ Tipo de empuje del yacimiento.
- ◆ Características de la arena del yacimiento y las zonas de lutita.
- ◆ Requerimientos para tratamientos de estimulación y futuros trabajos de reacondicionamiento.

1.2.3 Número de Formaciones a Cañonear en el Pozo

Si existen posibles zonas productoras en un pozo, las perforaciones deberán ser hechas en esos intervalos, dejando intactas las zonas de Lutitas o zonas impermeables.

Generalmente, en una buena práctica de producción se deben abrir inicialmente un número limitado de intervalos productores dejando así, otros para ser abiertos posteriormente; de esta manera se simplifican las cementaciones forzadas para el control de producción de agua o gas, y se evitan completamientos múltiples que puedan resultar complicados y costosos⁵.

1.2.4 Diferencial de Presión entre el Pozo y la Formación

Anteriormente, los disparos se realizaban con lodos o fluidos de alta densidad en condiciones de presión balanceada o de sobrepresión. Hoy en día, es más común utilizar el desbalance para minimizar o eliminar el daño causado por los disparos. Los términos desbalance (o presión inversa), balanceada, sobrepresión y sobrepresión extrema (EOB, por sus siglas en inglés) se refieren a las diferencias de presión entre el pozo y el yacimiento antes de disparar.

⁵ LARA M. Carlos; PINTO C. José Vicente. Técnicas Mecánicas de Cañoneo y su Comparación con el Sistema Convencional. UIS. Bucaramanga, 1984.

Existe un desbalance cuando la presión dentro del pozo es menor que la presión de la formación, en cambio, cuando ambas presiones son equivalentes se describe como condiciones de presión balanceada. La sobrepresión ocurre cuando la presión del pozo es superior a la presión del yacimiento. Sobrepresión extrema significa que la presión del pozo excede en gran medida la resistencia de la roca, lo cual produce la iniciación de una fractura o el quiebre de la presión. Tanto la sobrepresión extrema como la fracturación inciden de manera directa en el daño de la formación⁶.

Figura 2. Disparo con Condiciones de Presión Balanceada y Desbalanceada



Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

La diferencia de presión en pro o en contra de la formación tiene gran influencia sobre la efectividad del cañoneo, la limpieza de las perforaciones y por consiguiente el índice de productividad del pozo.

⁶ BehrmannL, Huber K, McDonald B, Couët B, Does J, Folse R, Handren P, Schmith J y Snider P; "Qui Vadis, Extreme Overbalanced" Oilfield Review 8, No. 3 (Otoño de 1996); 18 - 33

El diferencial de presión necesario para crear orificios limpios y efectivos depende de la permeabilidad, la porosidad y la resistencia de la roca, además del tipo y el tamaño de la carga.

Cuando el desbalance se encuentra por debajo del nivel óptimo, el daño de los disparos y la tasa de flujo por disparo resultan variables, y se sugiere que para poder minimizar o eliminar el daño provocado por los disparos, las presiones de desbalance deben ser superiores a las que se utilizan habitualmente en el pozo.

1.2.5 Características del Fluido del Pozo y de la Formación.

Las propiedades del fluido que debe haber dentro del pozo para cañonear se hacen más críticas cuando este se hace con presión a favor del pozo.

Las principales características que debe reunir un fluido para cañonear son:

- ◆ No debe contener arcilla u otro material que con el calor expela la carga utilizada para cañonear, puesto que se puede cristalizar taponando las perforaciones hechas.
- ◆ No debe contener sólidos en suspensión que puedan bloquear la formación.
- ◆ Sus propiedades químicas deben ser semejantes a las del fluido de la formación para evitar al máximo el rompimiento del equilibrio natural existente en ella. Lo cual previene el hinchamiento de arcilla u otros daños de la permeabilidad.

1.2.6 Densidad de Tiros por Pie.

Una alta densidad de tiro por pie, cuatro o más, tienden a dejar el revestimiento en muy malas condiciones; uno o dos tiros por pie son generalmente adecuados. Cuando el pozo va a ser fracturado, un tiro por pie es apropiado. Para el tratamiento de consolidación de arenas entre menor sea el número de perforaciones es mucho mejor.

Es más conveniente que las perforaciones se hagan alrededor de todo el revestimiento y no en una sola línea, es decir, que los tiros estén desfasados cada 90°, esto ayuda a la distribución del flujo alrededor de todo el pozo y evita que el revestimiento se debilite demasiado de un solo costado.

1.2.7 Selección apropiada del tipo de cañón y de carga a ser utilizada

Esta selección generalmente se basa en los siguientes aspectos:

- ◆ Temperatura y presión hidrostática del pozo, ya que toda carga o cañón viene estipulado para un rango de presión y temperatura.
- ◆ Dureza y tipo de formación. Aquí se debe tener en cuenta el poder de penetración de la carga y el tipo de cañoneo a utilizar.
- ◆ Diámetro del revestidor o de la tubería. Esto nos determina el tamaño del cañón.
- ◆ La calidad y espesor del cemento y del revestimiento, tiene que ver con el poder de penetración de la carga, y prevención de daños en el revestimiento por el uso de un exceso de explosivo si éste no está bien soportado.

1.3 TÉCNICAS DE CAÑONEO

Existen varias formas de establecer comunicación entre el pozo y la formación productora. Entre estas encontramos:

1.3.1 Cañoneo por medios Mecánicos

Este método apareció alrededor de 1960 como medio para perforar el revestimiento, cemento y formación; no se utiliza como método de perforación por el tiempo y el costo que requiere la operación, su mayor complicación está en la utilización que se hace para inducir o fracturar la formación.

Equipo utilizado:

- ◆ Bombas de Superficie
- ◆ Sarta de Tubería
- ◆ Fluido y Arena
- ◆ Boquilla

Generalmente, se usan de una a tres boquillas que se bajan en la punta de la sarta de tubería y se proporcionan frente a la profundidad deseada. Las boquillas están dispuestas de tal forma que su eje quede horizontal para que dirijan el chorro de fluido con arena contra la formación. La perforación o fracturamiento se realiza por acción del efecto abrasivo de la arena y la presión proporcionada por las bombas dispuestas en superficie.

1.3.2 Cañoneo a Bala

Las partes principales del arreglo de una bala son:

- ◆ Mecha.
- ◆ Detonante.
- ◆ Carga Explosiva.
- ◆ Proyectoil o Bala.

La bala perfora el revestimiento, el cemento y la formación impulsada por la alta energía que se le suministra a la explosión de la carga.

Las balas por lo regular se consiguen en tamaños desde 1/6" hasta 9/16" de pulgadas de diámetro.

Los cañones utilizados para perforación a bala son cilindros de acero que pueden ser enterizos o armados por secciones de diferentes longitudes con boquillas para cuatro balas de pie. Estas pueden estar dispuestas en espiral o en línea y pueden ser separadas selectiva o simultáneamente.

El tamaño de los cañones obtenidos comercialmente pueden variar desde 3 – ¼ de pulgada, hasta 6 pulgadas de diámetro y pueden resistir presiones y temperaturas de trabajo hasta de 20000 psi y 250 °F , lo cual hace que se pueda utilizar en pozos muy profundos.

Los cañones a bala no dejan escombros en el pozo, ni causan taponamientos a la formación. Las balas causan pequeños daños al revestimiento y al cemento, producen un hueco de entrada liso, redondo y uniforme; generalmente la bala también produce agrietamientos al final de la perforación.

La perforación a bala es más efectiva o su penetración es mayor en rocas de bajo esfuerzo de compresión.

Una de las mayores aplicaciones que se puede hacer de la perforación a bala se halla en los pozos donde es necesario controlar la arena, ya que se pueden obtener huecos muy uniformes en el revestimiento.

Generalmente, se acepta que la perforación a bala es el mejor método para rocas de bajo esfuerzo de compresión.

1.3.3 Cañoneo a Chorro

Es el método más ampliamente usado por su efectividad, su variedad de aplicaciones y su gran adaptabilidad a las diferentes condiciones que pueden presentarse en un pozo.

Los procedimientos de perforación a chorro producen máxima penetración en rocas con alto esfuerzo de compresión. Algunas cargas moldeadas pueden obtener hasta 20 pulgadas de penetración en el concreto.

Las cargas a chorro o cargas moldeadas producen entradas de hueco satisfactorias aunque no tan uniformes. Algunas cargas a chorro causan una deformación del anillo de cemento. El diámetro de entrada de hueco puede variar de 0.33" a 0.75" pulgadas dependiendo del tipo de carga.

Las cargas de explosivos para perforación a chorro se presentan en dos formas:

- ◆ Alojadas dentro de cilindros de acero o cañones que poseen determinado número de huecos o portadores cóncavos por pie de longitud y dentro de los cuales se introduce la carga moldeada o dispositivo.

Los cañones portadores cóncavos de cargas moldeadas se pueden obtener desde tamaños para tubería de 2" – 3/8" pulgadas de diámetro y para presiones y temperaturas de trabajo hasta de 20000 psi y 400 °F .

- ◆ Ensamblajes destapados para tuberías hasta 1/9" pulgadas de diámetro. Las cargas presentadas en esta forma soportan presiones y temperaturas de trabajo hasta de 15000 psi y 400 °F. Este tipo de cargas se presentan en forma de barras, capsulas, eslabones, etc.

Los ensamblajes destapados generalmente dejan una apreciable cantidad de desechos en el pozo después del disparo; también el daño que le pueden producir al revestimiento puede llegar hasta su ruptura, como consecuencia de que la mayor parte de la energía de la explosión la tiene que soportar este.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO

Los tipos de cañones se clasifican en tres tipos principalmente que son:

- ◆ Through - Tubing: son sistemas que atraviesan el tubing y pueden ser utilizados con presión underbalance.

- ◆ Casing Guns: se utilizan cañones en el casing conteniendo cargas muy grandes que usualmente se disparan en pozos con presión overbalance.

- ◆ High Shot Density: emplea cañones grandes con una mayor densidad de disparos por pie.

Otras clasificaciones de los sistemas de cañoneo son:

- ◆ Capsule Charge:
 - ⊕ Enerjet (1 11/16", 2 – 1/8", & 2 1/2")
 - ⊕ Pivot Gun (1 11/16")
 - ⊕ PowerSpiral (1 – 11/16", 2 – 1/8" & 2 1/2")
- ◆ Hollow Carrier
 - ⊕ HEGS (3 1/8" & 4")
 - ⊕ Port Plug Guns (3 3/8" 6 4")
 - ⊕ Frac Guns
 - ⊕ High Shot Density (1.56" a 7")
 - ⊕ High Shot Density Liquid (2.88", 3.5", 4 1/2")
 - ⊕ PerfoXpress (2.88", 3.5", & 4 1/2")
 - ⊕ PURE (2" A 7")
 - ⊕ OrientXACT (3 3/8" & 4 1/2")

1.4.1 Especificaciones de los sistemas de Cañones empleados⁷

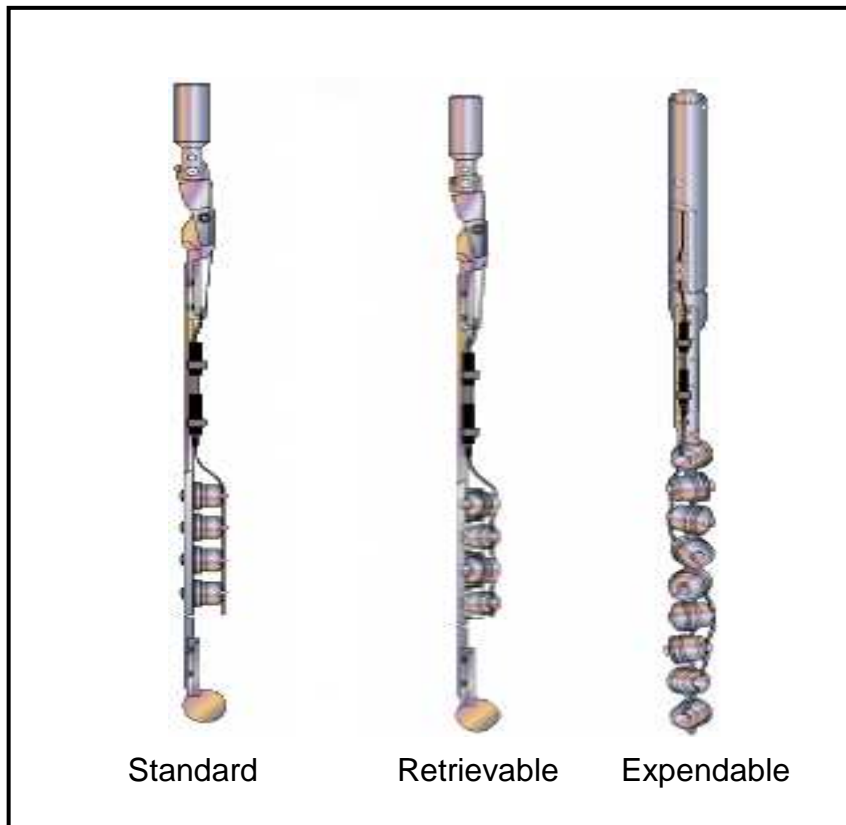
- ◆ **Enerjet**

El Enerjet Gun es un sistema de cañón que atraviesa el tubing y viene en tamaños de 1.63", 1 – 11/16", 2 – 1/8" y 2 – 1/2". El Enerjet Standard está disponible con una densidad de tiros por pie de 4 y 6 spf (shots per foot) y una desfase del cañón de 0°, tienen una capacidad de penetración entre 10" & 27.52", el diámetro del hueco varía entre 0.3" & 0.57" y el diámetro del cañón es de 2.125".

Pueden ser utilizadas en ambientes oxidantes con precauciones especiales. Esta herramienta puede ser transportada dentro del pozo con wireline o Slickline.

⁷ Datos tomados de "Perforating Systems Performance and Mechanical Data Summary". Schlumberger.

Figura 3. Enerjet



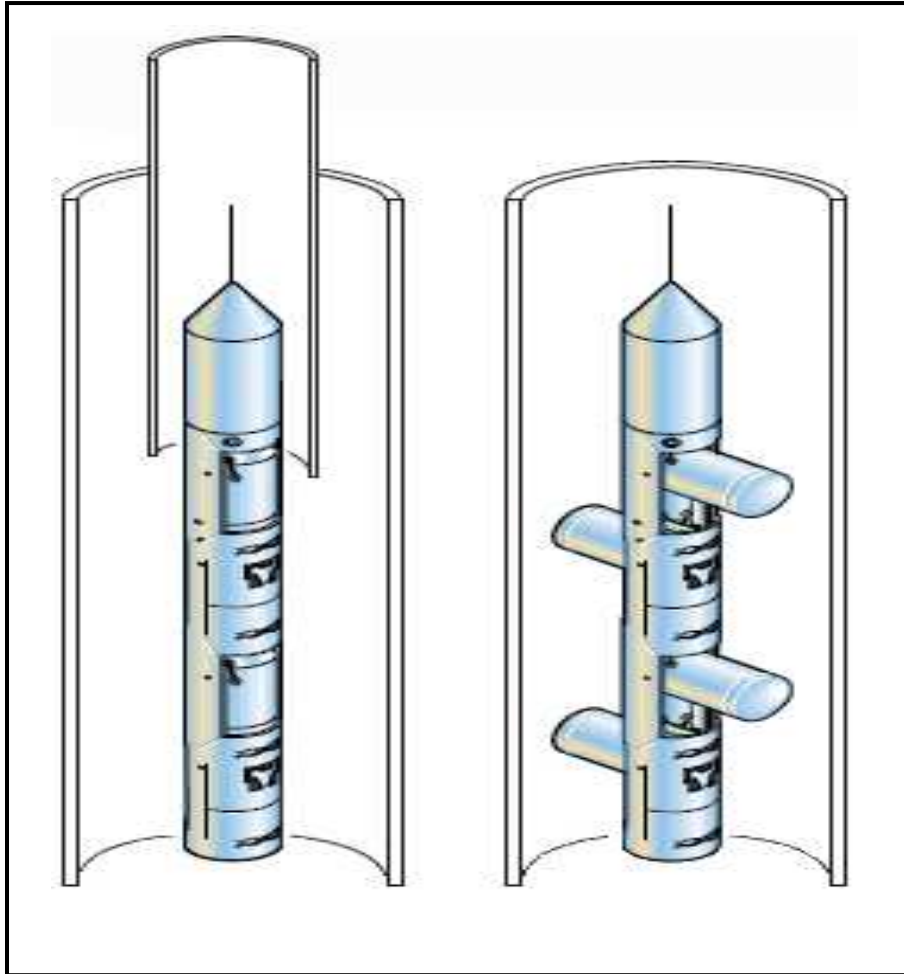
Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

◆ PIVOT Guns

La herramienta PIVOT Gun es un sistema Through – Tubing el cual tiene un comportamiento de la carga comparable con un Casing Gun, este puede atravesar restricciones tan pequeñas como de un 1.78".

Tiene una densidad de 4 spf (tiros por pie), su longitud de penetración varía entre 27.78" & 28.4", el diámetro del hueco en la entrada es de 0.35" y 0.38", y el diámetro del cañón es de 0.08". Esta herramienta es bajada dentro del pozo con wireline.

Figura 4. PIVOT Guns



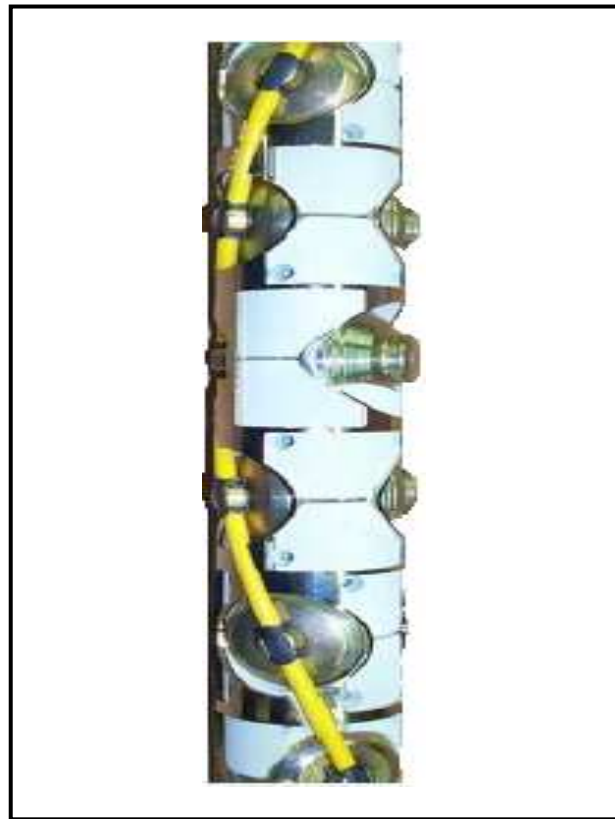
Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

◆ **Power Spiral**

El sistema PowerSpiral Retrievable Enerjet es diseñado para operaciones de cañoneo con wireline a través del tubing. Este material atenúa el choque de las ondas durante la detonación, lo cual reduce la interferencia carga a carga y minimiza el choque de las ondas en el wellbore. Es de gran importancia debido a que incrementa el comportamiento de las cargas a través del wellbore,

Tiene una densidad de tiro por pie de 6 y 7.5 spf (tiros por pie), su longitud de penetración de 19.5" & 27.2", el diámetro del hueco en la entrada es de 0.22" & 0.32" y el diámetro del cañón varía entre 1.6825" & 2.125". Se puede bajar dentro del pozo por medio de Slickline o Wireline.

Figura 5. PowerSpiral

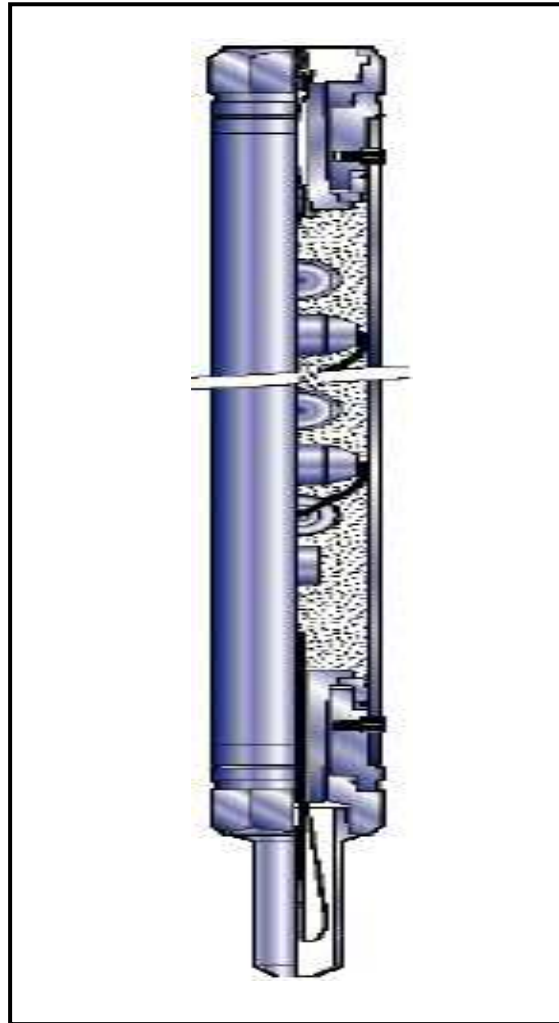


Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

◆ **High Efficiency Guns (HEGS)**

Esta herramienta puede ser utilizada en cualquier tipo de fluido (líquido o gas) y se aplica a bajas presiones y temperaturas de 4000 psi y 210 °F respectivamente. Se puede graduar la dirección de la bala entre 60°, 90° y 120°. Tiene una densidad de disparo de 4 y 6 spf (tiros por pie), su longitud de penetración varía entre 6.5" y 21.67", el diámetro del hueco a la entrada varía entre 0.41" y 0.69", y el diámetro del cañón varía entre 3.125" y 4". La herramienta puede ser bajada en el pozo por medio de wireline.

Figura 6. High Efficiency Guns (HEGS)

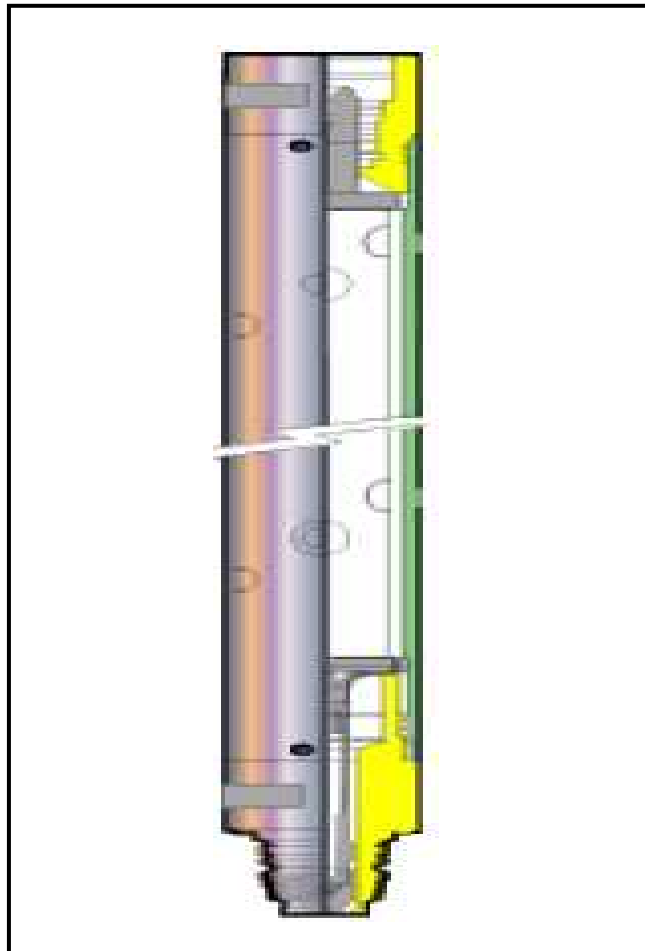


Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

◆ **High Shot Density**

Esta herramienta tiene altas densidades de disparo que varían entre 4 spf (tiros por pie) a 7 spf (tiros por pie), se aplica a pozos con altas presiones y altas temperaturas, el cañón tiene un diámetro de 1.56" y 7". La herramienta puede ser bajada en el pozo por medio de wireline, coiled tubing, slickline y TCP.

Figura 7. High Shot Density (HSD)

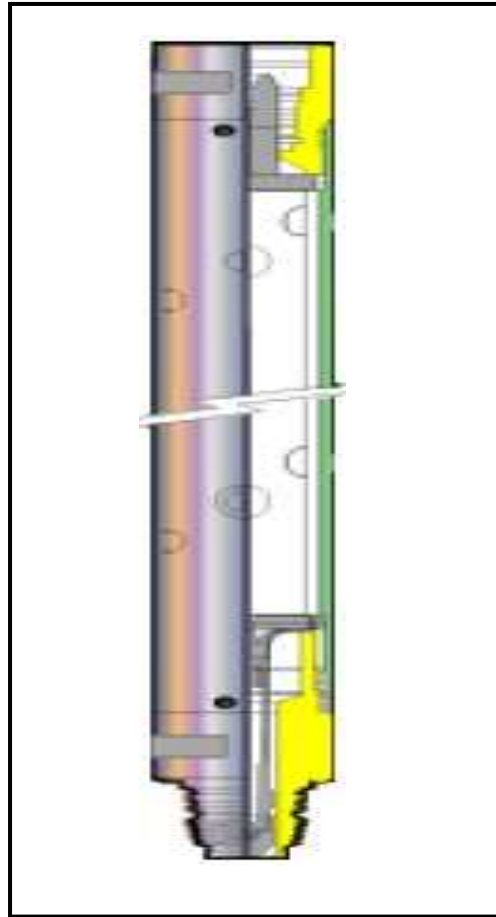


Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

◆ **PURE Guns**

Tiene altas densidades de disparo de 4, 5, 6, y 12 spf (tiros por pie), se aplica a pozos con altas temperaturas y presiones, el diámetro del cañón varía entre 2" a 7", tiene cargas con gran penetración. Se puede bajar dentro del pozo por medio de wireline, coiled tubing, slickline, y TCP.

Figura 8. PURE Guns

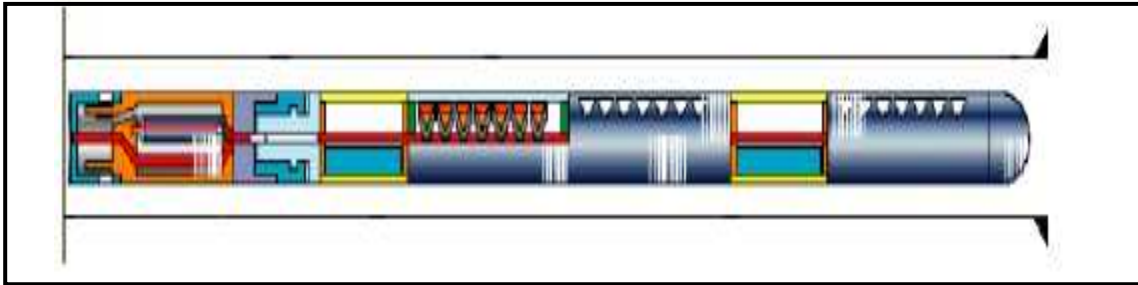


Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

◆ **OrientXACT Guns**

Se utiliza en pozos desviados o horizontales, se transporta a través del pozos por medio de TCP, con densidades de disparo entre 4 y 5 spf (tiros por pie), alta penetración de las cargas.

Figura 9. OrientXACT Guns



Fuente: Behrmann Larry & Broks James; "Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la Productividad"; Schlumberger, 2001.

Tabla 1. Resumen de las Características Principales de los Sistemas de Cañoneo

SISTEMA	PHASING °	SHOT DENSITY (spf)	PENETRATION (in)	ENTRANCE HOLE (in)	GUN DIAMETER (in)
ENERJET	0	4 - 6	21.6	0.2	1.6875
PIVOT Guns	+/- 90	4	28.4	0.35	3.79
PoweSpiral	45	6	27.2	0.32	2.125
High Efficiency Guns (HEGS)	60 – 90 - 120	6 - 4	6.5	0.69	3.125
High Shot Density	0 - 60 - 120 - 180	4 - 6	4.5 – 18.6	0.39 – 0.2	0.08 – 0.05
PURE Guns	-	4 – 5 – 6 - 12	2 - 7	-	-
OrientXACT Guns	+/- 10	4	23.5	0.27	2.75

Fuente: Autores del Proyecto. Datos tomados de "Perforating Systems Performance and Mechanical Data Summary". Schlumberger.

2. CAMPO ESCUELA COLORADO

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Escuela Colorado es un convenio suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A que tiene como fin el desarrollo científico, tecnológico e investigativo aplicado al área de los hidrocarburos. Además provee a los alumnos, un espacio físico para la aplicación práctica de sus conocimientos. El objetivo principal de este convenio, es que la Universidad Industrial de Santander incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción de crudo en el país.

2.1.1. Ubicación

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la provincia estructural del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander), y al sur del Campo La Cira – Infantas, en el área de la antigua Concesión de Mares⁸.

⁸ Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

Figura 10. Localización del Campo Colorado

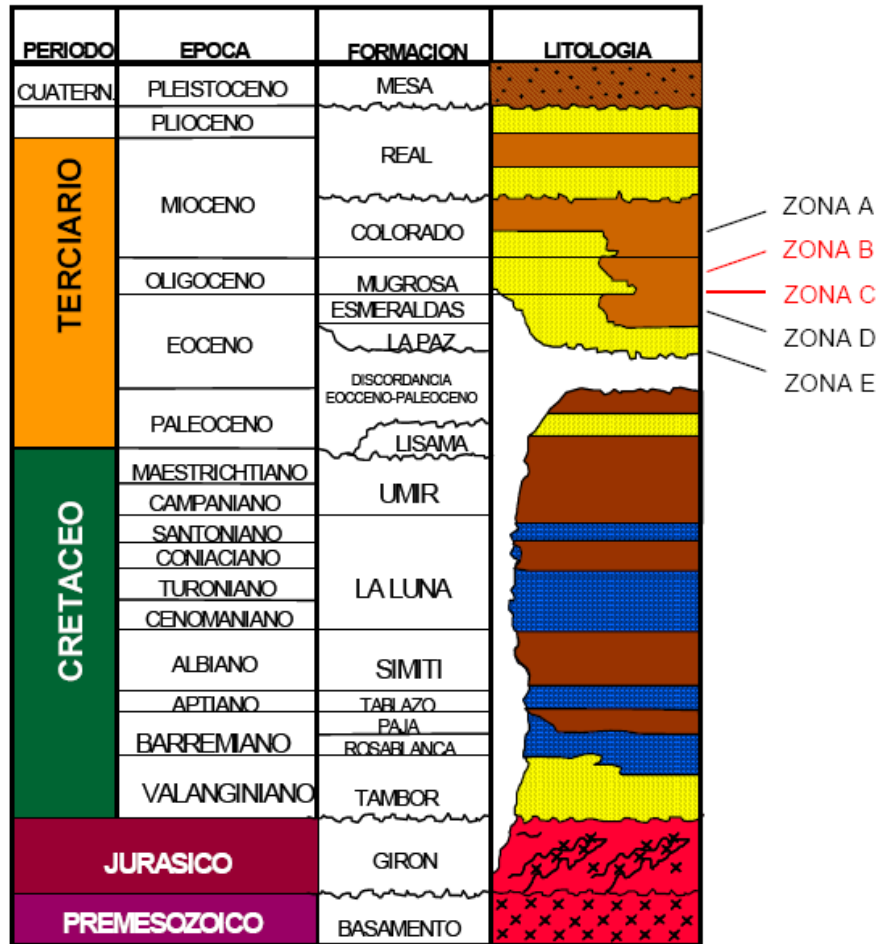


Fuente: Modificado del Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEPETROL S.A.

2.1.2. Descripción Geológica

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D), de edad Oligoceno – Mioceno Inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales.

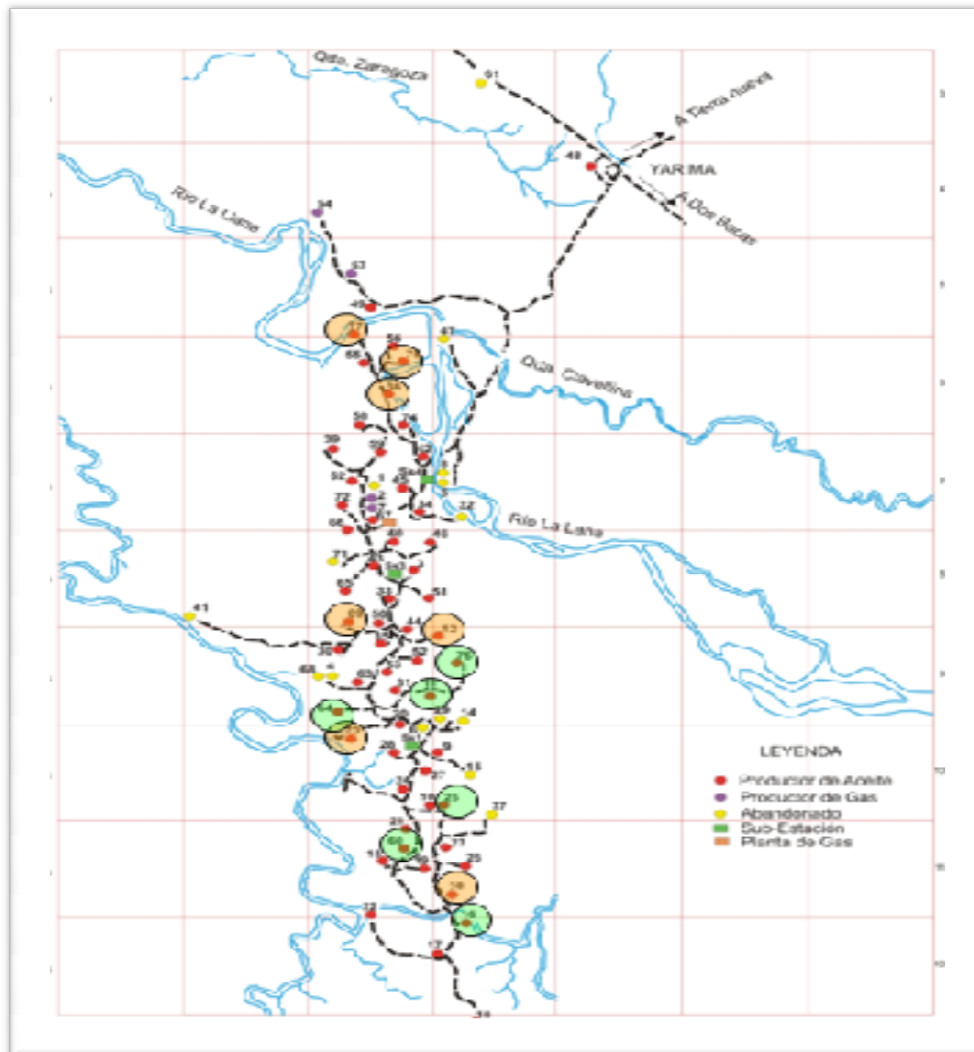
Figura 11. Columna Estratigráfica de Valle Medio del Magdalena



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEL S.A.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al campo en seis bloques, con lo cual se asemeja un modelo geológico, que el Campo está compartimentalizado como se ilustra en la figura 12.

Figura 12. Estructura del Campo Colorado



Fuente: Coordinación de Producción, Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5 % para la Zona B2, 15.7 % para la Zona C1 y 19.6 % para la Zona C2; con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

El Campo Colorado produce aceite liviano y gas con una gravedad entre los 36° API y 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psia en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 psia en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD a Noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD a Junio de

1966. A Diciembre de 2003 se habían extraído 857 MMBO con un corte de agua mínimo, el mecanismo de producción predominante en el Campo Colorado es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado es 121 MMBO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MMBO con un factor de recobro actual de 7.024%.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unida a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor), hacen que la producción acumulada de los pozos esté muy por debajo de los 300 MBO.

En el Campo Colorado se han realizado una serie de estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en las tablas.

Tabla 2. Datos básicos de las propiedades de las arenas

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de Burbuja, Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad a Pb	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
Bo @ Pb	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
S _{wi}	40	40	50	50	%
Aceite original	20.062	37.336	0.507	1.157	MMBls
Rsb	140	648	667	667	pc/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	Ft
Área	634	1083	---	---	Acres

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe campo Colorado. Calculo de reservas, Ing. Jorge Camacho, Junio 1978.

Tabla 3. Datos básicos del yacimiento

Parámetro	Unidad
Espaciamiento/pozo	20 – 30 Acres
Pozos Perforados	75
Pozos Activos	7
Pozos Produciendo	4
Aceite original estimado, OOIP	59 MMBls
Reservas primarias producidas, <i>N_p</i>	8.59 MMBls
Factor de Recobro, %FR	14.6 %

Fuente: CAMPO COLORADO. Cuarto Informe de Yacimientos campo Colorado, Ing. Karen L. Pachano, Dic. 2007.

2.1.3. Historia de Desarrollo y Producción⁹

La etapa de exploración del Campo fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía TROPICAL OIL COMPANY – TROCO, con la perforación de 7 pozos de los cuales todos, excepto el C-7, fueron abandonados por problemas mecánicos. Posteriormente, entre 1945 y 1946 la compañía inició una segunda fase exploratoria perforando un total de 8 pozos adicionales.

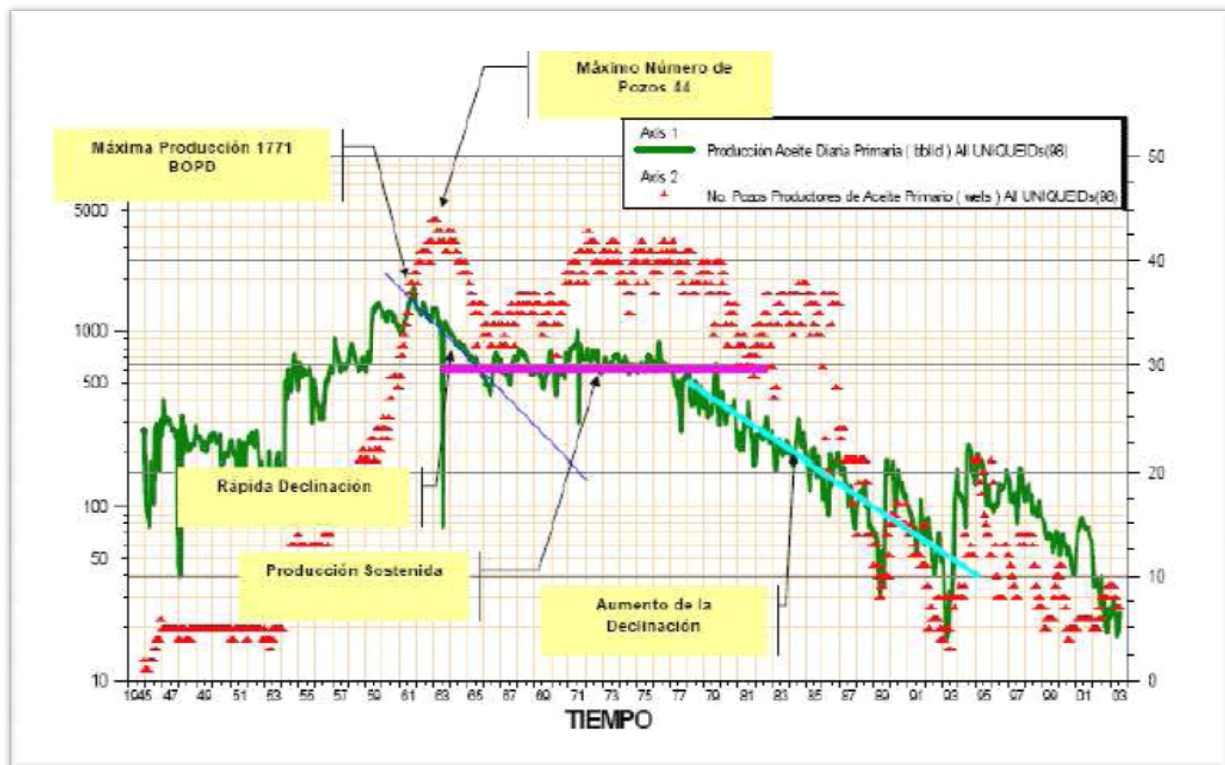
Entre los años de 1953 a 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD y alcanzó su producción máxima, en el año de 1961 con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, llegando así aun caudal de 467 BOPD en el año de 1966, caracterizándose este período por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos, como el taponamiento de las líneas por parafinas.

⁹ CAMPO COLORADO. Cuarto Informe de Yacimientos campo Colorado, Ing. Karen L. Pachano, Dic. 2007.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces se ha mantenido en un promedio de 20 a 30 BOPD. El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

Figura 13. Historia de Producción del Campo Colorado



Fuente: Campo Escuela Colorado. Well Files.

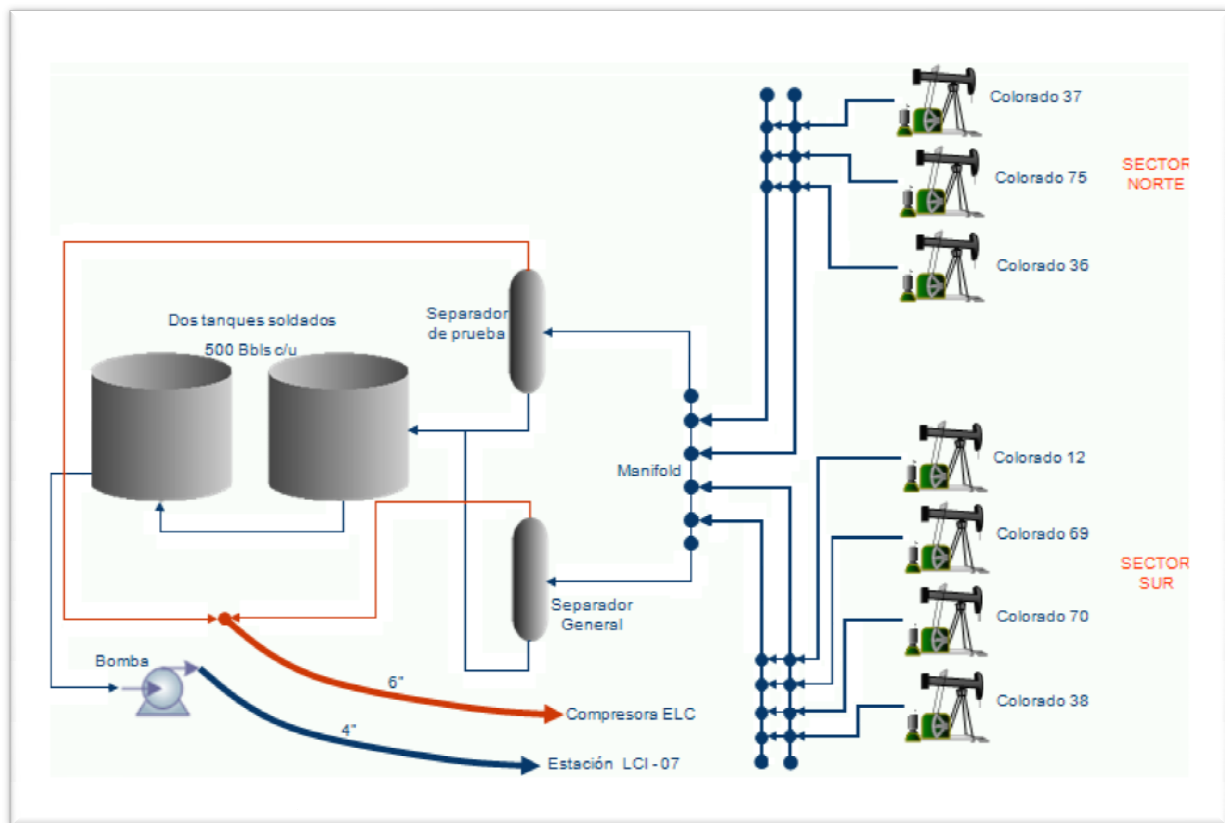
Las producciones acumuladas de los 75 pozos perforados han sido muy pobres, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

De acuerdo al último reporte, el aceite original estimado es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son 8.59 MMBIs con un factor de recobro actual de

14.6 %. Actualmente el campo tiene 5 pozos activos con una producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos COL 37, COL 38, COL 70, COL 75, COL 25; además se están realizando campañas de reacondicionamiento de los pozos con el fin de incrementar la producción en el campo.

El sistema de producción actual del Campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

Figura 14. Facilidades actuales de producción en el campo Colorado



Fuente: Informe "Información Técnica Campo Escuela Colorado". Ing. Fernando Enrique Calvete.
Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS

2.2. OPERACIONES DE CAÑONEO EFECTUADAS EN EL CAMPO COLORADO.

Los pozos del Campo Colorado fueron inicialmente cañoneados con una densidad de 1 – 2 spf (tiros por pie) aproximadamente, en intervalos de 10 pies – 15 pies de espesor, comprendido entre las arenas B, C y D.

Para una mejor ilustración, a continuación se presentará un resumen del estado mecánico de los pozos con gran potencial, que fueron seleccionados para implementar operaciones de cañoneo o recañoneo, de acuerdo a un informe llamado Información Técnica del Campo Escuela Colorado realizado previamente en el Campo Colorado.

Tabla 4. Estado Mecánico de los pozos del Campo Colorado

POZO	ESPESOR	TIRO/PIE	No. TIROS	HERRAMIENTA	ESTADO
COL 25	8 – 14	1	132	Desintegrable	Activo
COL 36	7 – 17	2	77	Desintegrable	Inactivo
COL 37	10 – 14	2	188	Desintegrable	Activo
COL 38	8 – 17	2	108	Desintegrable	Activo
COL 70	8 – 12	2	26	Desintegrable	Activo
COL 75	10 – 12	2	46	Desintegrable	Activo
COL 69	7 – 16	2	88	Desintegrable	Activo
COL 67	7 – 16	2	147	Desintegrable	Inactivo
COL 49	6 – 15	2	263	Desintegrable	Inactivo
COL 76	8 – 12	1 – 2	28	Desintegrable	Inactivo
COL 03	8 – 14	2	181	Desintegrable	Inactivo
COL 45	4 – 30	2	130	Desintegrable	Inactivo
COL 58	7 – 16	2	247	Desintegrable	Inactivo
COL 12	4 – 19	2	133	Desintegrable	Inactivo
COL 55	5 – 20	2	562	Desintegrable	Inactivo

Fuente: Autores del proyecto. Datos tomados de los well files del Campo Escuela Colorado.

El tipo de carga utilizada para las perforaciones en los pozos del Campo Colorado son del cañonero Lane Wells cañones de cargas moldeadas desintegrables.

3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y EJECUCIÓN DEL CAÑONEO Y/O RECAÑONEO

En la industria del petróleo, todo trabajo que se vaya a realizar siempre persigue obtener los mejores resultados con el mínimo de costo; para lograr esto se debe tener muy claro los objetivos que se quieren obtener y el mejor conocimiento sobre los medios que se van a utilizar para lograrlos.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesaria la implementación de nuevas operaciones en los campos maduros que permitan el aumento de la producción. Una de las actividades de producción más importantes es el cañoneo de los pozos productores en arenas nuevas o el recañoneo de las zonas productoras antiguas.

El presente capítulo, se dedica a alcanzar el objetivo principal de este trabajo; que consiste en el desarrollo de una metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo, en pozos de bajo potencial. Esta metodología será implementada en el Campo Escuela Colorado.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología ilustra de una manera más comprensible, la forma en la cual se debe llevar a cabo una exitosa operación de cañoneo, con el fin de incrementar la producción de aceite en los pozos de bajo potencial. Con este fin se utilizarán correlaciones que permitan estimar los parámetros requeridos para implementar las operaciones de cañoneo y/o recañoneo de una forma práctica, sencilla y eficiente.

Para el desarrollo de la metodología se utilizará las ecuaciones de daño, penetración, índice de productividad, entre otras. La Figura 15 ilustrará de una forma secuencial el desarrollo de la metodología, para lo cual se debe tener como

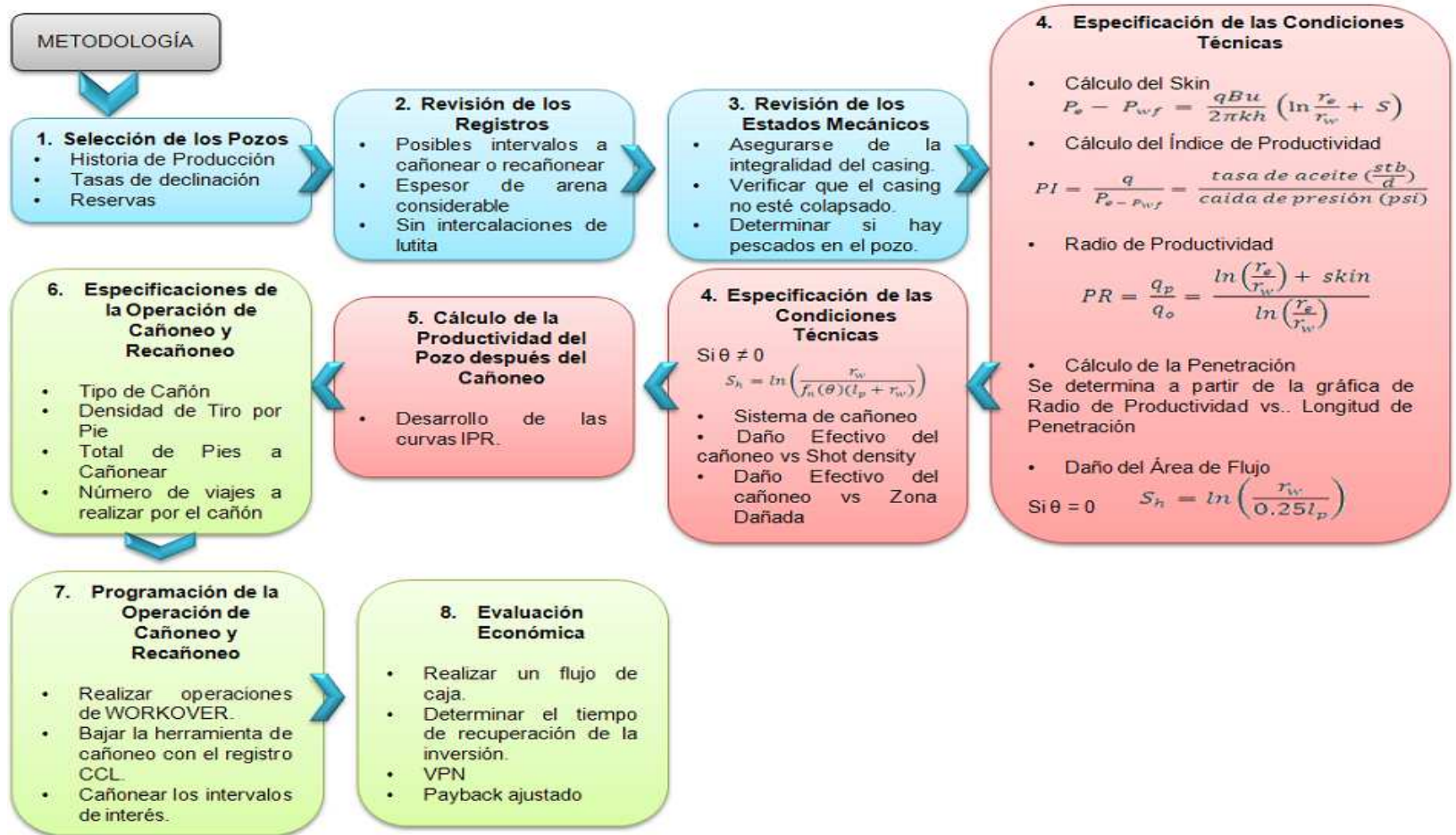
base la información de los pozos y del yacimiento hasta llegar a las especificaciones de las condiciones técnicas de las operaciones de cañoneo y recañoneo diseñadas.

A la hora de implementar una metodología para la selección, diseño y ejecución de las operaciones de cañoneo y recañoneo en un campo, se debe hacer, inicialmente, una recopilación de la información del yacimiento y de los pozos, con el fin de determinar los datos requeridos para el desarrollo eficaz de las operaciones.

La principal información que se debe tener en cuenta es:

- ◆ Obtención de la información básica del Campo Escuela Colorado y de cada uno de sus pozos.
- ◆ Obtención de la información de los fluidos.
- ◆ Obtención de la secuencia de eventos y el estado mecánico de los pozos.
- ◆ Obtención del historial de registros tomados a cada uno de los pozos.
- ◆ Construcción del historial de producción y presión de los pozos.
- ◆ Obtención de la información de geología y petrofísica disponible.

Figura 15. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo



De acuerdo a este esquema, la metodología planteada para la selección, diseño y ejecución de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo, constituye una técnica práctica que se puede describir mediante los siguientes pasos:

Paso 1: Selección de los pozos candidatos.

Para la selección de los pozos se deben analizar las historias de producción de cada pozo, las tasas de declinación, las reservas y los problemas operacionales, con el fin de determinar los candidatos más indicados para ser implementada la operación de cañoneo y/o recañoneo.

Para esto se tienen en cuenta los siguientes criterios de selección:

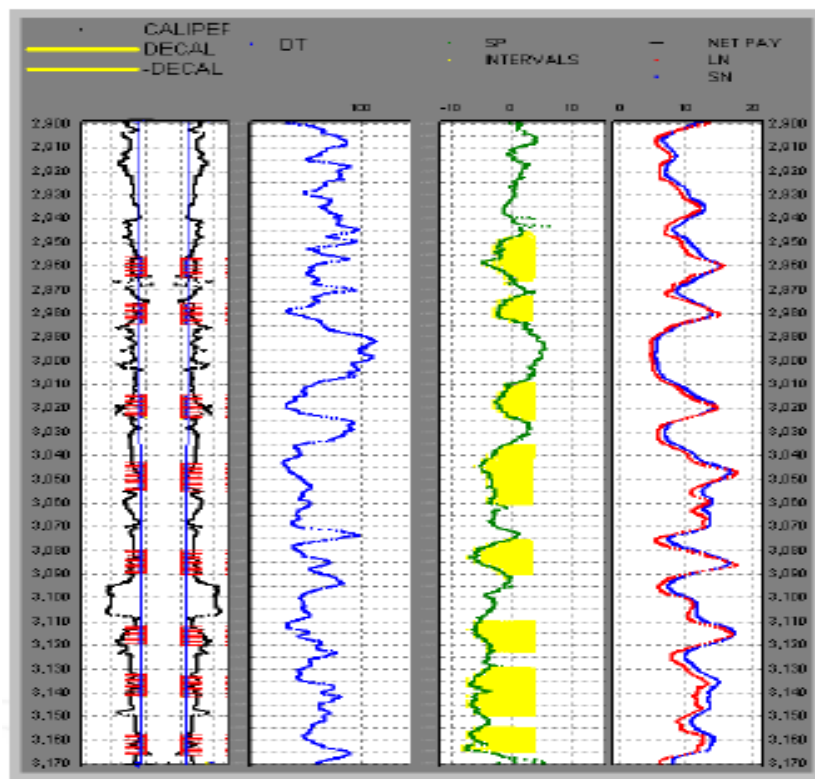
- ◆ Altos índices de productividad basados en la historia de producción del pozo.
- ◆ Cantidad de reservas de aceite considerables de manera que sea justificable la inversión.
- ◆ Las tasas de declinación deben ser ocasionadas debido a problemas operacionales ocurridos en el pozo.

Paso 2: Revisión de los Registros.

Una vez se hayan seleccionado los pozos que reúnan las condiciones más favorables para la implementación de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo, se deben revisar los registros que se hayan corrido en dichos pozos, con el fin de determinar los posibles intervalos a cañonear o recañonear.

Para esto se tienen en cuenta tres tipos de registros, aquellos que determinan la litología de la formación, los que miden la resistividad, y los registros de porosidad. Estos últimos diferencian las zonas porosas de las arenas apretadas, los registros de litología determinan los intervalos de lutitas y de arenas, al correlacionarlos con los registros de resistividad se pueden estimar aquellos intervalos de arenas que presentan presencia de hidrocarburos. Estos, serían los intervalos más adecuados para implementar las operaciones de cañoneo.

Figura 16. Registro Típico de un Pozo



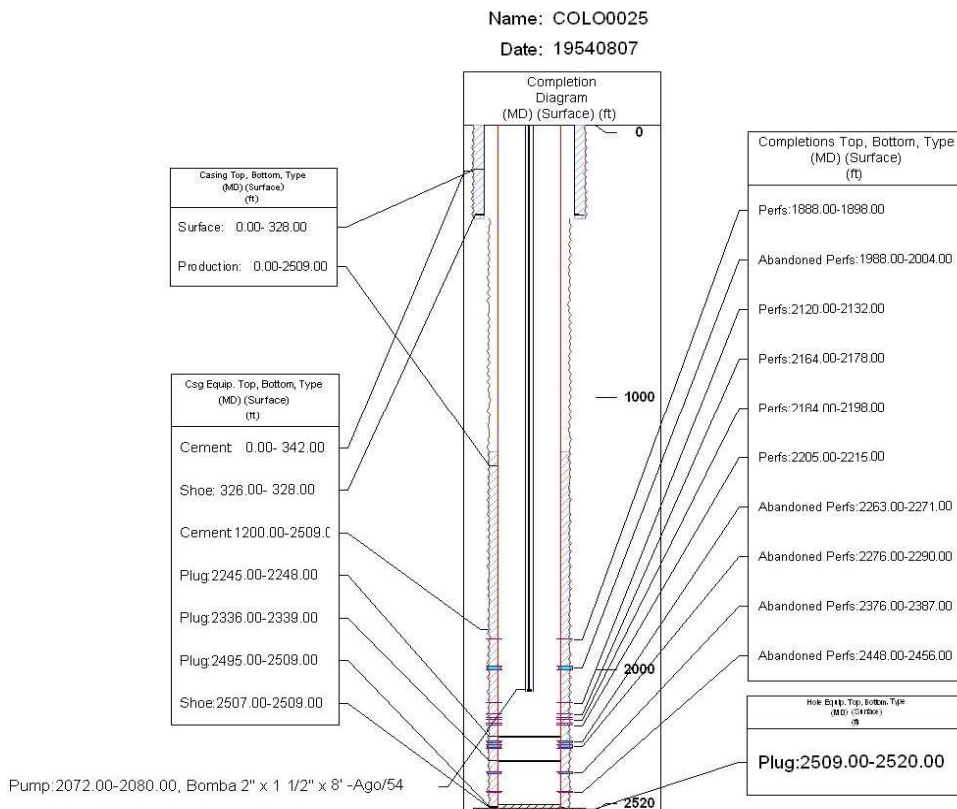
Fuente: Well Files Campo Escuela Colorado.

Paso 3: Revisión de los Estados Mecánicos.

Una vez se ha hecho la selección de los pozos y se han determinado por medio de los registros los intervalos de interés, se deben revisar los estados mecánicos para determinar que el pozo presente una excelente y/o buena cementación, además se debe verificar que el casing de los pozos no esté colapsado y resista las operaciones de cañoneo o recañoneo a ser efectuadas.

Además se debe verificar que no haya obstrucciones en el hueco con el fin de que la herramienta de cañoneo pueda bajarse sin inconvenientes. En caso de que haya algún empaque, se debe localizar para retirarlo posteriormente, sin que interfiera en las operaciones a realizar en el pozo.

Figura 17. Estado Mecánico Típico de un Pozo



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

Paso 4: Especificación de las condiciones técnicas de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo.

Al realizar el diseño de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo se deben tener en cuenta los parámetros necesarios para hacer la selección del mejor tipo de cañón. Los valores de estos parámetros fueron calculados a partir de las siguientes correlaciones¹⁰:

◆ Cálculo del daño:

Para determinar el Skin es necesario explicar los tipos de regímenes de flujo que se pueden presentar en un yacimiento, estos son:

Periodo de flujo transitorio: este régimen de flujo se presenta desde el inicio de la producción en los pozos hasta que la perturbación en la presión, originada por la tasa de flujo, alcance los límites del yacimiento.

En este periodo, el yacimiento se considera actuando como infinito y mientras la onda de presión no alcance los límites ni las fronteras, la producción será por expansión de los fluidos internos y por contracción del volumen poroso.

El periodo transitorio puede implantarse a presión terminal constante y a tasas variables, o a tasa terminal constante y a presión variable en el sistema de producción.

Periodo de flujo semitransitorio: se considera como un periodo de ajuste, entre el periodo transitorio y otro régimen de flujo, durante el cual las condiciones logran estabilizarse definiendo el nuevo régimen.

¹⁰ BENAVIDES, Marcia. "Basic Perforating Principles". XI Semana Técnica Ingeniería de Petróleos UIS. Bucaramanga, 2008.

Este periodo existe para condiciones donde la presión declina linealmente con el tiempo o en proporción directa al agotamiento del yacimiento. La compresibilidad de la zona alcanza un punto de límites de no flujo (yacimiento cerrado bajo producción).

Periodo de flujo estable: este régimen se manifiesta principalmente en yacimientos no volumétricos, lo cual implica entrada de fluidos por la frontera del yacimiento. La tasa de entrada de fluido en el, va aumentando hasta igualar la tasa de descarga en la cara del pozo. La presión, mientras tanto, irá disminuyendo hasta que las tasas de flujo del pozo e influjo a través de las fronteras sean iguales. Como efecto el valor de la presión y de sus gradientes permanecerán invariables en cada distancia radial que se midan; si la tasa de producción se cambia, el yacimiento empezará un nuevo ciclo de estabilización hasta que sea necesario cambiar a una nueva tasa.

Periodo de flujo inestable: este régimen es típico de los yacimientos que producen por gas en solución y se manifiesta en yacimientos volumétricos cuando se trata de mantener la presión constante y la tasa variable mediante mecanismos de control de la producción.

A pesar del control, la presión seguirá disminuyendo en el límite del yacimiento al no haber entrada de fluido y tenderá a ser igual a la presión de producción. La tasa, mientras tanto, variará disminuyendo y tenderá a cero a medida que las presiones se igualan.

Cuando se alcance el límite económico será necesario implantar un nuevo valor de presión o recurrir a un sistema de levantamiento artificial, si el pozo no tiene más energía para levantar los fluidos.

Periodo de flujo pseudo-estable: este periodo manifiesta cuando las fronteras de un yacimiento volumétrico empiezan a afectar la distribución de presiones, de tal manera que el yacimiento ya no actúa como infinito.

En este régimen de flujo la tasa de producción en el yacimiento permanece casi constante y la presión desciende con el transcurrir del tiempo. En cualquier distancia radial el caudal y el gradiente de presión deben ser constantes para que se ajusten al patrón.

El daño se calcula a partir de la caída de presión, este se genera debido a factores como los fluidos de completamiento, la perforación, el cañoneo (densidad de disparo, fase, penetración, daño en la zona), penetración parcial y desviación.

Para calcular el daño, se tomó como base la siguiente expresión:

$$P_e - P_{wf} = \frac{qBu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (1)$$

P_e = Presión estática (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

q = caudal de aceite (Bbl/d)

B = factor volumétrico de formación del aceite (RB/stb)

μ = viscosidad del aceite (cP)

k = permeabilidad (mD)

h = espesor (ft)

r_e = radio de drenaje del pozo (ft)

r_w = radio del pozo (ft)

S = daño (adimensional)

◆ Índice de Productividad:

Este cálculo es importante puesto que permite determinar en cuanto se va a incrementar la producción. Los factores que inciden en el aumento del índice de productividad son:

- ⊕ Incremento en la permeabilidad debido al fracturamiento.
- ⊕ Reducción de la viscosidad por medio de la inyección de vapor.
- ⊕ Disminución del daño por trabajos de acidificación.
- ⊕ Incremento de la penetración en el pozo.

Para determinar el índice de productividad se utiliza la siguiente correlación:

$$PI = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{\text{tasa de aceite } (\frac{stb}{d})}{\text{caída de presión (psi)}} \quad (2)$$

PI = Índice de Productividad (stb/psi * d)

P_e = Presión estática (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

◆ Radio de Productividad

A partir de la determinación del radio de productividad podemos calcular el área que está siendo drenada por el pozo una vez realizada la operación de cañoneo. Se determina a partir de la siguiente expresión:

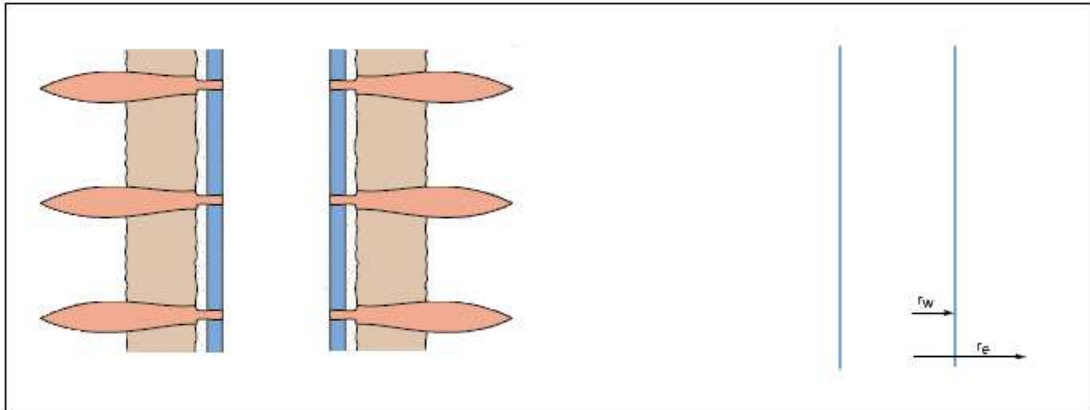
$$PR = \frac{q_p}{q_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + skin}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3)$$

PR = Radio de Productividad (adimensional)

q_p = Caudal de aceite producido (Bbl/d)

q_o = Caudal de aceite (Bbl/d)

Figura 18. Radio de Productividad



Fuente: Basic Perforating Principles . Ing. Marcia Benavides. Schlumberger.

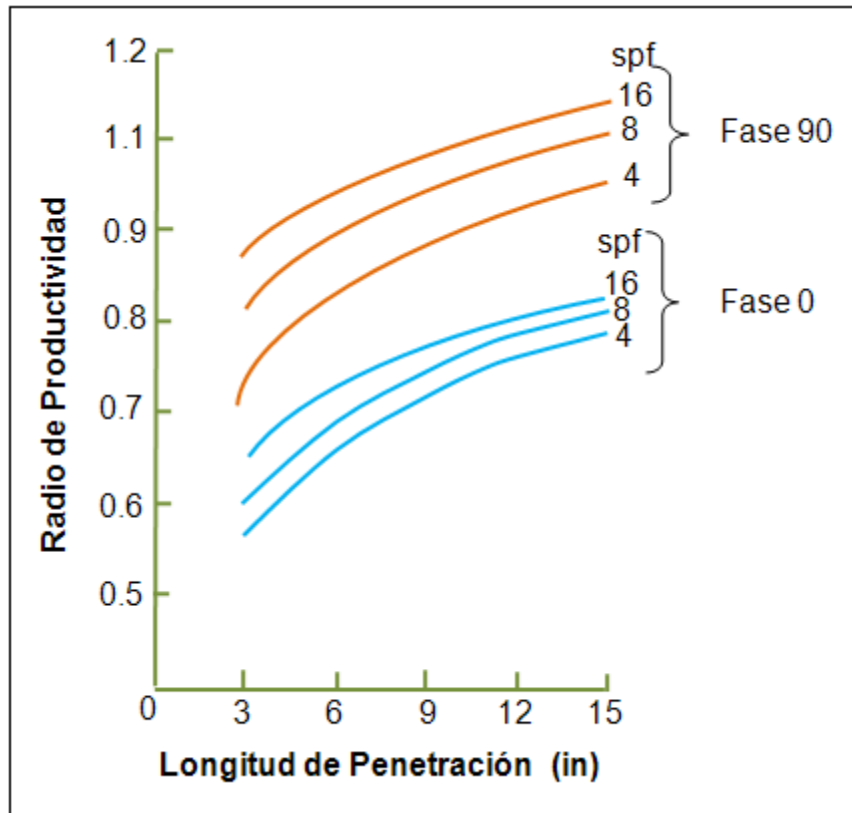
◆ Cálculo de la Penetración:

Para determinar la longitud penetrada por el cañón, se debe utilizar la Figura 19 para la cual se debe conocer el radio de productividad anteriormente calculado, la densidad de tiro por pie y la fase del cañón.

La fase del cañón es el ángulo que puede tener el cañón varía desde 0° a 180° y esto depende de la desviación del pozo.

Por medio del índice de productividad se entra en la gráfica por el eje de las abscisas y se prolonga hasta encontrar la curva de fase del cañón y se baja hasta el eje de las ordenadas para leer el valor de la longitud penetrada.

Figura 19. Radio de Productividad vs Longitud de Penetración



Fuente: Basic Perforating Principles . Ing. Marcia Benavides. Schlumberger.

◆ Daño del Área de Flujo:

Se define como el daño causado en la formación debido a la implementación de operaciones de cañoneo. Se expresa de la siguiente manera:

Si $\theta = 0^\circ$ entonces,

$$S_h = \ln\left(\frac{r_w}{0.25l_p}\right) \quad (4)$$

Si $\theta \neq 0^\circ$

$$S_h = \ln \left(\frac{r_w}{f_n(\theta)(l_p + r_w)} \right) \quad (5)$$

Donde,

S_h = skin del área de flujo (adimensional)

r_w = radio del pozo (in)

l_p = longitud de penetración (in)

Teniendo en cuenta el resultado obtenido de longitud de penetración, más la densidad de tiros por pie deseada, el diámetro de la tubería de producción (casing y tubing) y las especificaciones técnicas de los cañones explicadas en el Capítulo 1, se lee de la Tabla 5 el tipo de cañón que se debe emplear para la operación. Este cañón, sería el más conveniente para llevar a cabo las operaciones de cañoneo en el pozo determinado, puesto que presenta la mayor longitud penetrada en la formación y el menor daño.

Tabla 5. Resumen de Datos Mecánicos y Comportamiento de los Sistemas de Cañoneo

Perforating System Designation	Phasing (°)	Shot Density (spf)	Charge	Penetration (in)	Entrance Hole (in)	Gun Diameter (in)	Burr Height (in)	Explosive Load (g)
1 – 3/8 DS 0,4	0	4	16A HC RDX	5.75	0.21	1.3125	0.05	1.8
1.56 HSD 0,4	0	4	20J UJ RDX	10.06	0.2	1.5625	0.06	3.2
1.56 HSD 0,4	0	4	20J UJ HTX	8.23	0.2	1.5625	0.05	3.2
1.56 HSD 60,6	60	6	PJ1606	HMX	10.7	0.19	1.5625	0.06
1.63 EJ 0,4	0	4	EJ III RDX	17.96	0.28	1.63	0.05	8
1.63 EJ 0,4	0	4	EJ III HMX	17.8	0.29	1.63	0.06	8
1.63 EJES 45,6	45	6	PhPwrEJ HMX	18.6	0.21	1.63	0.06	
1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	45 pndlm	7.5	PSEJ HMX	19.5	0.22	1.6875	0.06	8
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ RDX	10.06	0.2	1.63	0.06	3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ RDX	10.06	0.2	1.63	0.06	3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ HMX	9.18	0.22	1.63	0.05	3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ	8.23	0.2	1.63	0.05	3.2

			HNS					
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20A HD RDX	7.24	0.27	1.63		3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20A HD HMX	6.89	0.21	1.63		3.2
1 – 11/16 EJ 0,4	0	4	EJ III RDX	16.84	0.28	1.6875	0.03	8
1 – 11/16 EJ 0,4	0	4	EJ III HMX	16.67	0.26	1.6875	0.04	8
1 – 11/16 EJ 0,4	0	4	EJ III HNS	12.89	0.22	1.6875	0.04	8
1 – 11/16 R EJ 0,6	0	6	PE HMX	21.6	0.2	1.6875	0.04	8
1 – 11/16 EJR2 ±45,4	+/- 45	4	PhEJ III HMX	15.61	0.25	1.6875	0.08	8
1 – 11/16 EJR2 ±45,4	+/- 45	6	PhEJ III HMX	14.63	0.26	1.6875	0.09	8
1 – 11/16 EJEZ 45,6	45	6	PhEJ III HMX	13.9	0.23	1.6875	0.09	8
1 – 11/16 EJES 45,6	45	6	PhEJ III HMX	13.5	0.23	1.6875	0.09	8
1 – 11/16 HCAP 0,4	0	4	HCAP RDX	9.94	0.31	1.6875	0.08	8
1 – 11/16 Pivot 180,4	+/- 90	4	UC RDX	27.78	0.38	3.79	0.08	22
1 – 11/16 Pivot 180,4	+/- 90	4	PP HMX	28.4	0.35	3.79	0.08	22

Fuente: Autores del Proyecto. Datos tomados de Perforating Systems Summary, Schlumberger.

Paso 5: Cálculo de la Productividad del Pozo después de las operaciones de cañoneo

Cuando se ha seleccionado el tipo de cañón más adecuado para realizar las operaciones de cañoneo, se debe calcular la productividad de los pozos una vez se han implementado las operaciones, por medio de la determinación de las curvas IPR. Dentro de las diferentes técnicas utilizadas para el cálculo del potencial de producción de un pozo de aceite con gas en solución, aparece el propuesto por Vogel¹¹ en el año 1968, el cual plantea una serie de correlaciones para determinar a ciencia cierta el comportamiento actual del Pozo, además de su posible comportamiento futuro.

Vogel propone el método partiendo de la ecuación que rige el comportamiento de la curva IPR.

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - 0.20 \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad (6)$$

Donde:

q_0 = Caudal de Aceite del Pozo

q_{0max} = Caudal Máximo del Pozo

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyendo

P = Presión Promedio del Yacimiento

Con esta ecuación se halla J , la cual es una relación de caudales y presiones, dada por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{P - p_{wf}} \quad (7)$$

¹¹ Ohnfort Küanch T. "Reservoir Engineering Fundament's". Texas, USA. 1997.

Luego se reemplaza esta ecuación en la primera para encontrar una relación de J con respecto al caudal máximo del pozo el cual quedó de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_{max}}{P} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P} \right) \quad (8)$$

Además de lo anterior el autor planteó una relación para la cual el valor de J sería variable, puesto que cuando se trabaja con yacimientos en los cuales se tiene gas disuelto el valor de J cambiara gradualmente con la presión, es así que la ecuación quedaba de la siguiente manera:

$$J^* = \frac{1.8q_{max}}{P} \quad (9)$$

Esta ecuación se planteó de igual manera para flujo radial debido a que la aplicación del caso está dada para estas condiciones de flujo.

$$J^* = \frac{0.007082k_o h q_o}{B_{oF} \mu_{oF} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (10)$$

A la hora de especificar condiciones futuras de los pozos o comportamientos hacia el futuro, se tendría que buscar una correlación para J que este relacionada con ese tiempo, es por eso que el autor planteó la misma correlación de J pero en esta ocasión las variables de la correlación serían las propiedades PVT llevadas a futuro, con estas consideraciones se obtuvo la siguiente expresión:

$$J_F^* = \frac{0.007082k_o h q_o}{B_{oF} \mu_{oF} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (11)$$

Donde,

J^*_F = Índice de Productividad variable a Futuro

k_{oF} = Permeabilidad del Aceite Futura

h = Espesor de la formación

q_o = Caudal de aceite del pozo

B_{oF} = Factor Volumétrico de Formación

μ_{oF} = Viscosidad del Aceite

r_e = Radio de Drenaje del Pozo

r_w = Radio del Pozo

Posteriormente reemplazamos en la ecuación que representa la curva IPR y encontrar la correlación correspondiente a un comportamiento futuro del pozo:

$$q_{oF} = \frac{J^*_F P}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \quad (12)$$

Donde,

q_{oF} = Producción Futura del Pozo

J^*_F = Índice de Productividad Futuro

P = Presión del Yacimiento a Futuro

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyendo

El objetivo de estos cálculos es el de ir dando posibles valores de presión de fondo fluyendo para encontrar los respectivos caudales y poder de esta forma hacer un análisis detallado a futuro de la productividad del pozo, por medio de las curvas IPR.

Paso 6: Especificaciones de las Operaciones de Cañoneo y Recañoneo.

Una vez determinados los cálculos desarrollados anteriormente, se deben plantear las especificaciones de los trabajos de cañoneo y recañoneo en los pozos, con el fin de establecer los parámetros y las condiciones establecidas durante el desarrollo de las operaciones. Estas especificaciones son:

- ◆ Tipo de Cañón.
- ◆ Densidad de Tiros por Pie.
- ◆ Total de pies a cañonear.
- ◆ Número de viajes a realizar por la Herramienta de cañoneo.

Paso 7: Programación de las Operaciones de Cañoneo y Recañoneo¹²

La programación de las operaciones de cañoneo y recañoneo, se hace teniendo en cuenta los parámetros determinados anteriormente, y conociendo las especificaciones del cañón a ser implementado. Con este fin se hace una programación a escala macro y dependiendo de las características de cada pozo se modificará.

1. Realizar Operaciones de Workover.
2. Acondicionar el pozo para las operaciones de cañoneo, para esto es necesario cambiar el fluido de completamiento por el adecuado para el pozo en el que serán implementados los trabajos, de tal forma que resista la presión de la formación cañoneada y evite posibles reventones en el pozo.
3. Bajar la herramienta de Cañoneo con wireline. Dicha herramienta está provista de un sensor de registro CCL que especifica los cuellos del casing,

¹² BENAVIDES, Marcia; "Basic Perforating Principles". Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos, UIS. 2008.

permitiendo colocar en profundidad los cañones, para de esta forma realizar la operación con la mayor eficiencia posible y evitar incrementar los costos.

4. Cañonear los intervalos de interés, con los cañones, las cargas y los tiros especificados en el paso anterior.

5. Reacondicionar el pozo para que empiece a producir nuevamente.

Paso 8: Evaluación Económica.

Finalmente, se debe realizar un análisis económico que permita estimar la viabilidad de implementar las operaciones de cañoneo y/o recañoneo en los pozos seleccionados. Para esto es necesario tener en cuenta el cálculo de productividad del pozo, el cual fue estimado anteriormente.

A partir del cálculo de la productividad se puede establecer la producción que se obtendría de cada pozo una vez se hayan implementado las operaciones de cañoneo y recañoneo. Este valor va correlacionado, evidentemente, con los ingresos que se obtendrían con el desarrollo de las operaciones. De igual manera, se deben especificar los egresos, que estarían dados por los costos de operación. Costos de levantamiento y los impuestos y regalías establecidos para la industria.

Posteriormente, se debe realizar un flujo de caja que sería el balance que permite estimar el valor de las utilidades generadas por la implementación de las operaciones de cañoneo y recañoneo, para de esta manera determinar el tiempo en cual se recuperaría el capital invertido.

El procedimiento específico para el desarrollo de esta evaluación económica será explicado detalladamente en el Capítulo 4.

3.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO COLORADO

El objetivo principal de este trabajo fue la aplicación de la metodología de selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo a los pozos del Campo Escuela Colorado, debido a que los campos maduros poseen un buen potencial para incrementar su producción, lo que hace que estos sean rentables, aproximándolos a la producción obtenida en décadas pasadas.

Con la metodología desarrollada se llevo a cabo la selección de pozos candidatos para aplicarles la operación de cañoneo y/o recañoneo, utilizando el análisis de la información correspondiente a cada uno de los pozos y el empleo de las ecuaciones correspondientes para un diseño adecuado de la operación. Esto permitió mejorar el cañoneo implementado anteriormente en los pozos del Campo Escuela Colorado optimizando los parámetros necesarios para implementar una nueva operación de cañoneo o recañoneo que incremente la producción en estos pozos.

En el estudio realizado del campo, se recopiló la información de los estados mecánicos y de los registros de los pozos para su respectivo análisis e interpretación, y se encontraron los files correspondientes a las zonas cañoneadas anteriormente de cada uno de los pozos, realizadas entre los años 1946 y 1962 bajo la administración de ECOPETROL S.A. Teniendo en cuenta que en esa época, no se contaba con las herramientas adecuadas y las tecnologías que existen actualmente, que garantizan el desarrollo de las operaciones de forma eficiente, se hace necesaria la implementación de una metodología que permita incrementar la producción del Campo Escuela Colorado por medio de un diseño adecuado para ejecutar las operaciones de cañoneo y recañoneo en los pozos. La información necesaria se recopiló de los archivos de pozo del Campo Escuela Colorado (well files), y en los informes técnicos de la gerencia del Magdalena Medio, suministrados por ECOPETROL S.A. – ICP.

La aplicación de la metodología fue realizada para 15 pozos del Campo Escuela Colorado, que hacen parte de la formación Mugrosa, zona B y C. Para estos pozos se realizó el mismo procedimiento metodológico explicado en la sección 3.1, a manera de ejemplo, se ilustra el desarrollo de la metodología para el pozo Colorado 70.

COLORADO – 70

◆ Información necesaria para el desarrollo de la metodología

De acuerdo a la metodología, primero se llevó a cabo la recopilación de la información necesaria, como se ilustra en la Tabla 6 que se utilizó como base de datos para la obtención de las especificaciones de la operación por medio de la implementación de las correlaciones nombradas anteriormente.

Tabla 6. Información COLORADO – 70

Pozo COLORADO – 70	
Profundidad Total (ft)	2520
Diámetro del Pozo (in)	8,625
Fluido de Perforación	Lodo
Material del Anular	Cemento
Diámetro del Casing (in – lbm/ft)	6.625 – 20
Diámetro del Tubing (in – lbm/ft)	2.375 – 4.0
Gravedad, API	35.3
Tipo de Roca	Arena

Fuente: Datos tomados de los well files del Campo Escuela Colorado.

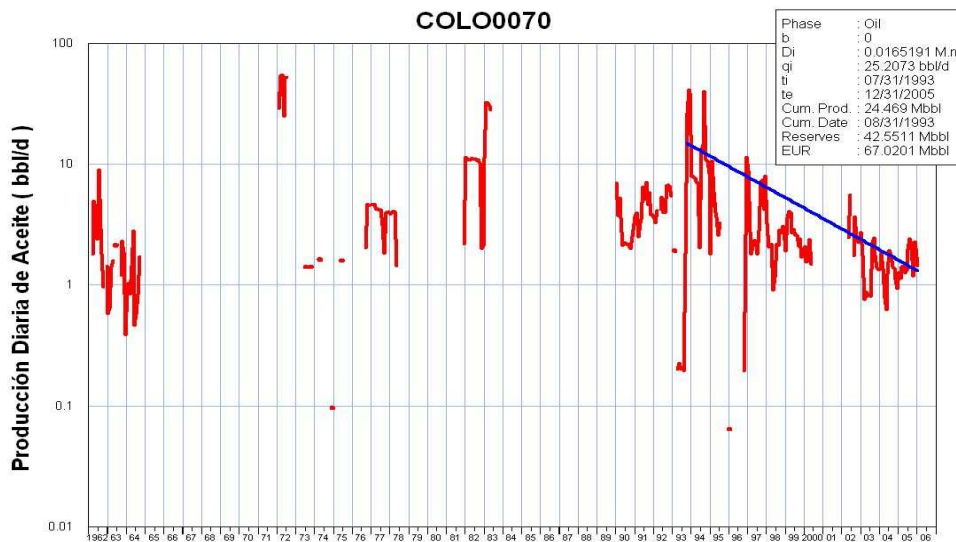
Paso 1. Selección de los Pozos

Teniendo en cuenta el historial de producción del pozo COLORADO – 70 se consideró que este tiene un gran potencial debido a los siguientes factores:

- ✦ El pozo tiene un total de reservas acumuladas de 12018 BIs de aceite.
- ✦ El pozo estuvo en producción desde el 28 de febrero de 1954 hasta el 1 de julio de 1959, cuando se retiró la unidad de bombeo para un pozo más productivo en el área. Sin embargo el 3 de septiembre de 1982 el pozo presentaba manifestaciones de aceite en superficie.
- ✦ De acuerdo al comportamiento de la historia de producción del pozo, al extrapolarla a la fecha se puede predecir que el pozo al ser reactivado produciría un caudal de aceite de 6 BIs/día basado en su historial de producción.

El comportamiento histórico de producción del pozo COLORADO – 70 se presenta en la Figura 20 a continuación:

Figura 20. Comportamiento Histórico de Producción del Pozo COL – 70



Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEL S.A.

Para determinar las reservas del pozo COLORADO -70 se basó en la información contenida en el Informe Técnico del Campo Escuela Colorado el resumen se presentado en la Tabla 7.

En la Tabla 7 a continuación se presenta un resumen de los parámetros claves para la selección del pozo COLORADO – 70 como candidato para ser implementado la operación de cañoneo y/o recañoneo.

Tabla 7. Resumen de los Parámetros de Selección del Pozo COL – 70

POZO COLORADO – 70	
Bloque	II
Qi Histórico UIS	25,2
Ti D/M/A	30/04/1962
Te D/M/A	01/01/2006
Di Histórico Mensual Nominal	0.01651
Acumulados (MBIs)	39232
Reservas (MBIs)	425511
Qf reportes (Bb/día)	1.43
Q reactivar – Ecopetrol 2004 (Bb/día)	7

Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

Tabla 8. Candidatos Potenciales Pozos Activos Campo Escuela Colorado

POZO	Bloque	Qi Histori UIS	Ti D/M/A	Te D/M/A	Di Histori Mensual nominal	Acumulados (MBIs)	Reservas (MBIs)	Qf reportes (Bb/día)	Q reactivar Ecopetrol 2004 (Bb/día)	Estado del pozo
COL – 12	II	22,16	31/10/1959	01/01/2006	0,014	129,153	103,064	1,9	10	ACT
COL – 36	V	42,124	30/09/1957	01/11/2005	0,0063	282,232	244,974	11,53	16	ACT
COL – 37	VI	70,68	30/04/1959	01/01/2006	0,0205	277,156	251,655	5,16	18	ACT
COL – 38	I	80,89	30/06/1954	01/01/2006	0,02373	518,733	283,729	4,58	23	ACT
COL – 69	III	30,06	30/09/1962	01/11/2005	0,00468	72,929	178,176	1,51	15	ACT
COL – 70	II	25,2	30/04/1962	01/01/2006	0,01651	39,232	42,5511	1,43	7	ACT
COL – 75	V	39,02	31/12/1962	01/01/2006	0,0497	96,584	77,5828	2,29	7	ACT
COL - 25	I	8	28/02/1954	01/07/1959	0,002	12,018	15,053	6,74	6	BP

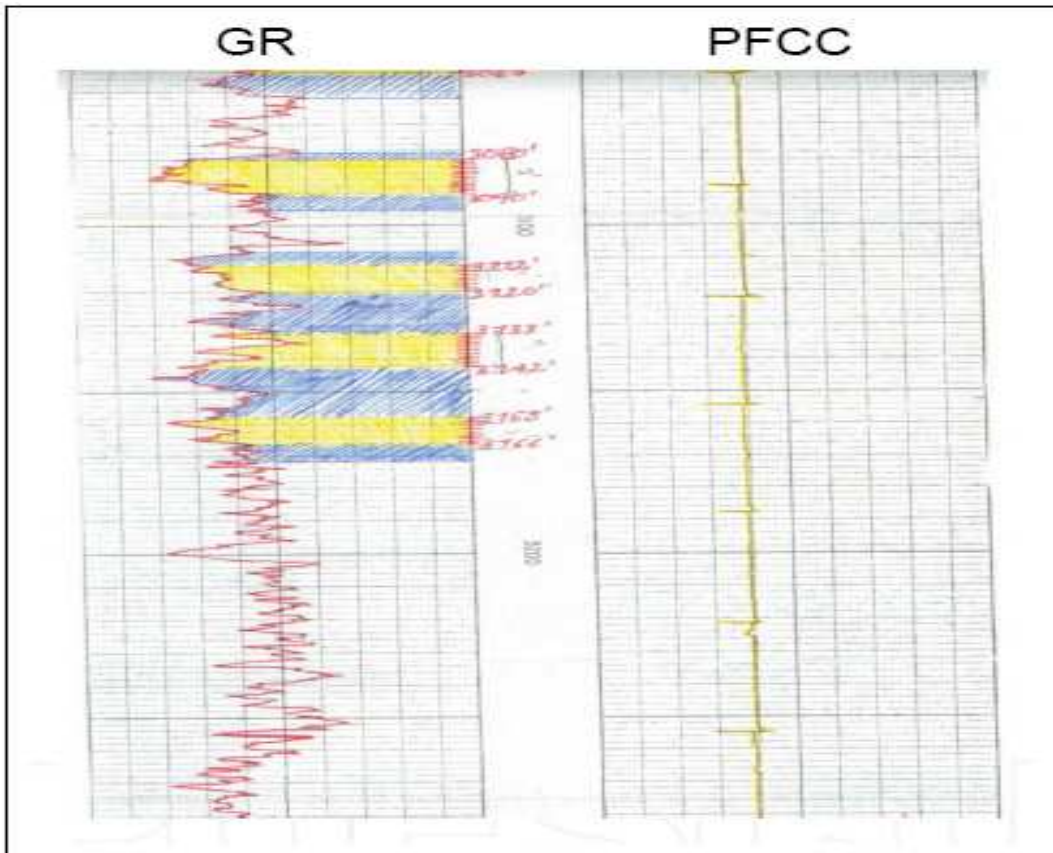
Fuente: CAMPO ESCUELA COLORADO. Informe Técnico Campo Escuela Colorado, Ing. Fernando Enrique Calvete.

Tabla 9. Candidatos Potenciales Pozos Inactivos Campo Escuela Colorado

POZO	Bloque	Qi Histori UIS	Ti D/M/A	Te D/M/A	Di Histori Mensual nominal	Acumulados (MBIs)	Reservas (MBIs)	Qf reportes (Bb/día)	Q reactivar Ecopetrol 2004 (Bb/día)	Estado del pozo
COL – 3	★ III	80,53	31/07/1956	01/03/2000	0,012	274,773	259,694	3,03	10	BP
COL – 23	I	121,25	31/03/1954	01/12/1986	0,017	209,483	284,114	5,65	5	NR
COL – 31	II	70,6	31/10/1956	01/12/1996	0,016	164,726	273,54	10	8	NR
COL – 33	III	80,276	31/01/1957	01/02/1992	0,00688	393,934	335,187	2,1	-	FPM
COL – 35	II	24,27	31/07/1957	01/09/1998	0,021	129,779	84,3952	4,8	10	NR
COL – 44	II	259,143	31/09/1958	01/03/1996	0,0666	308,911	244,501	6,5	8	BP
COL – 45	★ IV	96,27	31/12/1958	01/04/1997	0,0265	185,524	282,291	6	10	NR
COL – 49	★ VI	98,92	30/08/1958	01/03/2000	0,0632	200,262	161,143	7,19	15	NR
COL – 55	★ V	100,331	31/05/1960	01/05/2003	0,0066	306,913	447,111	7	10	BP
COL – 56	V	40,07	31/03/1961	01/03/1996	0,0301	108,239	104,784	5,5	10	BP
COL – 58	★ V	90,96	31/03/1961	01/05/2000	0,01745	221,755	350,536	7,3	10	NR
COL – 63	II	92,51	31/07/1961	01/12/1986	0,0112	240,9	242,362	0,35	-	BP
COL – 66	IV	204,45	31/07/1961	01/03/1985	0,0411	210,461	250,321	2,1	-	BP
COL – 67	★ IV	72,23	30/04/1962	01/12/2001	0,00708	355,933	457,374	14,84	20	NR
COL – 74	V	45,23	31/12/1962	01/06/1998	0,0099	188,196	229,316	6,6	8	NR
COL – 59	IV	100,92	28/02/1961	01/02/1999	0,02263	210,308	327,262	12	10	A-RGA

Fuente: CAMPO ESCUELA COLORADO. Informe Técnico Campo Escuela Colorado, Ing. Fernando Enrique Calvete.

Figura 22. Registro Pozo COLORADO - 70

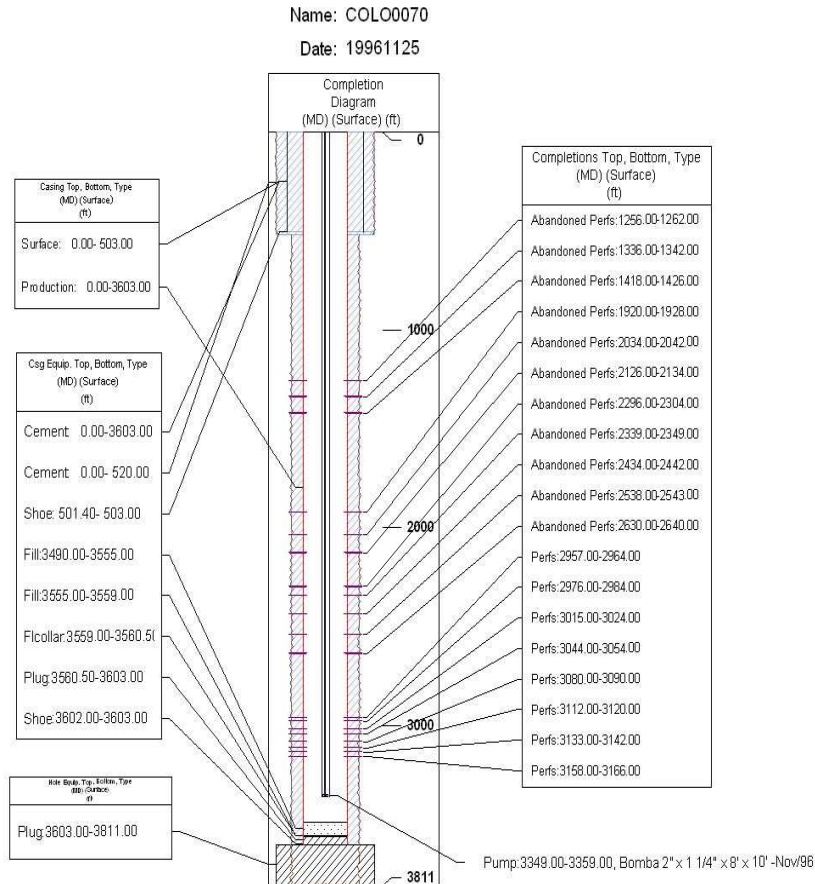


Fuente: Well Files, Campo Escuela Colorado.

Al observar el registro **B** se pudo determinar que los intervalos coloreados son los más apropiados para recañonear porque presentan un espesor considerable sin intercalaciones de lutita, adicionalmente presentan buena permeabilidad y porosidad. Entre las causas por las cuales el cañoneo efectuado inicialmente no pudo ser efectivo encontramos que debido a las características del cañón empleado este no tenía una longitud de penetración considerable y no alcanzó la zona de interés, además como consecuencia del carácter parafínico del crudo y a que dicha parafina se puede depositar en cualquier punto del sistema de producción, se ha incrementado el daño en la formación, disminuyendo la producción del pozo; por esta razón se debe realizar un recañoneo con un cañón más apropiado para que así, estas zonas pueden resultar productoras como indican los registros.

Paso 3. Revisión de los Estados Mecánicos

Figura 23. Estado Mecánico Pozo COLORADO – 70



Fuente: Well Files, Campo Escuela Colorado.

Al observar el estado mecánico del pozo COLORADO – 70 se determinó que el casing tiene integralidad, esto quiere decir que el casing puede resistir la operación de cañoneo de manera que no va a colapsar también se observa que en el pozo no hay ningún pescado que impida que la operación se realice, la bomba ubicada en el pozo al momento de implementar la operación de recañoneo se debe retirar la bomba del pozo esto se puede lograr con operaciones de workover.

Paso 4. Especificación de las Condiciones Técnicas

Para determinar la especificación de las condiciones técnicas se debe realizar una serie de cálculos para determinar el cañón más indicado para el pozo. A continuación se muestran en forma secuencial la solución de las ecuaciones.

◆ Cálculo del Skin

Para determinar el Skin se utilizó la ecuación para el daño en estado pseudo-estable este período se manifiesta cuando las fronteras de un yacimiento volumétrico empiezan a afectar la distribución de presiones, de tal manera que el yacimiento no actúa como infinito.

En este régimen de flujo la tasa de producción en el yacimiento permanece casi constante y la presión desciende con el transcurrir del tiempo. En cualquier distancia radial, el caudal y el gradiente de presión deben ser constantes para que se ajuste el patrón.

A continuación se realizan los cálculos para determinar el skin:

$$P_e - P_{wf} = \frac{qBu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (13)$$

Tabla 10. Valores de los parámetros¹³

P_e	1700	Psi
P_{wf}	520	Psi
q	7	Bls
B	1,091	RB/STB
u	1,64	Cp
k	1	Md
h	50	Ft
r_e	97403,121	Ft
r_w	0,3542	Ft

Fuente: Autores del Proyecto.

¹³ CORREA J., Fabio Ricardo. "Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación al Campo Colorado". UIS, 2008.

Despejando el daño de la ecuación se obtiene:

$$S = \frac{(P_e - P_{wf}) * (2\pi kh)}{qB\mu} - \ln \frac{r_e}{r_w}$$

$$S = \frac{(1700 - 520)(2\pi * 20 * 50)}{7 * 1,091 * 1,64} - \ln \frac{97403,121}{0,3542}$$

$$S = 5$$

◆ Cálculo del Índice de Productividad:

$$PI = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{\text{tasa de aceite } (\frac{stb}{d})}{\text{caída de presión (psi)}} \quad (14)$$

$$PI = \frac{7}{1700 - 520} = 0,006 \frac{stb}{psi} * d$$

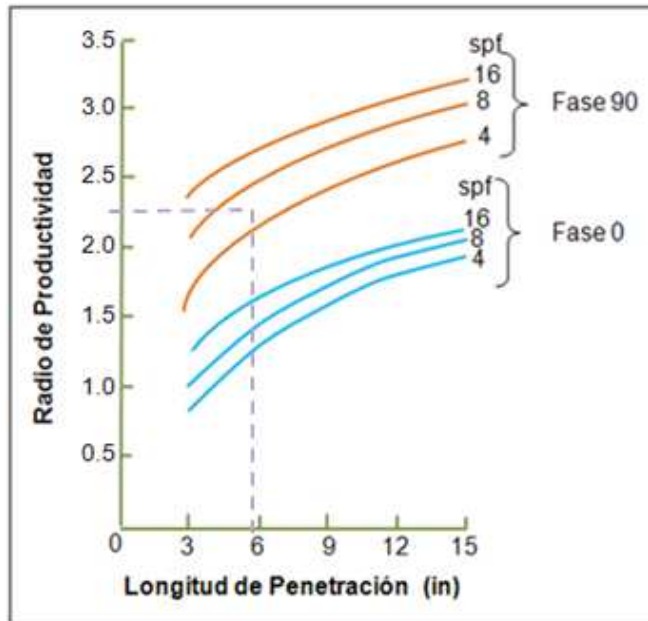
◆ Cálculo del Radio de Productividad:

$$PR = \frac{q_p}{q_o} = \frac{\ln(\frac{r_e}{r_w}) + skin}{\ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (15)$$

$$PR = \frac{\ln\left(\frac{97403,121}{0,3542}\right) + 15}{\ln\left(\frac{97403,121}{0,3542}\right)}$$

$$PR = 2,28 \text{ Pies}$$

- ◆ Cálculo de la Longitud de Penetración:



Longitud de Penetración = 5,91 in

- ◆ Cálculo del Daño del Área de Flujo:

$$S_h = \ln \left(\frac{r_w}{f_n(\theta)(l_p + r_w)} \right) \quad (16)$$

$$S_h = \ln \left(\frac{0,3542}{90 * (5,91 + 0,3542)} \right)$$

$$S_h = 0,6$$

De la siguiente tabla se escogen los cañones candidatos en base a un diámetro menor al del casing de 6 5/8" y 20 #/pie, a la densidad de tiros por pie y a la longitud de penetración.

Tabla 11. Resumen de datos mecánicos y comportamiento de los sistemas de cañoneo

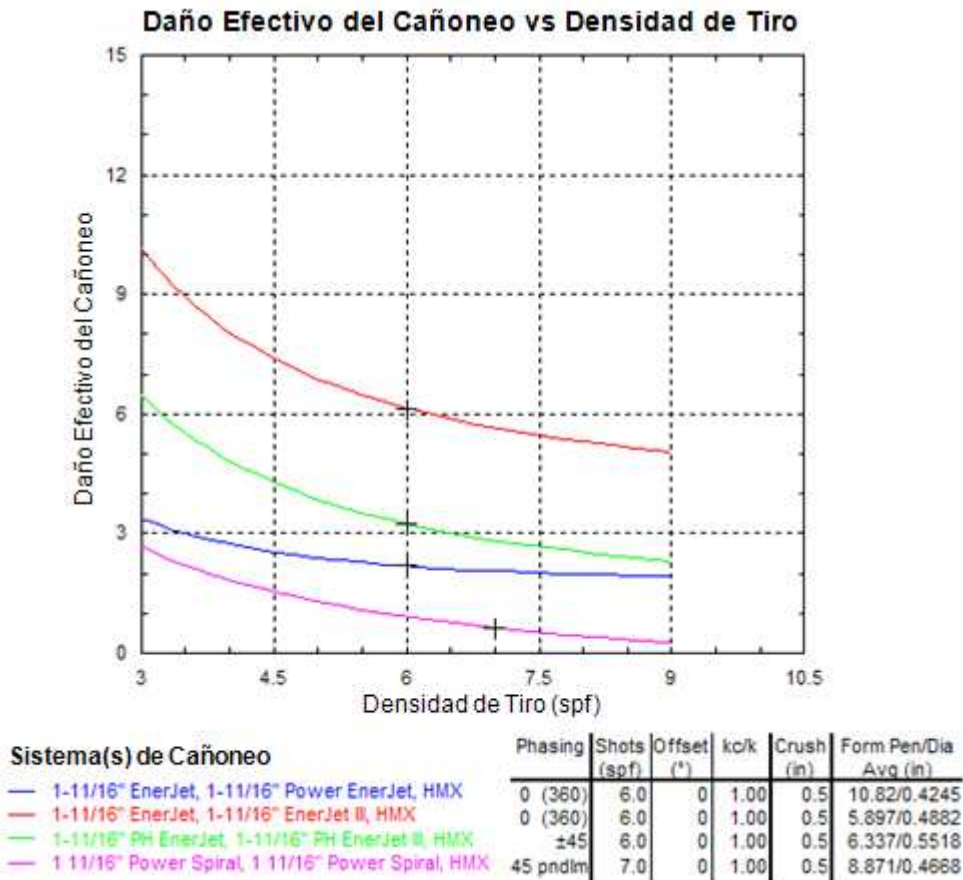
Perforating System Designation	Phasing (°)	Shot Density (spf)	Charge	Penetration (in)	Entrance Hole (in)	Gun Diameter (in)	Burr Height (in)	Explosive Load (g)
1 – 3/8 DS 0,4	0	4	16A HC RDX	5.75	0.21	1.3125	0.05	1.8
1.56 HSD 0,4	0	4	20J UJ RDX	10.06	0.2	1.5625	0.06	3.2
1.56 HSD 0,4	0	4	20J UJ HTX	8.23	0.2	1.5625	0.05	3.2
1.56 HSD 60,6	60	6	PJ1606	HMX	10.7	0.19	1.5625	0.06
1.63 EJ 0,4	0	4	EJ III RDX	17.96	0.28	1.63	0.05	8
1.63 EJ 0,4	0	4	EJ III HMX	17.8	0.29	1.63	0.06	8
1.63 EJES 45,6	45	6	PhPwrEJ HMX	18.6	0.21	1.63	0.06	
1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	45 pndlm	7.5	PSEJ HMX	19.5	0.22	1.6875	0.06	8
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ RDX	10.06	0.2	1.63	0.06	3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ RDX	10.06	0.2	1.63	0.06	3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ HMX	9.18	0.22	1.63	0.05	3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20J UJ	8.23	0.2	1.63	0.05	3.2

			HNS					
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20A HD RDX	7.24	0.27	1.63		3.2
1 – 11/16 DS 0,4	0	4	20A HD HMX	6.89	0.21	1.63		3.2
1 – 11/16 EJ 0,4	0	4	EJ III RDX	16.84	0.28	1.6875	0.03	8
1 – 11/16 EJ 0,4	0	4	EJ III HMX	16.67	0.26	1.6875	0.04	8
1 – 11/16 EJ 0,4	0	4	EJ III HNS	12.89	0.22	1.6875	0.04	8
1 - 11/16 R EJ 0,6	0	6	PE HMX	21.6	0.2	1.6875	0.04	8
1 – 11/16 EJR2 ±45,4	+/- 45	4	PhEJ III HMX	15.61	0.25	1.6875	0.08	8
1 – 11/16 EJR2 ±45,6	+/- 45	6	PhEJ III HMX	14.63	0.26	1.6875	0.09	8
1 – 11/16 EJEZ 45,6	45	6	PhEJ III HMX	13.9	0.23	1.6875	0.09	8
1 – 11/16 EJES 45,6	45	6	PhEJ III HMX	13.5	0.23	1.6875	0.09	8
1 – 11/16 HCAP 0,4	0	4	HCAP RDX	9.94	0.31	1.6875	0.08	8
1 – 11/16 Pivot 180,4	+/- 90	4	UC RDX	27.78	0.38	3.79	0.08	22
1 – 11/16 Pivot 180,4	+/- 90	4	PP HMX	28.4	0.35	3.79	0.08	22

Fuente: Autores del Proyecto. Datos tomados de Perforating Systems Summary, Schlumberger.

De los cuatro tipos de cañones seleccionados, se realizan las figuras mostradas a continuación para saber cual se comporta mejor con respecto a los parámetros determinados del pozo.

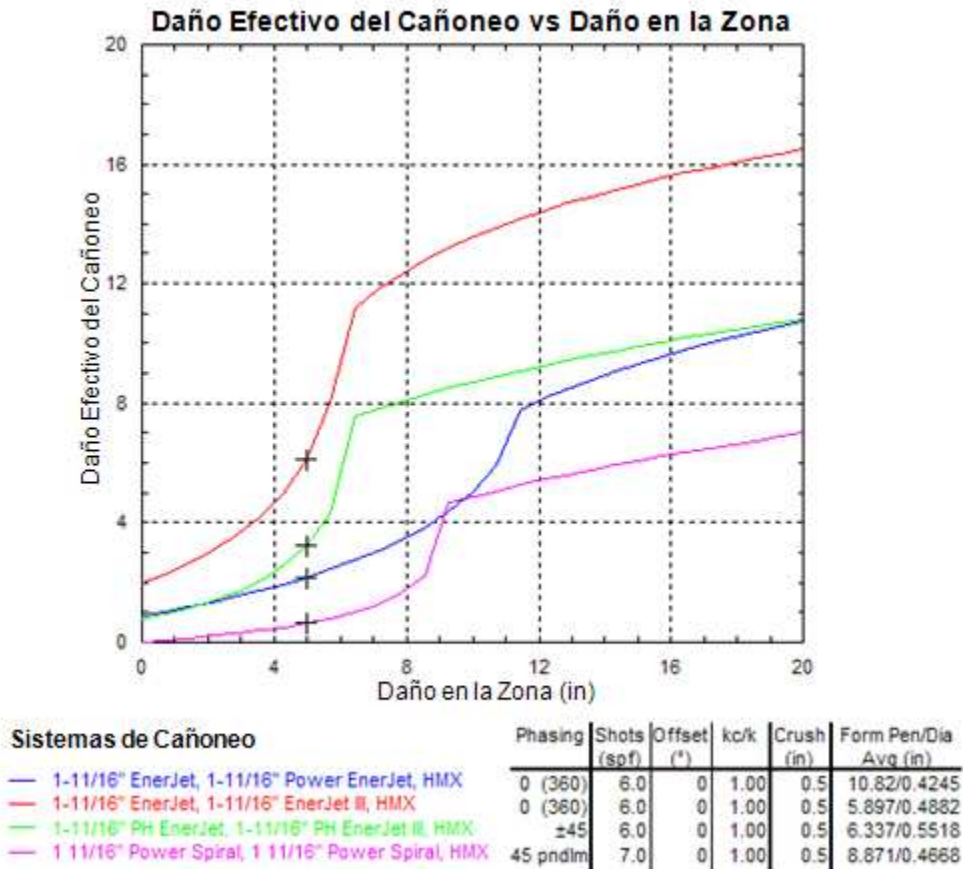
Figura 24. Daño de Cañoneo Efectivo vs Densidad de Tiro



Fuente: Autores del Proyecto. Basados en Basic Perforating Principles, Semana Técnica de Ingeniería de Petróleos. UIS. 2008.

A partir de la gráfica se puede observar el comportamiento que tiene cada uno de los cañones seleccionados en base a la densidad de tiro por pie. De acuerdo a esto, se puede determinar la longitud de penetración y el daño efectivo por el cañoneo para construir una tabla que permita graficar estos parámetros, con el fin de observar su comportamiento. El cañón que mejor se comporta con dichos parámetros es el PowerSpiral.

Figura 25. Daño de Cañoneo Efectivo vs Zona Dañada

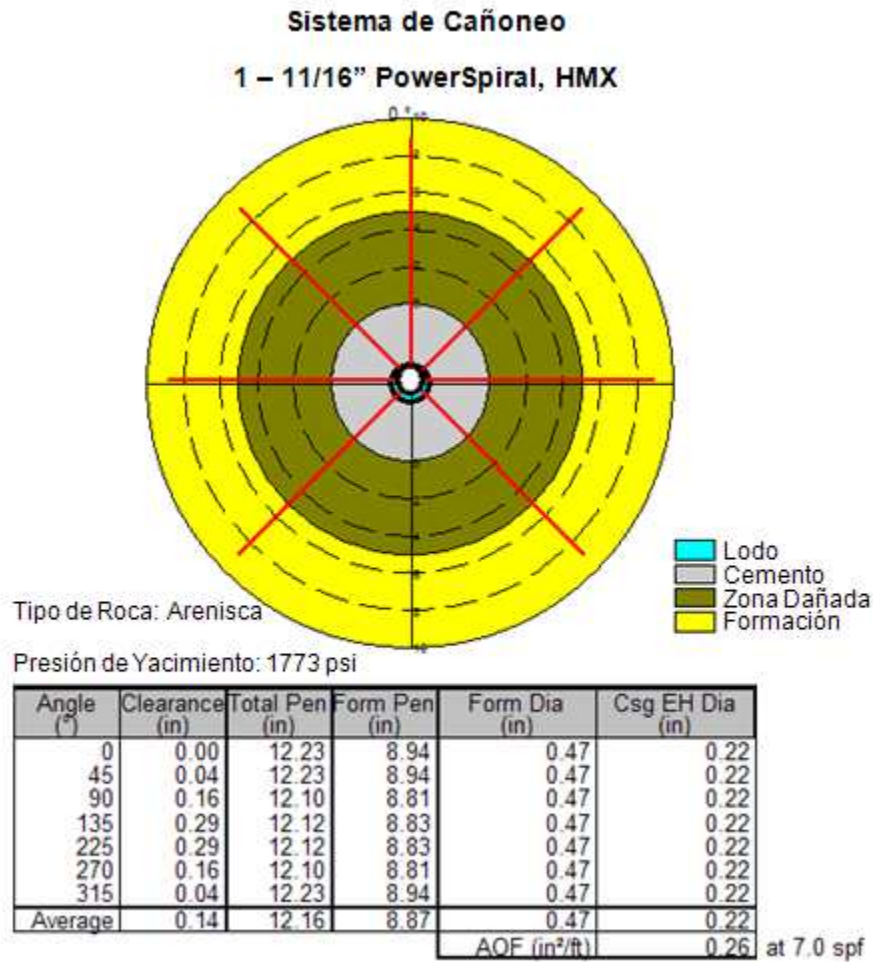


Fuente: Autores del Proyecto. Basados en Basic Perforating Principles, Semana Técnica de Ingeniería de Petróleos. UIS. 2008.

En la Figura 25 se observa la reducción del daño en la formación, al implementar el recañoneo en el pozo, debido a que la explosión limpia las zonas taponadas, además, el cañón utilizado no deja detritos dentro del pozo. El cañón que mejor comportamiento tiene es el PowerSpiral por lo cual se recomienda este cañón para realizar la operación en el COLORADO – 70.

En la Figura 26 a continuación se observa cómo estarán distribuidos los cañones para la operación.

Figura 26. Sistema de Cañoneo



Fuente: Autores del Proyecto.

En esta gráfica se observa el sistema de cañoneo, los ángulos a los cuales van a ser ubicados los cañones, la penetración en la formación que van a tener cada uno de ellos y el tipo de cañón que se debe utilizar.

Paso 5. Cálculo de la Productividad del Pozo después del Cañoneo

Posteriormente se debe calcular la productividad de los pozos una vez que se hayan implementado las operaciones de cañoneo y recañoneo, por medio de la determinación de la curva IPR. Para esto se debe emplear la metodología propuesta por Vogel.

Inicialmente se calcula el Índice de productividad del pozo, para el daño inicial de la formación 5, y para el daño después de las operaciones de cañoneo y recañoneo 0,6. En la Tabla 12 se especifican los parámetros necesarios para el cálculo de las curvas IPR.

Tabla 12. Parámetros para el Cálculo de la Curva IPR Colorado - 70

EXPECTATIVA DE PRODUCCIÓN	Daño Antes de la Operación S = 5	Daño Después de la Operación S = 0.6
Presión de Yacimiento (Psi) ¹⁴	604	604
Presión de Fondo Fluyendo (Psi) ¹⁵	491	491
IP	0.0357	0.0587
Qi @ Pwf = 491 Psi	4	6
AOF (BIs)	12	20

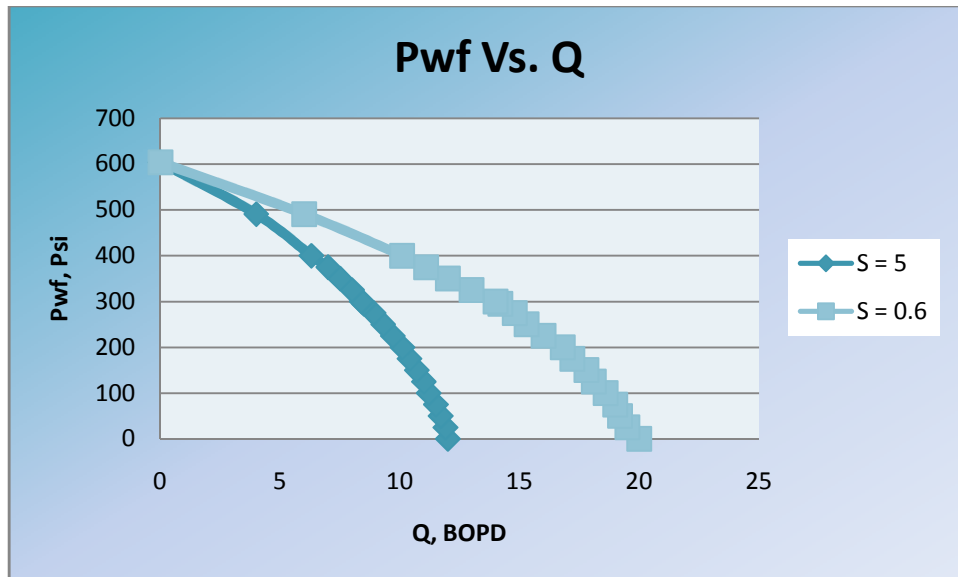
Fuente: Autores del Proyecto.

Una vez determinados los parámetros establecidos en la metodología de Vogel para el desarrollo de la Curva IPR, se deben dar valores posibles de presión de fondo fluyendo, a partir de los cuales se calculan los distintos caudales de producción. Finalmente se grafican estos valores y se obtiene la Curva IPR, como se ilustra en la Figura 27.

¹⁴ CORREA J., Fabio Ricardo. "Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación al Campo Colorado". UIS, 2008.

¹⁵ CORREA J., Fabio Ricardo. "Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación al Campo Colorado". UIS, 2008.

Figura 27. Curva IPR para el Pozo Colorado – 70



Fuente: Autores del Proyecto.

Paso 6. Especificaciones de las Operaciones de Cañoneo y Recañoneo

Con el paso desarrollado anteriormente se determinó entonces el tipo de cañón que mejor se comporta de acuerdo a los parámetros del pozo COLORADO – 70.

A continuación se muestran las especificaciones técnicas para el pozo COLORADO – 70:

◆ **Tipo de Cañón:** La escogencia del tipo cañón obedece, principalmente, a si el pozo tiene o no sarta de producción. Puesto que el COLORADO – 70 es un pozo que actualmente se encuentra activo y tiene sarta de producción se escogió un cañón de tipo PowerSpiral de diámetro 1 – 11/16. El cañón PowerSpiral es un sistema diseñado para operaciones de cañoneo con wireline a través del tubing. Este sistema ofrece un sistema que absorbe el material localizado entre las cargas después del choque.

Este material disminuye las ondas del choque durante la detonación, la cual reduce la interferencia carga a carga y minimiza las ondas del choque en el wellbore. Esto incrementa el comportamiento de los disparos a través del

wellbore, absorbe el material del choque dejando una cantidad insignificante de detritos en el pozo.

- ◆ **Densidad de Tiro por Pie:** El cañón PowerSpiral funciona con una densidad de tiros por pie alta de 7 TPP (Tiros por Pie) lo cual garantiza gran penetración en la formación por parte de las cargas.

- ◆ **Total de Pies a Cañonear:** En base a la revisión de los registros para el pozo COLORADO – 70, se determinó que el pozo no tiene intervalos adecuados para implementar la operación de cañoneo. Por esta razón, se decidió recañonear los intervalos que han sido cañoneados anteriormente en el pozo. Estos intervalos se especifican en la Tabla 13.

Tabla 13. Intervalos a recañonear COL – 70

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPESOR DEL INTERVALO (ft)
3166' – 3158'	56	8
3120' – 3112'	56	8
3024' – 3015'	63	9
2964' – 2957'	49	7
3142' – 3133'	63	9
3090' – 3080'	70	10
3054' – 3044'	70	10
2984' – 2976'	56	8
2640' – 2630'	70	10
2543' – 2538'	35	5
2442' – 2434'	56	8
2304' – 2296'	56	8
2349' – 2339'	70	10

2134' – 2126'	119	17
2042' – 2034'	56	8
1928' – 1920'	56	8
1426' – 1418'	56	8
1342' – 1336'	42	6
1262' – 1256'	42	6
TOTAL	1141	163

Fuente: Autores del proyecto.

◆ **Número de viajes a realizar por el cañón:** Para especificar el número de viajes a realizar por el cañón se tuvo en cuenta el total de arenas a recañonear en el pozo COLORADO – 70, así como la longitud del carrier que es de 30 ft. De acuerdo a esto se especificaron el número de viajes que es igual a 7, esto se determinó sumando los espesores de manera tal que no sea un número mayor a la longitud del carrier.

Paso 7. Programación de la Operación de Cañoneo y Recañoneo

Para implementar la operación de recañoneo en el pozo COLORADO – 70 se recomienda el siguiente programa de operación:

1. Realizar operaciones de WORKOVER: las operaciones de workover se deben realizar en el pozo COLORADO – 70, debido a que se requiere acondicionar el pozo para la operación de recañoneo, como este presenta un levantamiento artificial de Bombeo Mecánico, se debe retirar la bomba de subsuelo y las varillas de producción, además se debe acondicionar la cabeza del pozo con el lubricador del equipo de cañoneo.
2. Cambiar el fluido del pozo por el fluido de completamiento, con el fin de tener una presión hidrostática levemente menor que la presión del yacimiento para evitar que el pozo se venga.

3. Bajar la herramienta de Cañoneo: Se recomienda bajar el cañón PowerSpiral con wireline, este tipo de cañones contienen un registro CCL el cual permite ubicar en profundidad los intervalos a cañonear.

4. Cañonear los Intervalos de interés: Se activa el detonador para realizar la explosión en el pozo, esta operación se debe realizar en todos los intervalos especificados.

5. Después de realizar la operación de recañoneo en el pozo se debe retirar la herramienta, reacondicionar el pozo con el equipo de levantamiento artificial y acondicionar las facilidades de superficie para poner en producción el pozo.

Paso 8. Evaluación Económica

Para realizar la evaluación económica de la operación de cañoneo y recañoneo se debe, inicialmente, determinar la productividad del pozo después de la implementación de las operaciones, tal como se desarrolló en el paso 5, para esto se implementó la metodología propuesta en el artículo SPE 29312, “Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir”; las siguientes expresiones son las utilizadas para el método y para su posterior desarrollo:

$$Q_0 = Q_{max} \left[A_0 + \left(A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) + \left(A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \right] \quad (17)$$

$$Q_{max} = \frac{Q_0}{\left[A_0 + \left(A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) + \left(A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \right]} \quad (18)$$

Los valores de las constantes A_0 , A_1 y A_2 se obtienen por medio de las Tablas mostradas a continuación:

Tabla 14. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
<=0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283

Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0.19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
>0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente: SPE 29312, "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir".

A partir de las ecuaciones 17 y 18 se calculó la curva IPR para el Pozo Colorado – 70.

Inicialmente se presentan los parámetros necesarios para el desarrollo del método propuesto, como se ilustra en la Tabla 14. Los valores de las constantes, son leídos de la Tabla 15.

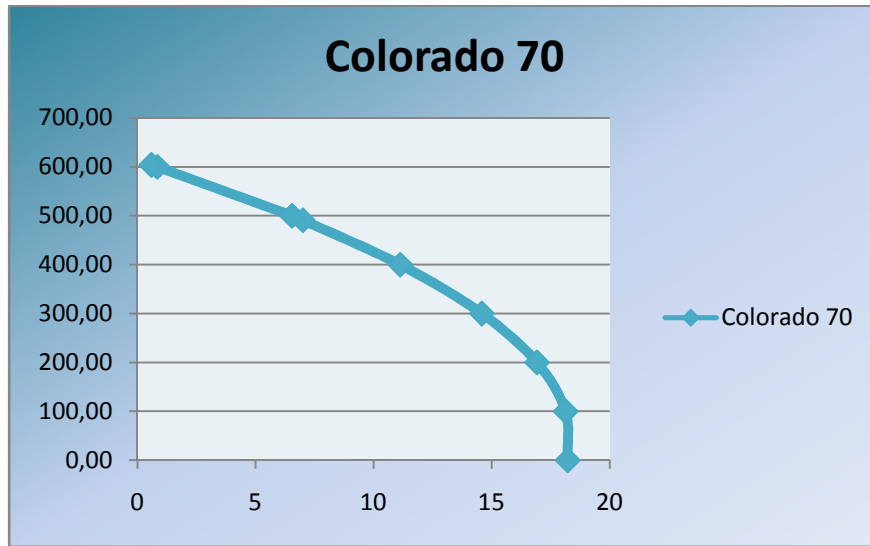
Tabla 15. Parámetros requeridos para el desarrollo de las curvas IPR

POZO COLORADO - 70	
Presión de Yacimiento (P_r), Psi	604
Presión de Fondo Fluyendo (P_{wf}), Psi	491
Tasa de Producción de Aceite (Q_o), STB/Día	7
Densidad de Tiro, spf	8
Radio de Penetración, Pulgadas	0,22
P_{wf}/P_r	0,812913907
A_0	0,73507
A_1	0,11547
A_2	-0,82687
Q_{max} , STB/Día	24,77722824

Fuente: Autores del Proyecto.

Posteriormente, se desarrollan las curvas IPR para determinar el caudal máximo que se obtendrá después de la implementación de las operaciones de cañoneo y recañoneo, como se ilustra en la Figura 28.

Figura 28. Curva IPR para el Pozo Colorado – 70



Fuente: Autores del Proyecto.

En la Tabla 16 se presenta un resumen de la productividad del pozo Colorado – 70.

Tabla 16. Resumen de Productividad del Pozo Colorado – 70

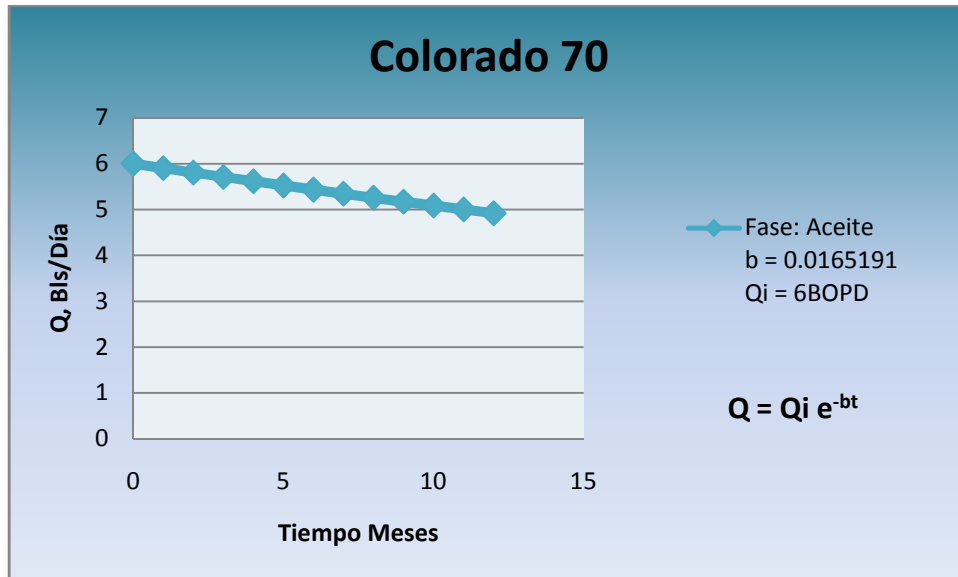
Pozo	Q Antes	Q Actual	Incremento
Col 70	3 @ Pwf = 491 Psi	6 @ Pwf = 491 Psi	3

Fuente: Autores del Proyecto.

Luego se desarrolla la curva que representa la expectativa de producción después de implementarle las operaciones de recañoneo, basadas en los ritmos de declinación mensuales históricos del pozo, como se ilustra en la Figura 29. A partir de esta curva se determinan los ingresos del pozo en los siguientes 12 meses. Con este fin se estima una producción inicial total de 6 Bls/Día. La estimación del precio del crudo¹⁶ en los siguientes 12 meses se hizo a partir del pronóstico desarrollado por World Oil para la variación del precio del crudo hasta el año 2012.

¹⁶ Pronóstico de variación del Precio del Crudo para el Año 2009". www.eleconomista.com.mx

Figura 29. Curva de Declinación Colorado 70



Fuente: Autores del Proyecto.

Para el desarrollo de la operación de cañoneo es necesario cambiar el tipo de fluido de completamiento, durante el reacondicionamiento del pozo. Con este fin se debe determinar el número de sacos de KCL que se necesitan por cada 1 Psi de Presión: 1 Psi = 0.036 Sacos de KCL, 55 Kg y 8.9 Lb/gal.

De acuerdo a lo anterior para el Pozo Colorado - 70 se necesitan 22 sacos de KCL de 55 Kg cada uno y de densidad 8.9 Lb/gal, para hacer la columna hidrostática necesaria para contener la presión en la Zona B de 604 Psi. El precio de cada saco es de 30 US\$/Saco.

A continuación se presenta la relación de costos para la implementación de la operación de recañoneo en el pozo Colorado 70, como se observa en la Tabla 17. Para luego determinar el flujo de caja de acuerdo a los ingresos y egresos del pozo Colorado 70 como se observa en la Tabla 18.

Tabla 17. Relación de Costos para el Pozo Colorado 70

Cañón	3 1/8" HSD 60.6 PJ 2906 HMX
Costo Cañón (US\$/Pie)	70
Pies	163
Total Cañón (US\$)	11.410
Costo de la Unidad de Cañoneo (US\$)	18.667
Costo Equipo de Workover (US\$)	53.333
Costos Salmuera (US\$)	660
Total (US\$)	84.070

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 18. Flujo de Caja para el Pozo Colorado 70

Mes	Precio Barril (US\$)	Producción Mensual (Bls)	Producción luego de Regalías y % Ecopetrol (Bls)	Precio Barril – Descuentos (US\$)	Ingresos (US\$)
1	46	177	140	43	6.020
2	48	174	137	45	6.165
3	54	171	135	51	6.885
4	72	168	133	69	9.177
5	81	165	130	78	10.140
6	89	162	128	86	11.008
7	96	159	126	93	11.718
8	104	159	126	101	12.726
9	126	156	123	123	15.125
10	132	153	121	129	15.609
11	139	150	119	136	16.184
12	145	147	116	142	16.472

Fuente: Autores del Proyecto.

Posteriormente, se realiza la evaluación económica de las operaciones en el pozo Colorado 70; para esto, se presentan los siguientes resultados en la Tabla 19, indicando las relaciones del VPN y el Payback ajustado respecto a la tasa de oportunidad, el valor de la TPR y la TIR.

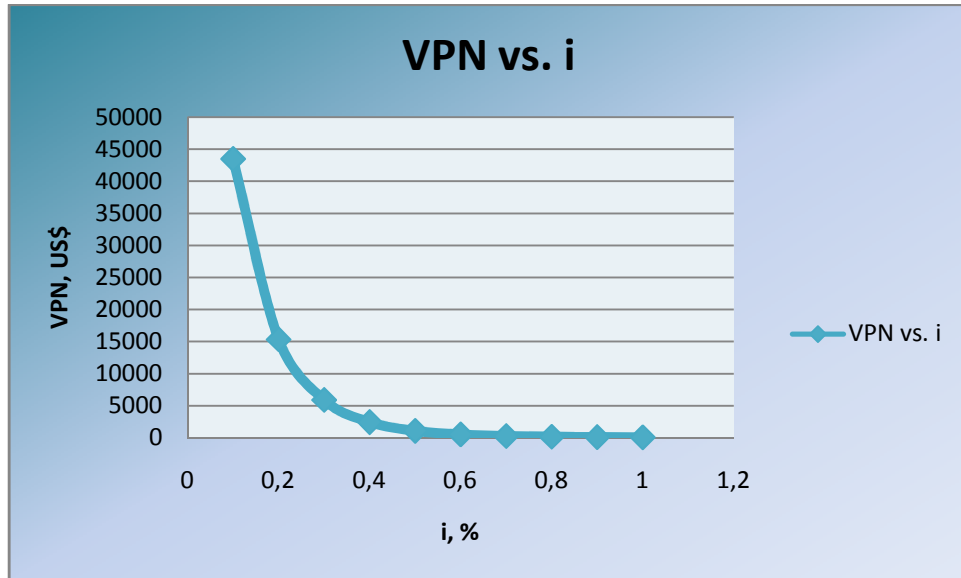
A partir de esta tabla se obtiene la relación entre la tasa de interés y el VPN, así como la relación entre la tasa de interés y el Payback Ajustado, ilustrado en las Figuras 30 y 31.

Tabla 19. Evaluación Económica de las Operaciones para diferentes Tasas de Oportunidad

Tasa de Interés (%)	VPN (US\$)	Payback Ajustado (Año)
10	43.488	0.0416684
20	15.308	0.05309551
30	5.828	0.06563621
40	2.407	0.07918615
50	1.052	0.09366148
60	485	0.10899852
70	234	0.12515174
80	118	0.14209122
90	62	0.1495002
100	33	0.17827295

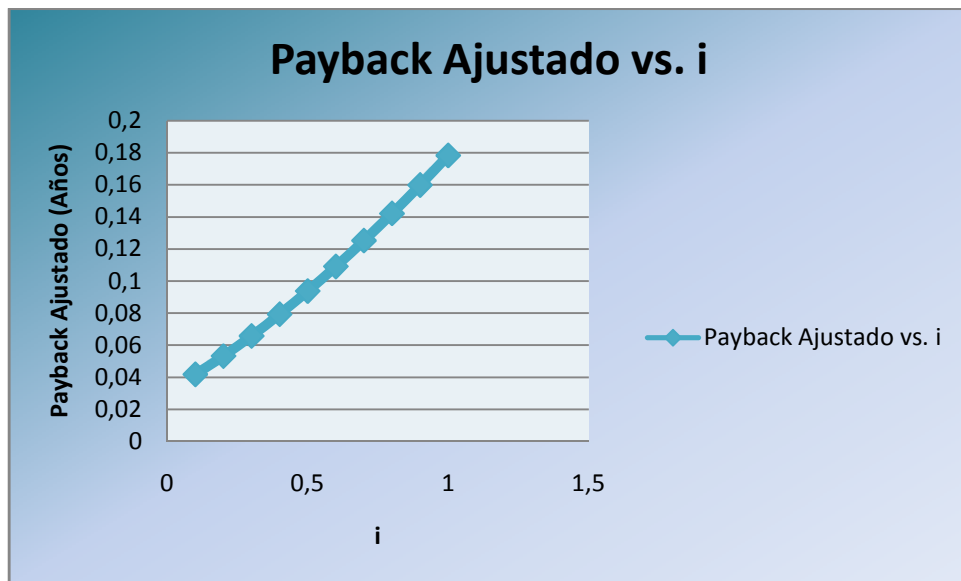
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 30. Relación VPN (US\$) vs. i (%) para el desarrollo del Proyecto



Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 31. Relación Payback Ajustado (Año) vs i (%) para el desarrollo del proyecto



Fuente: Autores del Proyecto.

De acuerdo a la evaluación económica obtenida, bajo el pronóstico desarrollado por World Oil para la variación del precio del crudo hasta el año 2012, se deduce que el desarrollo de las operaciones de cañoneo y recañoneo en el Pozo Colorado 70 es muy viable, puesto que aún con tasas de oportunidad del 100% el VPN es positivo; además, al analizar el proyecto en función del tiempo resulta muy favorable ya que la inversión se recupera en los seis primeros meses.

A manera de resumen se presenta una relación de las principales variables que fueron desarrolladas en el análisis económico de la implementación de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo en el Campo Escuela Colorado, tomando como base la Tasa de Interés para ECOPETROL S.A. del 16%, como se ilustra en la Tabla 20.

Tabla 20. Variables Económicas, Operaciones de Cañoneo y/o Recañoneo en el Campo Colorado

Variable	Valor US\$
Costos Totales (US\$)	84.070
Ingresos Totales (US\$)	136.679
VPN del Proyecto (US\$)	22.993
TIR (%)	2.97
Payback Ajustado (Meses)	7.2
Relación Beneficio/Costo	1.62

Fuente: Autores del Proyecto.

3.3 OPERACIÓN DE CAÑONEO Y RECAÑONEO EN EL CAMPO

A partir de la aplicación de la metodología en el CAMPO ESCUELA COLORADO se seleccionaron los siguientes pozos: COLORADO – 03, COLORADO – 12, COLORADO – 25, COLORADO – 36, COLORADO – 37, COLORADO – 38, COLORADO – 45, COLORADO – 49, COLORADO – 55, COLORADO – 58, COLORADO – 67, COLORADO – 69, COLORADO – 70, COLORADO – 75 y COLORADO - 76, teniendo en cuenta que ya ha sido seleccionado el tipo de cañón a emplear en todos los pozos, a continuación se muestran los intervalos a cañonear y recañonear en cada pozo.

◆ COLORADO – 03

Tabla 21. Intervalos a recañonear COL – 03

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPESOR DE INTERVALO (ft)
5792' – 5809'	119	17
5855' – 5809'	322	46
4361' – 4356'	35	5
4075' – 4070'	35	5
4394' – 4380'	98	14
4418' – 4402'	112	16
4500' – 4488'	84	12
4565' – 4538'	189	27
TOTAL	994	142

Fuente: Autores del proyecto.

◆ **COLORADO – 12**

Tabla 22. Intervalos a ser cañoneados

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
5026' – 5040'	98	8
5043' – 5066'	161	23
TOTAL	259	31

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 23. Intervalos a recañonear

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
4893' – 4830'	441	63
4804' – 4770'	238	34
4754' – 4736'	126	18
4704' – 4694'	70	10
4660' – 4620'	280	40
4614' – 4605'	63	9
4595' – 4588'	49	7
4548' – 4536'	84	12
4512' – 4487'	175	25
4454' – 4446'	56	8
4434' – 4397'	259	37
4344' – 4328'	112	16
4324' – 4285'	273	39
4210' – 4190'	140	20
5998' – 5986'	84	12
5972' – 5968'	28	4
5965' – 5946'	133	19
5933' – 5918'	105	15

5842' – 5828'	98	14
5534' – 5526'	56	8
5362' – 5354'	56	8
5348' – 5340'	56	8
5326' – 5318'	56	8
5262' – 5254'	56	8
TOTAL	3094	442

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 25

Tabla 24. Intervalos a ser cañoneados COL – 25

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
1952' – 1970'	126	18
1904' – 1920'	112	16
TOTAL	238	34

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 25. Intervalos a recañonear COL – 25

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
2456' – 2448'	56	8
2387' – 2376'	77	11
2290' – 2276'	98	14
2271' – 2263'	56	8
2215' – 2205'	70	10
2198' – 2184'	98	14
2178' – 2164'	98	14
2132' – 2120'	84	12
2004' – 1988'	112	16
TOTAL	749	107

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 36

Tabla 26. Intervalos a ser cañoneados COL – 36

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
4580' – 4590'	70	10
4528' – 4540'	84	12
TOTAL	154	22

Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 27. Intervalos a recañonear COL – 36

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
5908' – 5906'	14	2
5820' – 5818'	14	2
5282' – 5279'	21	3
4990' – 4987'	21	3
4864' – 4861'	21	3
5912' – 5908'	28	4
5905' – 5904'	7	1
5837' – 5831'	42	6
5826' – 5820'	42	6
5817' – 5816'	7	1
5288' – 5282'	42	6
5279' – 5274'	35	5
5168' – 5162'	42	6
5158' – 5150'	56	8
4996' – 4990'	42	6
4987' – 4982'	35	5
4866' – 4864'	14	2

4861' – 4860'	7	1
4816' – 4806'	70	10
4778' – 4770'	56	8
4723' – 4716'	49	7
4694' – 4683'	77	11
4637' – 4644'	49	7
4634' – 4632'	14	2
3500' – 3492'	56	8
3196' – 3188'	56	8
2493' – 2483'	70	10
2584' – 2574'	70	10
2493' – 2483'	70	10
TOTAL	1127	161

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 37

Tabla 28. Intervalos a recañonar COL – 37

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
6288' – 6280'	56	8
6249' – 6230'	133	19
5977' – 5972'	35	5
5896' – 5885'	77	11
5730' – 5728'	14	2
5526' – 5524'	14	2
5380' – 5378'	14	2
5192' – 5190'	14	2
5028' – 5026'	14	2
4880' – 4878'	14	2
2342' – 2340'	14	2

2190' – 2188'	14	2
3808' – 3806'	14	2
3562' – 3560'	14	2
3368' – 3366'	14	2
3218' – 3216'	14	2
5738' – 5720'	126	18
5610' – 5590'	140	20
5576' – 5562'	98	14
5530' – 5520'	70	10
5460' – 5450'	70	10
5422' – 5416'	42	6
5413' – 5407'	42	6
5382' – 5374'	56	8
5208' – 5184'	168	24
5154' – 5134'	140	20
5114' – 5100'	98	14
5030' – 5016'	98	14
4954' – 4934'	140	20
4918' – 4911'	49	7
4894' – 4888'	42	6
4882' – 4872'	70	10
2348' – 2324'	168	24
2290' – 2274'	112	16
2192' – 2178'	98	14
2164' – 2154'	70	10
3216' – 3204'	84	12
3132' – 3122'	70	10
5274' – 5262'	84	12
5236' – 5226'	70	10

3812' – 3802'	70	10
3782' – 3772'	70	10
3760' – 3748'	84	12
3568' - 3554'	98	14
TOTAL	2996	428

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 38

Tabla 29. Intervalos a recañonear COL – 38

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
3384' – 3396'	84	12
3453' – 3459'	42	6
3488' – 3506'	126	18
3705' – 3723'	126	18
4018' – 4006'	84	12
3723' – 3705'	126	18
2118' – 2110'	56	8
1943' – 1938'	35	5
1909' – 1905'	28	4
1878' – 1862'	112	16
1829' – 1812'	119	17
TOTAL	938	134

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 45

Tabla 30. Intervalos a recañonear COL – 45

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
4152' – 4150'	14	2
4484' – 4481'	21	3
4684' – 4682'	14	2
4689' – 4680'	63	9
4624' – 4622'	14	2
4588' – 4586'	14	2
4520' – 4518'	14	2
4420' – 4418'	14	2
4362' – 4360'	14	2
4272' – 4270'	14	2
4628' – 4618'	70	10
4592' – 4584'	56	8
4524' – 4515'	63	9
4490' – 4478'	84	12
4420' – 4415'	35	5
4386' – 4378'	56	8
4368' – 4354'	98	14
4305' – 4301'	28	4
4297' – 4292'	35	5
4284' – 4275'	63	9
4273' – 4266'	49	7
4174' – 4144'	210	30
TOTAL	1043	149

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 49

Tabla 31. Intervalos a recañonear COL – 49

INTERVALOS	TOTAL DE TIROS	ESPESOR INTERVALO (ft)
6413' – 6399'	98	14
6030' – 6024'	42	6
5662' – 5652'	70	10
5640' – 5625'	105	15
5490' – 5478'	84	12
5436' – 5430'	42	6
5397' – 5391'	42	6
5348' – 5339'	63	9
5311' – 5301'	70	10
5228' – 5221'	49	7
5212' – 5207'	35	5
5162' – 5148'	98	14
5133' – 5120'	91	13
5032' – 5020'	84	12
5005' – 4999'	42	6
TOTAL	1015	145

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 55

Tabla 32. Intervalos a recañonar COL – 55

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
5507' – 5496'	77	11
5426' – 5411'	105	15
5338' – 5318'	6860	980
5192' – 5175'	119	17
5150' – 5140'	6930	990
5083' – 5070'	91	13
5012' – 4986'	182	26
4805' 4790'	105	15
4768' – 4757'	77	11
4678' – 4658'	140	20
5515' – 5510'	35	5
5450' – 5434'	112	16
5392' – 5387'	35	5
5108' – 5098'	70	10
4850' – 4844'	42	6
4750' – 4742'	56	8
4652' – 4646'	42	6
2438' – 2432'	42	6
2414' – 2402'	84	12
2388' – 2374'	98	14
2338' – 2320'	126	18
2296' – 2290	42	6
TOTAL	15470	2210

Fuente: Autores del proyecto.

◆ **COLORADO 58**

Tabla 33. Intervalos a recañonear COL – 58

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPESOR INTERVALO (ft)
5414' – 5392'	154	22
5350' – 5340'	70	10
5335' – 5322	91	13
5176' – 5167'	63	9
4504' – 4496'	56	8
4462' – 4452	70	10
4341' – 4333'	56	8
4254' – 4246'	56	8
4518' – 4504'	98	14
4452' – 4440'	84	12
4333' – 4320'	91	13
4261' – 4254'	49	7
4242' – 4230'	84	12
4934' – 4926'	56	8
4828' – 4818'	70	10
4802' – 4790'	84	12
4758' – 4750'	56	8
2589' – 2582'	49	7
2566' – 2552'	98	14
2508' – 2492'	112	16
2460' – 2444'	112	16
2334' – 2327'	49	7
2176' – 2168'	56	8
2158' – 2146'	84	12
TOTAL	1848	264

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 67

Tabla 34. Intervalos a recañonear COL – 67

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPESOR INTERVALO (ft)
4594' – 4584'	70	10
4313' – 4305'	56	8
4078' – 4070'	56	8
4382' – 4374'	56	8
4305' – 4392'	609	87
4254' – 4238'	112	16
4178' – 4172'	42	6
4070' – 4060'	70	10
4023' – 4016'	49	7
2131' – 2122'	63	9
1896' – 1886'	70	10
1886' – 1878'	56	8
1815' – 1798'	119	17
1792' – 1783'	63	9
1778' – 1770'	56	8
3886' – 3878'	56	8
3870' – 3854'	112	16
2066' – 2050'	112	16
2030' – 2022'	56	8
TOTAL	1883	269

Fuente: Autores del proyecto.

◆ COLORADO – 69

Tabla 35. Intervalos a recañonear COL – 69

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPESOR INTERVALO (ft)
5731' – 5763'	224	32
5780' – 5788'	56	8
5798' – 5817'	133	19
5838' – 5849'	77	11
5934' – 5950'	112	16
5972' – 5977'	35	5
5977' – 5986'	63	9
6068' – 6082'	98	14
6092' – 6087'	35	5
6142' – 6156'	98	14
6306' – 6284'	154	22
6311' – 6306'	35	5
1862' – 1870'	56	8
1962' – 1970'	56	8
2136' – 2152'	112	16
2152' – 2159'	49	7
2171' – 2184'	91	13
2196' – 2202'	42	6
2214' – 2216'	14	2
2233' – 2240'	49	7
2338' – 2328'	70	10
2500' – 2509'	63	9
2633' – 2643'	70	10
2988' – 2999'	77	11
3303' – 3296'	49	7
3706' – 3700'	42	6
3988' – 3980'	56	8
TOTAL	2016	288

Fuente: Autores del proyecto.

◆ **COLORADO – 70**

Tabla 36. Intervalos a recañonear COL – 70

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
3166' – 3158'	56	8
3120' – 3112'	56	8
3024' – 3015'	63	9
2964' – 2957'	49	7
3142' – 3133'	63	9
3090' – 3080'	70	10
3054' – 3044'	70	10
2984' – 2976'	56	8
2640' – 2630'	70	10
2543' – 2538'	35	5
2442' – 2434'	56	8
2304' – 2296'	56	8
2349' – 2339'	70	10
2134' – 2126'	56	8
2042' – 2034'	56	8
1928' – 1920'	56	8
1426' – 1418'	56	8
1342' – 1336'	42	6
1262' – 1256'	42	6
TOTAL	1078	154

Fuente: Autores del proyecto.

◆ **COLORADO – 75**

Tabla 37. Intervalos a recañonear COL – 75

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPESOR INTERVALO (ft)
5398' – 5388'	70	10
5304' – 5294'	70	10
5158' – 5152'	42	6
5114' – 5100'	98	14
5078' – 5062'	112	16
5036' – 5028'	56	8
4900' – 4892'	56	8
4832' – 4824'	56	8
4806' – 4796'	70	10
4755' – 4749'	42	6
4743' – 4736'	49	7
4540' – 4530	70	10
5534' – 5522'	84	12
TOTAL	875	125

Fuente: Autores del proyecto.

◆ **COLORADO – 76**

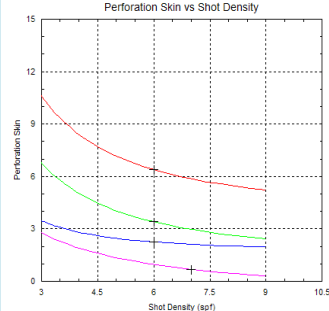
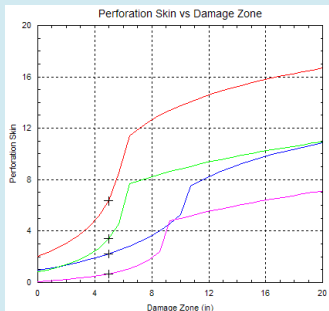
Tabla 38. Intervalos a recañonar COL – 76

INTERVALO	TOTAL DE TIROS	ESPEJOR INTERVALO (ft)
6002' – 5989'	91	13
5760' – 5748'	84	12
5729' – 5719'	70	10
5688' – 5672'	112	16
5655' – 5647'	56	8
5644' – 5636'	56	8
5544' – 5534'	70	10
5272' – 5262'	70	10
5155' – 5163'	56	8
4910' – 4895'	105	15
4342' – 4332'	70	10
4220' – 4210'	70	10
TOTAL	910	130

Fuente: Autores del proyecto.

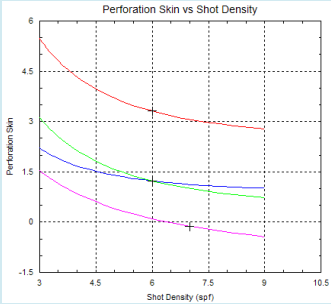
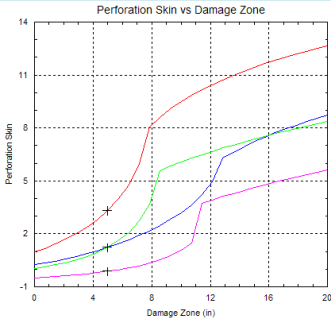
Una vez especificados los intervalos a cañonar y recañonar a continuación se muestran los resultados de la aplicación de la metodología a cada uno de los pozos seleccionados del Campo Escuela Colorado.

Tabla 39. Resultados de la metodología para el pozo COL - 03

POZO COL – 03																																					
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																			
	<table border="1"> <tr><td>S</td><td>10,3883569</td></tr> <tr><td>PI</td><td>0,00769231</td></tr> <tr><td>PR</td><td>1,83040407</td></tr> <tr><td>LP</td><td>5,78</td></tr> <tr><td>Sh</td><td>3,19</td></tr> </table>	S	10,3883569	PI	0,00769231	PR	1,83040407	LP	5,78	Sh	3,19																										
S	10,3883569																																				
PI	0,00769231																																				
PR	1,83040407																																				
LP	5,78																																				
Sh	3,19																																				
<table border="1"> <tr><td>Pe</td><td>1800</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>Pwf</td><td>500</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>re</td><td>97403,1211</td><td>ft</td></tr> <tr><td>rw</td><td>0,359375</td><td>ft</td></tr> <tr><td>h</td><td>57</td><td>ft</td></tr> <tr><td>k</td><td>0,001</td><td>md</td></tr> <tr><td>u</td><td>0,462</td><td>cp</td></tr> <tr><td>Bo</td><td>4,401</td><td>RB/STB</td></tr> <tr><td>q</td><td>10</td><td>STB</td></tr> </table>	Pe	1800	Psi	Pwf	500	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	57	ft	k	0,001	md	u	0,462	cp	Bo	4,401	RB/STB	q	10	STB	 <p>Perforation Skin vs Shot Density</p>  <p>Perforation Skin vs Damage Zone</p>	<table border="1"> <tr><td>Tipo de Cañón</td><td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td></tr> <tr><td>SPF</td><td>7</td></tr> <tr><td>CARRIER</td><td>Wireline</td></tr> <tr><td># VIAJES</td><td>5</td></tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	5
Pe	1800	Psi																																			
Pwf	500	Psi																																			
re	97403,1211	ft																																			
rw	0,359375	ft																																			
h	57	ft																																			
k	0,001	md																																			
u	0,462	cp																																			
Bo	4,401	RB/STB																																			
q	10	STB																																			
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																				
SPF	7																																				
CARRIER	Wireline																																				
# VIAJES	5																																				

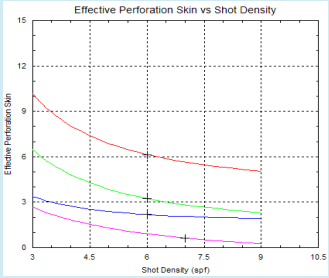
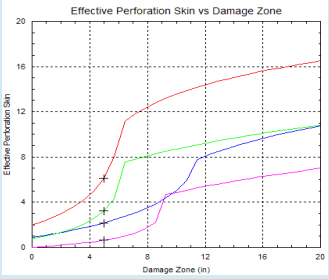
Fuente. Autores del Proyecto.

Tabla 40. Resultados de la metodología para el pozo COL - 12

POZO COL – 12																																					
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																			
	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>7,82475837</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,00847458</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,60685449</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>6,14</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,86</td> </tr> </table>	S	7,82475837	PI	0,00847458	PR	1,60685449	LP	6,14	Sh	2,86																										
S	7,82475837																																				
PI	0,00847458																																				
PR	1,60685449																																				
LP	6,14																																				
Sh	2,86																																				
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1700</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>520</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,24479167</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,001</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>10</td> <td>STB</td> </tr> </table>	Pe	1700	Psi	Pwf	520	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,24479167	ft	h	50	ft	k	0,001	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	10	STB	 <p>Perforation Skin vs Shot Density</p>  <p>Perforation Skin vs Damage Zone</p>	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>18</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	18
Pe	1700	Psi																																			
Pwf	520	Psi																																			
re	97403,1211	ft																																			
rw	0,24479167	ft																																			
h	50	ft																																			
k	0,001	md																																			
u	1,64	cp																																			
Bo	1,091	RB/STB																																			
q	10	STB																																			
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																				
SPF	7																																				
CARRIER	Wireline																																				
# VIAJES	18																																				

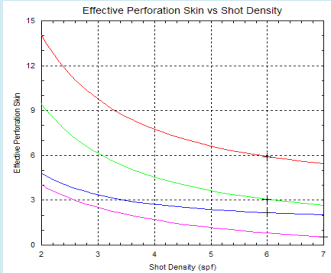
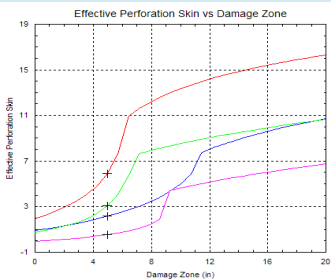
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 41. Resultados de la metodología para el pozo COL - 25

POZO COL – 25																																																
DATOS DE ENTRADA		DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>700</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>300</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,002</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>6</td> <td>STB</td> </tr> </table>		Pe	700	Psi	Pwf	300	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,002	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	6	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>10,9009803</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,015</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,87138115</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>5,87</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>3,03</td> </tr> </table>  	S	10,9009803	PI	0,015	PR	1,87138115	LP	5,87	Sh	3,03	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>5</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	5
Pe	700	Psi																																														
Pwf	300	Psi																																														
re	97403,1211	ft																																														
rw	0,359375	ft																																														
h	50	ft																																														
k	0,002	md																																														
u	1,64	cp																																														
Bo	1,091	RB/STB																																														
q	6	STB																																														
S	10,9009803																																															
PI	0,015																																															
PR	1,87138115																																															
LP	5,87																																															
Sh	3,03																																															
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																															
SPF	7																																															
CARRIER	Wireline																																															
# VIAJES	5																																															

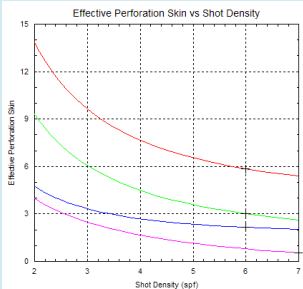
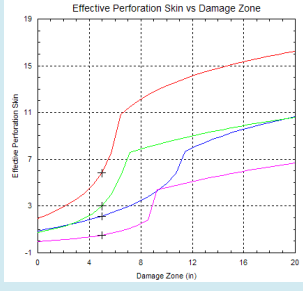
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 42. Resultados de la metodología para el pozo COL - 36

POZO COL – 36																																																
DATOS DE ENTRADA		DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1960</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>920</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,0015</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>16</td> <td>STB</td> </tr> </table>		Pe	1960	Psi	Pwf	920	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,0015	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	16	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>4,60927869</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,01538462</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,36844747</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>5,84</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>3,14</td> </tr> </table>  	S	4,60927869	PI	0,01538462	PR	1,36844747	LP	5,84	Sh	3,14	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>6</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	6
Pe	1960	Psi																																														
Pwf	920	Psi																																														
re	97403,1211	ft																																														
rw	0,359375	ft																																														
h	50	ft																																														
k	0,0015	md																																														
u	1,64	cp																																														
Bo	1,091	RB/STB																																														
q	16	STB																																														
S	4,60927869																																															
PI	0,01538462																																															
PR	1,36844747																																															
LP	5,84																																															
Sh	3,14																																															
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																															
SPF	7																																															
CARRIER	Wireline																																															
# VIAJES	6																																															

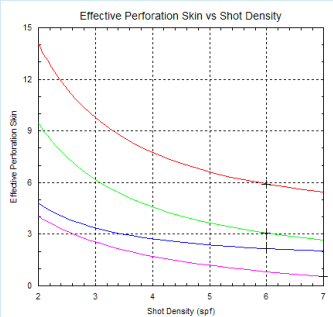
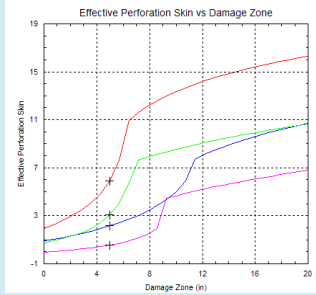
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 43. Resultados de la metodología para el pozo COL - 37

POZO COL – 37																																															
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr><td>Pe</td><td>1300</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>Pwf</td><td>600</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>re</td><td>97403,1211</td><td>ft</td></tr> <tr><td>rw</td><td>0,359375</td><td>ft</td></tr> <tr><td>h</td><td>50</td><td>ft</td></tr> <tr><td>k</td><td>0,002</td><td>md</td></tr> <tr><td>u</td><td>1,64</td><td>cp</td></tr> <tr><td>Bo</td><td>1,091</td><td>RB/STB</td></tr> <tr><td>q</td><td>18</td><td>STB</td></tr> </table>	Pe	1300	Psi	Pwf	600	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,002	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	18	STB	<table border="1"> <tr><td>S</td><td>1,14640417</td></tr> <tr><td>PI</td><td>0,02571429</td></tr> <tr><td>PR</td><td>1,091639</td></tr> <tr><td>LP</td><td>5,87</td></tr> <tr><td>Sh</td><td>3,09</td></tr> </table>  	S	1,14640417	PI	0,02571429	PR	1,091639	LP	5,87	Sh	3,09	<table border="1"> <tr><td>Tipo de Cañón</td><td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td></tr> <tr><td>SPF</td><td>7</td></tr> <tr><td>CARRIER</td><td>Wireline</td></tr> <tr><td># VIAJES</td><td>14</td></tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	14
Pe	1300	Psi																																													
Pwf	600	Psi																																													
re	97403,1211	ft																																													
rw	0,359375	ft																																													
h	50	ft																																													
k	0,002	md																																													
u	1,64	cp																																													
Bo	1,091	RB/STB																																													
q	18	STB																																													
S	1,14640417																																														
PI	0,02571429																																														
PR	1,091639																																														
LP	5,87																																														
Sh	3,09																																														
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																														
SPF	7																																														
CARRIER	Wireline																																														
# VIAJES	14																																														

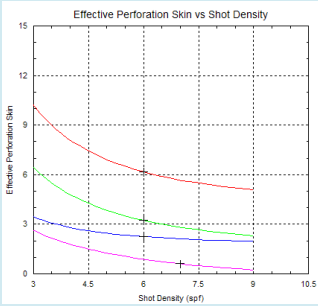
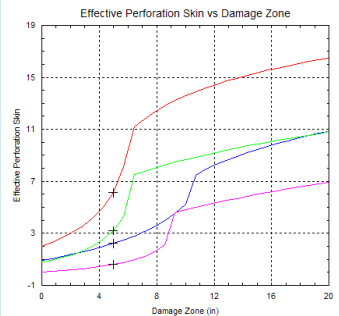
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 44. Resultados de la metodología para el pozo COL - 38

POZO COL – 38											
DATOS DE ENTRADA		DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN								
Pe	1740	S	3,97947236								
Pwf	660	PI	0,0212963								
re	97403,1211	PR	1,31810325								
rw	0,359375	LP	5,86								
h	50	Sh	3,11								
k	0,002										
u	1,64										
Bo	1,091										
q	23										
		 <p>Effective Perforation Skin vs Shot Density</p>	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>5</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	5
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5										
SPF	7										
CARRIER	Wireline										
# VIAJES	5										
		 <p>Effective Perforation Skin vs Damage Zone</p>									

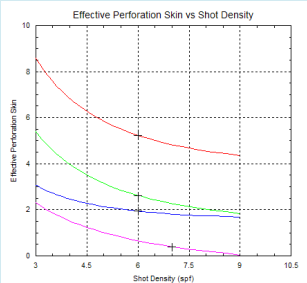
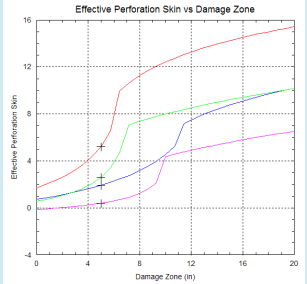
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 45. Resultados de la metodología para el pozo COL - 45

POZO COL – 45																																																
DATOS DE ENTRADA		DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1400</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>660</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,0015</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>10</td> <td>STB</td> </tr> </table>		Pe	1400	Psi	Pwf	660	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,0015	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	10	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>6,97964069</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,01351351</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,55792481</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>5,75</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>3,28</td> </tr> </table>  	S	6,97964069	PI	0,01351351	PR	1,55792481	LP	5,75	Sh	3,28	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>5</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	5
Pe	1400	Psi																																														
Pwf	660	Psi																																														
re	97403,1211	ft																																														
rw	0,359375	ft																																														
h	50	ft																																														
k	0,0015	md																																														
u	1,64	cp																																														
Bo	1,091	RB/STB																																														
q	10	STB																																														
S	6,97964069																																															
PI	0,01351351																																															
PR	1,55792481																																															
LP	5,75																																															
Sh	3,28																																															
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																															
SPF	7																																															
CARRIER	Wireline																																															
# VIAJES	5																																															

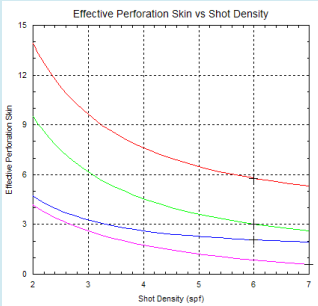
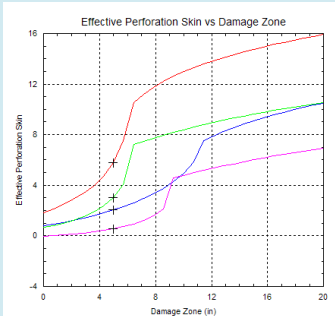
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 46. Resultados de la metodología para el pozo COL - 49

POZO COL – 49																																					
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																			
	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>6,01075706</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,01415094</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,47700733</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>6,14</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,64</td> </tr> </table>	S	6,01075706	PI	0,01415094	PR	1,47700733	LP	6,14	Sh	2,64																										
S	6,01075706																																				
PI	0,01415094																																				
PR	1,47700733																																				
LP	6,14																																				
Sh	2,64																																				
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>2150</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>1090</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,328125</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,0015</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>15</td> <td>STB</td> </tr> </table>	Pe	2150	Psi	Pwf	1090	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,328125	ft	h	50	ft	k	0,0015	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	15	STB	 <p>Effective Perforation Skin vs Shot Density</p>  <p>Effective Perforation Skin vs Damage Zone</p>	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>5</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	5
Pe	2150	Psi																																			
Pwf	1090	Psi																																			
re	97403,1211	ft																																			
rw	0,328125	ft																																			
h	50	ft																																			
k	0,0015	md																																			
u	1,64	cp																																			
Bo	1,091	RB/STB																																			
q	15	STB																																			
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																				
SPF	7																																				
CARRIER	Wireline																																				
# VIAJES	5																																				

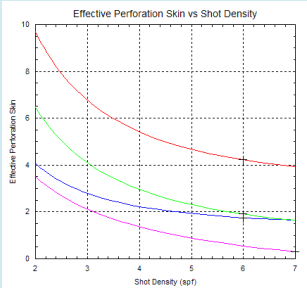
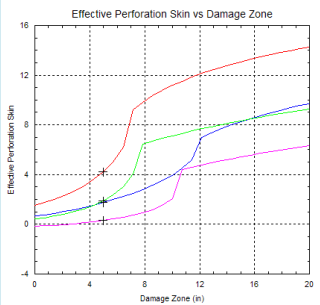
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 47. Resultados de la metodología para el pozo COL - 55

POZO COL – 55																																																
DATOS DE ENTRADA		DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1740</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>660</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,001</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>10</td> <td>STB</td> </tr> </table>		Pe	1740	Psi	Pwf	660	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,001	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	10	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>6,45289358</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,00925926</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,51581873</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>5,97</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,81</td> </tr> </table>  	S	6,45289358	PI	0,00925926	PR	1,51581873	LP	5,97	Sh	2,81	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>74</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	74
Pe	1740	Psi																																														
Pwf	660	Psi																																														
re	97403,1211	ft																																														
rw	0,359375	ft																																														
h	50	ft																																														
k	0,001	md																																														
u	1,64	cp																																														
Bo	1,091	RB/STB																																														
q	10	STB																																														
S	6,45289358																																															
PI	0,00925926																																															
PR	1,51581873																																															
LP	5,97																																															
Sh	2,81																																															
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																															
SPF	7																																															
CARRIER	Wireline																																															
# VIAJES	74																																															

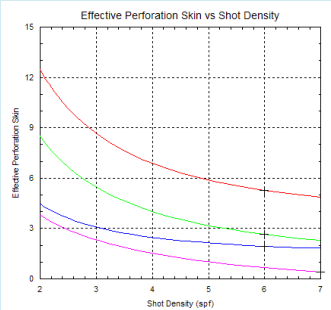
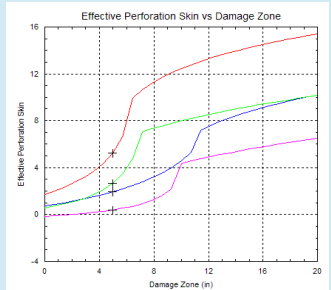
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 48. Resultados de la metodología para el pozo COL - 58

POZO COL – 58																																					
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																			
	<table border="1"> <tr><td>S</td><td>7,15522306</td></tr> <tr><td>PI</td><td>0,00892857</td></tr> <tr><td>PR</td><td>1,57196017</td></tr> <tr><td>LP</td><td>5,39</td></tr> <tr><td>Sh</td><td>4,57</td></tr> </table>	S	7,15522306	PI	0,00892857	PR	1,57196017	LP	5,39	Sh	4,57																										
S	7,15522306																																				
PI	0,00892857																																				
PR	1,57196017																																				
LP	5,39																																				
Sh	4,57																																				
<table border="1"> <tr><td>Pe</td><td>1960</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>Pwf</td><td>840</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>re</td><td>97403,1211</td><td>ft</td></tr> <tr><td>rw</td><td>0,359375</td><td>ft</td></tr> <tr><td>h</td><td>50</td><td>ft</td></tr> <tr><td>k</td><td>0,001</td><td>md</td></tr> <tr><td>u</td><td>1,64</td><td>cp</td></tr> <tr><td>Bo</td><td>1,091</td><td>RB/STB</td></tr> <tr><td>q</td><td>10</td><td>STB</td></tr> </table>	Pe	1960	Psi	Pwf	840	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,001	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	10	STB	 	<table border="1"> <tr><td>Tipo de Cañón</td><td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td></tr> <tr><td>SPF</td><td>7</td></tr> <tr><td>CARRIER</td><td>Wireline</td></tr> <tr><td># VIAJES</td><td>9</td></tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	9
Pe	1960	Psi																																			
Pwf	840	Psi																																			
re	97403,1211	ft																																			
rw	0,359375	ft																																			
h	50	ft																																			
k	0,001	md																																			
u	1,64	cp																																			
Bo	1,091	RB/STB																																			
q	10	STB																																			
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																				
SPF	7																																				
CARRIER	Wireline																																				
# VIAJES	9																																				

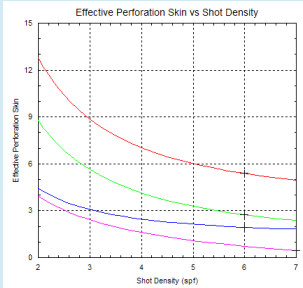
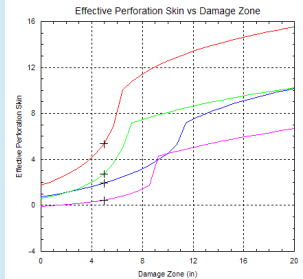
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 49. Resultados de la metodología para el pozo COL - 67

POZO COL – 67																																															
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>2150</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>940</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,002</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>20</td> <td>STB</td> </tr> </table>	Pe	2150	Psi	Pwf	940	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,002	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	20	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>8,73546439</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,01652893</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,69827839</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>6,12</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,64</td> </tr> </table>  	S	8,73546439	PI	0,01652893	PR	1,69827839	LP	6,12	Sh	2,64	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>9</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	9
Pe	2150	Psi																																													
Pwf	940	Psi																																													
re	97403,1211	ft																																													
rw	0,359375	ft																																													
h	50	ft																																													
k	0,002	md																																													
u	1,64	cp																																													
Bo	1,091	RB/STB																																													
q	20	STB																																													
S	8,73546439																																														
PI	0,01652893																																														
PR	1,69827839																																														
LP	6,12																																														
Sh	2,64																																														
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																														
SPF	7																																														
CARRIER	Wireline																																														
# VIAJES	9																																														

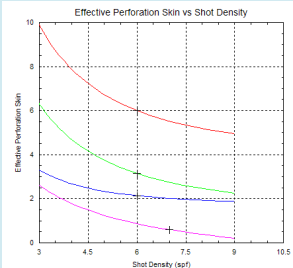
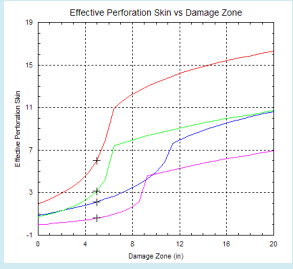
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 50. Resultados de la metodología para el pozo COL - 69

POZO COL – 69																																															
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1500</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>620</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,002</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>15</td> <td>STB</td> </tr> </table>	Pe	1500	Psi	Pwf	620	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,002	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	15	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>8,09166237</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,01704545</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>1,64681541</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>6,16</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,53</td> </tr> </table>  	S	8,09166237	PI	0,01704545	PR	1,64681541	LP	6,16	Sh	2,53	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>10</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	10
Pe	1500	Psi																																													
Pwf	620	Psi																																													
re	97403,1211	ft																																													
rw	0,359375	ft																																													
h	50	ft																																													
k	0,002	md																																													
u	1,64	cp																																													
Bo	1,091	RB/STB																																													
q	15	STB																																													
S	8,09166237																																														
PI	0,01704545																																														
PR	1,64681541																																														
LP	6,16																																														
Sh	2,53																																														
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																														
SPF	7																																														
CARRIER	Wireline																																														
# VIAJES	10																																														

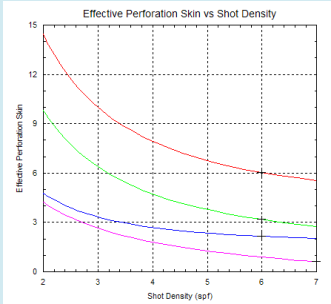
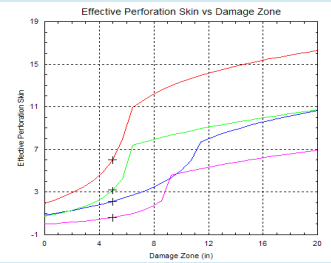
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 51. Resultados de la metodología para el pozo COL - 70

POZO COL – 70																																					
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																			
	<table border="1"> <tr><td>S</td><td>17,0881686</td></tr> <tr><td>PI</td><td>0,0059322</td></tr> <tr><td>PR</td><td>2,36596045</td></tr> <tr><td>LP</td><td>5,91</td></tr> <tr><td>Sh</td><td>2,92</td></tr> </table>	S	17,0881686	PI	0,0059322	PR	2,36596045	LP	5,91	Sh	2,92																										
S	17,0881686																																				
PI	0,0059322																																				
PR	2,36596045																																				
LP	5,91																																				
Sh	2,92																																				
<table border="1"> <tr><td>Pe</td><td>1700</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>Pwf</td><td>520</td><td>Psi</td></tr> <tr><td>re</td><td>97403,1211</td><td>ft</td></tr> <tr><td>rw</td><td>0,359375</td><td>ft</td></tr> <tr><td>h</td><td>50</td><td>ft</td></tr> <tr><td>k</td><td>0,001</td><td>md</td></tr> <tr><td>u</td><td>1,64</td><td>cp</td></tr> <tr><td>Bo</td><td>1,091</td><td>RB/STB</td></tr> <tr><td>q</td><td>7</td><td>STB</td></tr> </table>	Pe	1700	Psi	Pwf	520	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,001	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	7	STB	 <p>Effective Perforation Skin vs Shot Density</p>  <p>Effective Perforation Skin vs Damage Zone</p>	<table border="1"> <tr><td>Tipo de Cañón</td><td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td></tr> <tr><td>SPF</td><td>7</td></tr> <tr><td>CARRIER</td><td>Wireline</td></tr> <tr><td># VIAJES</td><td>7</td></tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	7
Pe	1700	Psi																																			
Pwf	520	Psi																																			
re	97403,1211	ft																																			
rw	0,359375	ft																																			
h	50	ft																																			
k	0,001	md																																			
u	1,64	cp																																			
Bo	1,091	RB/STB																																			
q	7	STB																																			
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																				
SPF	7																																				
CARRIER	Wireline																																				
# VIAJES	7																																				

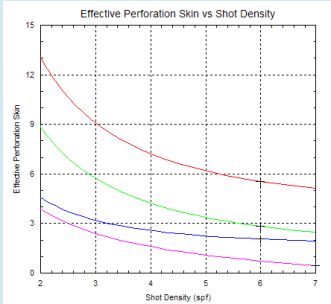
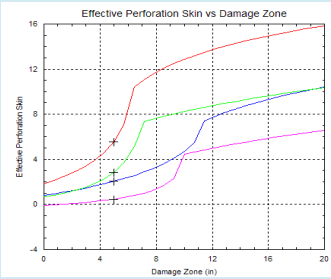
Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 52. Resultados de la metodología para el pozo COL - 75

POZO COL – 75																																															
DATOS DE ENTRADA	DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1960</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>920</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,001</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>7</td> <td>STB</td> </tr> </table>	Pe	1960	Psi	Pwf	920	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,001	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	7	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>13,5765212</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,00673077</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>2,08525328</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>5,89</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,95</td> </tr> </table>  	S	13,5765212	PI	0,00673077	PR	2,08525328	LP	5,89	Sh	2,95	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>4</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	4
Pe	1960	Psi																																													
Pwf	920	Psi																																													
re	97403,1211	ft																																													
rw	0,359375	ft																																													
h	50	ft																																													
k	0,001	md																																													
u	1,64	cp																																													
Bo	1,091	RB/STB																																													
q	7	STB																																													
S	13,5765212																																														
PI	0,00673077																																														
PR	2,08525328																																														
LP	5,89																																														
Sh	2,95																																														
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																														
SPF	7																																														
CARRIER	Wireline																																														
# VIAJES	4																																														

Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 53. Resultados de la metodología para el pozo COL - 76

POZO COL – 76																																																
DATOS DE ENTRADA		DISEÑO DE CAÑONEO	PROGRAMA DE OPERACIÓN																																													
<table border="1"> <tr> <td>Pe</td> <td>1710</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>Pwf</td> <td>490</td> <td>Psi</td> </tr> <tr> <td>re</td> <td>97403,1211</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>rw</td> <td>0,359375</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>h</td> <td>50</td> <td>ft</td> </tr> <tr> <td>k</td> <td>0,001</td> <td>md</td> </tr> <tr> <td>u</td> <td>1,64</td> <td>cp</td> </tr> <tr> <td>Bo</td> <td>1,091</td> <td>RB/STB</td> </tr> <tr> <td>q</td> <td>7</td> <td>STB</td> </tr> </table>		Pe	1710	Psi	Pwf	490	Psi	re	97403,1211	ft	rw	0,359375	ft	h	50	ft	k	0,001	md	u	1,64	cp	Bo	1,091	RB/STB	q	7	STB	<table border="1"> <tr> <td>S</td> <td>18,0914964</td> </tr> <tr> <td>PI</td> <td>0,0057377</td> </tr> <tr> <td>PR</td> <td>2,4461625</td> </tr> <tr> <td>LP</td> <td>6,01</td> </tr> <tr> <td>Sh</td> <td>2,82</td> </tr> </table>  	S	18,0914964	PI	0,0057377	PR	2,4461625	LP	6,01	Sh	2,82	<table border="1"> <tr> <td>Tipo de Cañón</td> <td>1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5</td> </tr> <tr> <td>SPF</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>CARRIER</td> <td>Wireline</td> </tr> <tr> <td># VIAJES</td> <td>5</td> </tr> </table>	Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	SPF	7	CARRIER	Wireline	# VIAJES	5
Pe	1710	Psi																																														
Pwf	490	Psi																																														
re	97403,1211	ft																																														
rw	0,359375	ft																																														
h	50	ft																																														
k	0,001	md																																														
u	1,64	cp																																														
Bo	1,091	RB/STB																																														
q	7	STB																																														
S	18,0914964																																															
PI	0,0057377																																															
PR	2,4461625																																															
LP	6,01																																															
Sh	2,82																																															
Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5																																															
SPF	7																																															
CARRIER	Wireline																																															
# VIAJES	5																																															

Fuente: Autores del Proyecto

En la siguiente Tabla se muestra el total de pies a cañonear y el tiempo que se gastaría la operación para cada pozo. Para calcular el tiempo de viaje se utiliza una proporcionalidad directa de la cual conocemos que por cada 61´ ft de espesor de la formación se toma un tiempo de 12 hr para cañonear, a partir del conocimiento del espesor a cañonear se multiplica este por la relación para determinar el tiempo que toma cañonear el espesor de arena que se tenga.

Tabla 54. Estimación del total de pies a cañonear y del Tiempo

POZO	FORM. A CAÑONEAR (ft)	TIEMPO (Hr)
COL – 03	142	28
COL – 12	473	93
COL – 25	143	28
COL – 36	183	36
COL – 37	428	84
COL – 38	134	26
COL – 45	149	29
COL – 49	145	29
COL – 55	2210	435
COL – 58	264	52
COL – 67	269	53
COL – 69	288	57
COL – 70	154	30
COL – 75	125	25
COL - 76	130	26
TOTAL	5237	1031

Fuente: Autores del Proyecto.

La metodología propuesta nos permite determinar la reducción del daño en la formación una vez implementadas las operaciones de cañoneo y/o recañoneo en

los pozos del Campo Colorado seleccionados. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 55.

Tabla 55. Resultados de la aplicación de las ecuaciones

Pozo	Daño Antes Operación	Índice Productividad	Radio Productividad	Longitud Penetrada	Daño Después Operación
03	10.38	0.0076	1.83	5.78	3.19
12	7.82	0.0084	1.60	6.14	2.86
25	10.90	0.0150	1.87	5.87	3.03
36	4.60	0.0153	1.36	5.84	3.14
37	1.14	0.0257	1.09	5.87	3.09
38	3.97	0.0212	1.31	5.86	3.11
45	6.97	0.0135	1.55	5.75	3.28
49	6.01	0.0141	1.47	6.14	2.64
55	6.45	0.0092	1.51	5.97	2.81
58	7.15	0.0089	1.57	5.39	4.57
67	8.73	0.0165	1.69	6.12	2.64
69	8.09	0.0170	1.64	6.16	2.53
70	17.08	0.0059	2.36	5.91	2.92
75	13.57	0.0067	2.08	5.89	2.95
76	18.09	0.0057	2.44	6.01	2.82

Fuente: Autores del Proyecto.

Con la disminución del daño que se lograría al ejecutar la operación de cañoneo se puede entender que los resultados son beneficiosos debido a que se reduce la resistencia al flujo en la zona del wellbore y por lo tanto se aumentará la productividad de los pozos.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

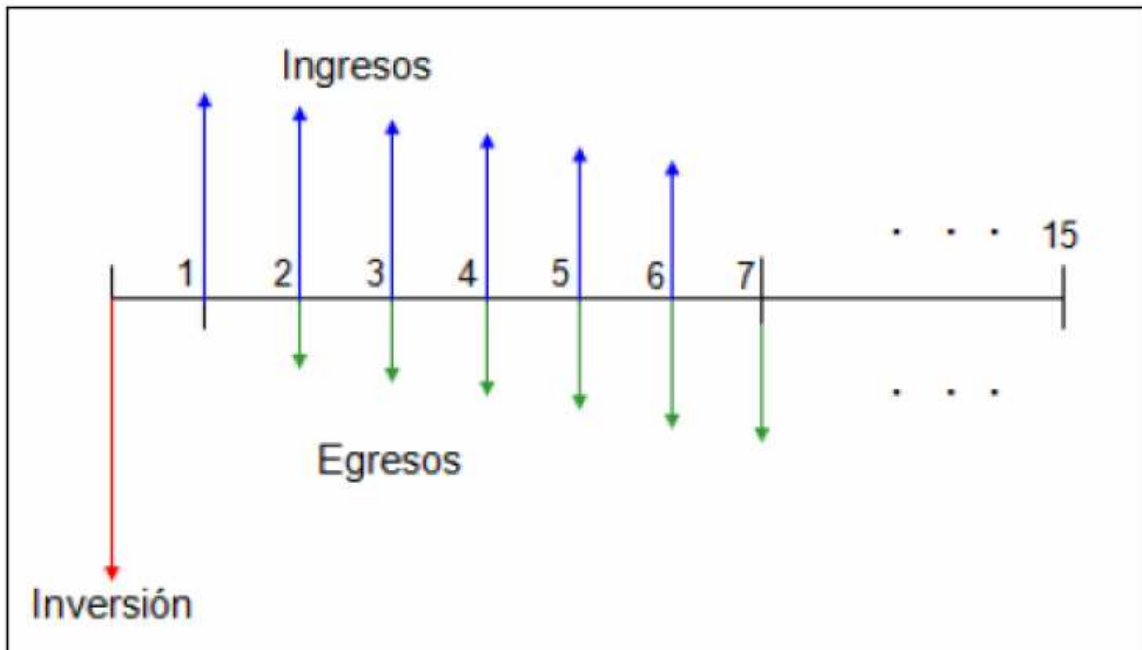
Al momento de desarrollar un proyecto, la decisión de invertir es siempre una de las más difíciles, generalmente se fundamenta en la aplicación de un conjunto de análisis de tipo económico-financiero y de diversas técnicas de gestión y evaluación de proyectos.

El análisis económico es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica el estudio detallado de los costos y gastos a la hora de emprender un proyecto y de mantenerlo en buenas condiciones de operación, además estima las ganancias posibles que se pueden obtener al implementar el proyecto, y de la viabilidad de desarrollarlo.

Al realizar la evaluación económica de un proyecto, se busca principalmente determinar la alternativa de inversión más adecuada, para de esta forma obtener la mejor rentabilidad; para esto es necesario desarrollar la evaluación teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- ◆ Estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto.
- ◆ Estimar los flujos de efectivo generado durante la vida del mismo.
- ◆ Evaluar la conveniencia del proyecto de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

Figura 32. Representación del flujo efectivo de caja



Fuente: Autores del Proyecto.

Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son: compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que mejor representa un flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{ingresos} - \text{egresos} - \text{impuestos} - \text{depreciación} \quad (20)$$

4.3 COSTOS

Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean

ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital.

4.3.1 Según el área donde se consumen

- ◆ **Costos de Producción:** Son los costos que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados. Entre estos costos se pueden encontrar los costos de la materia prima y materiales que intervienen en el proceso productivo, los sueldos y cargas sociales del personal de producción, las depreciaciones del equipo, el costo de los servicios públicos, y los costos de almacenamiento, depósito y expedición.
- ◆ **Costos de Distribución:** Son los que se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final.
- ◆ **Costos de Administración:** Son los generados en las áreas administrativas de la empresa. Se denominan gastos.
- ◆ **Costos de Financiamiento:** Son los que se generan por el uso de recursos de capital. Son los correspondientes a la obtención de fondos aplicados al negocio, entre estos están: los intereses pagados por préstamos, las comisiones y otros gastos bancarios y los impuestos derivados de las transacciones financieras.

4.3.2 Según su identificación

- ◆ **Directos:** Son los costos que pueden identificarse fácilmente con el producto, servicio, proceso o departamento. Son costos directos: el material directo y la mano de obra directa. Por lo general se asimilan a los costos variables.

- ◆ **Indirectos:** Son aquellos que no se pueden asignar directamente a un producto o servicio, sino que se distribuyen entre las diversas unidades productivas mediante algún criterio de reparto. En la mayoría de los casos los costos indirectos son costos fijos. Su monto global se conoce para toda la empresa o para un conjunto de productos. Es difícil asociarlos con un solo producto o servicio específico. Para su asignación se requieren base de distribución (metros cuadrados, número de personas, etc).

4.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo

- ◆ **Costos Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc), tiene autoridad para que se generen o no. Ejemplo: el porcentaje de aumento en los salarios de los empleados que ganen más del salario mínimo, es un costo controlable para la empresa.

- ◆ **Costos no Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales no se tiene autoridad para su control. Ejemplo: el valor del arrendamiento a pagar es un costo no controlable, pues depende del dueño.

4.3.4 Según su importancia en la toma de decisiones

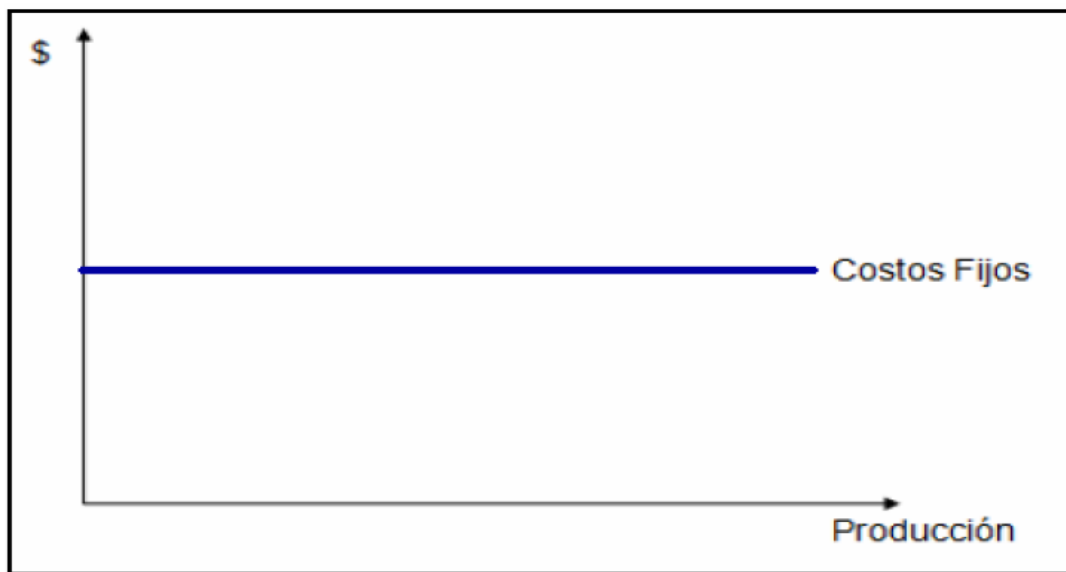
- ◆ **Costos Relevantes:** Son costos relevantes aquellos que se modifican al tomar una u otra decisión. En ocasiones coinciden con los costos variables.

- ◆ **Costos no Relevantes:** Son aquellos costos que independientemente de la decisión que se tome en la empresa permanecerán constantes. En ocasiones coinciden con los costos fijos.

4.3.5 Según su comportamiento

◆ **Costos Fijos:** Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la figura 75. Los costos fijos, tal como están establecidos, influyen entre otros los siguientes: administración general, impuestos, mantenimiento de instalaciones, seguros, vigilancia, depreciación de equipos, intereses sobre deudas de capital y arriendos. Generalmente, los costos fijos se pueden afectar a largo plazo si ocurren cambios en la actividad o en la operación, de magnitud apreciable.

Figura 33. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción

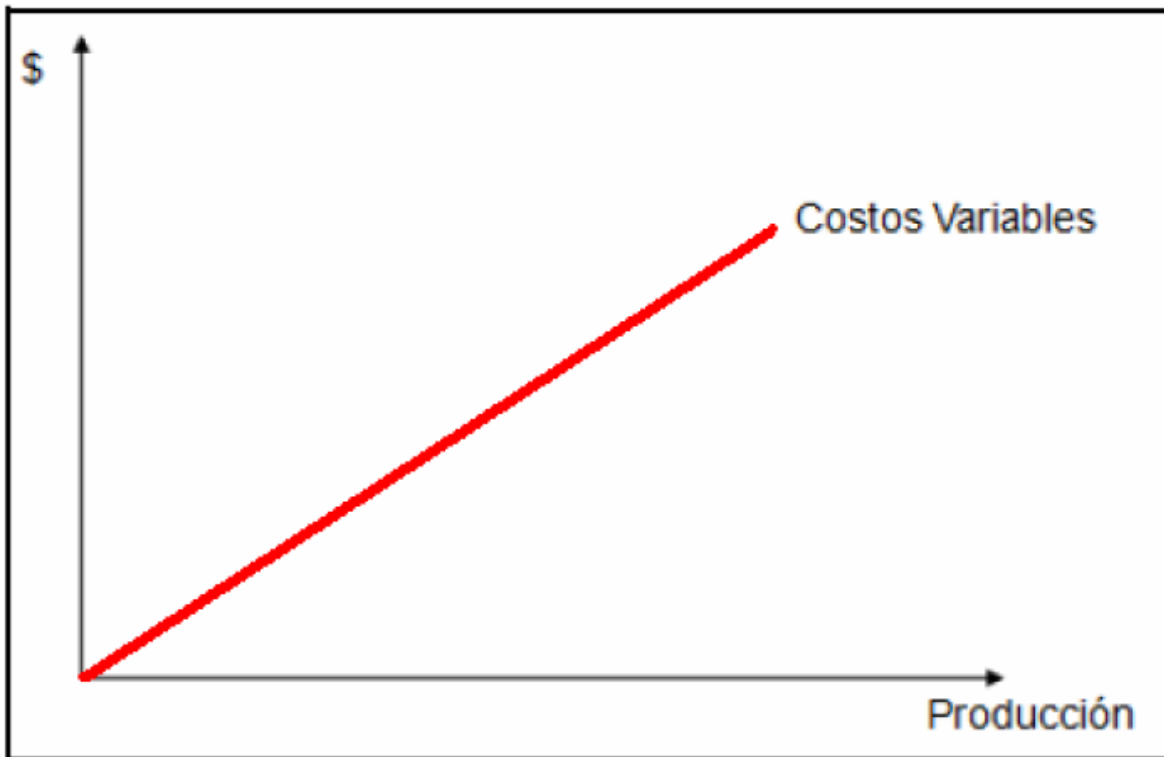


Fuente: Autores del Proyecto.

◆ **Costos Variables:** Normalmente son directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la figura 76. Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción aumenta, entonces el costo variable es alto. Algunos costos variables pueden ser: las materias primas, los salarios directos, la supervisión directa, el almacenamiento, las regalías y los impuestos, si estos se

hacen en base a la producción. El costo incremental se reconoce como el costo importante que permite decidir sobre el aumento o no de la producción.

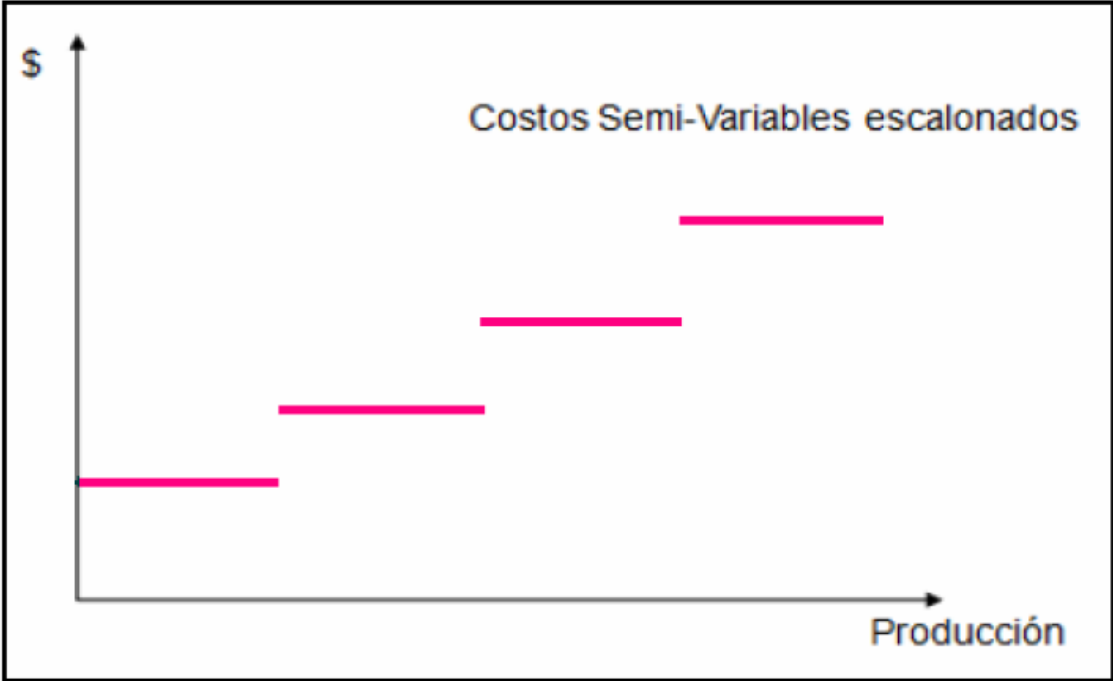
Figura 34. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción



Fuente: Autores del Proyecto.

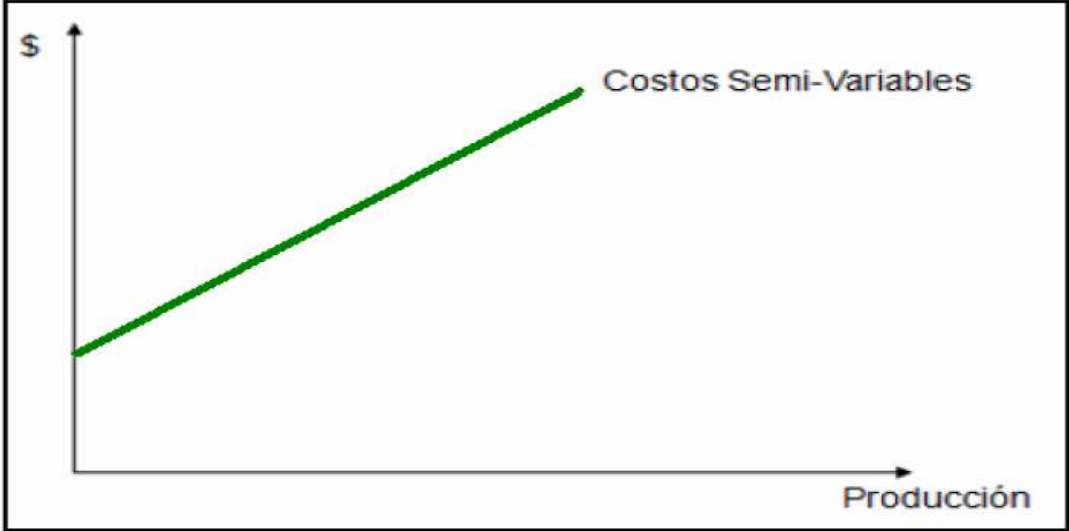
◆ **Costos semi-variables:** Son aquellos costos que se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el volumen de producción. Hay dos tipos de costos semi-variables. Los primeros son los costos mixtos, que son los que tienen un componente fijo básico y a partir de éste comienzan a incrementar (ver figura 35), los segundos son los costos escalonados, los cuales son constantes en cierto nivel, pero luego crecen hasta un nivel determinado, donde permanecen constantes otra vez y así sucesivamente (ver figura 36).

Figura 35. Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la producción



Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 36. Comportamiento de un costo semi - variable escalonado respecto a la producción



Fuente: Autores del Proyecto.

4.4 IMPUESTOS

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente, dos tipos de impuestos: los directos y los indirectos¹⁸.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o recibe. Dentro de éstos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA, impuesto al consumo de las personas y de las empresas), y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado, sobre el producto resultante de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas, dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas

¹⁸ Art. 2, Ley 58/2003, Ley General Tributaria, Colombia.

petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30% y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

4.5 DEPRECIACIÓN

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve su capacidad operativa o productiva. Su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad, mediante uno de los siguientes métodos: línea recta, suma de los dígitos de los años, saldos decrecientes, número de unidades producidas o número de horas de funcionamiento, o cualquier otro de reconocido valor técnico.

En todos los casos, la vida útil de un bien depreciable debe definirse en relación con el servicio esperado del activo. Se consideran bienes depreciables, los bienes tangibles adquiridos, que se encuentren registrados contablemente en alguna de las siguientes cuentas: edificaciones, redes, líneas y cables, maquinaria y equipo, equipo de oficina, equipo de comunicación y computación y equipo de transporte, tracción y elevación.

La depreciación de los bienes usados, se determina a partir del momento en que se adquieren dichos bienes, teniendo en cuenta su vida útil restante, de acuerdo con las condiciones naturales y capacidad de producción o de servicio de los mismos. Los bienes recibidos en cambio, permuta, donación u otra modalidad, son registrados por su costo de adquisición o por un valor determinado mediante avalúo técnico, el cual se tomará como base para calcular y registrar la depreciación.

A los bienes adquiridos mediante contrato de arrendamiento con opción de compra, se les aplica depreciación como si fueran propios, siempre y cuando el plazo del contrato de arrendamiento sea igual o superior a la cuarta parte de los años de vida útil asignada a los bienes depreciables. El bien adquirido en arrendamiento deberá registrarse por una suma equivalente al valor presente de los cánones pactados en el contrato, más el valor de la opción de compra, la cual servirá de base para el cálculo de la tasa de depreciación.

4.5.1 Métodos de depreciación¹⁹

Se han desarrollado varios métodos para estimar el gasto por depreciación de los bienes tangibles. Los cuatro métodos de depreciación utilizados son: el de la línea recta, el del número de unidades producidas, el de la suma de los dígitos de los años y el de los saldos decrecientes. Se debe aplicar el que muestre una mejor relación entre los servicios recibidos, la vida útil y el costo del bien depreciable.

La depreciación anual de un bien varía de acuerdo con el método seleccionado per la depreciación total a lo largo de la vida útil del activo no puede ir más allá del valor de recuperación. Algunos métodos de depreciación dan como resultado un gasto mayor en los primeros años de vida del activo, lo cual repercute en las utilidades netas del periodo. Por tanto, el contador debe evaluar con cuidado todos los factores, antes de seleccionar un método para depreciar los bienes fijos. Se debe tener en cuenta a la hora de depreciar un bien, su valor de desecho, que es el valor al cual se podría vender el archivo después de haber estado algún tiempo en uso.

◆ **Línea Recta:** Por este método se determina una cuota periódica constante para registrarla como gasto durante la vida útil del bien. Se aplica cuando el bien es utilizado de manera regular y uniforme en cada período. La ecuación para calcularla es la siguiente:

¹⁹ Decreto 1536 de mayo de 2007 y Ley 1111 de 2006.

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo-Valor de desecho}}{\text{Años de vida útil del activo}} \quad (21)$$

◆ **Número de Unidades de Producción:** Se basa en la capacidad de producción estimada del bien, representada en una cuota de costo por unidad producida o por hora de trabajo. Se utiliza cuando pueden estimarse razonablemente las unidades de producción u horas de trabajo y en esta misma forma la producción real del bien. Igualmente, cuando la producción varía significativamente de un período a otro, lo que determina que la vida útil del bien está basada más en función de la producción que en el tiempo.

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo-Valor de desecho}}{\text{Unidades de producción}} \quad (22)$$

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Horas de trabajo}} \quad (23)$$

◆ **Suma de los dígitos de los años:** Se considera como un método de depreciación acelerada y se caracteriza por representar una mayor depreciación en los primeros años y menos en los últimos años de vida útil del bien. Para su cálculo se asigna a cada uno de los años de vida útil del bien su dígito correspondiente en forma secuencial, y se determina su suma. El valor a aplicar por concepto de depreciación en cada año se obtiene de dividir el dígito del año entre el valor de la sumatoria de los dígitos de los años y multiplicar el resultado por el costo del bien.

La ecuación que representa esta forma de depreciación es la siguiente:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo-Valor de desecho}}{\text{Suma de años}} * (\text{total de años} - n) \quad (24)$$

◆ **Saldos Decrecientes:** El método de saldos decrecientes más utilizado es el conocido como “Método doble decreciente”, por el cual la depreciación del primer año equivale al doble de la que se calcularía por el método de línea recta. En cada uno de los años siguientes se aplica el mismo procedimiento, tomando como base el saldo del valor en libros existente a la fecha del cálculo. Este método tiene la característica de dejar un valor residual al finalizar el lapso de depreciación programado. Si el bien sigue utilizándose después, puede continuarse con su depreciación hasta que, incluso, el saldo en libros quede en cero.

4.6 AMORTIZACIÓN

La amortización de una obligación o deuda se define como el proceso mediante el cual se paga la misma junto con sus intereses, en una serie de pagos y en un tiempo determinado. Por ejemplo, el pago en cuotas mensuales cuando se adquiere vivienda financiada, las cuotas que se pagan al adquirir un automóvil y otros, cuando parte o toda la deuda original ha sido financiada a un plazo determinado²⁰.

Para la amortización de una misma obligación pueden presentarse varios sistemas, todos aquellos equivalentes desde el punto de vista financiero, tales como cuotas mensuales iguales, cuotas mensuales que aumentan, cuotas mensuales que aumentan en una tasa constante y la combinación de cualquiera de los anteriores. Los sistemas expuestos anteriormente son equivalentes financieramente cuando las tasas de interés respectivas son equivalentes.

²⁰ Alfredo Díaz Mata – Víctor Manuel Aguilera G. Matemáticas Financieras Segunda Edición. Editorial Mc. Graw Hill. Ejercicios Propuestos. 1,998.

4.7 CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Una vez conocidas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si un proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico. Se usan diferentes métodos para el análisis económico de inversiones entre los cuales, los que comúnmente se utilizan por ser efectivos y fáciles de aplicar para los análisis de proyectos son: el valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (Tasa interna de retorno (TIR) y tasa promedio de retorno (TPR)) y el tiempo de recuperación de la inversión o payback time.

Generalmente, se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

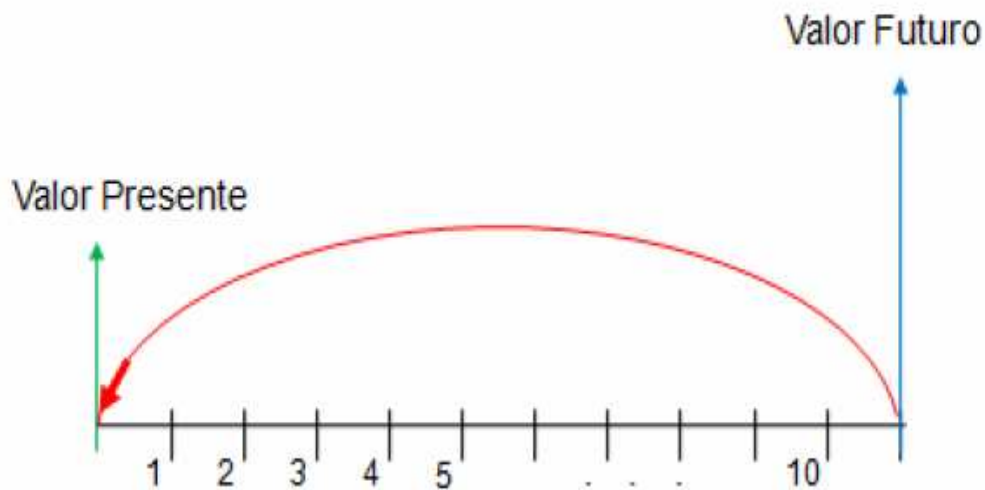
Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después de considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación más acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos.

4.7.1 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver figura 37). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP), como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Figura 37. Representación del valor presente



Fuente: Autores del Proyecto.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa esta presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (25)$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad (26)$$

$$\text{Ganancia Neta} = I_n - E_n \quad (27)$$

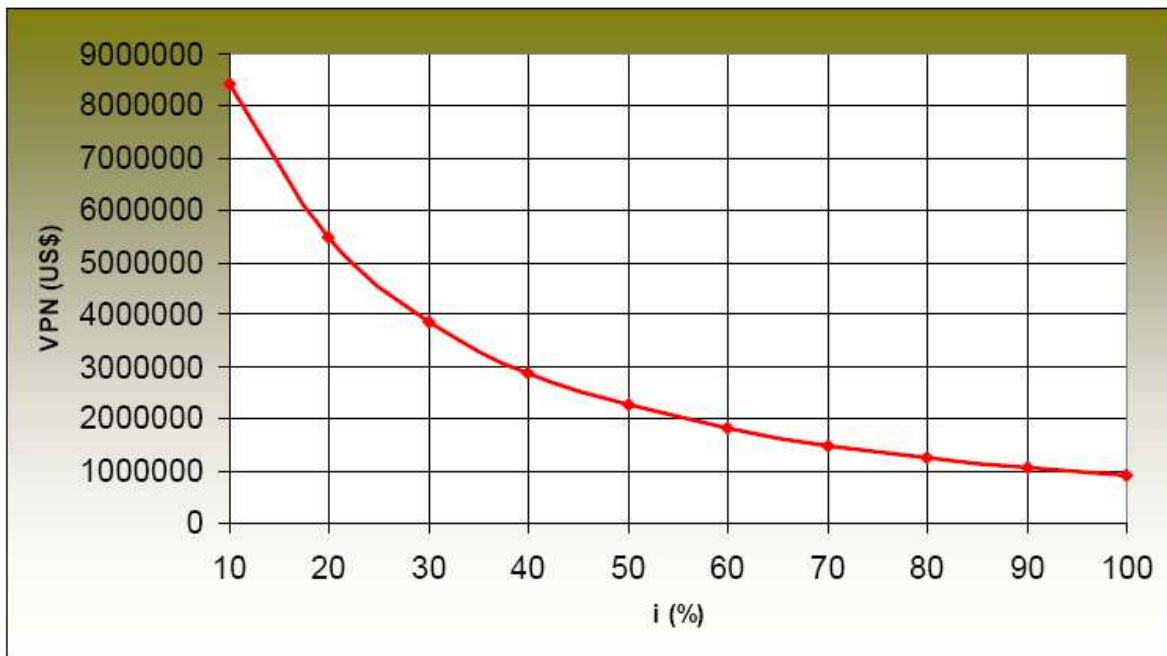
I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos. E_n se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de periodos considerado (el primer periodo lleva el número 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$, indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero, es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la figura 38.

También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

Figura 38. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés



Fuente: AFANADOR P., Carlos A., DELGADO G. Luis Eduardo. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. UIS, 2008.

4.7.2 Tasa de Rendimiento Económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente.

Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

4.7.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero (ver figura 39), es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (28)$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_0 el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i_0 la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

Figura 39. Representación gráfica del TIR



Fuente: AFANADOR P., Carlos A., DELGADO G. Luis Eduardo. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. UIS, 2008.

4.7.2.2 Tasa Promedio de Retorno (TPR)

La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a lo largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo. La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Flujos de caja}}{\text{Número de años } (n)}}{\text{Inversión inicial}} \quad (29)$$

Donde:

t = periodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

4.7.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión o *Payback Time*

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es inestable, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

4.7.3.1 Tiempo de Recuperación Simple o *Payback Simple*

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar

en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar mañana.

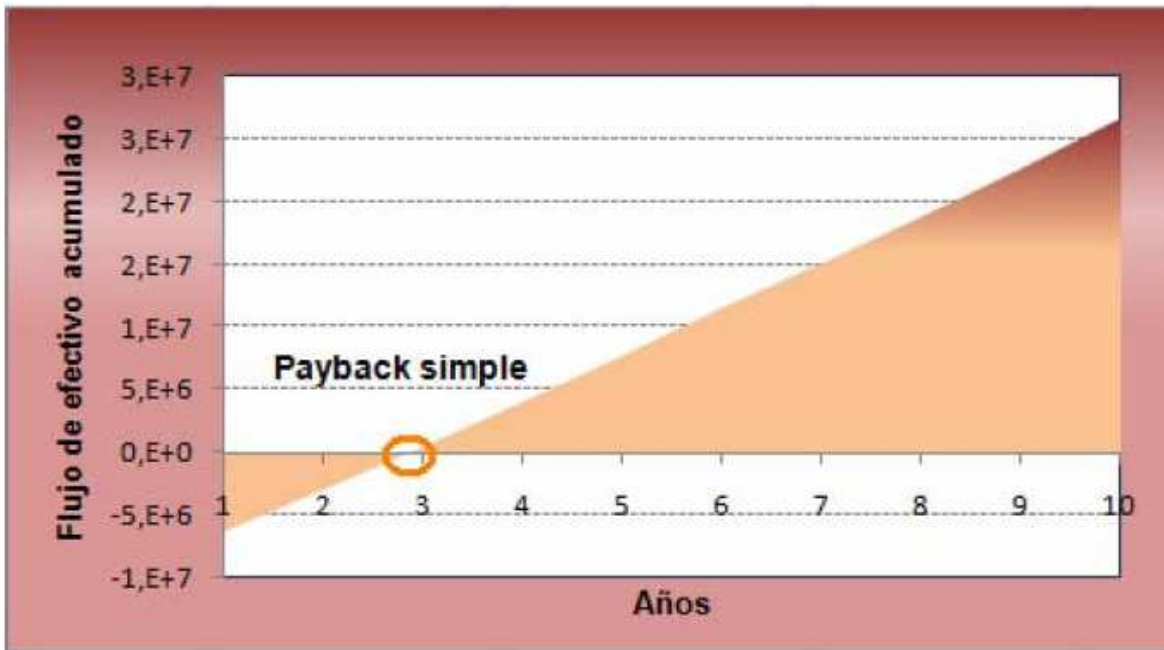
La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días), que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\mathbf{Payback\ Simple = \frac{Inversión\ inicial}{Flujo\ de\ efectivo\ anual} \quad (30)}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo. Es decir, este método no diferencia entre el valor de un flujo de efectivo de US\$1 durante el primer año, y el valor del mismo flujo de US\$1 en un año posterior. En la Figura 40, se observa una representación gráfica del *payback* simple, en función de los flujos de efectivo acumulados y el tiempo en años.

Figura 40. Representación gráfica del *Payback* simple



Fuente: AFANADOR P., Carlos A., DELGADO G. Luis Eduardo. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. UIS, 2008.

Adicionalmente, este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, puesto que únicamente indica cuando se recupera esa inversión. Estos pueden ser muy importantes en la determinación de la rentabilidad de un negocio o proyecto, por lo cual, el que tenga el menor tiempo de recuperación no necesariamente es el más rentable o el que debiera seleccionarse.

4.7.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado

Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcular el tiempo

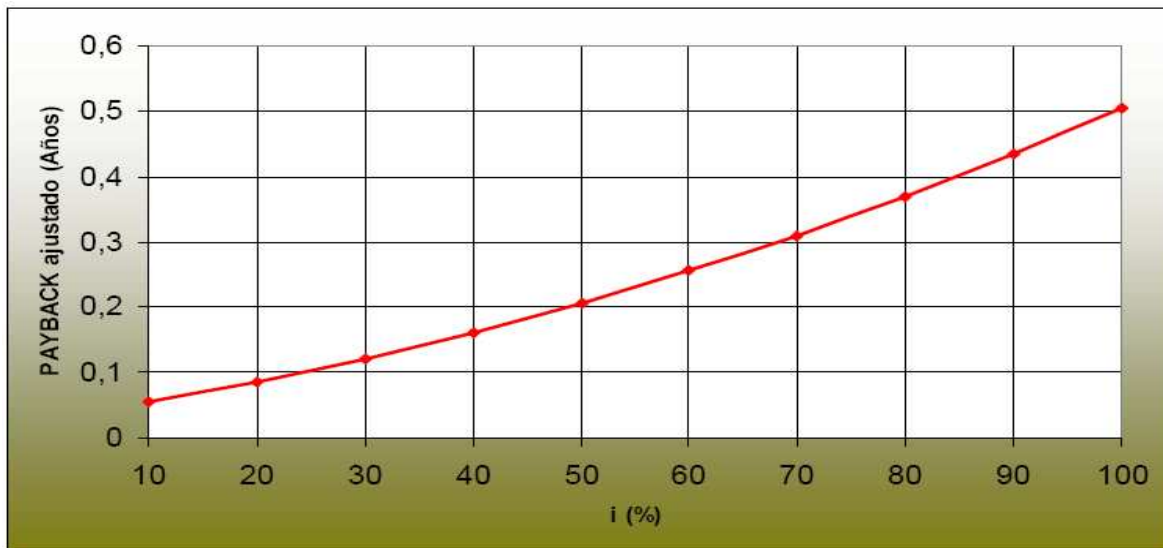
que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método, es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión. Este tiempo depende de la tasa de interés usada para el cálculo del valor presente, ya que a mayor tasa de interés mayor será el tiempo de recuperación ajustado, como se observa en la figura 41.

La ecuación que se utiliza para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP \text{ inversión inicial}}{VP \text{ flujo de efectivo anual}} \quad (13)$$

Figura 41. Representación gráfica del *Payback* ajustado



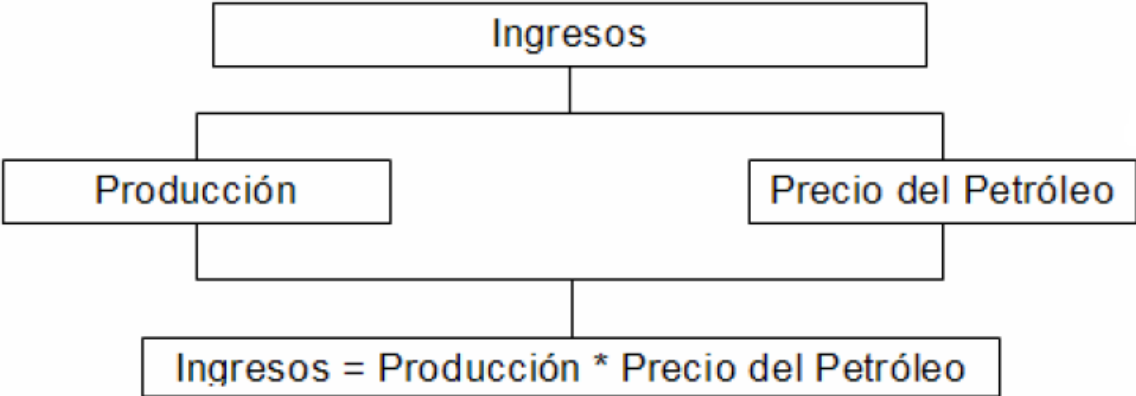
Fuente: AFANADOR P., Carlos A., DELGADO G. Luis Eduardo. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. UIS, 2008.

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida de tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

4.8 INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo figura 42. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

Figura 42. Cálculo de los ingresos



Fuente: Autores del Proyecto.

4.9 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún período y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticos como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5%, y ácido si sobrepasa el 0.5%.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó

anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos:

- ◆ West Texas Intermediate (WTI). Es el crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos, se cotiza en la bolsa de Nueva York (Nymex). Se trata de un crudo de muy alta calidad, es ligero con 39.6 grados API y dulce con un contenido de azufre de sólo 0.24%.

- ◆ Brent Blend. Comúnmente llamado *Brent*, es el crudo de referencia para el mercado europeo, pero también lo es para el 65% de los diferentes tipos de crudo a nivel mundial, el precio de referencia Brent se cotiza en la International Petroleum Exchange (IPE) de Londres. El Brent debe su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del norte descubierto en 1972 por Shell. Se trata de un crudo ligero con 38.3 grados API y un contenido de azufre del 0.37% (crudo dulce).

- ◆ Dubai. Es el crudo de referencia para el petróleo pesado y amargo en Asia, el Dubai se cotiza tanto en la *Symex* (Singapur) y en la *Nymex* (EEUU). El Dubai ha tomado importancia en los últimos años debido al alto consumo y demanda de economías asiáticas emergentes como China e India. Su producción actual es baja cercana a 200.000 barriles, pero su valor influye sobre todos los crudos pesados que se bombean desde el Golfo Pérsico hacia Asia. Se trata de un crudo de baja calidad con 31 grados API y un alto contenido de azufre del 2.04% que lo hace un crudo amargo.

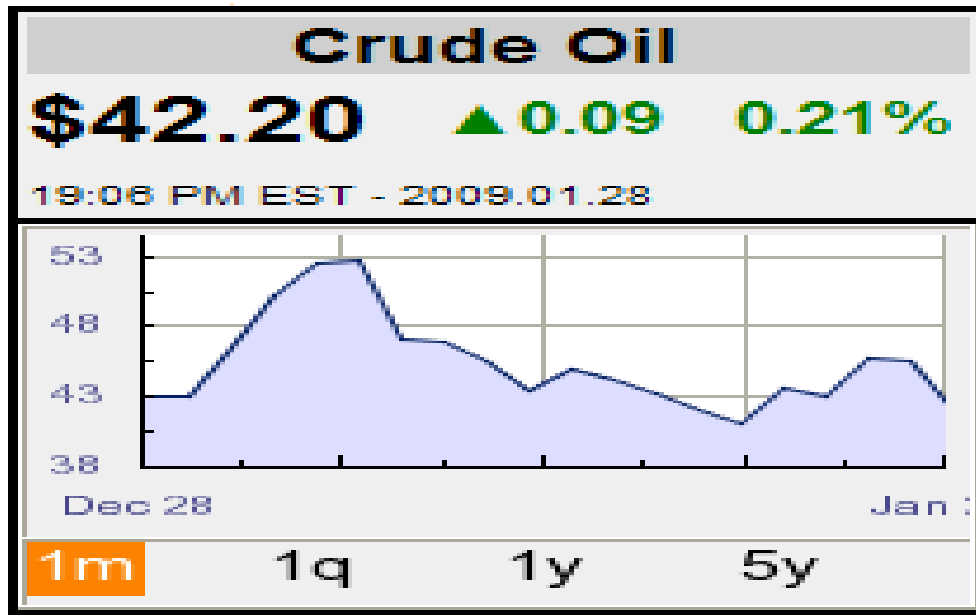
- ◆ Cesta OPEP. Los miembros de la OPEP fijan su política petrolera centrandose en la llamada Cesta OPEP. Dicha cesta es la referencia que usan los miembros de la OPEP para fijar los precios de sus crudos producidos. La cesta OPEP consiste en una media aritmética de siete variedades de crudo que son: Sahara Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita), Dubai (Emiratos Árabes), Tía Juana Light (Venezuela) y Isthmus (México).

El crudo más representativo de la Cesta OPEP a través del tiempo ha sido el Arab Light, que alguna vez fue la referencia mundial para el precio del crudo hasta principios de los años 80. Se trata de un crudo medio de 34 grados API y un contenido de azufre del 1.78%. el yacimiento donde se extrae esta variedad de crudo es el mítico Ghawar que posee las reservas más grandes del mundo, la producción del Arab Light en la actualidad está por encima de cinco millones de barriles.

Cabe notar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI. Históricamente el WTI siempre ha estado en precio y calidad por encima del Brent, mientras la cesta OPEP se ha ubicado unos 5 – 10 dólares por debajo del Brent. Este comportamiento no es una regla del dedo gordo pues los fenómenos geopolíticos y económicos hacen que el Brent pueda estar en precio por encima del WTI.

A lo largo de la historia el precio del crudo nunca se ha mantenido estable y está a la par de los acontecimientos que marcan la historia de la humanidad, en la Figura 43 se muestra la variación del precio del crudo WTI variedad liviano dulce en los últimos años. Los factores que afectan el comportamiento del precio del WTI son principalmente de carácter económico, político y climático.

Figura 43. Variación del precio del crudo WTI entre marzo y abril de 2008



Fuente: <http://www.worldOilPrice.com>

4.10 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

4.10.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 27. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 56. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos

PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8 %
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD.	X %*
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20 %
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y %**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25 %

Fuente: Ley 756 del 2002. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

$$* \text{Donde } X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$$

$$** \text{Donde } Y = 20 + (\text{producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$$

4.10.2 Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un período determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

4.11 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

4.11.1 Flujos de efectivo para el proyecto

Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ◆ La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.
- ◆ Los costos por operación y mantenimiento, el cual se halla de la forma como se explico en la parte de los egresos. A esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especificó en la misma parte.
- ◆ La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.

- ◆ El capital de trabajo, es el necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas con la operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan tener al año siguiente. Para los años que siguen, se hace un delta entre el 5% de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.

- ◆ Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final. La forma de realizar su cálculo, se presenta en la tabla 28.

Tabla 57. Cálculo del flujo de efectivo para el proyecto

FLUJO DE EFECTIVO	AÑO 0	1	2	3	4
Inversión (US\$) (-)					
Ingresos (US\$) (+)					
Regalías (US\$) (-)					
Mantenimiento (US\$) (-)					
Impuesto de renta (-)					
FLUJO DE CAJA TOTAL					

Fuente: Autores del Proyecto.

4.11.2 Flujos de efectivo para el inversionista

Estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos, se deben tener en cuenta los mismos parámetros que en los flujos de efectivo para el proyecto; la única diferencia radica en: los intereses por la financiación y su respectivo abono a capital.

Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total. La forma de realizar su cálculo, se presenta en la tabla 29.

Tabla 58. Cálculo del flujo de efectivo para el inversionista

FLUJO DE EFECTIVO	AÑO 0	1	2	3	4
Inversión (US\$) (-)					
Ingresos (US\$) (+)					
Regalías (US\$) (-)					
Mantenimiento (US\$) (-)					
Impuesto de renta (US\$) (-)					
Abono a capital (US\$) (-)					
FLUJO DE CAJA TOTAL					

Fuente: Autores del Proyecto.

4.12 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Después de conocer la inversión inicial y los flujos de efectivo anual del proyecto, se determina la conveniencia de este, utilizando los métodos de evaluación descritos en el capítulo al inicio del presente capítulo.

4.12.1 Valor Presente Neto (VPN) para el Proyecto

Se halla el valor presente neto de los flujos de efectivo para diferentes tasas de interés, o para una, si ya se conoce la que va a aplicar al proyecto o la que esta manejando el mercado en ese momento; esto se logra aplicando la ecuación (7). Esto proporciona una medida inicial de que tan aceptable es el proyecto, si según la tasa de interés fijada del VPN es positivo, es conveniente aceptar al proyecto, si el VPN es negativo, aceptar el proyecto, no es una buen opción, porque estaría generando perdidas, y ya si el VPN es igual a cero, se incurre en un punto riesgoso, ya que es incierto si en un futuro, el proyecto genera ganancia o perdida.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (31)$$

4.12.2 Tasa Interna de Retorno para el Proyecto

Después de haber hallado el valor presente neto, y con los flujos de caja del proyecto, se aplica la ecuación (10) para encontrar el valor del TIR o la tasa de interés en la cual se equilibrarían los ingresos con los egresos a lo largo del proyecto, es decir una tasa de interés en la que el VPN sea cero. Este valor representa la tasa de oportunidad del proyecto.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (32)$$

4.12.3 Tasa Promedio de Retorno para el Proyecto

También con los flujos de caja, se halla el TPR mediante la ecuación (11) y este nos proporcionará una visión de la tasa a la que se recuperará la inversión en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto.

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Flujos de caja}}{\text{Número de años } (n)}}{\text{Inversión inicial}} \quad (33)$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

4.12.4 Payback Simple

Se halla mediante la ecuación (12) y muestra los años que tomará la inversión en ser recuperada, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Su metodología de

cálculo, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo netos generados por el proyecto, con la inversión inicial, para determinar el número de años que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

$$\mathbf{Payback\ Simple = \frac{Inversión\ inicial}{Flujo\ de\ efectivo\ anual} \quad (34)}$$

4.12.5 Payback Ajustado

Es el que más conviene al proyecto y se halla mediante la ecuación (13), ya que considera el valor que van adquiriendo tanto los ingresos como los egresos con el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo netos, con el valor presente de la inversión inicial requerida. Es decir, este método calcula el tiempo necesario para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

$$\mathbf{Payback\ Ajustado = \frac{VP\ inversión\ inicial}{VP\ flujo\ de\ efectivo\ anual} \quad (35)}$$

Con estos resultados se puede determinar la conveniencia del proyecto, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de evaluación.

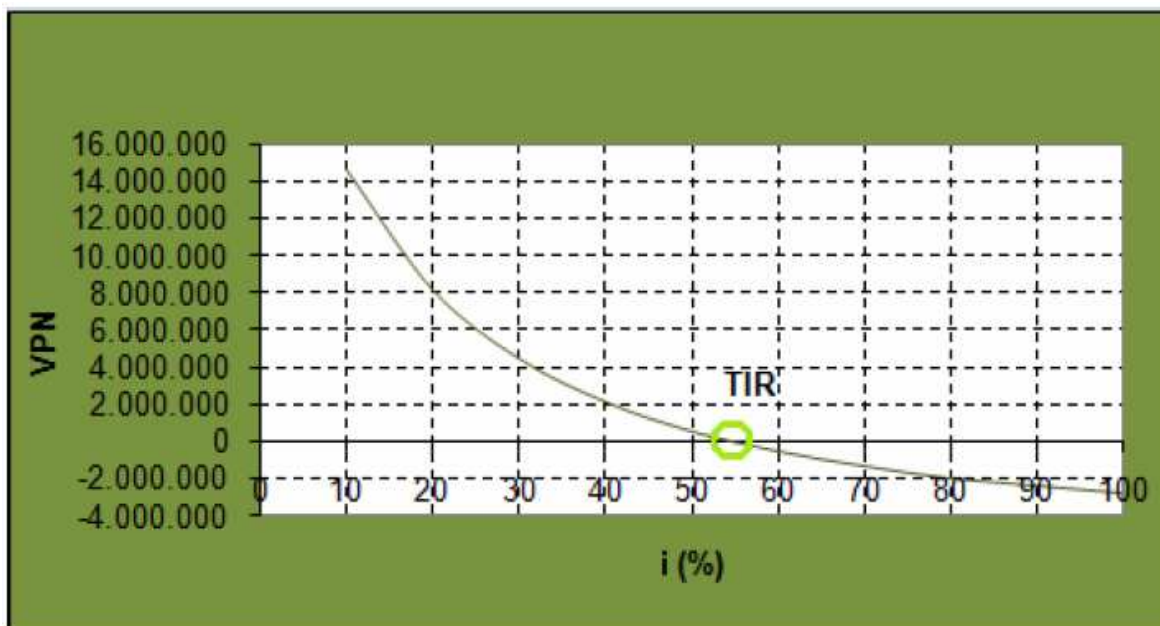
4.13 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Después de aplicar los cuatro métodos para la evaluación del proyecto, los valores obtenidos, se presentan en forma numérica, organizados en tabla, y en forma gráfica.

Para el valor presente neto, se presenta el valor obtenido, a diferentes tasas de oportunidad, en tabla y se hace su respectiva gráfica (VPN vs i%), de donde se

puede observar el comportamiento de este, y obtener gráficamente el valor del TIR, como se observa en la figura 44, cuando el valor presente neto es igual a cero (VPN = 0). El resultado del TIR, también se muestra numéricamente.

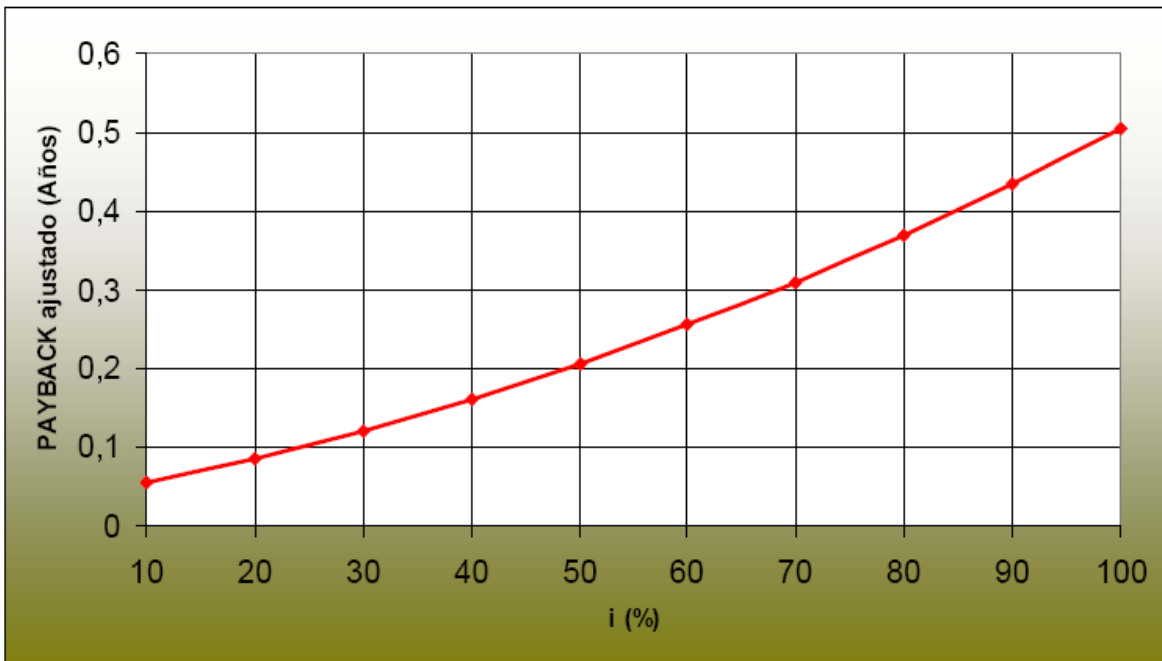
Figura 44. Gráfica de resultados VPN vs. I%



Fuente: AFANADOR P., Carlos A., DELGADO G. Luis Eduardo. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. UIS, 2008.

La tasa promedio de retorno, se presenta solamente de forma numérica, al ser solo un valor que no depende de las tasas de oportunidad. También se presenta gráficamente, la variación del tiempo de recuperación ajustado a diferentes tasas de oportunidad (payback ajustado vs. I%). De aquí se observa la tendencia lineal del tiempo con respecto al incremento en la tasa. Ver Figura 45.

Figura 45. Gráfica de resultados payback ajustado vs. I (%)



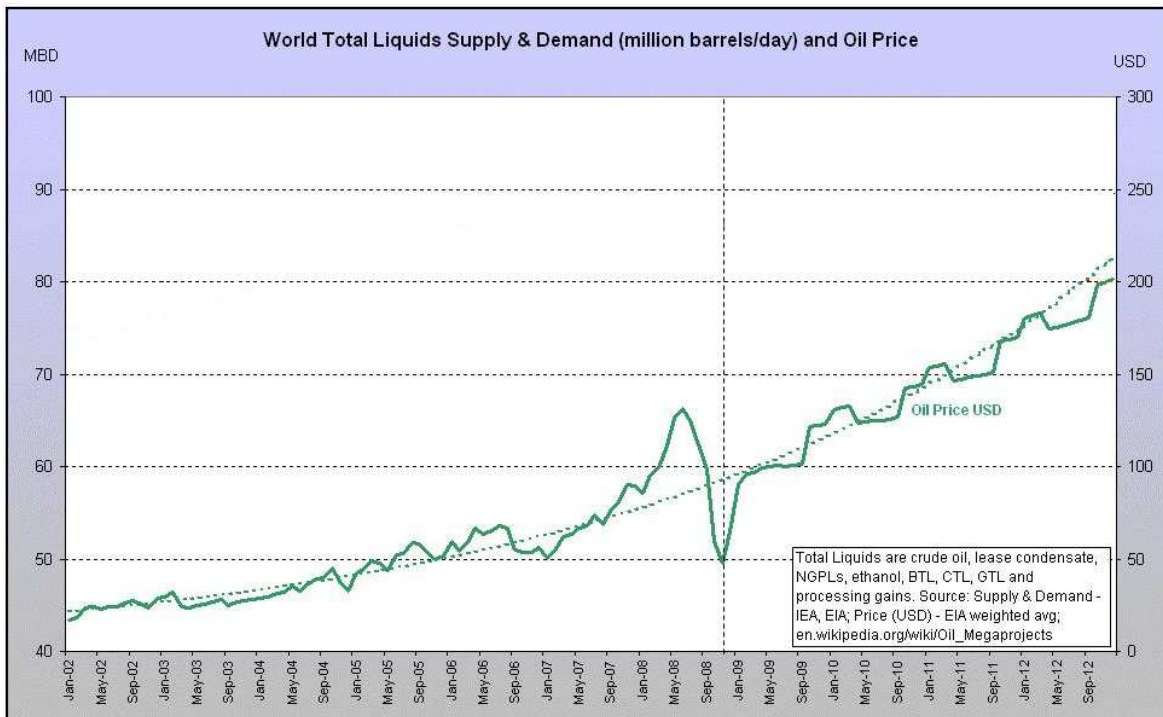
Fuente: AFANADOR P. Carlos A., DELGADO G. Luis Eduardo. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. UIS, 2008.

4.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EL CAMPO COLORADO

Basados en los conceptos mencionados anteriormente, se realizó una evaluación económica de la implementación de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo a 15 pozos que fueron seleccionados del Campo Escuela Colorado, con el propósito de incrementar la producción del campo.

Para determinar la viabilidad económica del proyecto, el precio del crudo se estableció bajo un pronóstico desarrollado por la World Oil de la variación del precio del crudo hasta el año 2012. Como se ilustra en la Figura 46.

Figura 46. Variación del precio del Barril de Petróleo WTI hasta el año 2012



Fuente: <http://www.worldOilPrice/~Rapidoil>.

4.14.1 Producción de los pozos luego de las operaciones de cañoneo

La estimación de la producción inicial de aceite para los pozos cañoneados y recañoneados, se estableció mediante un análisis IPR y correlaciones de declinación de producción para los pozos seleccionados.

Para el cálculo del IPR se implementó la metodología propuesta en el artículo SPE 29312, “*Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir*”. Las siguientes expresiones son las utilizadas para el método y para su posterior desarrollo:

$$Q_0 = Q_{max} \left[A_0 + \left(A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) + \left(A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \right] \quad (36)$$

$$Q_{max} = \frac{Q_0}{\left[A_0 + \left(A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) + \left(A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \right]} \quad (37)$$

Los valores de las constantes A_0 , A_1 y A_2 se obtienen por medio de las Tablas mostradas a continuación:

Tabla 59. Valores de las Constantes a partir del Radio de Penetración

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
<=0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283

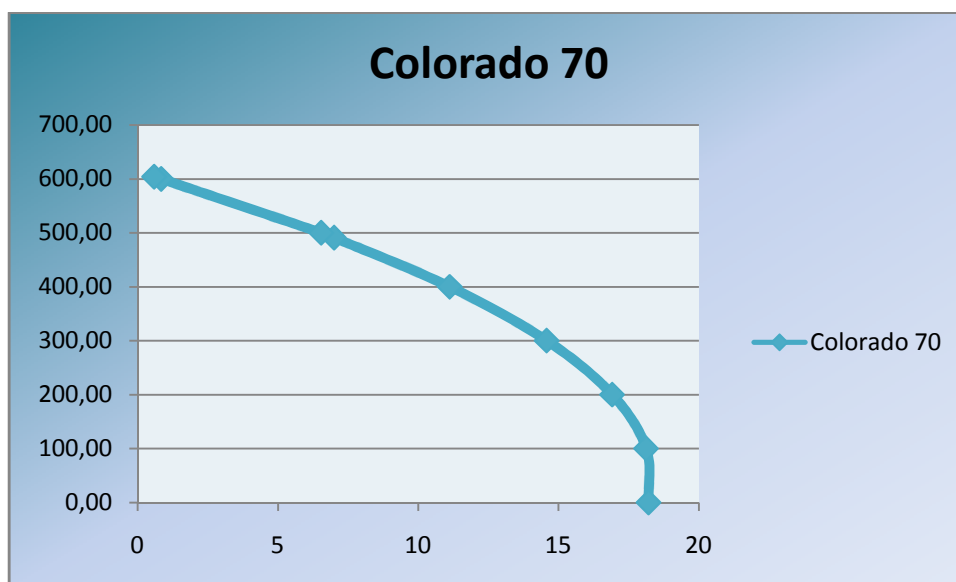
Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0.19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
>0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente: SPE 29312, "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir".

A partir de las ecuaciones 14 y 15 se calcularon los IPR para todos los pozos seleccionados, y de la tabla 59 se leen los valores de las constantes.

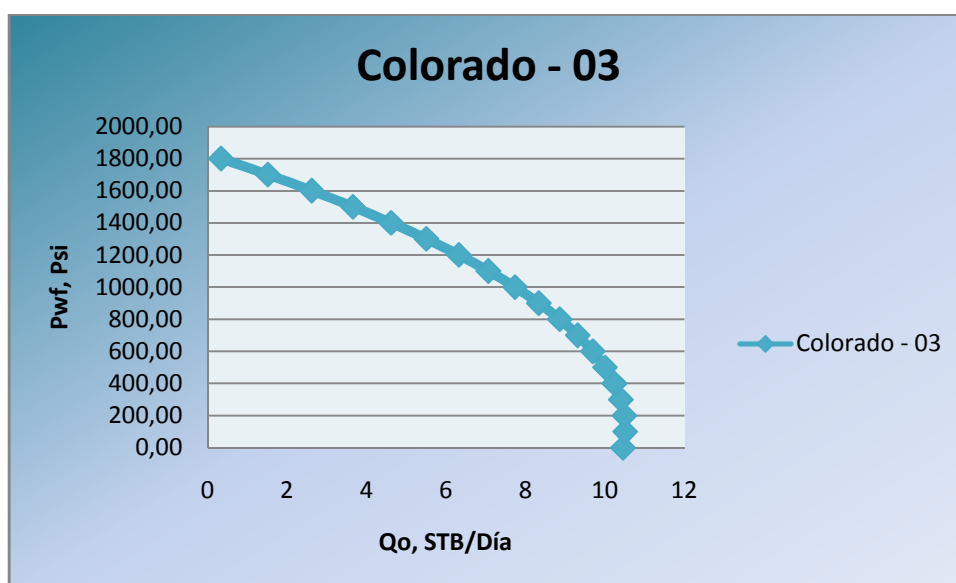
A continuación, se presentan las curvas IPR de los pozos seleccionados.

Figura 47. Curva IPR para el Pozo Colorado – 70



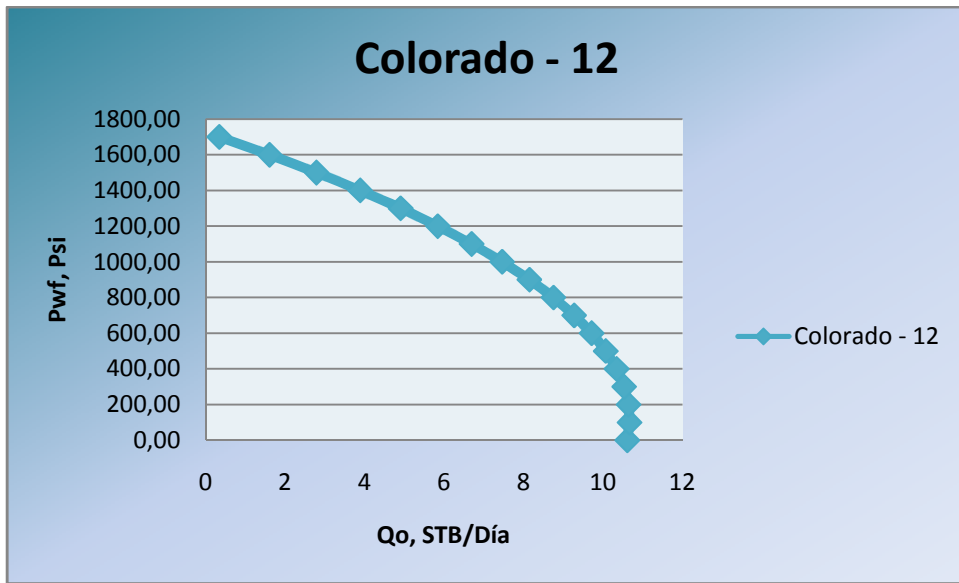
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 48. Curva IPR para el Pozo Colorado – 03



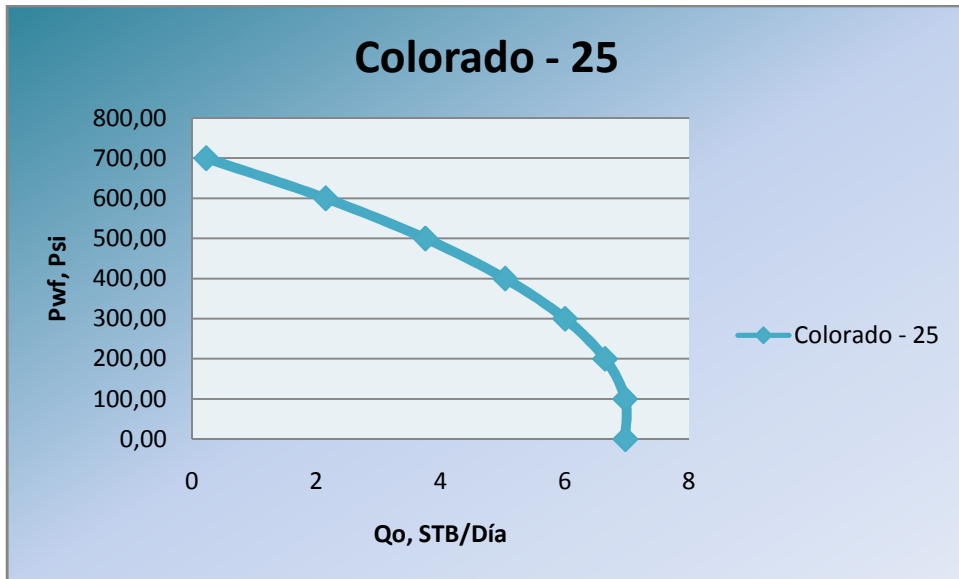
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 49. Curva IPR para el Pozo Colorado – 12



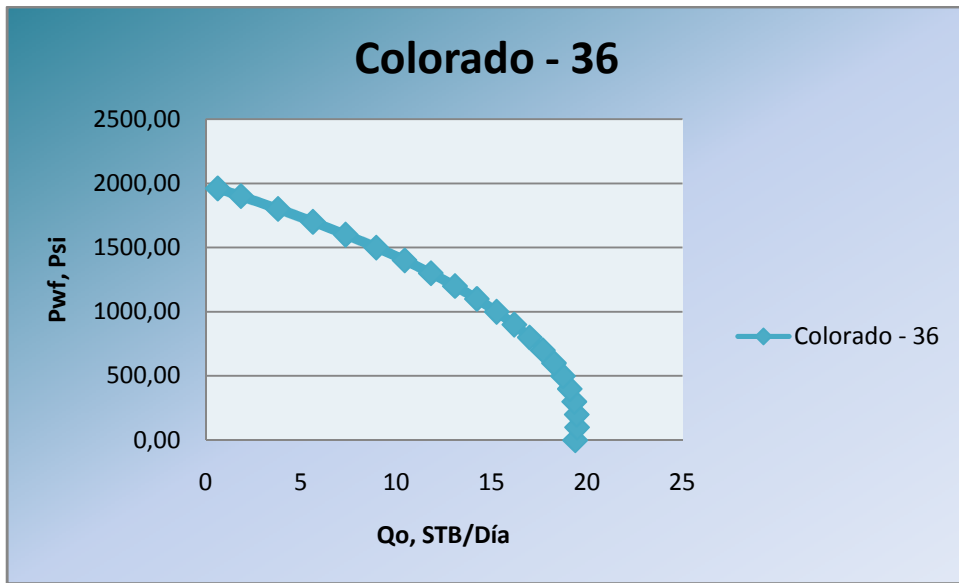
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 50. Curva IPR para el Pozo Colorado – 25



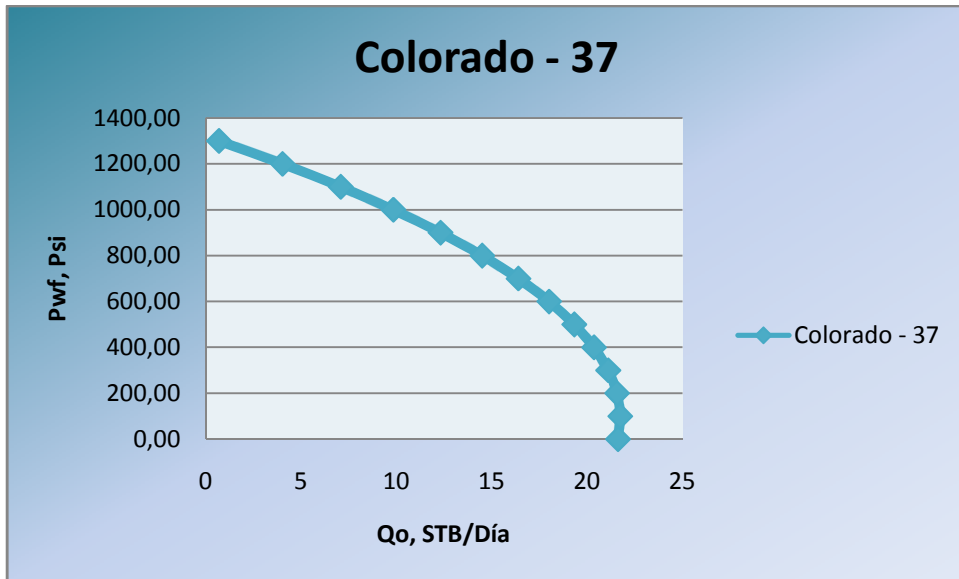
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 51. Curva IPR para el Pozo Colorado – 36



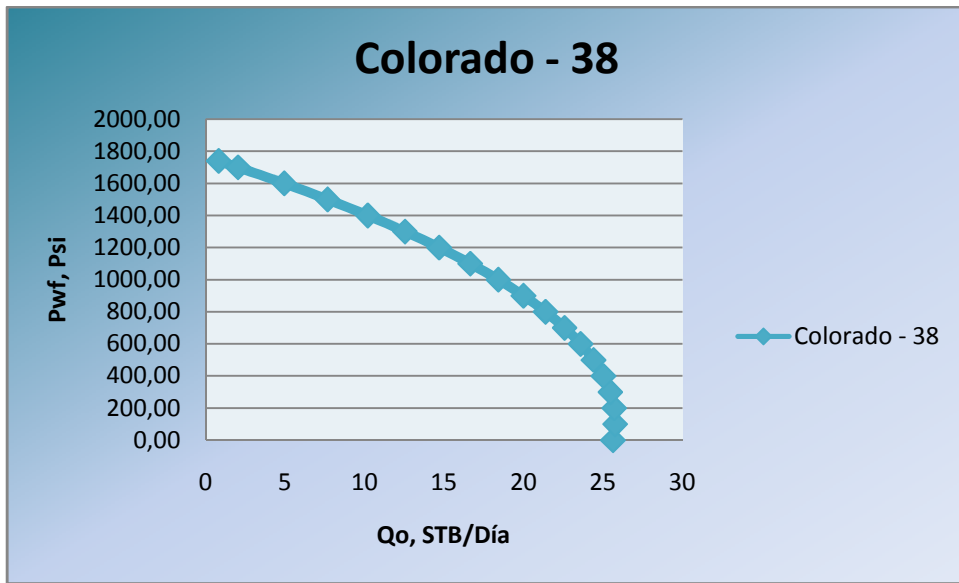
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 52. Curva IPR para el Pozo Colorado – 37



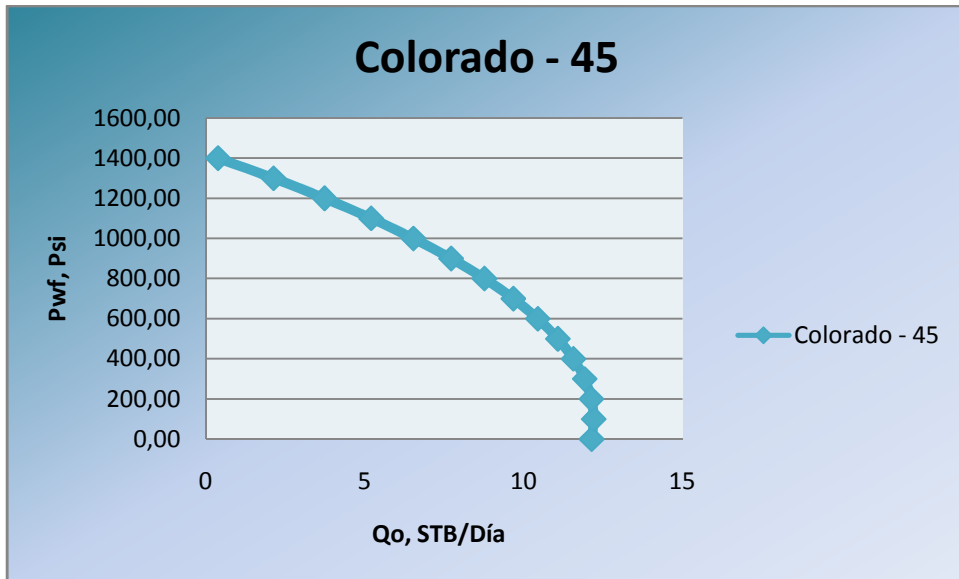
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 53. Curva IPR para el Pozo Colorado – 38



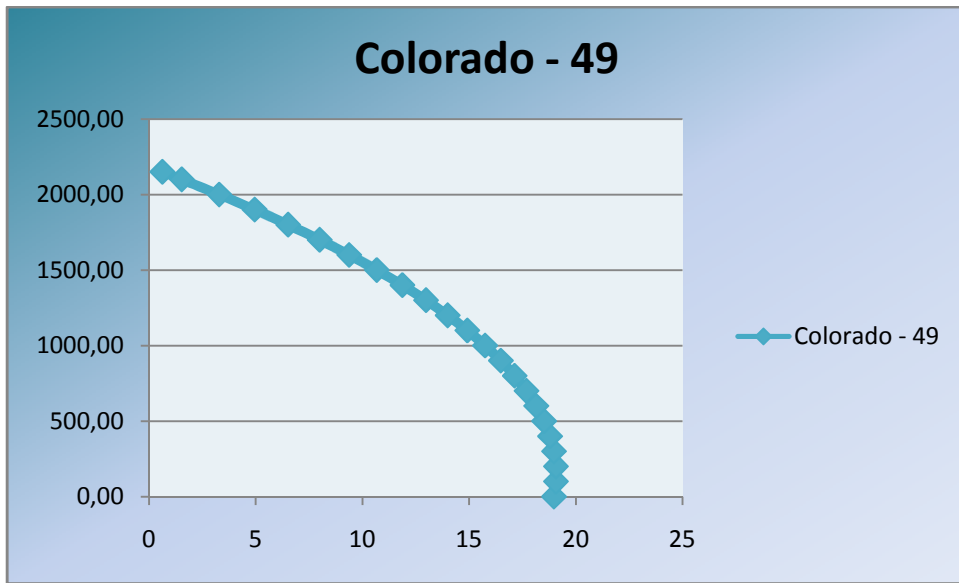
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 54. Curva IPR para el Pozo Colorado – 45



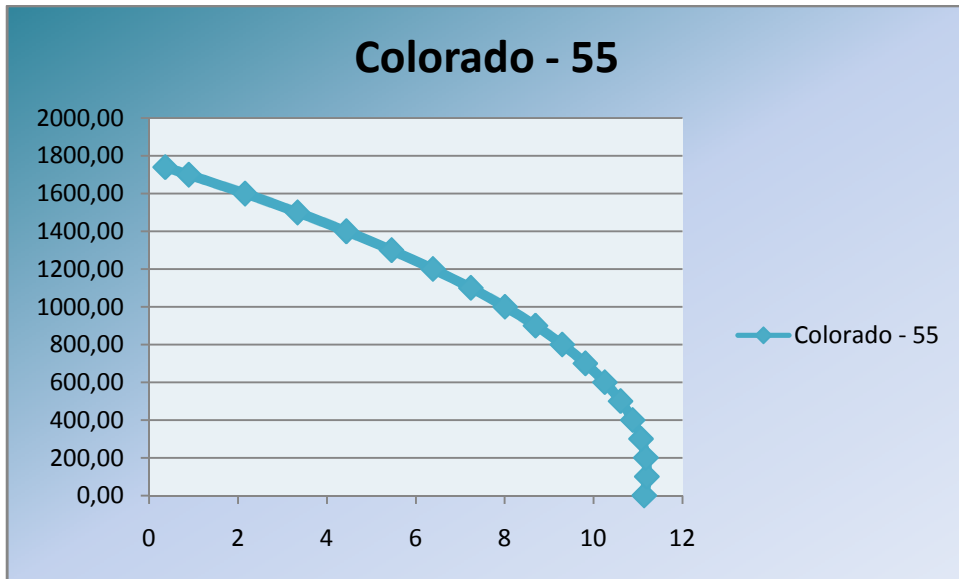
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 55. Curva IPR para el Pozo Colorado – 49



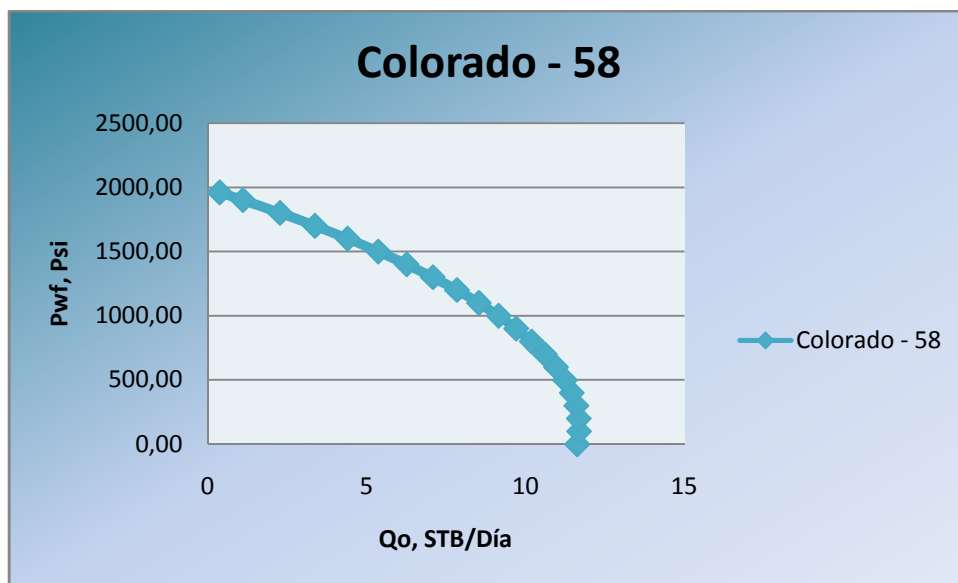
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 56. Curva IPR para el Pozo Colorado – 55



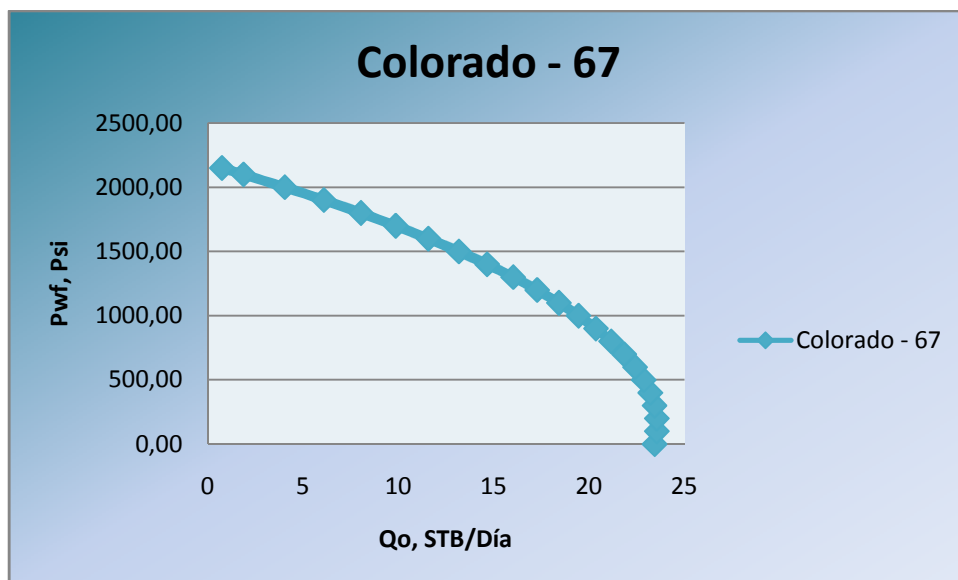
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 57. Curva IPR para el Pozo Colorado – 58



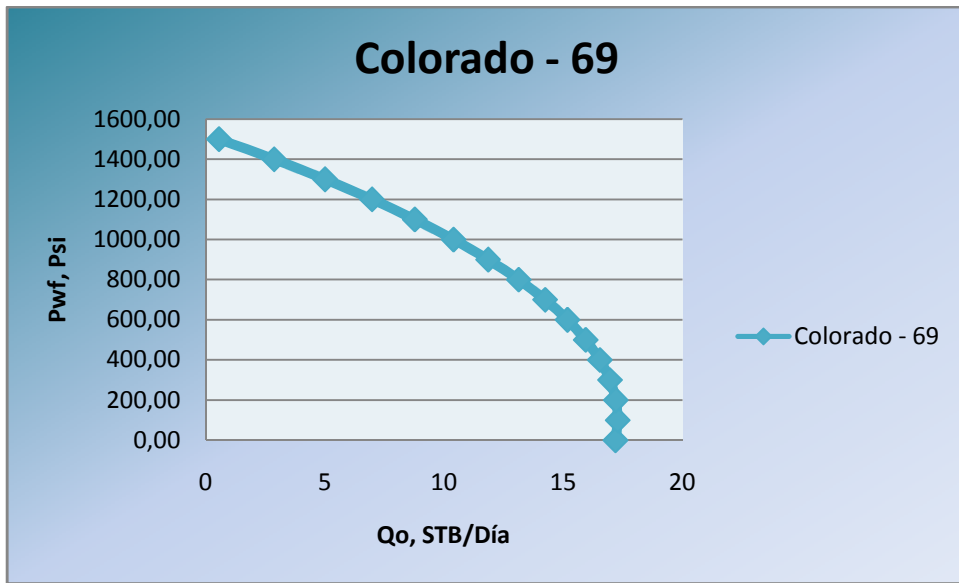
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 58. Curva IPR para el Pozo Colorado – 67



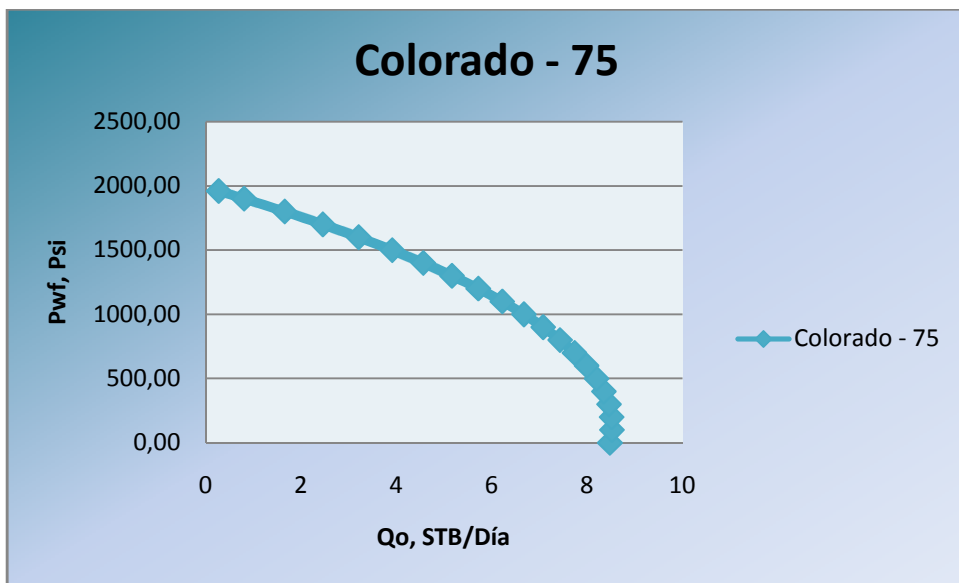
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 59. Curva IPR para el Pozo Colorado – 69



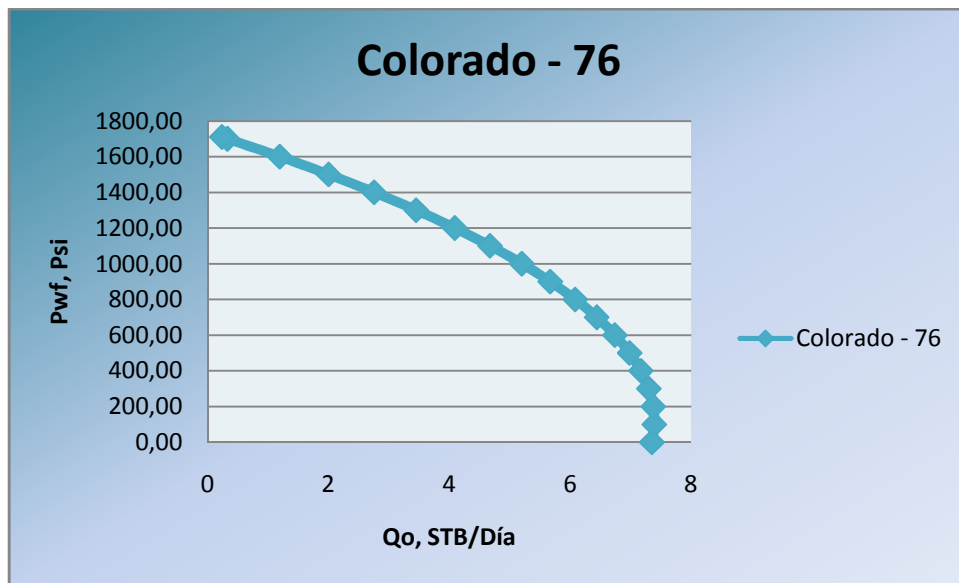
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 60. Curva IPR para el Pozo Colorado – 75



Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 61. Curva IPR para el Pozo Colorado – 76



Fuente: Autores del Proyecto.

En la Tabla 61 se presentan los valores de de P_{wf}^{21} , AOF y Q_o que fueron calculados mediante el desarrollo de las Curvas IPR de cada uno de los pozos seleccionados para las operaciones de cañoneo y recañoneo en el Campo Escuela Colorado.

²¹ CORREA J., Fabio Ricardo. “Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación al Campo Colorado”. UIS, 2008

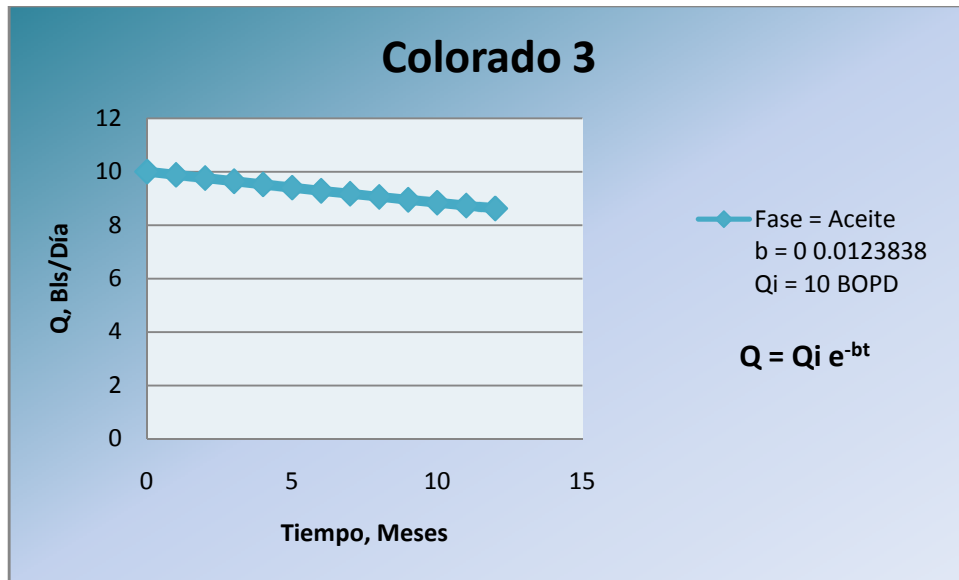
Tabla 61. Datos de Producción obtenidos a partir de las Curvas IPR

POZO	AOF (Bls)	Pwf (psi)	Qi (Bls)
COL – 03	10	500	10
COL – 12	10	520	10
COL – 25	7	300	6
COL – 36	19	920	16
COL – 37	21	600	18
COL – 38	26	660	23
COL – 45	12	660	10
COL – 49	11	1090	15
COL – 55	19	660	10
COL – 58	12	840	10
COL – 67	23	940	20
COL – 69	17	620	15
COL – 70	7	491	6
COL – 75	8	920	7
COL - 76	7	490	7

Fuente: Autores del Proyecto.

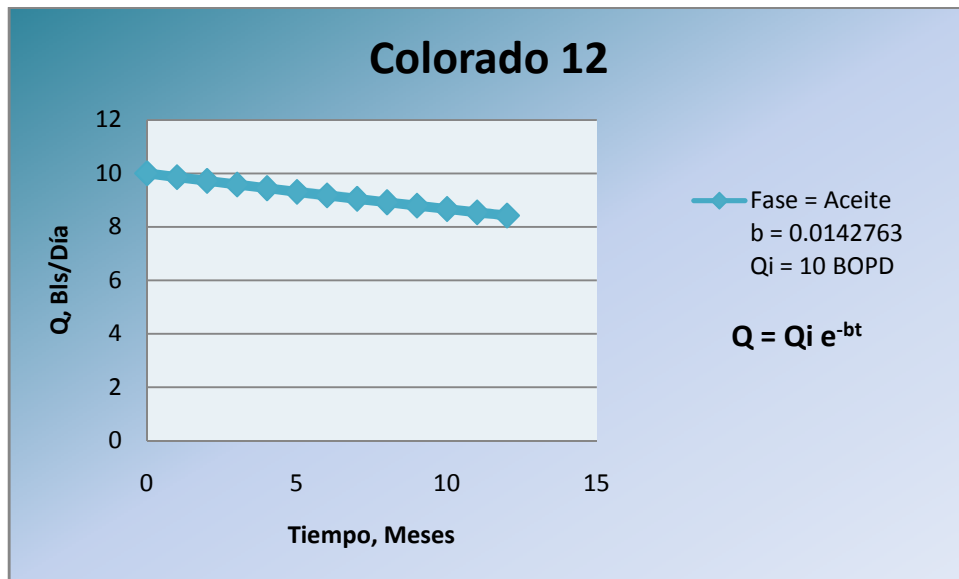
Posteriormente se desarrollaron las curvas que representan la expectativa de producción de los pozos después de realizársele las operaciones de cañoneo y recañoneo, basadas en los ritmos de declinación mensuales históricos de cada uno de ellos y tomando como Qi la producción inicial de los pozos una vez implementadas las operaciones. Como se ilustra a continuación.

Figura 62. Curva de Declinación Pozo Colorado – 03



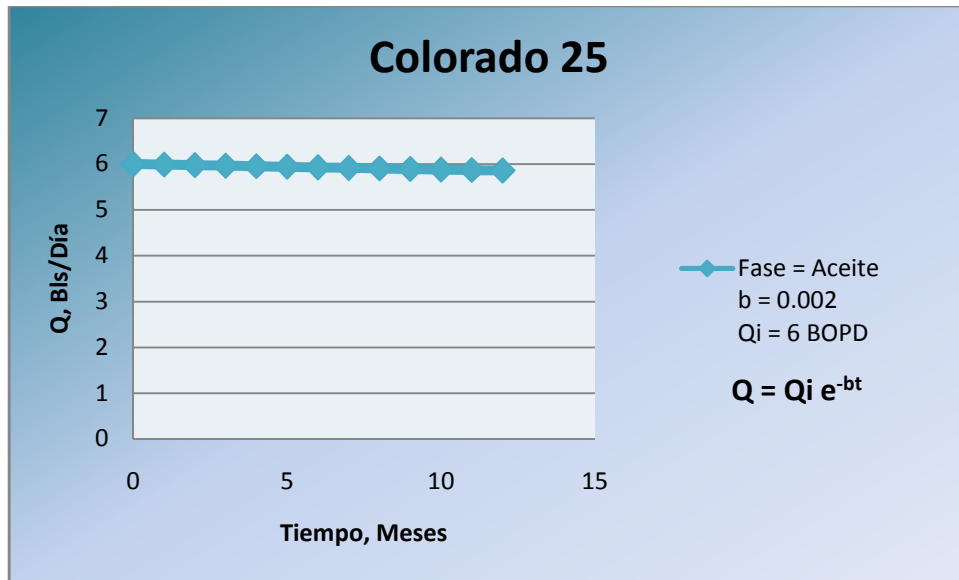
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 63. Curva de Declinación Pozo Colorado – 12



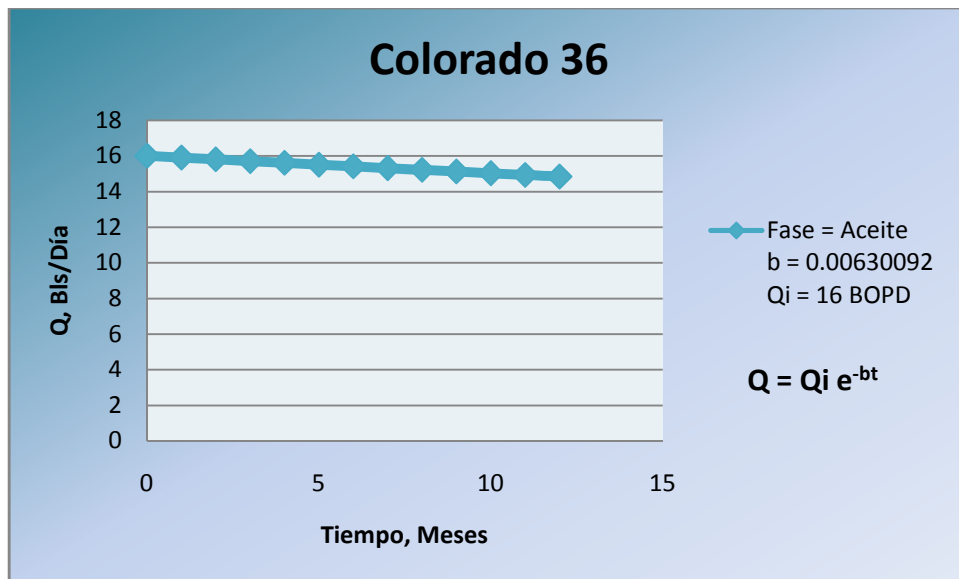
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 64. Curva de Declinación Pozo Colorado – 25



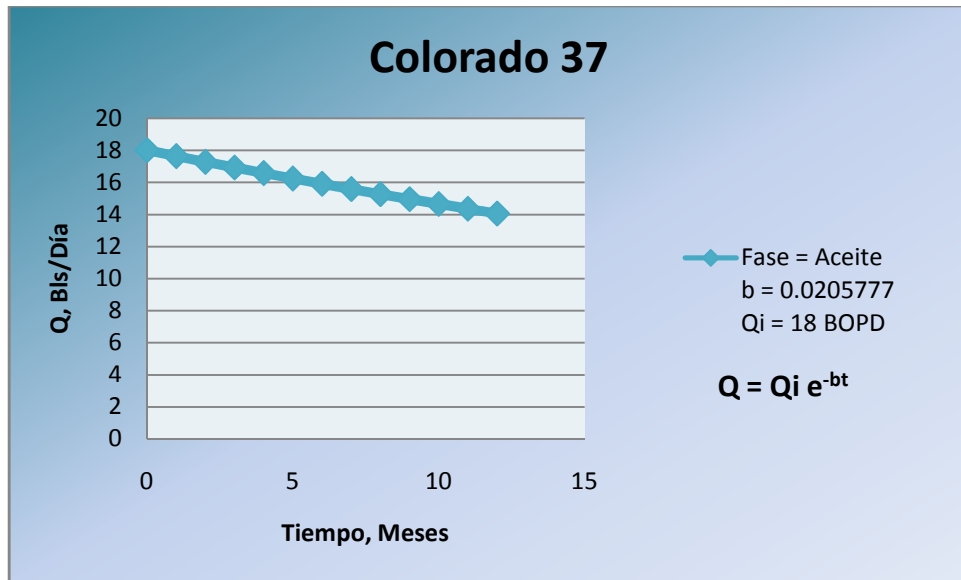
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 65. Curva de Declinación Pozo Colorado – 36



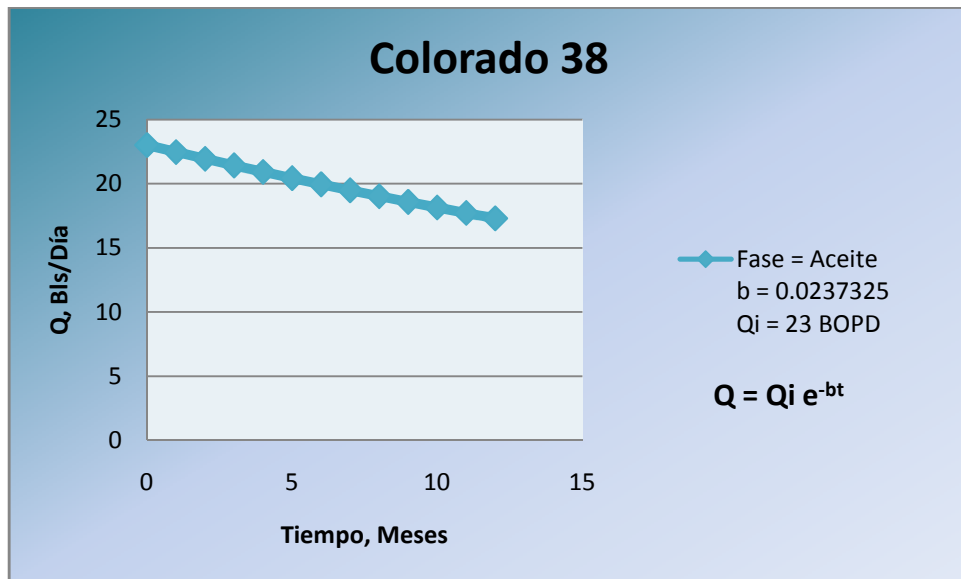
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 66. Curva de Declinación Pozo Colorado – 37



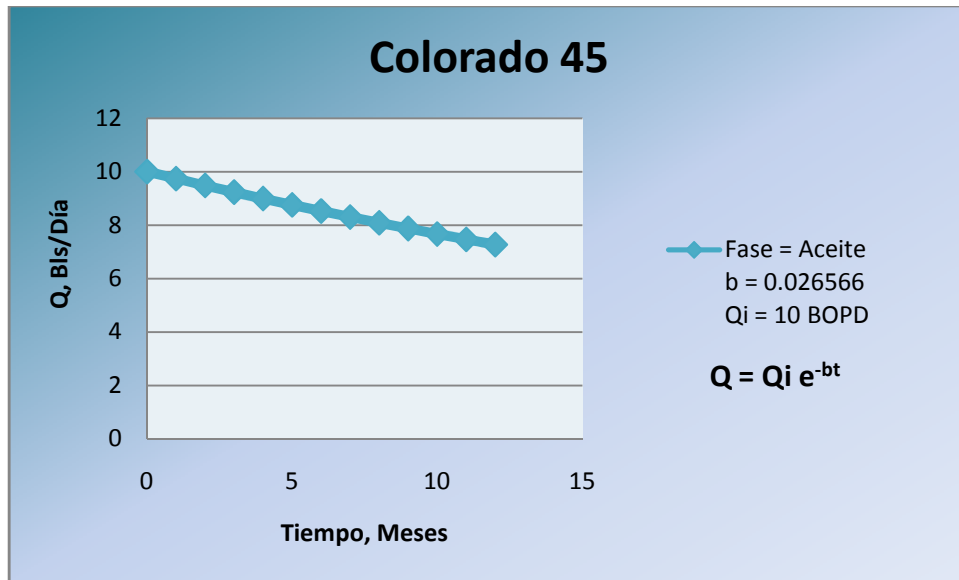
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 67. Curva de Declinación Pozo Colorado – 38



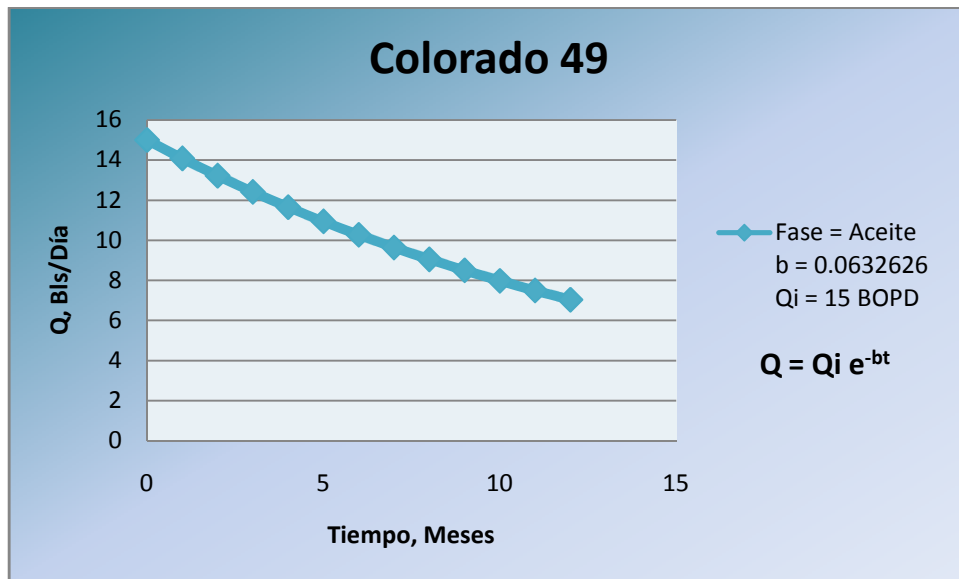
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 68. Curva de Declinación Pozo Colorado – 45



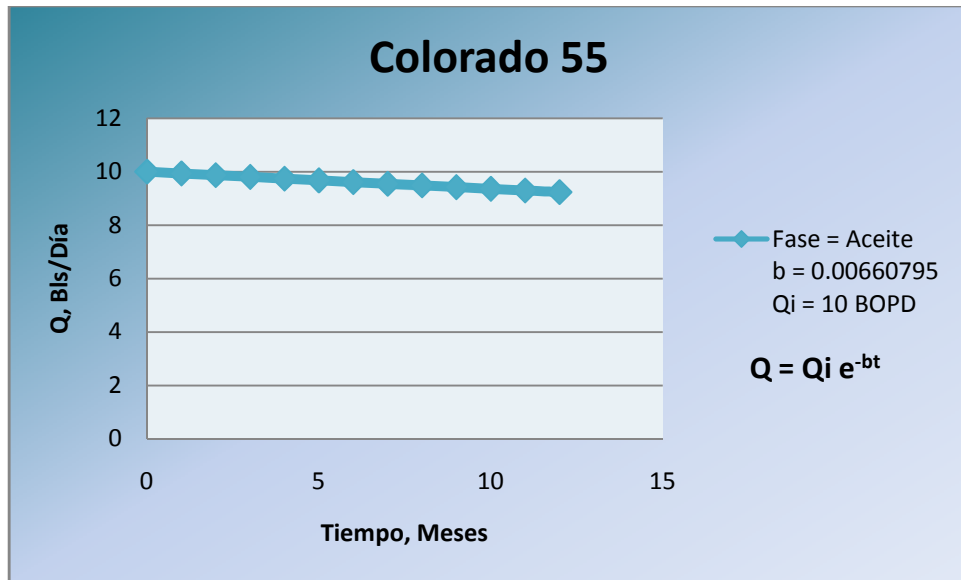
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 69. Curva de Declinación Pozo Colorado – 49



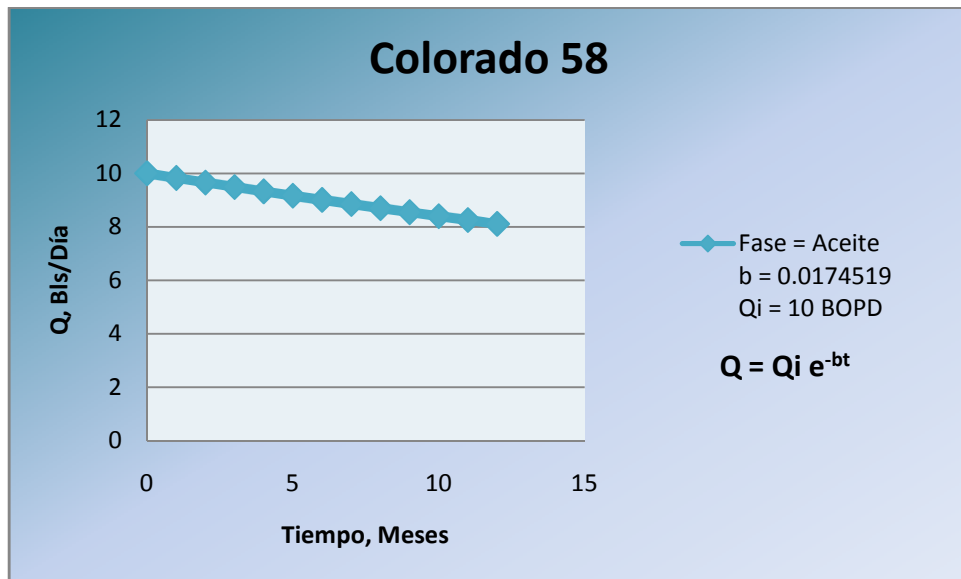
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 70. Curva de Declinación Pozo Colorado – 55



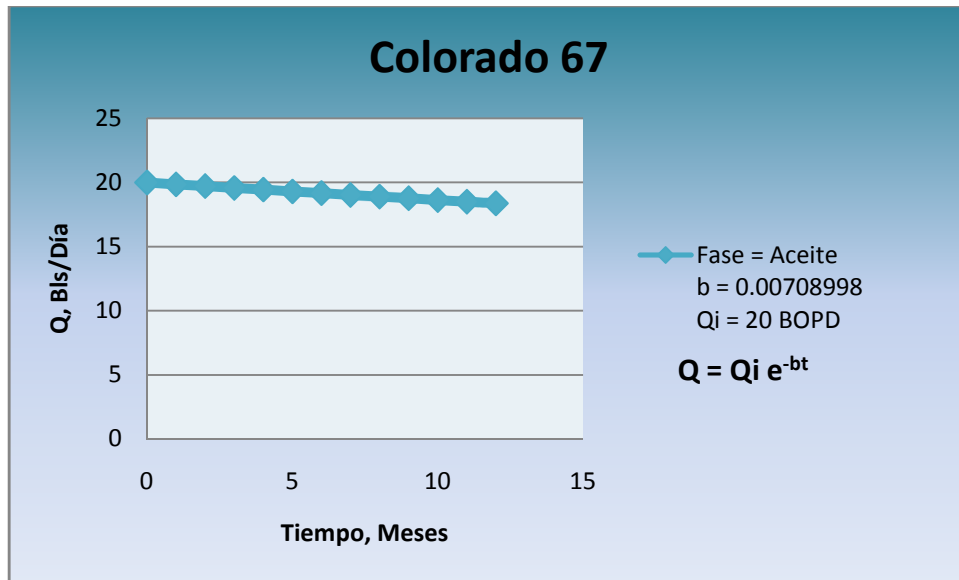
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 71. Curva de Declinación Pozo Colorado – 58



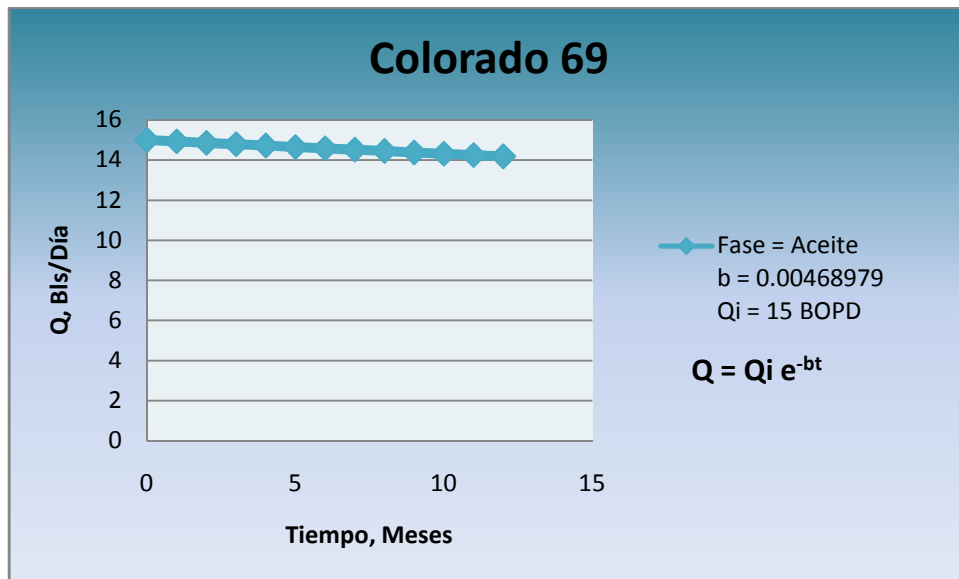
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 72. Curva de Declinación Pozo Colorado – 67



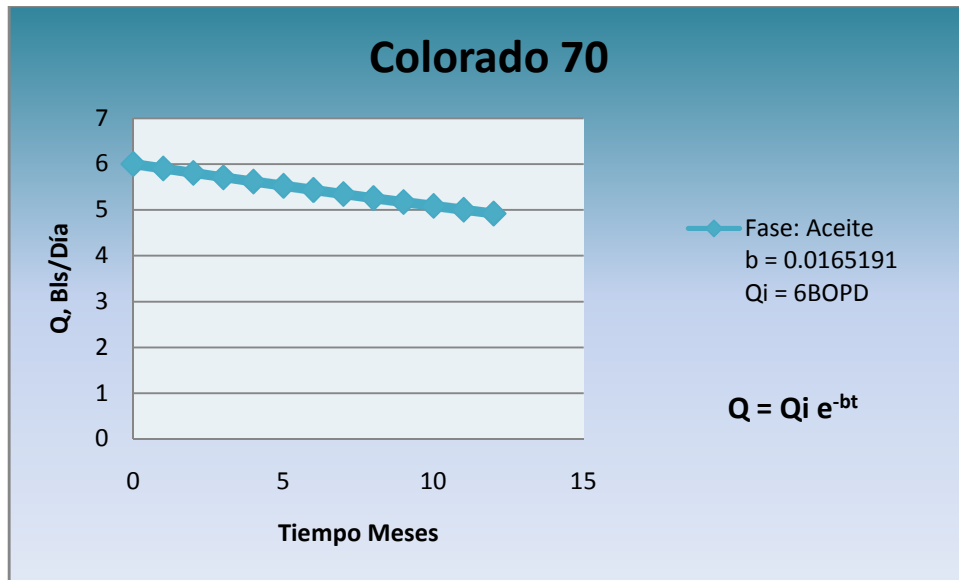
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 73. Curva de Declinación Pozo Colorado – 69



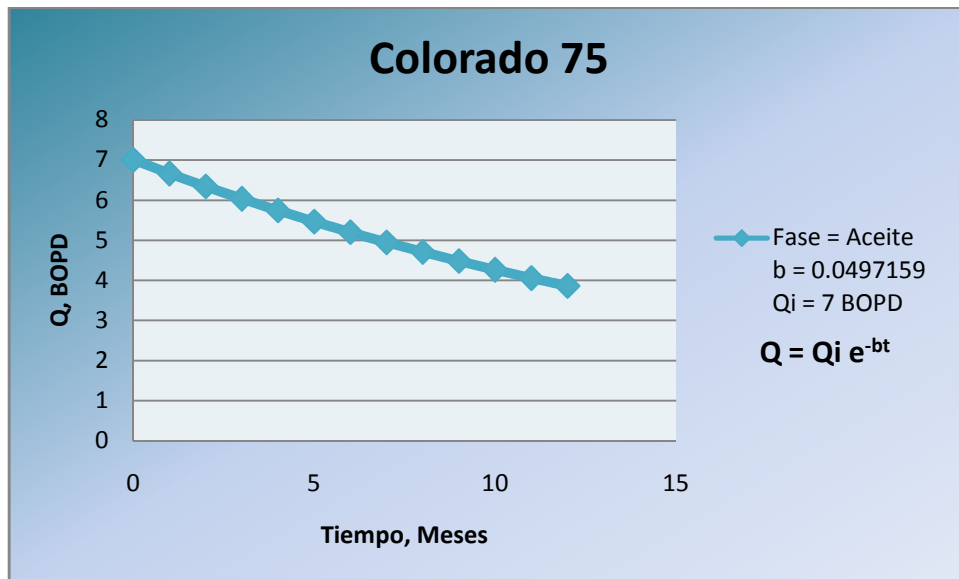
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 74. Curva de Declinación Pozo Colorado – 70



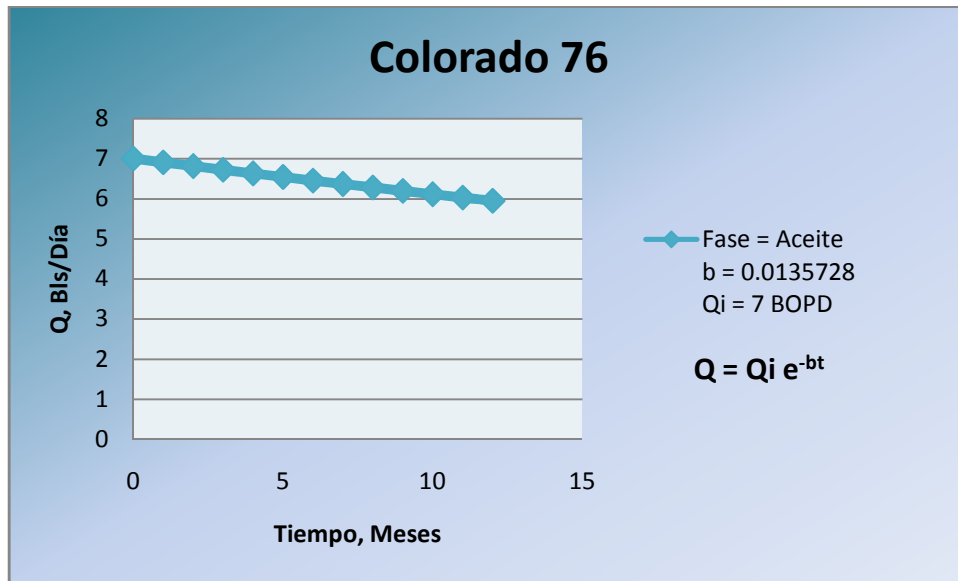
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 75. Curva de Declinación Pozo Colorado – 75



Fuente: Autores del Proyecto

Figura 76. Curva de Declinación Pozo Colorado – 76



Fuente: Autores del Proyecto

La determinación de la viabilidad económica del proyecto se realizó en base a los datos de un cañón diferente al óptimo que se definió por medio de la metodología debido a que no se pudo establecer los costos de su utilización. Se buscó un cañón que tuviera características similares y que pudiera ser utilizado, ya que es de uso común en los campos colombianos.

Teniendo en cuenta esto, en la tabla a continuación se muestra una comparación entre los dos tipos de cañones; El óptimo seleccionado con la metodología y el que pueda ser utilizado:

Tabla 62. Comparativo entre el cañón óptimo y el cañón real.

OPTIMO		REAL	
COL – 03		COL – 03	
CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	7	SPF	6
CARRIER	Wireline	CARRIER	Wireline
Qincremental	10	Qincremental	10
COL – 12		COL – 12	
CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	7	SPF	6
CARRIER	Wireline	CARRIER	Wireline
Qincremental	10	Qincremental	10
COL – 25		COL – 25	
CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	7	SPF	6
CARRIER	Wireline	CARRIER	Wireline
Qincremental	7	Qincremental	7
COL – 36		COL – 36	
CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	7	SPF	6
CARRIER	Wireline	CARRIER	Wireline
Qincremental	19	Qincremental	19

COL – 37

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	21

COL – 37

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	21

COL – 38

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	26

COL – 38

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	26

COL – 45

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	12

COL – 45

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	12

COL – 49

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	11

COL – 49

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	11

COL – 55

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline

COL – 55

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline

Qincremental	19
---------------------	----

Qincremental	19
---------------------	----

COL – 58

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	12

COL – 58

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	12

COL – 67

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	23

COL – 67

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	23

COL – 69

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	17

COL – 69

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	17

COL – 70

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7
CARRIER	Wireline
Qincremental	7

COL – 70

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6
CARRIER	Wireline
Qincremental	7

COL – 75

CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
SPF	7

COL – 75

CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	6

CARRIER	Wireline	CARRIER	Wireline
Qincremental	8	Qincremental	8
COL – 76		COL – 76	
CAÑÓN	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5	CAÑÓN	1.56 HSD 60.6
SPF	7	SPF	6
CARRIER	Wireline	CARRIER	Wireline
Qincremental	7	Qincremental	7

Fuente: Autores del Proyecto.

Para realizar la evaluación económica del proyecto, se llevan a cabo los siguientes pasos:

- ◆ Se determinan las necesidades operacionales requeridas para la realización del proyecto. La inversión total es la suma de todos los elementos mencionados en la Tabla 64, los cuales dan un total de US\$ 2'035.310.
- ◆ Se establece el precio del petróleo (pronóstico desarrollado por World Oil para la variación del precio del crudo hasta el año 2012) y la producción mensual de los pozos cañoneados. Esto con el fin de calcular los ingresos totales del proyecto.
- ◆ Se calculan los flujos de efectivo mensual, con los cuales se determina el flujo de caja para el proyecto.
- ◆ Se realiza la evaluación teniendo en cuenta los indicadores económicos: VPN, TIR, PAYBACK y Relación Costo/Beneficio.

4.14.2 Costos de la Operación

Inicialmente se deben determinar el valor de la inversión del Proyecto, con el fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Para el desarrollo de la operación de cañoneo es necesario cambiar el tipo de fluido de completamiento, durante el reacondicionamiento del pozo, para hacer la columna hidrostática necesaria para contener la presión de formación en cada uno de los pozos. Las especificaciones de estos fluidos de completamiento están dadas en la Tabla 63. El precio de cada saco es de 30 US\$/Saco.

Tabla 63. Especificaciones de los Fluidos de Completamiento

Pozo	Presión de Yacimiento (Psi)	No. Sacos	Valor Total (US\$)
Col - 03	1800	93	2790
Col - 12	1700	91	2730
Col - 25	700	23	690
Col - 36	1960	95	2850
Col - 37	1300	77	2310
Col - 38	1740	91	2730
Col - 45	1400	82	2460
Col - 49	2150	98	2940
Col - 55	1740	91	2730
Col - 58	1960	95	2850
Col - 67	2150	98	2940
Col - 69	1500	82	2460
Col - 70	604	22	660
Col - 75	1960	95	2850
Col - 76	1710	91	2730

Fuente: Autores del Proyecto

A continuación se presenta la relación de costos para la implementación de la operación de recañoneo en el Campo Escuela Colorado, como se observa en la Tabla 64.

Tabla 64. Relación de Costos de cañoneo y/o recañoneo. Pozos Campo Colorado

Evento	Costo Unitario	Item	Costo Total
Equipo de Workover	US\$ 10.000 / Día	103 Días	US\$ 1'030.000
Equipo de Cañoneo	US\$ 14.000 / Día	43 Días	US\$ 602.000
Costo Por Pie Cañoneado	US\$ 70 / Pie	5.237 Pies	US\$ 366.590
Fluido de Completamiento	US\$ 30 / SX	1.224 SX	US\$ 36.720

Fuente: Autores del Proyecto

4.14.3 Ingresos de la Operación

Los ingresos que se obtienen con la implementación de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo en el Campo Escuela Colorado, están dados por el incremento en la producción de los pozos del campo. Estos incrementos son producto de la reducción del daño en la formación posiblemente ocasionado por las parafinas incrustadas en el wellbore, así como también por el aumento de la longitud penetrada en la formación por el cañón seleccionado de acuerdo a las características de cada pozo.

Posteriormente se determina el flujo de caja de acuerdo a los ingresos y egresos como se observa en la Tabla 65.

Tabla 65. Flujo de Caja para el Proyecto

Mes	Precio Barril (US\$)	Producción Mensual (Bls)	Producción luego de Regalías y % Ecopetrol (Bls)	Precio Barril – Descuentos (Bls)	Ingresos (US\$)
1	46	5490	4337	43	186.491
2	48	5256	4153	45	186.885
3	54	5108	4036	51	205.836
4	72	4832	3818	69	263.442
5	81	4224	3337	78	260.286
6	89	3726	2944	86	253.184
7	96	3462	2735	93	254.355
8	104	3074	2428	101	245.228
9	126	2895	2287	123	281.301
10	132	2649	2093	129	269.997
11	139	2428	1919	136	260.984
12	145	2156	1704	142	241.968

Fuente: Autores del Proyecto.

4.14.4 Estimación de las Indicadores Económicos del Proyecto

Posteriormente, se realiza la evaluación económica del proyecto; para esto, se presentan los siguientes resultados, indicando las relaciones del VPN y el Payback ajustado respecto a la tasa de oportunidad, el valor de la TPR y la TIR.

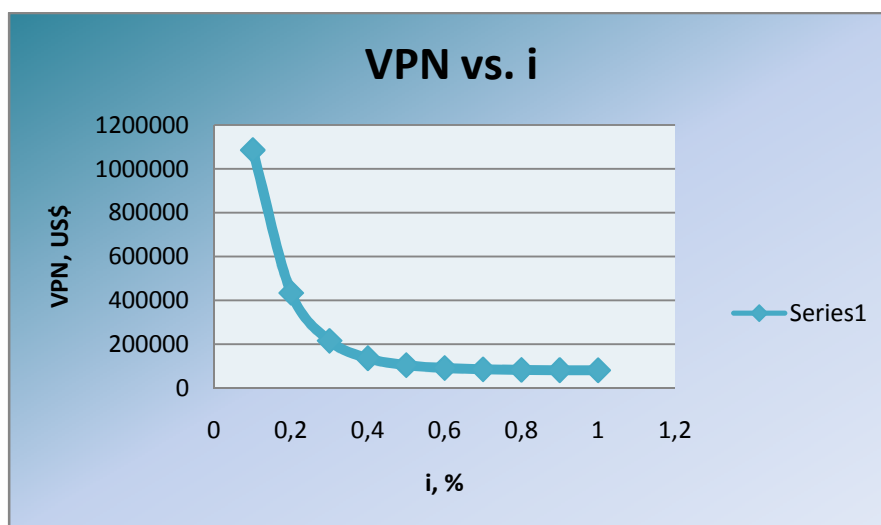
Se presentan, inicialmente, las relaciones de VPN (US\$) y Payback Ajustado (Años) con la Tasa de Interés (%), para el desarrollo de las operaciones de Cañoneo y Recañoneo en el Campo Escuela Colorado.

Tabla 66. Evaluación Económica del Proyecto para Diferentes Tasas de Oportunidad

Tasa de Interés (%)	VPN (US\$)	Payback Ajustado (Año)
10	1'084.982	0.0416684
20	433.894	0.05309551
30	215.572	0.06563621
40	135.845	0.07918615
50	104.528	0.09366148
60	91.427	0.10899852
70	96.636	0.12515174
80	82.950	0.14209122
90	81.648	0.1495002
100	80.994	0.17827295

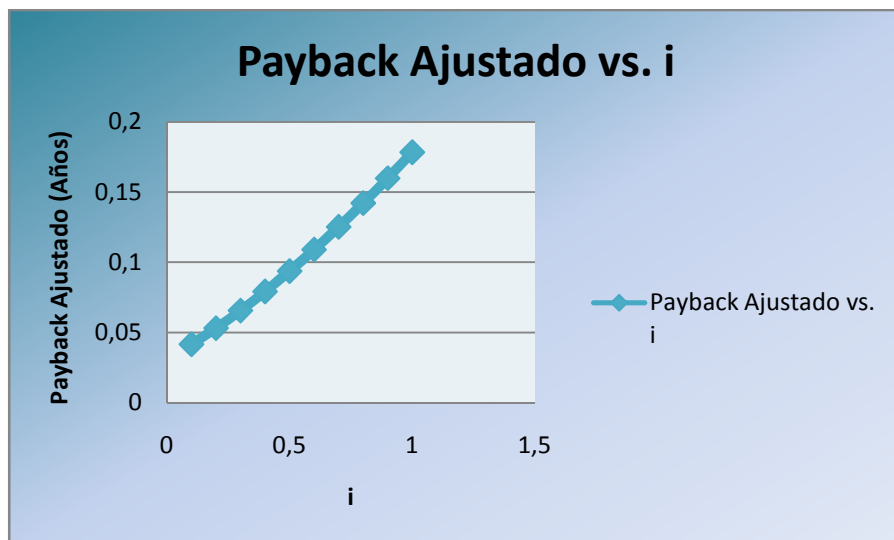
Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 77. Relación VPN (US\$) vs. i (%) para la Implementación de las Operaciones de Cañoneo y Recañoneo en el Campo Colorado



Fuente: Autores del Proyecto.

Figura 78. Relación Payback Ajustado (Año) vs i (%) para la Implementación de las Operaciones de Cañoneo y Recañoneo en el Campo Colorado

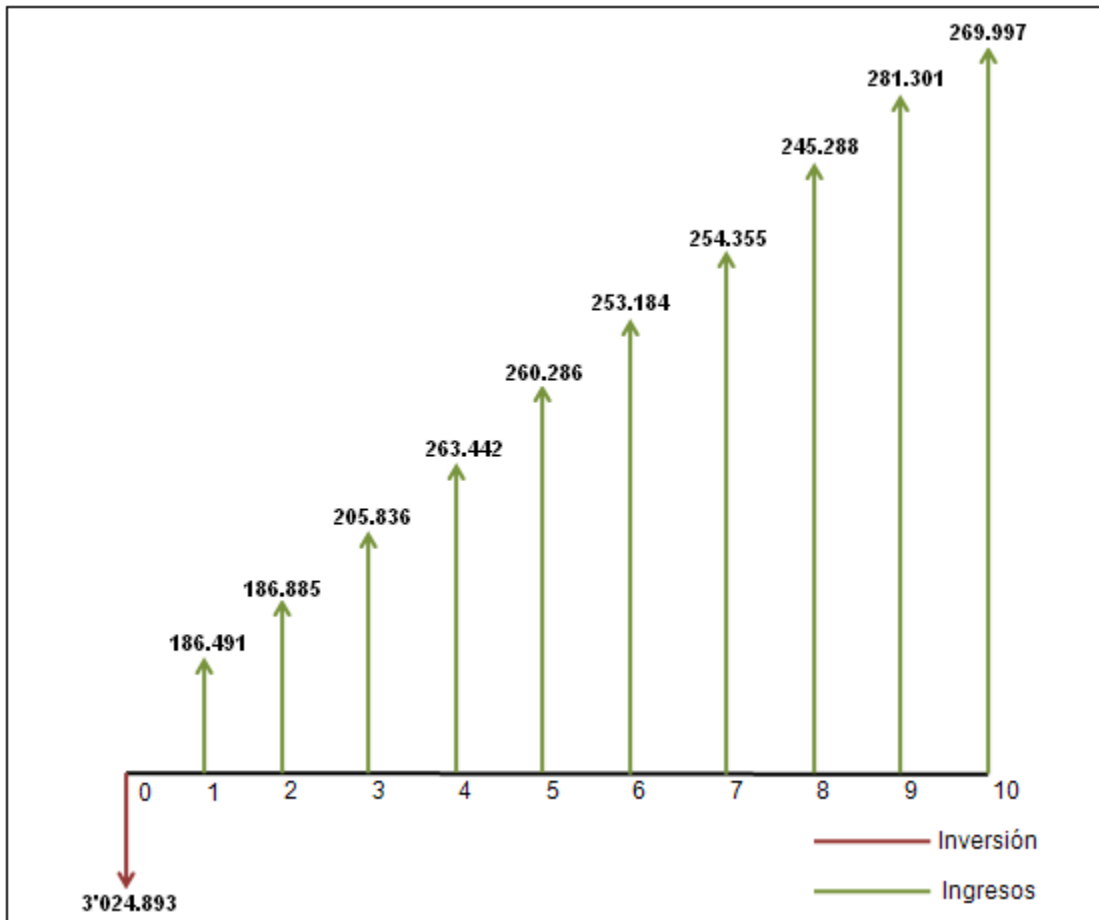


Fuente: Autores del Proyecto.

De acuerdo a la evaluación económica obtenida, bajo el pronóstico desarrollado por World Oil para la variación del precio del crudo hasta el año 2012, se deduce que el desarrollo de las operaciones de cañoneo y recañoneo en el Campo Escuela Colorado es muy viable, puesto que aún con tasas de oportunidad del 100% el VPN es positivo; además, al analizar el proyecto en función del tiempo resulta muy favorable ya que la inversión se recupera en los primeros seis meses.

Finalmente, se presenta el diagrama de flujo correspondiente al desarrollo de las operaciones de cañoneo y recañoneo en el Campo Escuela Colorado, el cual indica la inversión y los ingresos obtenidos a lo largo del proyecto.

Figura 79. Flujo de Caja para el Desarrollo del Proyecto



Fuente: Autores del Proyecto.

A manera de resumen se presenta una relación de las principales variables que fueron desarrolladas en el análisis económico de la implementación de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo en el Campo Escuela Colorado, tomando como base la Tasa de Interés para ECOPETROL S.A. que es del 16%, como se ilustra en la Tabla 67.

Tabla 67. Variables Económicas, Operaciones de Cañoneo y/o Recañoneo en el Campo Colorado

Variable	Valor US\$
Costos Totales (US\$)	2'035.310
Ingresos Totales (US\$)	3'024.893
VPN del Proyecto (US\$)	611.448
TIR (%)	6.43
Payback Ajustado (Meses)	9.6
Relación Beneficio/Costo	1.49

Fuente: Autores del Proyecto.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 67 se deduce que el costo total del proyecto de cañoneo de los 15 pozos del Campo Colorado es de US\$ 2'035.310, esta inversión se recuperará en un tiempo máximo de 10 meses de acuerdo a los ingresos estimados para los 12 meses subsiguientes a la implementación de la operación los cuales serían un total de US\$ 3'024.893, que al día de hoy tendrían un valor presente neto de US\$ 611.448.

Por otra parte, el valor de la tasa interna de retorno es de 6.43%, el cual es un porcentaje menor al 16% establecido por ECOPETROL S.A, por esta razón el proyecto de cañoneo no sería rentable para los requerimientos de esta empresa, sin embargo para la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, este valor es interesante debido a que no se posee una TIR establecida de este valor, y el tiempo mínimo de retorno de la inversión es muy atractivo; además se obtendrían unas ganancias representativas de US\$ 989.583. Debido a que por cada dólar invertido se recuperan US\$ 1.49.

5. CONCLUSIONES

- ◆ Se desarrolló una metodología estructurada y secuencial que permite efectuar la selección, el diseño y las especificaciones técnicas para la ejecución del cañoneo o recañoneo de pozos de bajo potencial en campos maduros.
- ◆ La metodología propuesta permite encontrar múltiples opciones para incrementar la productividad de los campos maduros, ya que por lo general estos fueron cañoneados con tecnologías obsoletas e ineficientes.
- ◆ La implementación de la metodología, es la mejor opción para determinar el conjunto de parámetros necesarios para la realización exitosa de las operaciones de cañoneo y recañoneo.
- ◆ La evaluación económica de un proyecto de cañoneo, permite determinar la viabilidad de las operaciones, además a partir de esta se puede estimar el tiempo en el cual se recupera la inversión.

6. RECOMENDACIONES

- ◆ Se recomienda revisar los estados mecánicos de los pozos, con el fin de determinar que el casing no se encuentre colapsado y que no hayan pescados que dificulten la entrada de la herramienta, antes de especificar si un pozo es apto o no para implementarle las operaciones de cañoneo y/o recañoneo.
- ◆ Se recomienda hacer las pruebas para diferentes tipos de cañones con el fin escoger aquel que presente las características más adecuadas de acuerdo a las condiciones específicas de cada pozo.
- ◆ Para los pozos inactivos se recomienda hacerle trabajos de workover con el fin de retirar la sarta de producción y los empaques que se encuentren al interior del pozo y de esta forma facilitar las operaciones de cañoneo y/o recañoneo.
- ◆ Se recomienda hacer estudios de geología y petrofísicos para determinar que la formación sea consolidada, de tal forma que al implementar las operaciones de cañoneo y recañoneo, no se presenten problemas por arenamiento en el pozo.
- ◆ Se recomienda hacer un análisis a los registros de los pozos con el fin de determinar intervalos que presenten buenas porosidades y permeabilidades, además de alta resistividad, lo cual conllevaría a la especificación de zonas de interés para cañonear.
- ◆ El éxito de las especificaciones de las operaciones de cañoneo depende de los datos de yacimientos, por esto es necesario hacer una buena revisión de la información clave para la implementación de las operaciones de cañoneo y/o recañoneo en un campo.

BIBLIOGRAFÍA

- ◆ AFANADOR P. Carlos; DELGADO G. Luis; “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance aplicada al Campo Escuela Colorado”. UIS, Bucaramanga, 2008.
- ◆ BEHRMANN Larry, Schlumberger Perforating and Testing Center; “Measurement of Aditonal Skin Resulting from Perforating Damage” SPE 22809. Dallas, Texas. 1991
- ◆ BERHMANN, Larry; BROOKS, James E.; “Técnicas de Diseño de los Disparos para Optimizar la Productividad”. Oilfield Review Schlumberger. Rosharon, Texas, EE.UU. 2005.
- ◆ BROOKS, James E., SPE, Schlumberger Perforating and Testing; “A Simple Method for Estimating Well Productivity” SPE 38148. Dallas, Texas, EE.UU. 1997.
- ◆ CALVETE G. Fernando; PINEDA G. Cesar; “Información Técnica Campo Escuela Colorado”. UIS, Bucaramanga, 2008.
- ◆ CORREA JAIMES, Fabio Ricardo; “Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Heraamientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado”. UIS, Bucaramanga, 2008.
- ◆ FONTAINE J.; Schoen D.; “Design, Execution and Evaluation of a Typicall Marcellus Shale Slickwater Stimulation: A case History”. SPE 117772. Universal Well Services. Pennsylvania, USA. 2008.

- ◆ JAVORA P.H.; MILLER R.; “Controlled Debris Perforating Systems: Prevention of Unexpected Source of Formation Damage”. SPE 58758. Chevron U.S.A. Production Co. Louisiana, EE.UU. 2000.
- ◆ MASON John; HUGHES Baker; “Andrew/Cyrus Horizontal Well Completions”. SPE 38183. Schlumberger. Hague, Holanda. 1997.
- ◆ PUDJO Sukamo; TOBING Edward; “Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir”. SPE 29312. Kuala Lumpur, Malasia. 1995.
- ◆ SMITH P.S.; YANG Wenbo; Schlumberger Perforating and Testing; “Improvements in Perforating Performance in High Compressive Strength Rocks”. SPE 38141. Hague, Holanda. 1997.
- ◆ TELLEZ R. Wilson; VILLARREAL R. Roberto; “Determinación de Potenciales de Producción a partir de Registros de Pozo. Aplicación Campo Colorado”. UIS, Bucaramanga, 2008.
- ◆ WEINGARTEN, J.S.; “Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies”. SPE, Arco E&P Technology. Alaska, USA. 2001.