

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SELECCIÓN
DE UN SISTEMA DE CONECTIVIDAD INTEGRANDO LAS NUEVAS
TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN Y SEGURIDAD OPERACIONAL
DURANTE EL COMPLETAMIENTO DE POZOS DE ECOPETROL S.A.**

JUAN FELIPE RIVERA CORTES

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018**

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SELECCIÓN
DE UN SISTEMA DE CONECTIVIDAD INTEGRANDO LAS NUEVAS
TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN Y SEGURIDAD OPERACIONAL
DURANTE EL COMPLETAMIENTO DE POZOS DE ECOPETROL S.A.**

JUAN FELIPE RIVERA CORTES

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
MIGUEL ÁNGEL RODRÍGUEZ REYES
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
DIANA PATRICIA CHAPARRO CORREDOR
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018**

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones)

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado 1

Firma del Jurado 2

Bogotá D.C, marzo de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de Ingenierías y Decano de Carrera

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

AGRADECIMIENTOS

Mención especial para la Fundación Universidad de América, institución educativa que mediante su labor permitió el desarrollo continuo de la investigación y del presente proyecto.

A Ecopetrol S.A. por permitir que técnica y económicamente fuese posible el desarrollo de inicio a fin del presente proyecto.

Al convenio entre la Fundación Universidad de América, Ecopetrol S.A. y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por representar el vínculo directo entre estudiantes y profesionales de la industria, todo en pro del conocimiento y de la investigación.

Al semillero de Nuevas Tecnologías de Perforación y Completamiento por representar un espacio de formación permanente, mediante la interacción intelectual entre docentes y estudiantes.

A la ingeniera Diana Patricia Chaparro Corredor de Ecopetrol S.A., cuyas instrucciones técnicas fueron invaluablemente relevantes para el óptimo desarrollo del proyecto.

Al ingeniero Miguel Ángel Rodríguez Reyes cuya experticia hizo que este proyecto tuviera un sentido técnico y práctico, real e importante para el mejoramiento permanente de las prácticas actuales de la industria.

A los docentes y profesionales de otras ramas del conocimiento que aportaron ideas clave al proyecto desde otro punto de vista del conocimiento.

Finalmente, a los demás ingenieros de petróleos que tuve el placer de conocer e intercambiar, en algún momento, diferentes ideas que aportaron al proyecto. Gracias sinceras por hacer de esta industria la más importante a nivel mundial, es un orgullo afirmar que ya somos colegas.

DEDICATORIA

A mis padres, artífices de darme la oportunidad de vivir, de tener acceso a una educación con valores inconmensurables y de poder dar progreso a la sociedad.

A mi abuela Yolanda, no tengo palabras para definir el amor que siento por ti, gracias por tanto.

A mi hermana, alguien que siempre estará presente, tanto en los momentos de oscuridad como en los momentos de luz.

A los demás familiares que ayudaron a forjar lo que soy hoy en día.

A las demás personas que ayudaron a hacer posible esta meta.

JUAN FELIPE RIVERA CORTES

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS REFERENTES A EL PROYECTO	27
1.1 CUENCA SEDIMENTARIA CAGUÁN-PUTUMAYO	29
1.1.1 Generalidades y ubicación geográfica	29
1.1.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo	29
1.1.3 Marco Geológico	30
1.1.3.1 Columna estratigráfica	30
1.1.3.2 Geología estructural	31
1.1.3.3 Geología del Petróleo	31
1.2 CUENCA SEDIMENTARIA CATATUMBO	33
1.2.1 Generalidades y ubicación geográfica	33
1.2.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo	33
1.2.3 Marco Geológico	34
1.2.3.1 Columna estratigráfica	34
1.2.3.2 Geología estructural	35
1.2.3.3 Geología del Petróleo	36
1.3 CUENCA SEDIMENTARIA LLANOS ORIENTALES	37
1.3.1 Generalidades y ubicación geográfica	37
1.3.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo	37
1.3.3 Marco Geológico	38
1.3.3.1 Columna estratigráfica	38
1.3.3.2 Geología estructural	40
1.4 CUENCA SEDIMENTARIA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	42
1.4.1 Generalidades y ubicación geográfica	42
1.4.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo	42
1.4.3 Marco Geológico.	43
1.4.3.1 Columna Estratigráfica	43
1.4.3.3 Geología del Petróleo	45
1.5 CUENCA SEDIMENTARIA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	46
1.5.1 Generalidades y ubicación geográfica	46
1.5.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo	46
1.5.3 Marco Geológico.	48
1.5.3.1 Columna Estratigráfica	48
1.5.3.2 Geología estructural	49

1.5.3.3 Geología del Petróleo	50
-------------------------------	----

2. MARCO TEÓRICO CAÑONEO Y CONECTIVIDAD. DESCRIPCIÓN	
TÉCNICA DE NUEVAS TECNOLOGÍAS A INTEGRAR	52
2.1 RESEÑA HISTÓRICA Y EVOLUCIÓN A TRAVÉS DEL TIEMPO	53
2.2 MÉTODOS DE CAÑONEO	54
2.2.1 Por medio de tubería de producción (Tubing Conveyed Perforating (TCP))	54
2.2.2 Por medio de tubería convencional (Through Tubing)	55
2.2.3 Por medio de tubería de revestimiento (Casing Gun)	56
2.2.4 Por medio de línea (Wireline)	57
2.2.5 Por medio de tubería altamente flexible sin juntas (Coiled Tubing)	59
2.2.6 Por medio de línea delgada (Slickline)	60
2.3 CARGAS UTILIZADAS PARA LA OPERACIÓN	61
2.3.1 Explosivos	62
2.3.2 Cañones	63
2.4 OPERACIONES DEL CAÑONEO	64
2.4.1 Parámetros de operación referentes al cañón	65
2.4.1.1 Diámetro del cañón	65
2.4.1.2 Separación entre el cañón y la tubería de revestimiento (Clearance)	65
2.4.1.3 Tipo de material de la tubería de revestimiento	67
2.4.2 Parámetros de operación referentes al yacimiento	67
2.4.2.1 Resistencia de la formación	67
2.4.2.2 Temperatura	68
2.4.3 Parámetros que determinan la eficiencia de las perforaciones.	69
2.4.3.1 La penetración de los perforados	69
2.4.3.2 La densidad y la distribución radial de los perforados	70
2.4.3.3 El lavado de las perforaciones después de realizada la operación de cañoneo	71
2.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CAÑONEO	73
2.5.1 Tecnología TCP Propelente-Sobrebalance	73
2.5.2 Tecnología de Cargas CONNEX	74
2.5.3 Tecnología de Cargas de Diámetro de Perforado Definido Constante	75
2.5.4 Tecnología LPSD (Low Perforating Shock and Debris)	77
2.5.5 Tecnología Plug and Perf Perforating	78
2.5.6 Tecnología POWR/PERF	80
2.5.7 Tecnología PerfStim	81
2.5.8 Tecnología StimTube	82
2.5.9 Tecnología Fragmenting Gun	83
2.5.10 Tecnología ACTF (Annular Coiled Tubing Fracturing)	84
2.5.11 Tecnología JITP (Just in Time Perforating)	85
2.5.12 Tecnología Reactive Liner Shaped Charges	87
2.5.13 Tecnología Triple Jet Perforating	87

2.5.14 Tecnología Converging Focused Perforating	88
2.5.15 Tecnología Dropping Electrical Bar Perforating	89
2.5.16 Tecnología Side Mounted Gun Perforating	92
2.5.17 Tecnología HOPS (Horizontal Oriented Perforating Systems)	93
2.6 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONECTIVIDAD	94
2.6.1 Tecnología Cross-Linked Jet Fluids (Polymer)	95
2.6.2 Tecnología CT Pin-Point SandJet Annular Fracturing Technique	97
2.6.3 Tecnología Hydro Jet Process (HJP)	98
2.6.4 Radial Jet Drilling	100
2.6.5 Tecnología Channel Stimulation Technology	102
2.6.6 Tecnología Slickwater Hydraulic System-Low Density Ceramic Proppant	103
2.6.7 Tecnología Cemented Liner Plug and Perf Completion	105
2.6.8 Tecnología Fishbone Jetting	106
2.6.9 Open Hole Multistage System	107
2.6.10 Tecnología HEGF (High Energy Gas Fracturing)	109
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	111
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	111
3.2 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN	111
3.2.1 Etapa 1	112
3.2.1.1 Población y muestra	113
3.2.1.2 Técnicas para la recolección de datos	113
3.2.1.3 Técnicas de procesamiento y análisis de datos	114
3.2.2 Etapa 2	116
3.2.2.1 Población y muestra	116
3.2.2.2 Técnicas para la recolección de datos	117
3.2.2.3 Técnicas de procesamiento y análisis de datos	120
3.2.3 Etapa 3	126
3.2.3.1 Técnicas de procesamiento y análisis de datos	126
3.2.4 Etapa 4	133
3.2.4.1 Técnicas de procesamiento y análisis de datos	133
4. RESULTADOS	135
4.1 INTEGRACIÓN DE MATRICES	135
4.1.1 Matriz de formación	136
4.1.2 Matriz de propiedades de fluidos de yacimiento	139
4.1.3 Matriz de sistema de conectividad	142
4.2 RESULTADOS POSIBLES DE LA MATRIZ A PARTIR DE LOS DATOS DE ENTRADA	145
4.2.1 Matriz de formación	146
4.2.2 Matriz de propiedades de fluidos de yacimiento	148

4.2.3 Matriz de sistema de conectividad	149
4.3 DISEÑO DEL SUB-MÓDULO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONECTIVIDAD	151
4.3.1 Matriz general de selección	152
4.3.1.1 Matriz de formación	152
4.3.1.2 Matriz de propiedades de fluidos de yacimiento	157
4.3.1.3 Matriz de sistema de conectividad	161
4.3.1.4 Sugerencias y resultados de la simulación	165
4.3.2 Manual de Usuario	166
5. CONCLUSIONES	168
6. RECOMENDACIONES	169
BIBLIOGRAFÍA.	170
ANEXOS	175

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tipos de Explosivo y sus Rangos de Tiempo con Base en la Temperatura de Operación	62
Tabla 2. Eficiencia de las Cargas para Cada Tipo de Material con Diferentes Resistencias y Densidades de Formación	68
Tabla 3. Resultados de Diversas Operaciones Llevadas a Cabo con la Tecnología de Barra Eléctrica	92
Tabla 4. Base de Datos General en Excel de la Totalidad de Pozos Incluidos al Sub-Módulo de Cañoneo y Conectividad	123

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Ventajas y Desventajas de los Cañones Recuperables	63
Cuadro 2. Bibliografía de las Nuevas Tecnologías de Cañoneo	118
Cuadro 3. Bibliografía de las Nuevas Tecnologías de Conectividad	119
Cuadro 4. Relación Entre Variables Operativas y las Tecnologías Convencionales Incluidas en la Matriz de Selección	122
Cuadro 5. Relación Entre las Variables Operativas y las Nuevas Tecnologías de Cañoneo a Incluir en la Matriz de Selección	127
Cuadro 6. Relación Entre las Variables Operativas y las Nuevas Tecnologías de Conectividad a Incluir en la Matriz de Selección	130

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa Cuencas Sedimentarias de Colombia	28
Figura 2. Localización geográfica de los campos de interés en la cuenca Caguán-Putumayo	29
Figura 3. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca Caguán-Putumayo	30
Figura 4. Perfil estructural de la cuenca Caguán-Putumayo	31
Figura 5. Localización geográfica de los campos de interés cuenca Catatumbo	33
Figura 6. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca Catatumbo	34
Figura 7. Perfil estructural de la cuenca Catatumbo	36
Figura 8. Localización geográfica de los campos de interés de la cuenca de los Llanos Orientales	38
Figura 9. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca de los Llanos Orientales	39
Figura 10. Perfil estructural de la cuenca de los Llanos Orientales	41
Figura 11. Localización geográfica de los campos de interés cuenca del Valle Medio del Magdalena	43
Figura 12. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca Valle Medio del Magdalena	44
Figura 13. Perfil estructural de la cuenca del Valle Medio del Magdalena	45
Figura 14. Localización geográfica de los campos de interés de la formación del Valle Superior del Magdalena	47
Figura 15. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca del Valle Superior del Magdalena	48
Figura 16. Perfil estructural cuenca del Valle Superior del Magdalena	49
Figura 17. Tipos de Completamiento de Pozos de Petróleo	52
Figura 18. Ensamblaje Convencional para el Cañoneo por Medio del Método TCP	55
Figura 19. Ensamblaje Convencional para Cañoneo por Medio del Método Through Tubing	56
Figura 20. Ensamblaje Convencional para Cañoneo por Medio del Método Casing Gun	57
Figura 21. Cañoneo por Medio de TCP con Cañones Desechables y Wireline	58
Figura 22. Ensamblaje Convencional del Método de Tubería Flexible (Coiled Tubing)	60
Figura 23. Ensamblaje Convencional para Cañoneo por Medio del Método de Slickline	61
Figura 24. Ensamblaje de Carga Moldeada y de Cañón Estándar	62

Figura 25. Relación Existente Entre la Separación del Cañón a Formación y la Longitud de Penetración del Perforado	66
Figura 26. Efecto del Clearance y la Ubicación del Cañón en el Diámetro del Perforado	66
Figura 27. Relación Entre el Diámetro de Perforado y Dureza de Brinell	67
Figura 28. Tiempo de Vida Útil del Explosivo Según su Composición y Temperatura de Exposición	69
Figura 29. Índice de Productividad Según la Longitud de Penetración y la Densidad de Cañoneo	69
Figura 30. Parámetros del Modelo para Estimación de Daño y Desempeño del Cañoneo Según Tariq y Karakas	70
Figura 31. Daño de Formación Basado en la Densidad de Tiro y el Ángulo de Fase (Distribución radial) de los Perforados	71
Figura 32. Representación del Bajo-balance Óptimo para Modelos de Tariq-King y Behrmann	72
Figura 33. Ensamblaje en Fondo Cañoneo TCP Propelente Sobre-Balance	74
Figura 34. Comparación entre Cargas Moldeadas Convencionales y Sistema de Cargas CONNEX	75
Figura 35. Comparativo Entre la Presión Operacional de las Cargas de Diámetro Definido Constante y las Cargas Convencionales	76
Figura 36. Comparativo Entre el Asentamiento del Propante Entre las Cargas de Diámetro Definido Constante y las Cargas Convencionales	76
Figura 37. Tubería Diseñada para la Tecnología LPSD	77
Figura 38. Comparación Entre la Tecnología Convencional High Pressure Guns y la Tecnología LPSD	78
Figura 39. Ensamblaje Estándar para la Tecnología Plug and Perf	79
Figura 40. Ensamblaje Estándar para la Tecnología POWR/PERF	81
Figura 41. Ensamblaje Estándar para la Tecnología PerfStim	82
Figura 42. Ensamblaje Estándar para la Tecnología StimTube	83
Figura 43. Creación de Perforados Mediante la Tecnología Fragmenting Gun	84
Figura 44. Ensamblaje Tipo de la Tecnología ACTF	85
Figura 45. Procedimiento Operativo de la Tecnología JITP	86
Figura 46. Perforado Generado por la Tecnología Reactive Liner Shaped Charges	87
Figura 47. Generación de Perforados Mediante la Tecnología Triple Jet Perforating	88
Figura 48. Convergencia en un Mismo Plano de las Cargas Moldeadas	89
Figura 49. Barra Eléctrica para Operaciones en Pozos Verticales	90
Figura 50. Barra Eléctrica para Operaciones en Pozos Horizontales	90
Figura 51. Ensamblaje Tipo para Operaciones de Única Zona a Cañonear	91
Figura 52. Ensamblaje Tipo para Operaciones de Múltiples Zonas a Cañonear	91
Figura 53. Ensamblaje Tecnología Side Mounted Gun Perforating	93

Figura 54. Ensamblaje Tipo de la Tecnología HOPS	94
Figura 55. Comportamiento del Gel Supra-molecular Visco-elástico a Medida en que la Concentración del Adelgazante de Fluido Supramolecular o VES Aumenta	96
Figura 56. Operación de Tecnología CT Pin-Point Annular Fracturing	97
Figura 57. Paso a Paso Operación de Tecnología HJP	99
Figura 58. Generación de Perforados Laterales de Diámetro Delgado	100
Figura 59. Descripción del Proceso de Generación de Laterales de la Tecnología Radial Jet Drilling	101
Figura 60. Efecto en la Formación de la Tecnología Channel Stimulation	102
Figura 61. Aumento de Tasa de Producción al Aplicar la Tecnología Channel Stimulation	103
Figura 62. Comparación Volumétrica de Depositación entre la Nueva Tecnología de Propante y Arena Convencional	104
Figura 63. Ensamblaje para Completamiento a Hueco Abierto	105
Figura 64. Ensamblaje para Completamiento a Hueco Abierto con Tubería de Revestimiento	106
Figura 65. Flujo de Solución Abrasiva a Alta Presión	107
Figura 66. Capilares Delgados Provenientes del Liner	107
Figura 67. Ensamblaje de Fondo Tipo para Completamiento a Hueco Abierto	108
Figura 68. Perforados Generados por la Tecnología HEGF, Explosivos Convencionales y Tecnologías de Fracturamiento Hidráulico	109
Figura 69. Esquema Teórico con las Características del Tipo de Investigación	111
Figura 70. Diagrama de Etapas para el Desarrollo del Proyecto de Investigación	112
Figura 71. Actividades Para el Desarrollo de la Etapa 1 del Proyecto	113
Figura 72. Actividades Para el Desarrollo de la Etapa 1 en Cuanto a Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos del Proyecto	114
Figura 73. Inicio Página Web del Módulo General de Completamiento de Ecopetrol S.A.	115
Figura 74. Matriz de Selección del Sub-Módulo de Conectividad del Módulo General de Completamiento de Ecopetrol S.A.	115
Figura 75. Selección de Condiciones Operativas Basadas en las Variables Operacionales Clave	116
Figura 76. Actividades Para el Desarrollo de la Etapa 2 del Proyecto	117
Figura 77. Distribución Geográfica por Pozo de las Tecnologías Convencionales Integradas en el Sub-Módulo General de Conectividad	120
Figura 78. Sugerencias de Selección de Tecnologías Convencionales de Conectividad	121
Figura 79. Esquema de Árbol de Decisión para Conectividad de Schlumberger Mediante Software SPAN	132
Figura 80. Proceso de Interacción Cliente-Servidor	133

Figura 81. Proceso de Interacción por Medio de la Base de Datos “MySql”	134
Figura 82. Matriz de Formación	137
Figura 83. Matriz de Tipo de Fluido	140
Figura 84. Matriz de Sistema de Conectividad	143
Figura 85. Rango de Resultados con Cada Nueva Tecnología Asociada para la Matriz de Formación	147
Figura 86. Rango de Resultados con Cada Nueva Tecnología Asociada para la Matriz de Tipo de Fluido	148
Figura 87. Rango de Resultados con Cada Nueva Tecnología Asociada para la Matriz de Sistema de Conectividad	150
Figura 88. Panel de Inicio del Dominio Web del Módulo de Completamiento General de Ecopetrol S.A.	151
Figura 89. Menú del Sub-módulo de Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad	152
Figura 90. Parámetros Clave para la Matriz de Selección	153
Figura 91. Interacción del Parámetro Clave del Valor Promedio de Porosidad	153
Figura 92. Interacción del Parámetro Clave del Ambiente Operacional	154
Figura 93. Interacción del Parámetro Clave de Tipo de Reservorio Convencional	154
Figura 94. Interacción del Parámetro Clave para Ambientes Operacionales no Convencionales	154
Figura 95. Interacción del Parámetro Clave de UCS de Formación	155
Figura 96. Interacción del Parámetro Clave del Factor de Daño	155
Figura 97. Interacción del Parámetro Clave para Pozos Dañados	155
Figura 98. Interacción del Parámetro Clave para Pozos Estimulados	156
Figura 99. Interacción del Parámetro Clave de Permeabilidad Promedio de Formación	156
Figura 100. Interacción del Parámetro Clave de Permeabilidad Promedio según Tipo de Formación	156
Figura 101. Interacción del Parámetro Clave de Permeabilidad Promedio para Carbonatos	157
Figura 102. Interacción del Parámetro Clave de Ángulo de Pozo Formado Respecto a la Formación	157
Figura 103. Interacción del Parámetro Clave de Rango de Tiempo Operativo	158
Figura 104. Interacción de los Parámetros Clave de Presión y Temperatura Promedio de Formación	158
Figura 105. Interacción del Parámetro Clave de Tipo de Mezcla	158
Figura 106. Interacción de los Parámetro Clave de la Matriz de Tipo de Fluidos con una Mezcla Trifásica	159
Figura 107. Interacción de los Parámetro Clave de la Matriz de Tipo de Fluidos con una Mezcla Bifásica	159
Figura 108. Interacción del Parámetro Clave de Gravedad API del Crudo	160

Figura 109. Interacción del Parámetro Clave de Viscosidad del Crudo	160
Figura 110. Interacción del Parámetro Clave de Salinidad del Agua de Formación	161
Figura 111. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad para Completamientos de Zona Única	161
Figura 112. Interacción del Parámetro Clave de Cañoneo de Múltiples Intervalos	162
Figura 113. Interacción del Parámetro Clave de Diámetro de Perforado y su Relación con el Grado de Tubería	162
Figura 114. Interacción del Parámetro Clave Diámetro de Perforado según Grado y Peso Nominal de Tubería de Revestimiento	162
Figura 115. Interacción del Parámetro Clave Condición Operativa de Presión	163
Figura 116. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad con una Operación a Través de Bajo-Balance	163
Figura 117. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad con un Bajo-Balance Desconocido	163
Figura 118. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad con una Operación a Través de Sobre-Balance	164
Figura 119. Interacción del Parámetro Clave de Relación de Productividad Esperada por el Pozo	164
Figura 120. Interacción del Parámetro Clave de las Condiciones Operativas de Alto Riesgo	164
Figura 121. Recomendaciones Finales Obtenidas al Completar la Matriz General de Selección	165
Figura 122. Ventana de Resultado por Medio de la Selección de la Nueva Tecnología “Fragmenting Gun”	166
Figura 123. Selección de Opción de Manual de Usuario del Sub-módulo de Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad	166
Figura 124. Ventana de la Opción Manual de Usuario	167

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Modelo de Dureza de Brinell	67
Ecuación 2. Modelo de Tariq y King para Yacimientos de Petróleo	71
Ecuación 3. Modelo de Tariq y King para Yacimientos de Gas	71
Ecuación 4. Modelo de Berhrmann para Caída de Presión Óptima de Bajobalance para Permeabilidades Entre 100 mD y 200 mD	72
Ecuación 5. Modelo de Berhrmann para Caída de Presión Óptima de Bajobalance para Permeabilidades Menores a 100 mD	72

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Diagrama de Torta Referente al Porcentaje de Pozos por Cuenca Sedimentológica del Sub-módulo de Conectividad	176
Anexo B. Porcentaje de Métodos de Cañoneo Convencionales de la Cuenca Llanos Orientales	176
Anexo C. Porcentaje de Campos Usando Métodos de Cañoneo Convencionales para la Cuenca de los Llanos Orientales	177
Anexo D. Porcentaje de Métodos de Cañoneo Convencionales de la Cuenca Caguán-Putumayo	177
Anexo E. Porcentaje de Campos Usando Métodos de Cañoneo Convencionales para la Cuenca Caguán-Putumayo	178
Anexo F. Porcentaje de Métodos de Cañoneo Convencionales de la Cuenca Catatumbo	178
Anexo G. Porcentaje de Campos Usando Métodos de Cañoneo Convencionales para la Cuenca Catatumbo	179
Anexo H. Porcentaje de Métodos de Cañoneo Convencionales de la Cuenca Valle Superior del Magdalena	179
Anexo I. Porcentaje de Campos Usando Métodos de Cañoneo Convencionales para la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	180
Anexo J. Porcentaje de Métodos de Cañoneo Convencionales de la Cuenca Valle Medio del Magdalena	181
Anexo K. Porcentaje de Campos Usando Métodos de Cañoneo Convencionales para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	182
Anexo L. Porcentaje de Métodos de Cañoneo Convencionales de las Cinco Cuencas Sedimentarias de Estudio	183

ABREVIATURAS

%. Porcentaje.

ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

API. American Petroleum Institute.

BBL. Barriles americanos estándar.

CCL. Casing Collar Locator. Registro eléctrico para correlación de profundidad.

CO₂. Dióxido de carbono.

ECOPETROL S.A. Empresa Colombiana de Petróleos.

°F. Farenheit. Escala de medición de temperatura.

HTML. HyperText Markup Language.

ICP. Instituto Colombiano del Petróleo.

Km. Kilómetros.

Km². Kilómetros cuadrados.

MBP. Miles de barriles de producción.

mD. miliDarcies (Unidad de Permeabilidad).

MGCP. Manual General de Completamiento de Pozos.

Min. Minutos

PHP. Personal Home Page.

Seg. Segundo.

SPF. (Shots Per Feet). Tiros por pie de operación.

TCP. (Tubing Conveyed Perforating). Cañoneo bajado con la tubería de producción.

TOC. (Total Organic Carbon). Contenido Orgánico Total.

UCS. Compresibilidad no confinada de la roca.

GLOSARIO

ÁNGULO DE FASE: orientación del cañoneo o ángulo entre las cargas.

CONECTIVIDAD: proceso de crear perforados para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas o formaciones de interés.

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

CAÑONEO BAJO-BALANCE: un cañoneo se dice que se realiza en condiciones de bajo – balance cuando la presión en el pozo es menor que la presión del yacimiento antes del cañoneo.

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

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

DENSIDAD DE DISPARO: número de orificios del cañón especificados en tiros por pie.

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

ESFUERZO COMPRESIVO: es el esfuerzo uniaxial promedio paralelo y perpendicular al plano de depositación. Es confinado cuando se refiere al de la formación y no confinado (UCS), cuando es el de pruebas API a condiciones ambiente.

FRAMEWORK: conjunto estandarizado de conceptos, prácticas y criterios para enfocar un tipo de problemática particular que sirve como referencia, para enfrentar y resolver nuevos problemas de índole similar¹.

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

¹MARTÍNEZ, David L. Aprendizaje combinado, aprendizaje electrónico centrado en el alumno y nuevas tecnologías. [Consultado el 17 de agosto de 2017]. Disponible en Internet: <<http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/19306>>.

PELITAS: roca sedimentaria detrítica, físil, de grano fino (Diámetro menor o igual a 32 micras), formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables².

PELITAS: roca detrítica limo-arcillosa de grano fino³.

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

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

RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD: es la relación entre el caudal de producción esperado en un pozo cañoneado y el caudal de flujo ideal en un pozo hueco abierto sin daño.

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

² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Lutita. [Consultado el 14 de agosto de 2017]. Disponible en Internet: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/lutita.aspx>>.

³ THE FREE DICTIONARY: Pelita. [Consultado el 14 de agosto de 2017]. Disponible en Internet: <<https://es.thefreedictionary.com/pelita>>.

RESUMEN

TÍTULO: Diseño de una Herramienta Computacional para la Selección de un Sistema de Conectividad Integrando las Nuevas Tecnologías para la Producción y Seguridad Operacional Durante el Completamiento de Pozos de Ecopetrol S.A.

DESCRIPCIÓN

La toma de decisiones es de vital importancia para la rentabilidad en un proyecto de producción de hidrocarburos. El constante cambio en la actualidad en la industria hace que los ingenieros y gerentes, requieran de alta habilidad y experticia para el análisis de bases de datos para el favorecimiento y ejecución de las mejores opciones en beneficio de sus compañías.

Sin duda alguna, una de las operaciones de mayor relevancia para obtener el mejor rédito económico en un pozo de hidrocarburos, es la de la generación de conectividad con la formación mediante el cañoneo o estimulación de los mismos. Por lo que es clave conocer el historial de completamiento existente en un campo para seleccionar el sistema más adecuado e idóneo en caso de querer llevar a cabo un cañoneo en un pozo nuevo o existente.

Conjuntamente es necesario incluir las nuevas tecnologías y sistemas de conectividad, ya que estas cuentan con múltiples optimizaciones técnicas que a su vez se ven reflejadas en la reducción de tiempos no productivos y eficiencia operacional.

PALABRAS CLAVE

Cuenca Sedimentaria
Completamiento
Conectividad
Cañoneo
Nueva Tecnología
Carga Moldeada
Propante
Propelente

INTRODUCCIÓN

Existe un sistema computacional perteneciente a la compañía Ecopetrol S.A., este consta de un módulo para operaciones relacionadas a la fase de completamiento en pozos de hidrocarburos. En relación al presente proyecto se encuentra incluido al módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. el sub-módulo de conectividad, dentro del cual existen matrices con información referentes a la historia de cañoneo en cinco cuencas sedimentarias de Colombia. La función principal es facilitar la selección de un método de conectividad para pozos nuevos que incluyan las nuevas tecnologías u optimizaciones de tecnologías convencionales.

Para lograr que lo anterior fuese posible, se hizo un análisis estadístico de los métodos de conectividad convencionales llevados a cabo por pozo en campos seleccionados por cada cuenca. Después de haber estimado cuáles eran los métodos más usados y en que campos se habían llevado a cabo se pudo hacer una estimación de cuáles eran las nuevas tecnologías con mayor prospectividad para ser incluidas al nuevo sub-módulo de nuevas tecnologías de conectividad.

El proceso de selección final para la selección de una nueva tecnología es de importancia superlativa para el éxito productivo de un pozo, así mismo, es necesario tener en consideración la mayor cantidad de factores y parámetros que rigen esta selección, razón por la cual el nuevo sub-módulo en desarrollo tendrá una matriz general de decisión que a su vez estará regida por tres tipos de matrices secundarias. Lo anterior con el fin de tener una visión holística de las diferentes interacciones de cada uno de los parámetros respecto a los demás, obteniendo así mayor precisión técnica en la decisión final.

Se pretende mediante el diseño de una herramienta computacional, facilitar el proceso de selección de una tecnología de conectividad óptima con el objetivo de reducir tiempos no productivos e ineficiencia en las operaciones, por ello se hizo una recopilación de las tecnologías con registro de los índices más grandes de éxito bajo diferentes condiciones operacionales con el propósito de garantizar que estas cumplan con procesos estandarizados y optimizados.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una Herramienta Computacional para la Selección de un Sistema de Conectividad Integrando las Últimas Tecnologías para la Producción y Seguridad Operacional Durante el Completamiento de Pozos de Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

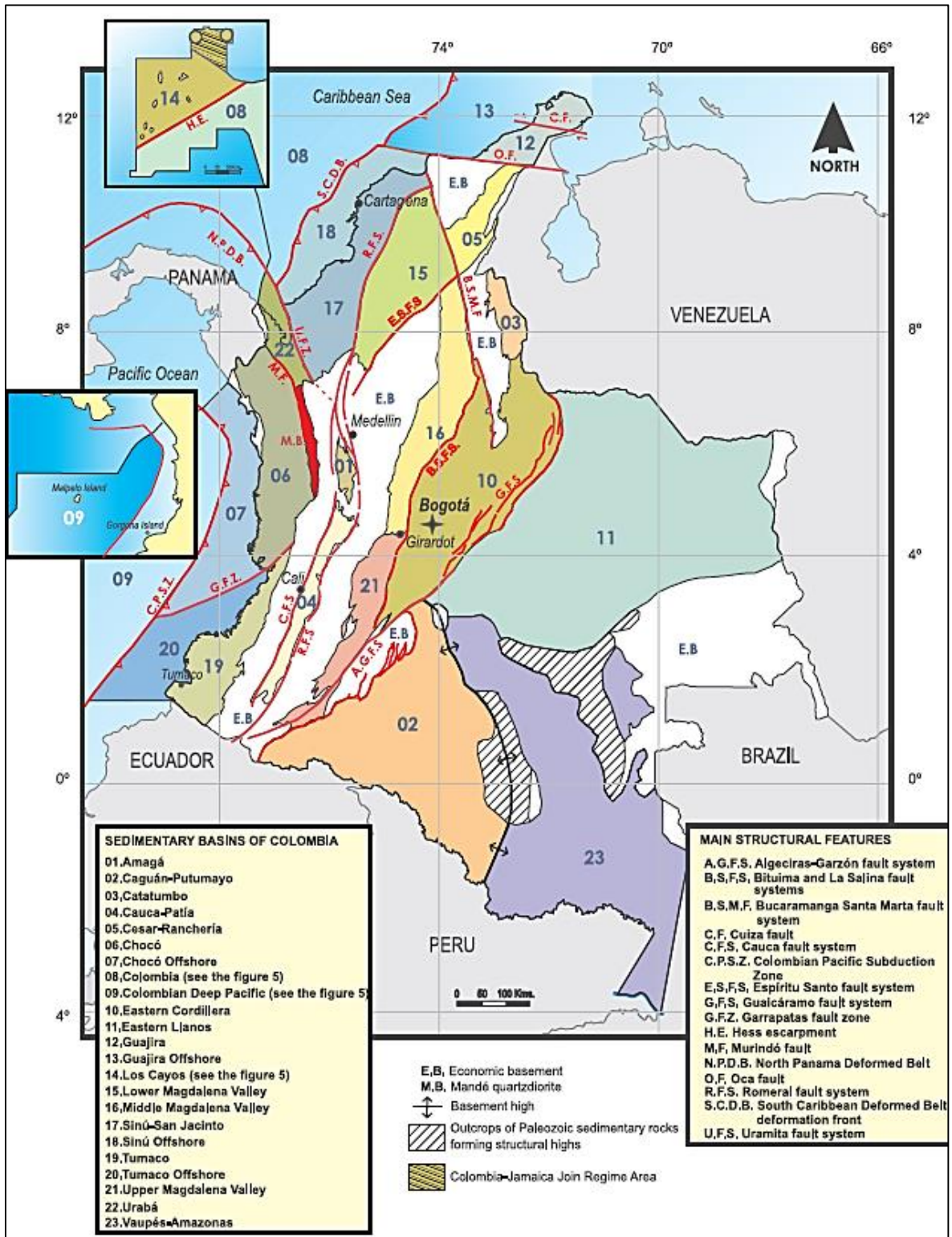
1. Establecer las características geológicas de formación de las cinco cuencas de interés definidas en la fase 1 del módulo de completamiento de Ecopetrol S.A.
2. Identificar tipo de cañoneo especificando cuenca, campo y pozos de Ecopetrol S.A.
3. Describir últimas tecnologías de conectividad de pozos petroleros llevadas a cabo a nivel mundial teniendo en cuenta parámetros y variables de la operación.
4. Elaborar tres matrices teóricas: Matriz de formación, matriz de fluidos y matriz de sistema de completamiento.
5. Generar el sistema computacional integrando las nuevas tecnologías de conectividad al sistema de información de la matriz en el lenguaje de programación utilizado para el módulo de completamiento de Ecopetrol S.A.

1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS REFERENTES A EL PROYECTO

A continuación, se llevará a cabo la descripción general de cada una de las cuencas sedimentarias relevantes para el proyecto, entre las cuales se seleccionaron cinco como base del presente proyecto, las cuencas de Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Catatumbo y Caguán-Putumayo. Estas cinco cuencas hacen parte de las cuencas sedimentarias de hidrocarburos más importantes a lo largo de la historia y del presente del sector petrolero en Colombia, aportando más del 70% de la producción nacional respecto a un total de 23 cuencas sedimentarias, mostradas en la **Figura 1**. La empresa estatal colombiana de petróleos (Ecopetrol S.A.) tiene operación en 9 de estas cuencas, entre las cuales se encuentran las cuencas referenciadas anteriormente.

El presente trabajo de grado hace énfasis en las operaciones de cañoneo y conectividad de pozo desarrolladas en estas cinco cuencas, integrando las nuevas tecnologías que se pueden aplicar para diferentes tipos de operaciones en pozos de petróleo nuevos o existentes.

Figura 1. Mapa Cuencas Sedimentarias de Colombia



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 28. Modificada por autor.

1.1 CUENCA SEDIMENTARIA CAGUÁN-PUTUMAYO

1.1.1 Generalidades y ubicación geográfica. La cuenca de Caguán-Putumayo abarca una región de 110.304 Km², se encuentra ubicada en el suroeste de Colombia, al norte se encuentra la región del Caguán, mientras que, al sur, se encuentra la región del Putumayo⁴.

Está delimitada al occidente con la Cordillera Oriental y al oriente con el Escudo de Guayana; al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con el límite internacional con Ecuador, país con el cual comparte la cuenca de oriente, formando una cuenca antepaís respecto a la cadena montañosa andina.

Se ha demostrado una tasa de éxito aproximadamente del 27% de los pozos perforados.

1.1.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo. En la **Figura 2.** se localizan geográficamente algunos de los campos de relevancia para el proyecto, entre los cuales se encuentran:

- Caribe.
- Churuyaco.
- Orito.
- Quiriyana.
- San Antonio.
- Sucumbíos.

Figura 2. Localización geográfica de los campos de interés en la cuenca Caguán-Putumayo



Fuente: Información obtenida de base de datos de Openwells ®. Modificada por autor.

⁴ ANH, FONADE, UIS. Contrato Interadministrativo N° 2081941. Informe Ejecutivo Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuenas Colombianas. 2008. P. 52.

1.1.3 Marco Geológico.

1.1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 3.** representa la columna estratigráfica de la cuenca tanto para la región sur (Putumayo) como para la región norte (Caguán), el registro geológico data del cuaternario al Precámbrico.

Figura 3. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca Caguán-Putumayo

PERIOD	STRATIGRAPHIC UNIT	LITHOLOGY	ROCK			REMARKS
			R	SL	SR	
QUATERNARY						
NEOGENE	CAMIAN Fm.					Continental shales
	OSPINA Fm.					
	ORITO BELEN Gr.					
PALEOGENE	ORTEGUAZA Fm.					Sandstones and Conglomerates
	PEPINO Fm.					
	RUMIYACO Fm.					
CRETACEOUS	VILLETA Fm.	Int. N				Marine shales
		Int. M2				
		Int. A				
		Int. U				
		Int. B				
		Int. T				
		Int. C				
	Caballos Fm.					Limestones and Sandstones
JURASSIC	Saldaña Fm.					Sandstones non explored potential target
TRIASSIC	Payande Fm.					
PRECAMBRIC	Basement					

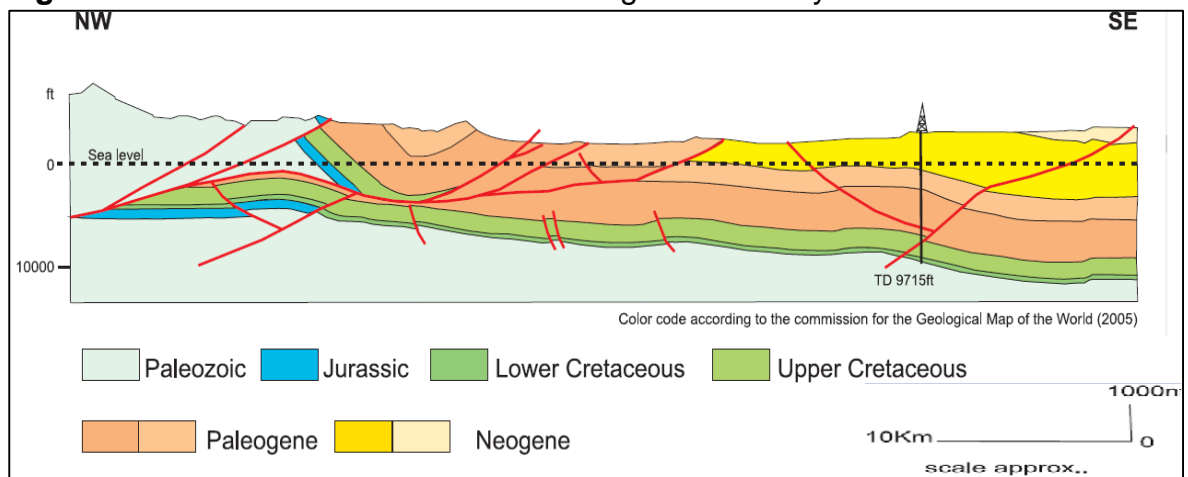
Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 58. Modificada por autor.

1.1.3.2 Geología estructural. La cuenca Caguán-Putumayo es clasificada tradicionalmente como de antepaís (Foreland) con respecto a la cadena montañosa Andina. Limita al occidente con el sistema de fallas con vergencia sur oriental que produjo el levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Cenozoico Tardío.

La secuencia sedimentaria que rellena la cuenca abarca desde el Paleozoico hasta la actualidad. Durante el Paleozoico Inferior se han reportado sedimentos de margen pasivo, mientras que en el Triásico y Jurásico se han reportado condiciones de fisuras y fallas como consecuencia de dos placas tectónicas (Rifting). En el Cretáceo Tardío - Cenozoico continúa el depósito de la secuencia sedimentaria que evidencia el inicio de la deformación compresiva, que se intensifica en el Plioceno. Las estructuras generadas en estos periodos pueden identificarse por su fosilización o por unidades remanentes que las evidencian⁵.

El corte estructural de la cuenca para cada una de las estructuras sedimentarias de los tiempos geológicos con sus respectivos procesos de fallas se puede evidenciar en la **Figura 4**.

Figura 4. Perfil estructural de la cuenca Caguán-Putumayo



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 32. Modificada por autor.

1.1.3.3 Geología del Petróleo.

Roca Generadora.

- **Sector Caguán:** Las rocas del Cretáceo pertenecientes al Grupo Macarena en los sectores de la Uribe y la Formación Villeta en el sector de Florencia son las

⁵ ANH y UPTC. Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán –putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 departamentos de meta, Caquetá, putumayo.2009. P. 32.

que tienen mayor potencial generador. Adicionalmente no se descarta la presencia de intervalos generadores en la secuencia paleozoica.

- **Sector Putumayo:** Los intervalos generadores más estudiados se concentran en el Cretácico y corresponden a las formaciones Villeta y Caballos las cuales cuentan con un excelente potencial generador de hidrocarburos líquidos⁶.

Roca Reservorio.

- **Sector Caguán:** Las formaciones Pepino, San Fernando y Mirador al ser conglomerados y areniscas aluviales de origen continental son ideales para el almacenamiento de hidrocarburos, como reservorio secundario cabe destacar el Grupo Macarena en el sector norte.
- **Sector Putumayo:** Areniscas presentes en la Formación Caballos con porosidades del 10 al 16% y permeabilidades promedio de 50 md; como reservorios secundarios caben destacar las areniscas de la Formación Villeta.

Roca Sello.

- **Sector Caguán:** Las pelitas de la Formación Serranía y los estratos arcillosos del Grupo Macarena son sellos efectivos en fallas de cabalgamiento.
- **Sector Putumayo:** Los estratos calcáreos y pelitas del Cretácico pertenecientes a la Formación Villeta son excelentes unidades de sello lateral y sello al tope.

Fallas de cabalgamiento en las formaciones Rumiyaco y Orteguzza localizadas hacia el Piedemonte son sellos potenciales al entrar al contacto con las areniscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos o rocas ígneo-metamórficas.

En el área antepaís de la cuenca, las principales trampas son de tipo estratigráfico, debidas a acuñamientos de las secuencias cenozoicas contra el basamento.

Trampa Petrolífera.

- **Sector Caguán-Putumayo:** Pliegues generados por la inversión de movimiento en fallas de alto ángulo normales creadas por el paleozoico evidenciadas en el pozo Payara, fallas con vergencia oriental que no afectan toda la secuencia estratigráfica, pero si generan pliegues prospectivos evidenciados en el pozo Uribe, trampas estratigráficas tipo acuñamientos del Eoceno superior contra paleoaltos del Basamento evidenciados en el pozo Lozada.

⁶ ANH. PRESENTACIÓN. Open Round, Colombia.2010. P. 8.

1.2 CUENCA SEDIMENTARIA CATATUMBO

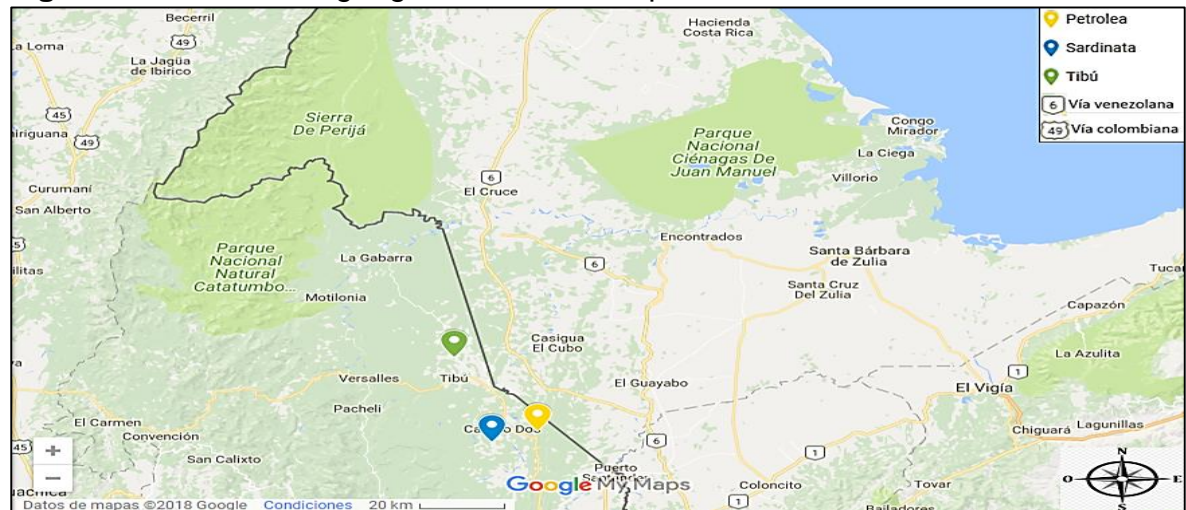
1.2.1 Generalidades y ubicación geográfica. La cuenca del Catatumbo cuenta con un área aproximada de 7.700 km², se encuentra en el noreste colombiano y es la extensión suroeste de la cuenca de Maracaibo ubicada en territorio venezolano.

La cuenca (subcuenca) Catatumbo es la extensión suroeste, dentro de territorio colombiano, de la cuenca de Maracaibo de la República de Venezuela. De acuerdo con la ANH (2012), está limitada, al oeste, por la Serranía de Perijá y el Macizo de Santander (Cordillera Oriental), y por los Andes de Mérida, al sureste⁷.

1.2.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo. En la **Figura 5**. Se localizan geográficamente los campos de relevancia para el proyecto, entre los cuales se encuentran los campos:

- Petrolea.
- Sardinata.
- Tibú.

Figura 5. Localización geográfica de los campos de interés cuenca Catatumbo



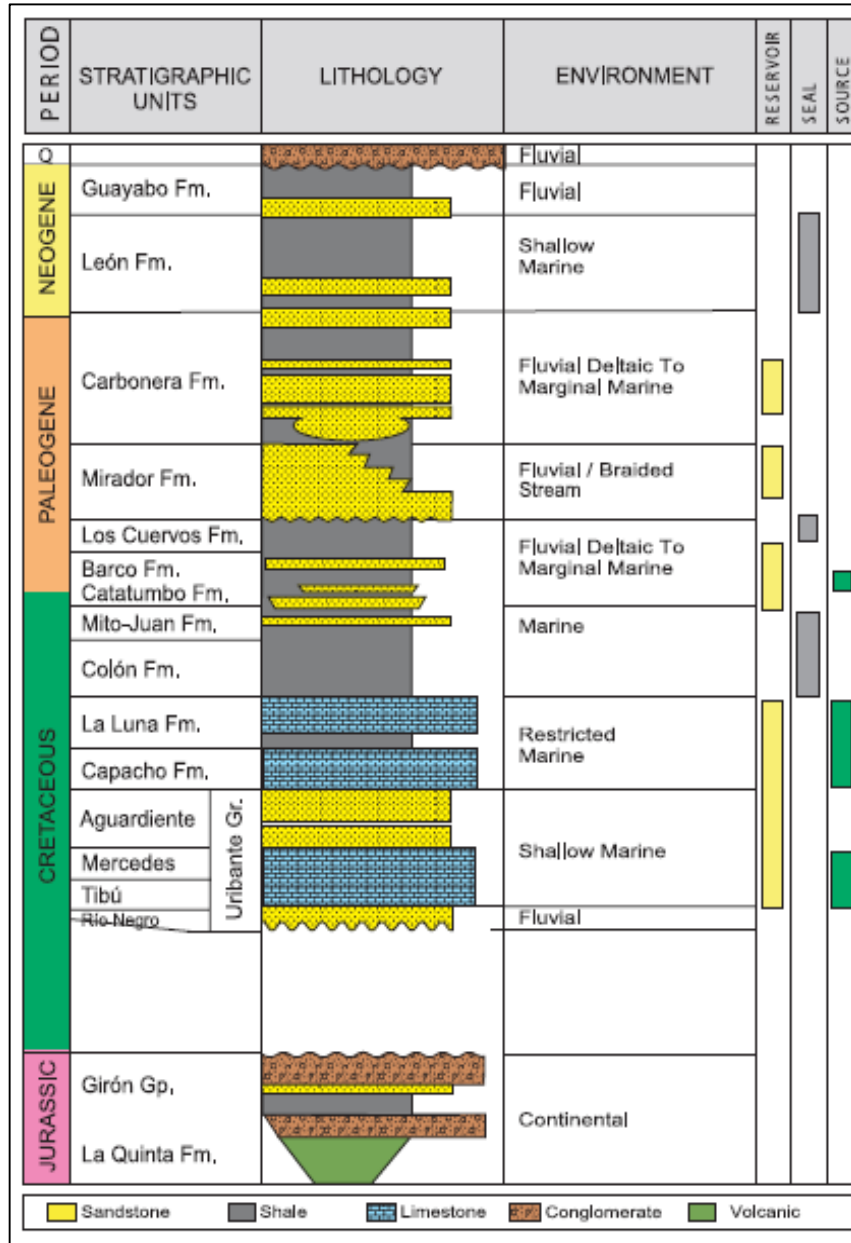
Fuente: Información obtenida de base de datos de Openwells ®. Modificada por autor.

⁷ ANH. Cuenca Catatumbo: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre de 2012. P.31.

1.2.3 Marco Geológico.

1.2.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 6.** representa la columna estratigráfica de la cuenca, el registro geológico tiene su origen en el Neógeno y data hasta el Jurásico.

Figura 6. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca Catatumbo



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 60. Modificada por autor.

1.2.3.2 Geología estructural. La cuenca Catatumbo consta de amplios bloques estructurales limitados por lineamientos estructurales con dirección norte y noreste, correspondientes a sistemas de fallas transpresionales que se caracterizan por estructuras en flor, de amplio dimensionamiento areal con profundo anclaje desde el basamento.

Los pliegues y fallas correspondientes a estas estructuras en flor dieron lugar a entrapamientos de hidrocarburos de grandes dimensiones. Son ejemplos los campos Río de Oro, Petrólea, Cerro Gordo, Río Zulía.

El transporte tectónico lateral es de tal magnitud que la secuencia estratigráfica de un bloque con respecto al otro, presenta diferencias notables en espesor y en los rasgos de sus facies sísmicas. Adicionalmente, se presentan saltos verticales de hasta 2 y 2,5 km. en magnitud.

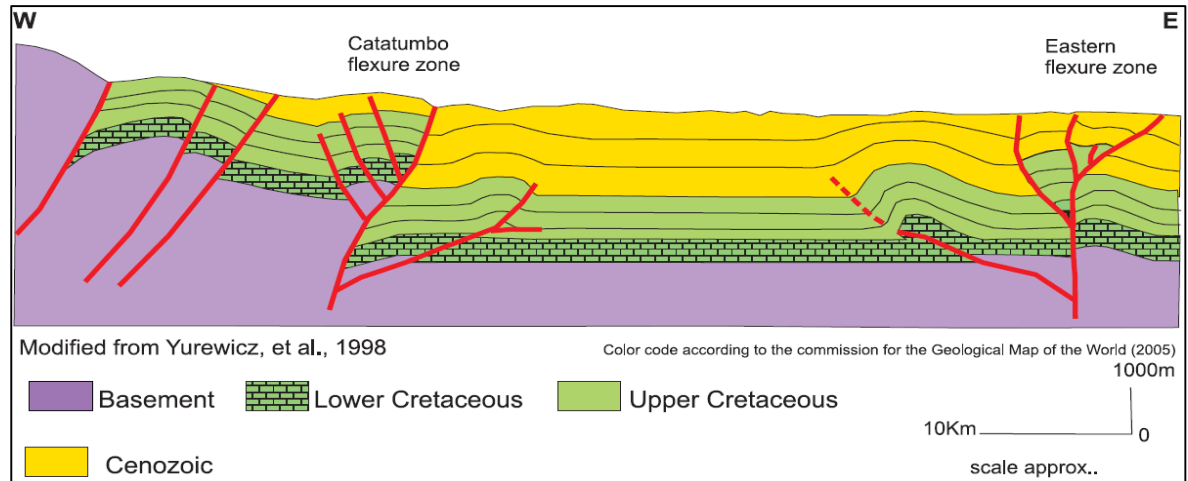
Por otra parte, los lineamientos de los sistemas transpresionales están separados por amplias franjas o bloques estructurales, en los cuales, a su vez, se encuentran preservadas las rocas generadoras a profundidades adecuadas para el desarrollo de hidrocarburos. Entre éstas se destaca la Formación La Luna como la principal roca generadora.

Dichos bloques reúnen las mejores condiciones estructurales y de sistema petrolífero para posibles prospectos de yacimientos lutíticos con profundidades entre los 8.000 y 14.000 pies, todo esto concluido con base en las condiciones de generación de hidrocarburos probadas en esta cuenca por la abundante producción histórica de campos como los de Tibú, Río de Oro y Petrólea. El análisis de esta cuenca se presenta de norte a sur, desde el sector de Río de Oro, hasta el sector de Tasajero⁸.

El corte estructural de la cuenca para cada una de las estructuras sedimentarias de los tiempos geológicos con sus respectivos procesos de fallas se puede evidenciar en la **Figura 7**.

⁸ Ibíd. P.48.

Figura 7. Perfil estructural de la cuenca Catatumbo



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. p 33. Modificada por autor.

1.2.3.3 Geología del Petróleo.

- **Roca Generadora.** Rocas pelíticas presentes en las Formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes pertenecientes al cretácico que están presentes a lo largo de la cuenca, estas son consideradas como algunas de las formaciones generadoras de hidrocarburos con más riqueza en el mundo. La formación La Luna es la principal generadora, esta cuenta con 200 pies de espesor, un TOC entre 1,5 y 9,6% con un promedio de 3,8% a lo largo de la cuenca y se encuentra en la actualidad en la ventana de aceite⁹.
- **Roca Reservorio.** Las principales rocas reservorio en la cuenca Catatumbo son calizas y areniscas del cretácico, entre las cuales se pueden destacar el Grupo Uribante y la Formación Capacho, así como areniscas deltaicas cenozoicas, entre las cuales cabe resaltar las formaciones Barco, Mirador y Carbonera.
- **Roca Sello.** Las rocas lutíticas marinas cretácicas y las pelitas del cenozoico presentes en la Formación León representan unidades de sello en la cuenca.
- **Trampa Petrolífera.** Las más importantes trampas corresponden a estructuras asociadas a fallas normales, sub-cabalgamientos, anticlinales y estructuras asociadas a sistemas de inversión en donde la producción de hidrocarburos se da a razón de la porosidad secundaria desarrollada por el fracturamiento natural.

⁹ Ibíd. p 61.

1.3 CUENCA SEDIMENTARIA LLANOS ORIENTALES

1.3.1 Generalidades y ubicación geográfica. La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste-noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guayana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas).

Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guayana, al este.

Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario. Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta. Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente.

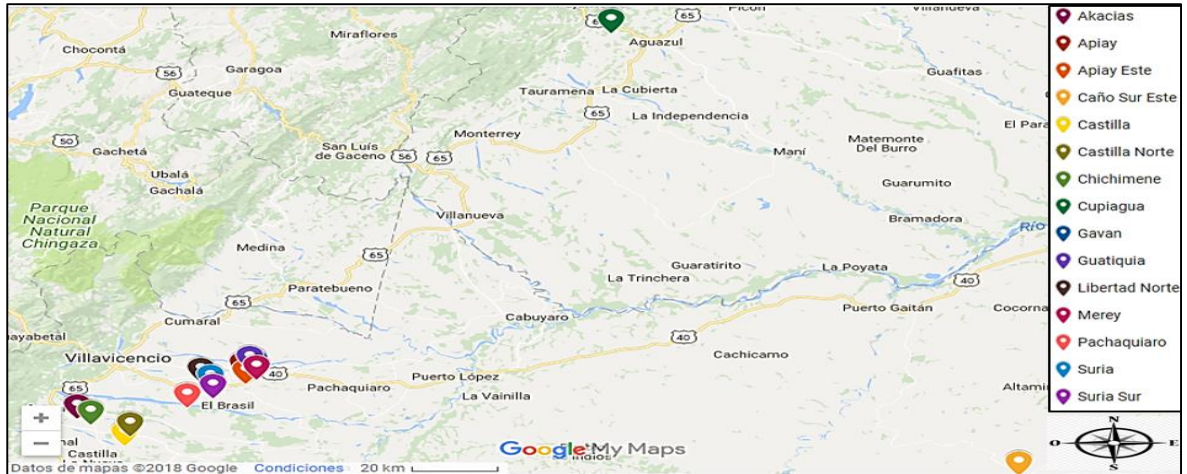
La ANH considera que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124.000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región.

1.3.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo. En la **Figura 8**. Se localizan geográficamente los campos de relevancia para el proyecto, entre los cuales se encuentran los campos:

- Akacias.
- Apiay.
- Apiay Este.
- Caño Sur Este.
- Castilla.
- Castilla Norte.
- Chichimene.
- Cupiagua.
- Gavan.
- Guatiquia.
- Libertad Norte.
- Merey.
- Pachaquiario.
- Suria.

- Suria Sur.

Figura 8. Localización geográfica de los campos de interés de la cuenca de los Llanos Orientales

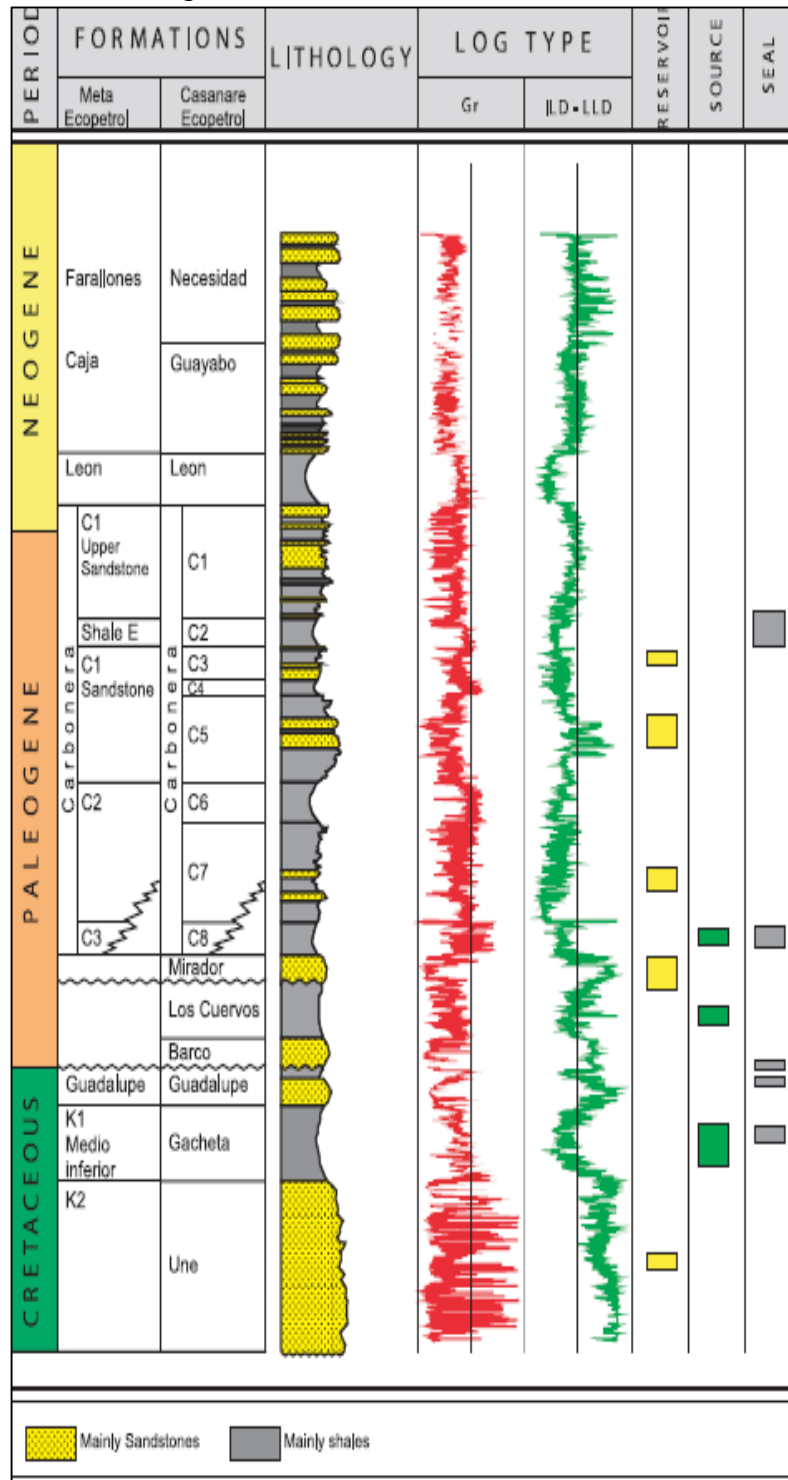


Fuente: Información obtenida de base de datos de Openwells ®. Modificada por autor.

1.3.3 Marco Geológico.

1.3.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 9.** representa la columna estratigráfica de la cuenca, el registro geológico tiene su origen en el tiempo geológico del Neógeno y data hasta el tiempo geológico del Paleozoico.

Figura 9. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 70. Modificada por autor.

1.3.3.2 Geología estructural. El análisis de esta cuenca se presenta de noreste a suroeste, a través de los sectores de Arauca, Casanare y Meta. El sector de Arauca se caracteriza por las mayores profundidades de los objetivos de hidrocarburos en la cuenca. En el campo Arauca la Formación Gachetá se encuentra a una profundidad del orden de 19.300 pies y en el pozo Tocaragua-1 a 18.275 pies, por lo cual es de gran interés hacer el análisis de la evolución de la ventana de generación para establecer oportunidades de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

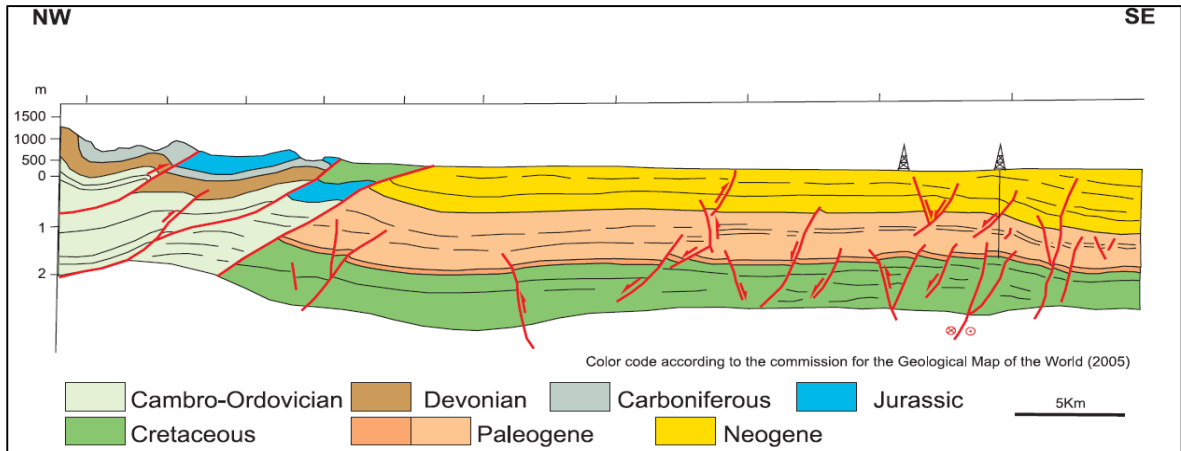
El sector de Casanare, parte central de la cuenca en la franja que se evalúa, se caracteriza por un estilo de lineamientos estructurales subparalelos al borde del Piedemonte Llanero, y paralelos o subparalelos entre sí en toda la franja hasta un poco más al sureste del lineamiento del río Meta. Estos lineamientos corresponden a sistemas de fallas normales denominadas fallas antitéticas y a un plano con buzamiento contrario a la pendiente estructural de la cuenca.

El sector del Meta es la parte suroeste de la cuenca, en el cual las mayores profundidades de la Formación Gachetá son del orden de 10.500 pies (campo Gaván). En los pozos Guacavía-1 y Vanguardia-1 esta formación se encuentra a mayor profundidad. El estilo estructural que caracteriza esta parte de la cuenca (campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay, Gaván y Guatiquía) corresponde a sistemas transpresionales (sistema de fallas Castilla-Apiay) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos de los campos enumerados. Estos sistemas estructurales tienen relación de origen con el frente de deformación andina¹⁰.

El corte estructural de la cuenca para cada una de las estructuras sedimentarias de los tiempos geológicos con sus respectivos procesos de fallas se puede evidenciar en la **Figura 10**.

¹⁰ Ibid. P.81.

Figura 10. Perfil estructural de la cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 40. Modificada por autor.

1.3.3.3 Geología del Petróleo.

- **Roca Generadora.** La principal roca generadora en esta área son las pelitas marinas someras y de transición de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la cordillera oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.
- **Roca Reservorio.** Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad Paleógena, son potenciales almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%.
- **Roca Sello.** El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las pelitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.
- **Trampa Petrolífera.** Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas, estructuras que favorecen el almacenamiento del petróleo después de su migración. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio¹¹.

¹¹ Ibid. P.71.

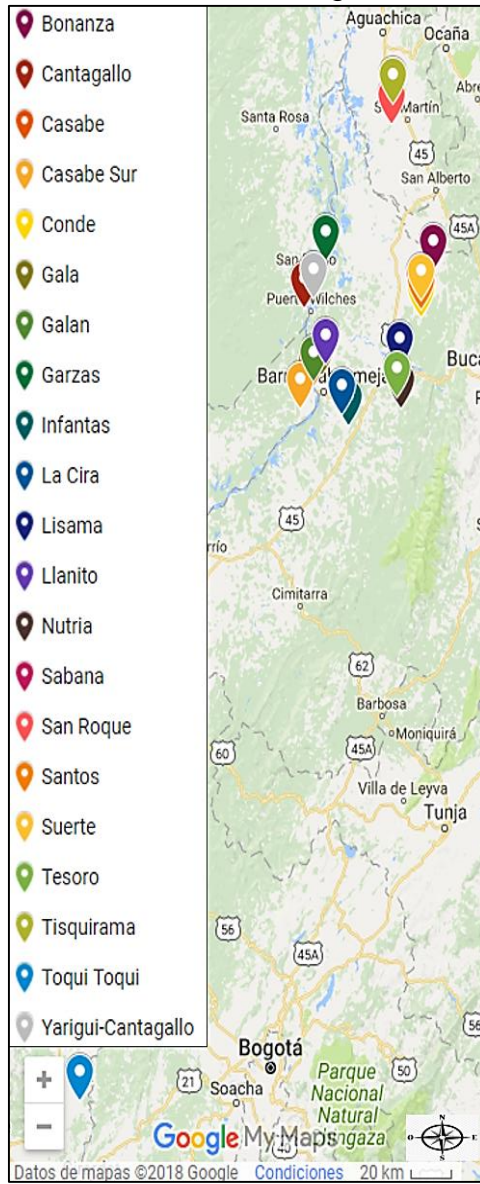
1.4 CUENCA SEDIMENTARIA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

1.4.1 Generalidades y ubicación geográfica. La cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada en la parte central de Colombia, se encuentra delimitada por dos sistemas montañosos, la Cordillera Central en el oeste y la Cordillera Oriental al este, la falla transcurrente en la zona de la ciudad de Ibagué y el cinturón de Girardot representan la delimitación al sur con la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena.

1.4.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo. En la **Figura 11.** Se localizan geográficamente los campos de relevancia para el proyecto, entre los cuales se encuentran los campos:

- Bonanza.
- Cantagallo.
- Casabe.
- Casabe Sur.
- Conde.
- Gala.
- Galan.
- Garzas.
- Infantas.
- La Cira.
- Lisama.
- Llanito.
- Nutria.
- Sabana.
- San Roque.
- Santos.
- Suerte.
- Tesoro.
- Tisquirama.
- Toqui Toqui.
- Yarigui Cantagallo.

Figura 11. Localización geográfica de los campos de interés cuenca del Valle Medio del Magdalena

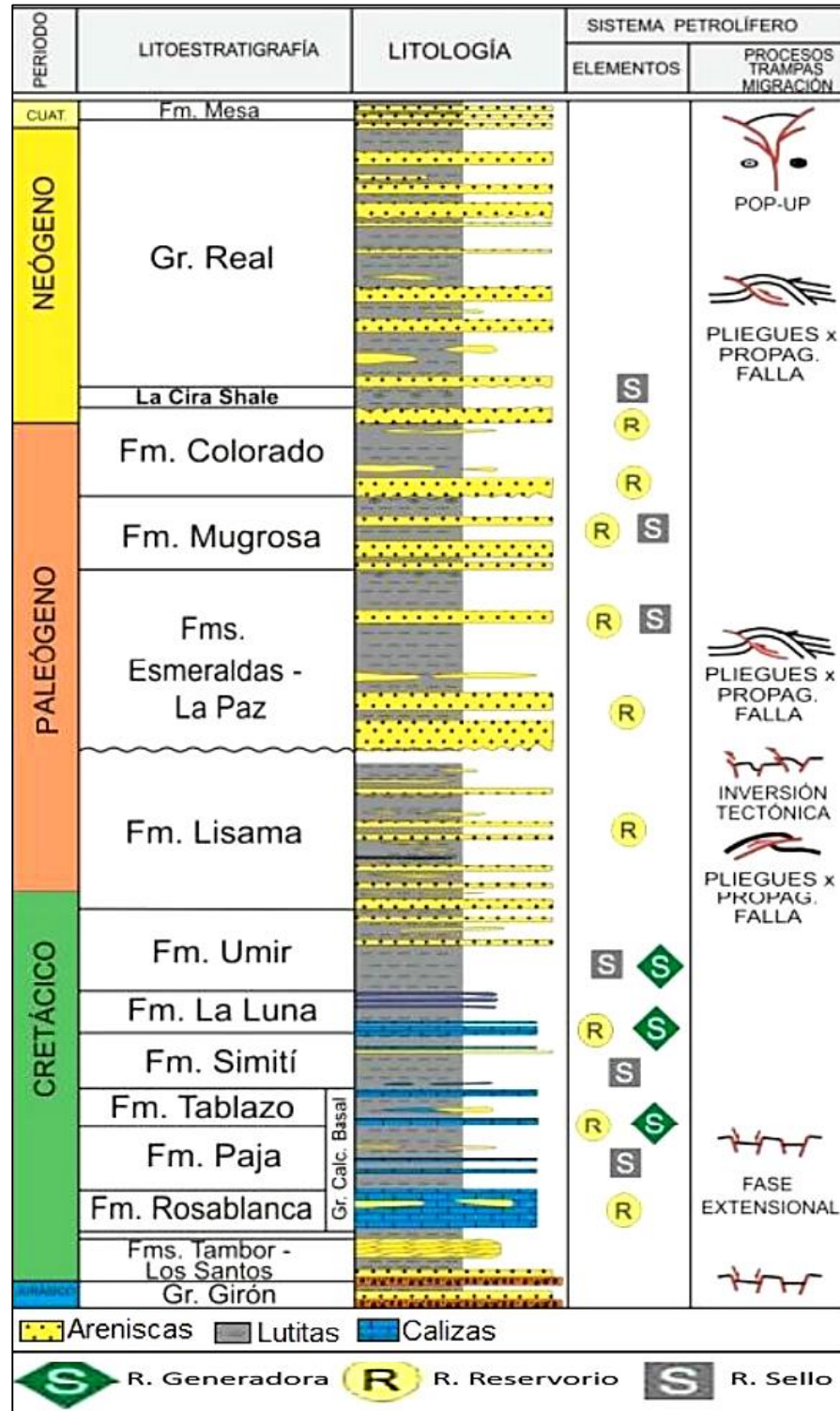


Fuente: Información obtenida de base de datos de Openwells ©. Modificada por autor.

1.4.3 Marco Geológico.

1.4.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 12.** representa la columna estratigráfica de la cuenca, el registro geológico abarca desde el Cuaternario hasta el Jurásico.

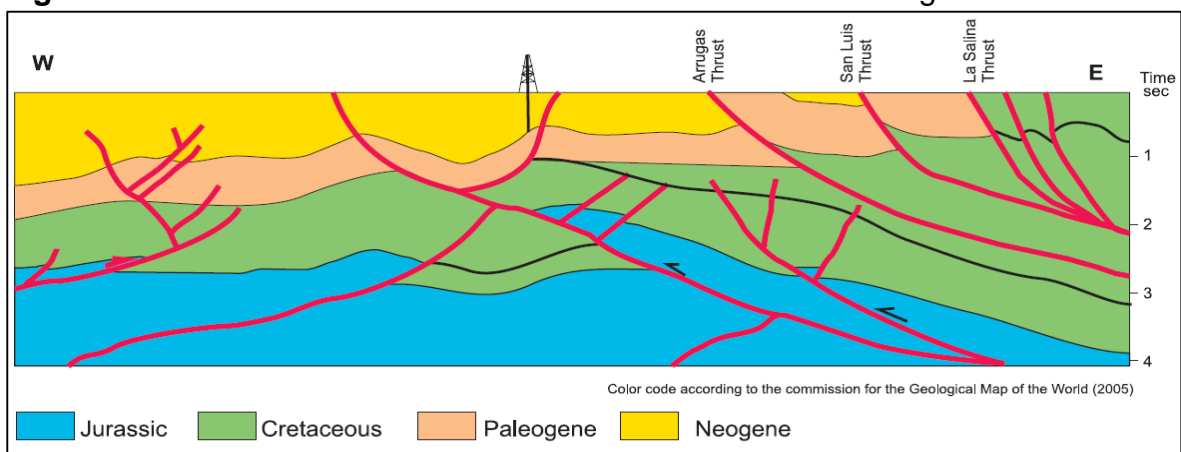
Figura 12. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuencas Minironda. PDF. Página 39. Modificada por autor.

1.4.3.2 Geología estructural. Geológicamente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos geológicos. El período Jurásico Tardío a Cretácico Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, permitiendo el desarrollo de grábenes, como se muestra en la **Figura 13**. en respuesta al proceso de rifting que ocurrió durante la separación del margen noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano. Dicho evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido noroeste – sureste, que propició el ingreso del mar cretácico. La fase de sedimentación del sistema de grábenes fue rellenado por depósitos calcáreos de carácter netamente continentales de origen fluvial¹².

Figura 13. Perfil estructural de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 45. Modificada por autor.

1.4.3.3 Geología del Petróleo.

- **Roca Generadora.** Los hidrocarburos presentes en esta cuenca sedimentaria fueron generados por rocas con contenido de siliclastos variables, predominantemente ricas en carbonatos a razón de un ambiente de depositación marino. Las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir son las más representativas.
- **Roca Reservorio.** La amplia diversidad de roca reservorio presente es inusual para una sola cuenca. Roca calcárea, roca de ambiente de depositación de marino a fluvial y rocas mesozoicas y cenozoicas las cuales presentan porosidad primaria y secundaria además de permeabilidad de fractura son muestras de la variedad de los ambientes de depositación y eventos geológicos desarrollados en la cuenca.

¹² CÓRDOBA, Fabio, et al. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia [PAPER IN SPANISH] Oil Provinces of the Middle Magdalena Valley, Colombia. 2000.

Las principales formaciones reservorio son areniscas del paleógeno, ubicadas en los grupos Chorro (formaciones La Paz y Esmeralda) y Chuspas (formaciones Mugrosa y Colorado), estos cuentan con porosidades favorables del 15 al 20% y permeabilidades de 20 a 600 mD¹³.

- **Roca Sello.** Los sellos del Paleógeno para los reservorios de areniscas constan de pelitas dúctiles de tipo no marino depositadas en forma de camas en las formaciones Esmeralda y Colorado.

Los sellos de los reservorios potenciales de caliza del cretácico corresponden a Shales marinos en las formaciones Simití y Umir¹⁴.

- **Trampa Petrolífera.** Las superposiciones de múltiples eventos estructurales generan una amplia cantidad de trampas geológicas, adicionalmente el efecto de la depositación sedimentaria mediante los ambientes marino, lacustre y fluvial presentes en las formaciones de la cuenca favoreció en el periodo cenozoico a la formación de este tipo de trampas.

1.5 CUENCA SEDIMENTARIA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

1.5.1 Generalidades y ubicación geográfica. La cuenca del Valle Superior del Magdalena está localizada en la zona centro-oeste de Colombia, cuenta con un área de 21.513 km², hace parte del tipo de cuenca de fosa tectónica poli-histórica a cuenca de antepaís fragmentada¹⁵.

Se han descubierto 38 campos hidrocarburíferos en los cuales se han perforado un total aproximado de 1.250 pozos exitosamente, que representan un aproximado de 77% de éxito respecto al total de pozos.

1.5.2 Campos petroleros de interés con eventos de cañoneo. En la **Figura 14.** Se localizan geográficamente los campos de relevancia para el proyecto, entre los cuales se encuentran los campos:

- Arrayan.
- Balcon.
- Brisas.
- Cacica.
- Dina.
- Dina Terciario.

¹³ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. 2009.

¹⁴ ANH. Cuenca Catatumbo: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Óp. Cit. p.80.

¹⁵ ANH. Proceso Competitivo Especial Minironda. 2008. c.

- Loma Larga.
- Ortega.
- Pacande.
- Quimbaya.
- San Francisco.
- Tempranillo.
- Tenax.

Figura 14. Localización geográfica de los campos de interés de la formación del Valle Superior del Magdalena

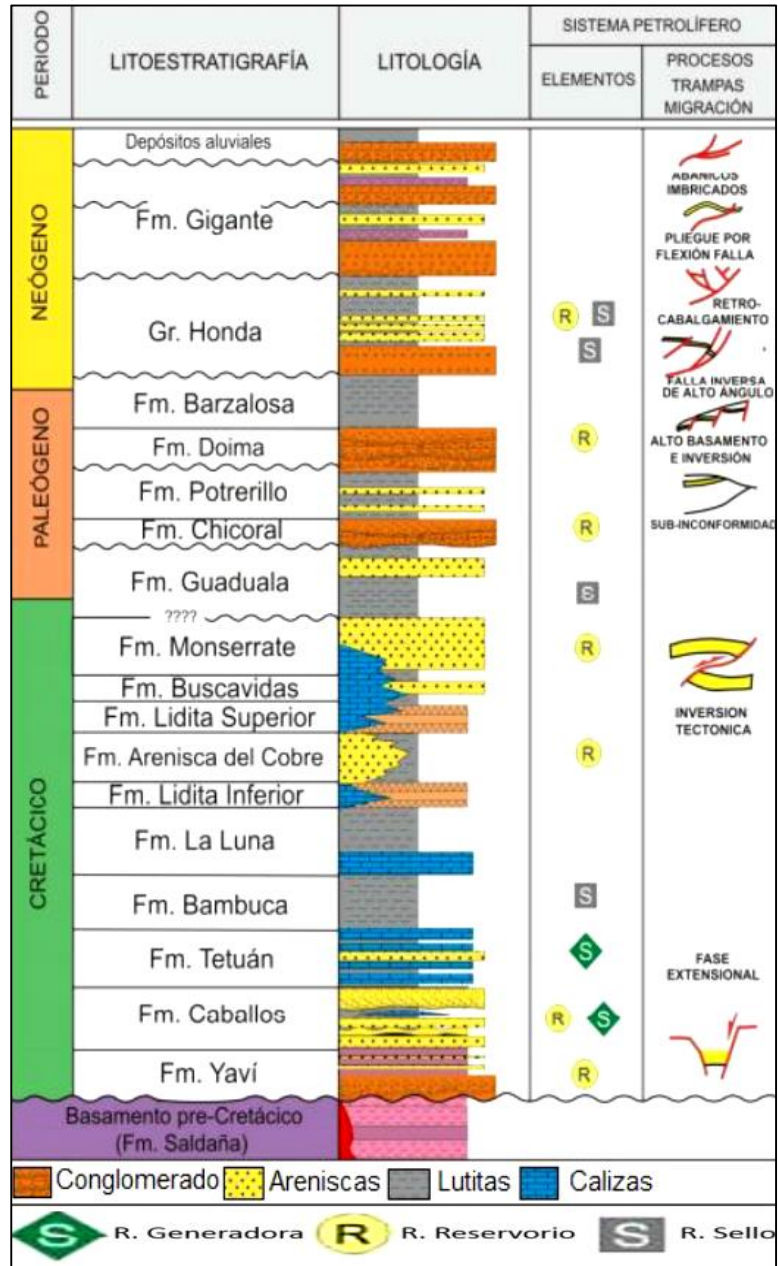


Fuente: Información obtenida de base de datos de Openwells ®. Modificada por autor.

1.5.3 Marco Geológico.

1.5.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 15.** representa la columna estratigráfica de la cuenca, el registro geológico abarca desde el Neógeno hasta el Cretácico.

Figura 15. Caracterización estratigráfica y sedimentológica de la cuenca del Valle Superior del Magdalena



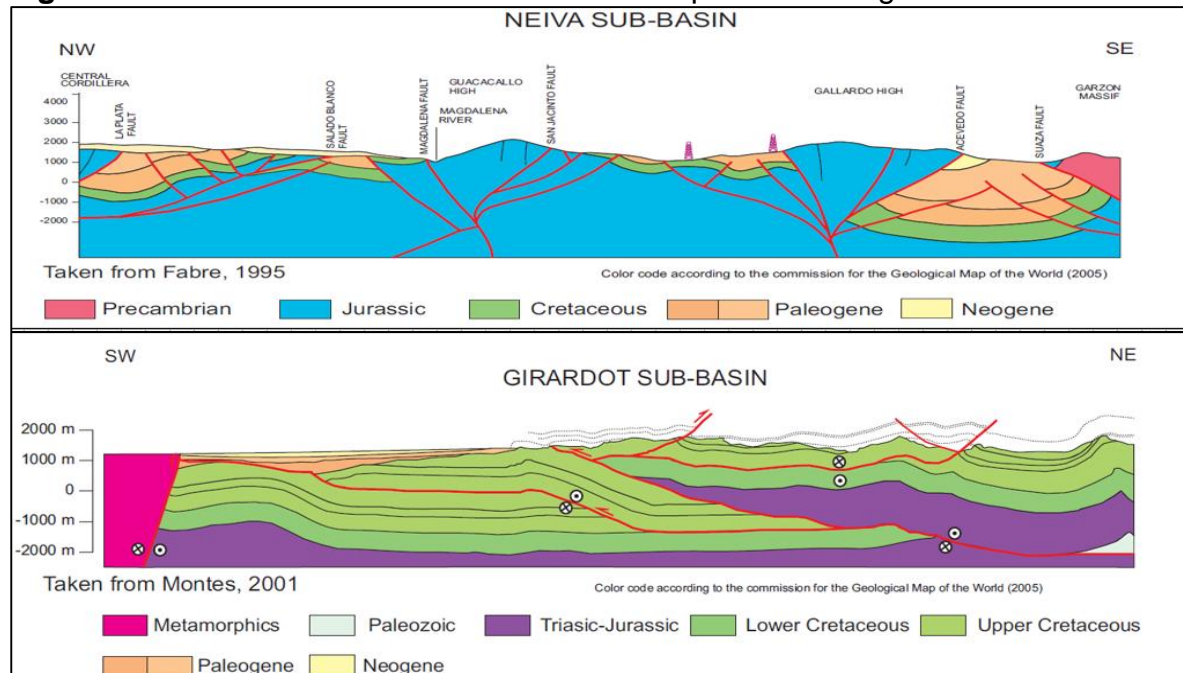
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuencas Minironda. PDF. Página 47. Modificada por autor.

1.5.3.2 Geología estructural. Geológicamente, la cuenca está conformada por una secuencia sedimentaria Mesozoica-Cenozoica, que reposa sobre el basamento económico Pre-Cretácico, cuya historia evolutiva está circunscrita a diversos episodios de deformación ocurridos principalmente en el Jurásico y a finales del Cretácico hasta la actualidad.

La mayoría de las trampas probadas corresponden a las fronteras de las estructuras, asociadas a sistemas de cabalgamiento. La actualización de la información regional estratigráfica, estructural y geoquímica, muestra que hay posibilidades de ocurrencia de gran variedad de trampas estructurales (ubicadas principalmente en los bloques bajos de los sistemas de cabalgamiento) y estratigráficas no probadas aún en la cuenca dentro de la secuencia terciaria y algunos calcáreos del Cretácico, así como la disponibilidad de hidrocarburos generados no descubiertos hasta el presente¹⁶.

El corte estructural de la cuenca para cada una de las estructuras sedimentarias de los tiempos geológicos con sus respectivos procesos de fallas se puede evidenciar en la **Figura 16**.

Figura 16. Perfil estructural cuenca del Valle Superior del Magdalena



Fuente: BARRERO, Darío, et al. y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. 2007.PDF. P 50. Modificada por autor.

¹⁶ GARRIDO R., Ruddy. Potencial Hidrocarburífero De Colombia Parte 5 (Cuenas 19 Tumaco 20 Tumaco Offshore 21 Valle Superior Del Magdalena 22 Urabá 23 Vaupés - Amazonas). c. .2015. Disponible en internet: <http://ruddygarroussmeineweltsicht.blogspot.com.co/2015/04/potencial-hidrocarburofero-de-colombia_13.html>.

1.5.3.3 Geología del Petróleo.

- **Roca Generadora.** Análisis geoquímicos realizados a los crudos, indican que la Formación La Luna y principalmente el Grupo Villeta son las rocas generadoras de esta cuenca, en especial la Formación Tetuán y parte de la Formación Bambucá, cuyo espesor total varía entre 300 y 1.500 pies. Los datos de TOC actual varían entre el 2 y 12% y el tipo de kerógeno es tipo III ¹⁷.

La Formación Caballos también se puede considerar como roca generadora en algunos niveles. Los crudos livianos y medianos se presentan en la parte del noreste de la subcuenca alcanzando valores superiores a 38° API y casi la totalidad de la Subcuenca de Neiva con valores inferiores a 24° API, respectivamente. Los crudos pesados se ubican en la parte del suroeste de la Subcuenca de Girardot con valores inferiores a 18° API.

Según valores de % Ro (Reflectancia de Vitrinita) en las formaciones del Grupo Villeta del Cenomaniano, el sector de la Subcuenca de Girardot no ha entrado aún a la fase inicial de generación de hidrocarburo y en el sector de la Subcuenca de Neiva se ubica entre la fase inicial de generación hasta la máxima concentración de hidrocarburo en la roca generadora.

- **Roca Reservorio.** La Formación Caballos y el Grupo Guadalupe constituyen las unidades más importantes como rocas almacenadoras. La primera constituida por areniscas cuarzosas, areniscas calcáreas y calizas arenosas. Las porosidades típicas son de 12 % a 17%, caracterizaciones fisicoquímicas de los crudos de esta formación permiten clasificar el crudo como superliviano, con bajo contenido de azufre.

El Grupo Guadalupe, se encuentra constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a medio con lentes de areniscas conglomeráticas e intercalaciones de liditas y pelitas. Presentan alta porosidad secundaria oscilante entre el 15 y 22%, evidenciada por disolución de pequeños fósiles.

- **Roca Sello.** Inicialmente el nivel medio de la Formación Caballos compuesto por una secuencia calcáreo lodosa, se comporta como un sello inferior para el nivel superior en la formación; luego se presentan los Shales de la Formación Villeta que actúan en algunos sectores como generadora y en otros es el típico sello¹⁸. El tercer tipo de roca sello corresponde a los niveles arcillosos de la Formación Guaduas situado sobre la Formación Monserrate del Maastrichtiense.

¹⁷ ANH, FONADE, UIS. Óp. cit. p. 83.

¹⁸ ANH, FONADE, UIS. Óp. cit. p. 83.

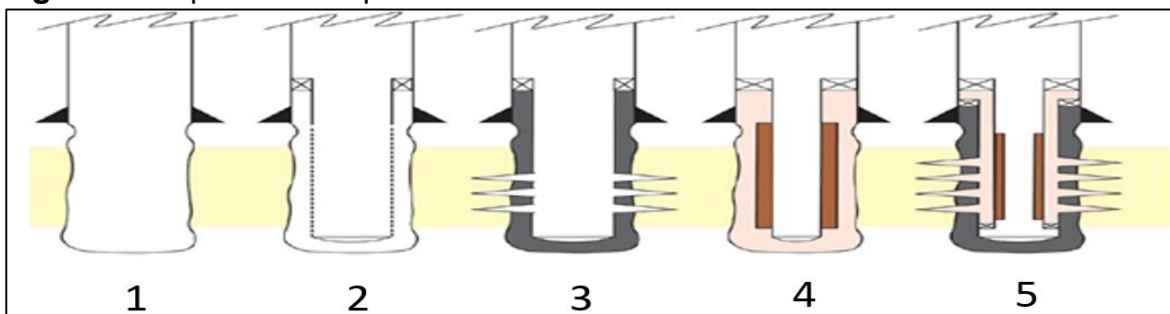
- **Trampa Petrolífera.** Se destacan las estructuras asociadas con fallas de cabalgamiento en la Sub-cuenca de Girardot y en la Sub-cuenca de Neiva.

2. MARCO TEÓRICO CAÑONEO Y CONECTIVIDAD. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE NUEVAS TECNOLOGÍAS A INTEGRAR

En la actualidad existen múltiples tipos de diseño de completamiento desarrollados y utilizados con base en las condiciones operativas presentadas en cada pozo que se encuentre en proceso de transición entre perforación y producción. Los tipos fundamentales de completamiento se muestran en la **Figura 17.**, estos son:

- Completamiento a hueco abierto. (1)
- Completamiento a hueco abierto con tubería ranurada. (2)
- Completamiento a hueco revestido y cañoneado. (3)
- Completamiento a hueco abierto con empaque de grava. (4)
- Completamiento a hueco revestido y cañoneado con empaque de grava. (5)

Figura 17. Tipos de Completamiento de Pozos de Petróleo



Fuente: BELLARBY Jonathan, Well Completion Design. 2008. Modificada por autor.

Existen múltiples ventajas operativas del completamiento a hueco revestido y cañoneado respecto a los múltiples completamientos a hueco abierto, las más destacables son:

- Evaluar zonas productoras.
- Mejorar la producción, recuperación e inyección.
- Efectuar trabajos de inyección de cemento a la formación¹⁹.

Los completamientos a hueco revestido y cañoneado desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos. Desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta la completación y trabajos de acondicionamiento de pozo (Workover).

El cañoneo es una operación clave para el éxito de la producción económica del petróleo y gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de hidrocarburos. Teniendo en cuenta que es el medio a través del cual se crean

¹⁹ VIVAS P., Yoel A. y AGUIRRE, Eduardo A. Completación De Pozos. El Cid Editor - Ingeniería, 2007.

conductos directos de flujo entre la formación productora de interés y el pozo, atravesando el cemento y la tubería de revestimiento.

Tanto el índice de inyección como el índice de producción del pozo dependen fundamentalmente de la caída de presión en la cercanía del hueco, la cual habitualmente es medida a través del factor de daño a la formación. Este último depende del tipo de completamiento, del daño de la formación y de los parámetros de los disparos.

En cuanto al diseño de la operación, si la perforación del cañón se desvía y no es simétrica, esto, reducirá el éxito que se busca en cuanto a la penetración y el tamaño del orificio perforado. Por tanto, la optimización de los diseños y su fabricación con calidad y precisión, contribuyen al perfeccionamiento en el diseño de las cargas utilizadas.

Las principales consideraciones de diseño que se deben tener en cuenta para el cañoneo son:

- Longitud del intervalo a cañonear.
- Ángulo de la fase de disparo.
- Densidad de cañoneo.
- Tamaño del orificio de entrada y eficiencia de flujo.

Sin embargo, alcanzar el cañoneo óptimo no depende solamente del equipo de cañoneo, sino que requiere de la correcta planeación y ejecución de todos los aspectos del completamiento, incluyendo:

- Correcta selección del fluido de completamiento.
- Correcta selección del diferencial de presión entre el pozo y la formación (Bajo-Balance y Sobre-Balance).
- Limpieza de las perforaciones.
- Selección, orientación y contrapeso del cañón.

Entre los avances que se han venido presentando en la operación de cañoneo se encuentran las nuevas cargas de penetración profunda que incrementan la productividad del pozo al penetrar la zona invadida, y las cargas de diámetro grande para empaques de grava, el aumento del rendimiento por unidad de explosivo significa un incremento en la eficiencia de estas cargas de alto rendimiento. En los últimos años las cargas mejoradas han alcanzado profundidades de penetración y áreas de flujo mucho más grandes que las obtenidas con las cargas desarrolladas para tecnologías convencionales.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA Y EVOLUCIÓN A TRAVÉS DEL TIEMPO

Las operaciones de cañoneo antes del año 1926 se llevaban a cabo por medio de cortadores mecánicos para realizar las perforaciones respectivas a la tubería de

revestimiento, estas, aunque cumplían con el objetivo presentaban fallas en la eficiencia operacional debido a un diámetro y longitud de perforación inestable e insuficiente.

Para el año de 1932 la industria avanzó para desarrollar un nuevo tipo de agente perforante más eficiente, seguro y de menor costo, se introdujo el cañoneo con cargas tipo bala, con estas se aumentó la eficiencia de la operación, aunque representaban problemas asociados a la limpieza de las perforaciones ya que dejaban residuos que reducían la permeabilidad efectiva de la formación.

Para el año 1958 se introdujo el cañoneo de chorros con agua, el cual garantizaba potencia suficiente para cumplir con el diámetro y longitud de perforado deseados, además de una adecuada limpieza y estabilidad de las perforaciones ya que reducía la cantidad de residuos remanentes en la formación.

En la actualidad el 95% de los pozos petroleros son cañoneados mediante cañoneo con cargas moldeadas, este consiste en un arreglo de explosivos que son detonados desde superficie para irrumpir hasta la formación productora de interés, la mayoría vienen de cubierta de metal y explosivos de alta potencia.

2.2 MÉTODOS DE CAÑONEO

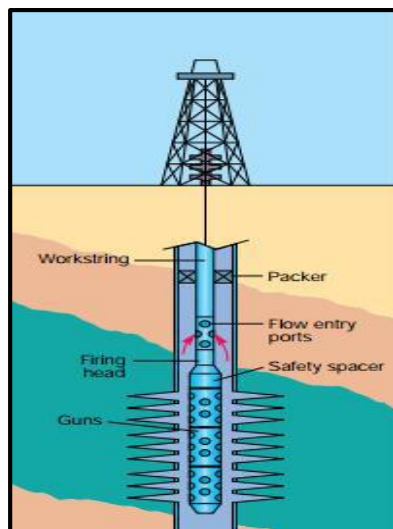
La selección de la metodología más idónea para realizar el descenso del cañón a través del pozo es de vital importancia para la operación no solamente porque con base en esta se obtendrán los resultados esperados en cuanto a las tasas de producción, sino también para efectos de demanda de equipo y maquinaria en superficie y en fondo, delimitando así cuál será el costo de la operación y su viabilidad económica, a continuación, se presentan los métodos de cañoneo convencionales en la industria:

2.2.1 Por medio de tubería de producción (Tubing Conveyed Perforating (TCP)). Usada generalmente cuando se necesitan operaciones de cañoneo para intervalos de gran longitud o intervalos multi-zona el cañón (Guns) es descendido por medio de tubería de producción, tubería flexible continua o tubería de perforación (Workstring) conjuntamente con un empaque (Packer) para efectos de asentamiento y control de la sarta de tubería, se activa el detonador (Firing head) el cual está separado del cañón por un separador de seguridad (Safety spacer) y se da inicio a la producción a través de orificios en la tubería (Flow entry points), como se muestra en la **Figura 18**.

Este método puede incluir cañones con alta densidad de disparo, cargas de mayor longitud de penetración y diámetro de perforación, además de contar con un sistema de control de presiones óptimo con conexión directa con el cabezal en tiempo real. Este método proporciona ciertas ventajas respecto a los demás, entre las cuales se destacan:

- Facilidad para cañonear intervalos largos en condición de bajo-balance e iniciar producción instantáneamente con una alta capacidad de limpieza de los perforados.
- El ensamblaje brinda la posibilidad de ser recuperado o ser dejado en fondo como completamiento permanente sin la necesidad de controlar o intervenir previamente el pozo.
- Accesibilidad a pozos con un ángulo de desviación considerable al ser transportado el ensamblaje por medio de tubería.

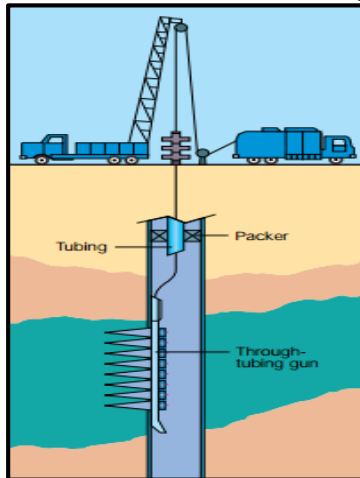
Figura 18. Ensamblaje Convencional para el Cañoneo por Medio del Método TCP



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

2.2.2 Por medio de tubería convencional (Through Tubing). El ensamblaje es descendido a través del pozo por medio de la sarta de tubería, el descenso de la tubería se puede realizar por medio de Wireline, tubería flexible continua o línea estándar, como se muestra en la **Figura 19**. generalmente se desarrolla el sistema en condiciones de bajo-balance por lo que es posible obtener una alta eficiencia en la limpieza de los perforados, por el contrario, no ofrece la posibilidad de cañonear múltiples intervalos al mismo tiempo, por lo que es necesario controlar el pozo en cada intervalo a cañonear.

Figura 19. Ensamblaje Convencional para Cañoneo por Medio del Método Through Tubing



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

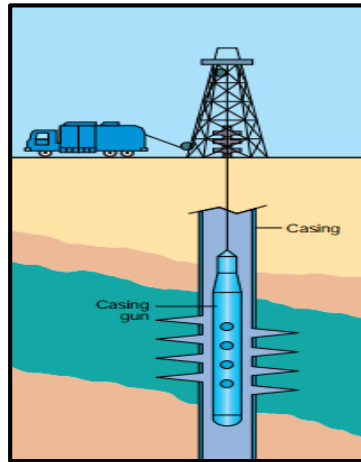
2.2.3 Por medio de tubería de revestimiento (Casing Gun). El cañón de amplio diámetro es descendido al pozo conjuntamente con la tubería de revestimiento antes de realizar el descenso de la tubería de producción, la configuración de su ensamblaje se muestra en la **Figura 20**.

El nivel de eficiencia de este método en operaciones de inyección o fracturamiento es mayor al nivel mostrado por el método de TCP y Through Tubing, esto debido al control del tamaño de los perforados que este método garantiza a comparación de los otros dos métodos.

Entre sus ventajas operativas se destaca la capacidad de cañonear formaciones de interés de amplia longitud, con un máximo hasta de 60 pies, y la reducción de tiempos operativos debido a la integración de los cañones en la tubería de revestimiento.

Existe el riesgo de sufrir una arremetida de pozo al cañonear por no tener tubería dentro del pozo, por lo que la operación solo debe llevarse a cabo con el pozo controlado con la sarta de perforación y el fluido de completamiento adecuado, adicionalmente es de considerar el daño de formación debido a la existencia de residuos en los perforados generados por la incompatibilidad entre las cargas y la composición de la arena de interés.

Figura 20. Ensamblaje Convencional para Cañoneo por Medio del Método Casing Gun



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

En la actualidad estos métodos siguen siendo utilizados, aunque se han llevado a cabo optimizaciones y avances de estos en la implementación de nuevas tecnologías, existen otros métodos que pueden ser combinados con los tres métodos principales, estos son:

2.2.4 Por medio de línea (Wireline). Haciendo el análisis desde un punto de vista operacional se afirma que las operaciones en las que el ensamblaje de cañoneo se decide descender por medio de Wireline son las operaciones en las que debido a un corto espesor de las formaciones de interés se tiene una velocidad operativa considerablemente rápida, lo cual, para operaciones que presenten formaciones con un gradiente de temperatura alto es idóneo al exponer por un corto rango de tiempo a los explosivos, los cuales con base en su composición química tienen un tiempo de vida útil bajo condiciones específicas de temperatura²⁰.

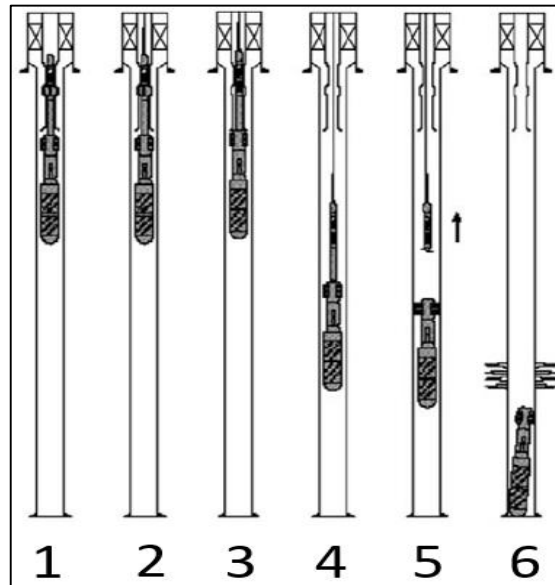
Una de las restricciones operativas de mayor incidencia que tiene la línea eléctrica es el manejo de cañones con amplia longitud debido a que generan suficiente peso para generar inestabilidad a lo largo de la línea eléctrica, además de la necesidad de lubricar las herramientas constantemente, lo que genera un aumento en los tiempos de operación y una reducción en la eficiencia de la misma.

Respecto a las operaciones en pozos de alto grado de desviación no es recomendable realizar el descenso del ensamblaje por medio de este por riesgo de

²⁰ SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. (2008).

pega de tubería o daños por fricción, como se muestra en la **Figura 21**. donde se evidencia el ensamblaje tipo para las operaciones mediante Wireline.

Figura 21. Cañoneo por Medio de TCP con Cañones Desechables y Wireline



Fuente: RENPU Wan. Advanced Well Completion Engineering. 2008. Modificada por autor.

En el paso 1, se adecua el ensamblaje de cañoneo en el pozo mediante un sujetador a las paredes del mismo, en el paso 2, se integra a la parte superior del ensamblaje el Wireline mediante el cual será descendido, en el paso 3, el ensamblaje retrae los sujetadores de las paredes del pozo, en el paso 4, se realiza el descenso del ensamblaje hasta la profundidad deseada y se asegura a las paredes del pozo mediante empaques, en el paso 5 ya cuando el ensamblaje está completamente asegurado, se hace el ascenso del Wireline a superficie para permitir realizar el cañoneo, finalmente en el paso 6, ya el cañoneo ha sido realizado y el ensamblaje se desecha en fondo de pozo sin afectar la producción del mismo.

El control de correlación de profundidad de operación es altamente efectivo ya que tiene comunicación en superficie para obtención y análisis de datos en tiempo real por medio de sensores y en superficie de procesadores y almacenadores móviles.

Se recomienda no realizar operaciones con línea eléctrica en condición de bajo-balance ya que representa un alto grado de inestabilidad por la poca presión de la columna hidrostática en el pozo que solo aporta el ensamblaje de fondo, exponiendo a una separación del ensamblaje de fondo del Wireline.

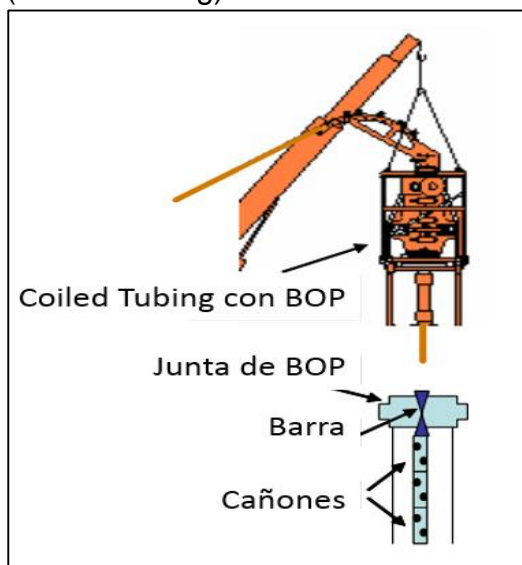
2.2.5 Por medio de tubería altamente flexible sin juntas (Coiled Tubing). La aplicación de tubería flexible trae múltiples ventajas para diversas condiciones operativas a comparación de los otros mecanismos, variables como esfuerzos mecánicos, grado de desviación de pozo, presión operativa, control y correlación de profundidad son algunas que hay que tener en consideración para la selección o descarte de este método.

Operaciones que requieran de frecuentes movimientos de sarta ya sea para extracción o descenso ven en el esfuerzo mecánico una oportunidad del uso de tubería continua flexible por su alto grado de adaptación a la forma física del pozo, de igual manera el ángulo de desviación del pozo favorece a la elección de este método por su alta flexibilidad y alto coeficiente de momento elástico que tienen este tipo de tuberías.

El control de presión en cabeza de pozo es más favorable para completamiento que tengan tubería flexible que en completamiento que se lleven a cabo por medio de línea eléctrica o línea estándar, en donde debido al peso de la sarta y la reducción de fricción las presiones sobrepasan la presión en cabezal, este tipo de completamiento tienen un valor máximo de presión de aproximadamente 10.000 Psi en cabezal por razones de estabilidad y seguridad operativas.

Adicionalmente a las ventajas para pozos desviados y para operaciones de bajo-balance es necesario recalcar la ventaja que proporciona la posibilidad de utilizar el ensamblaje de cañoneo como sarta de producción después de terminada la operación de cañoneo, lo que elimina la necesidad de extraer y cambiar tuberías y elimina la necesidad de controlar el pozo a razón de ello. El ensamblaje convencional para cañoneo mediante Coiled Tubing se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22. Ensamblaje Convencional del Método de Tubería Flexible (Coiled Tubing)



Fuente: AL-MARRI, Faisal, et al. Minimizing risk and improve efficiency associated with electric coiled tubing perforating operations.SPE/IADC 119365.2009.

2.2.6 Por medio de línea delgada (Slickline). Este método es relativamente nuevo, su principal fortaleza es la diferencia de costos con la línea eléctrica, los cañones son accionados por medio de un temporizador, para evitar cualquier contratiempo durante la operación que ponga en riesgo la estabilidad y seguridad de la misma, múltiples parámetros son controlados desde el cabezal²¹, un ensamble típico de línea estándar es mostrado en la **Figura 23**.

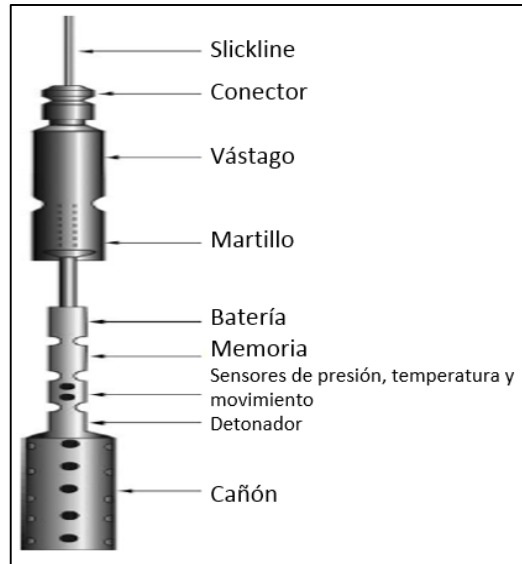
El ensamblaje descendido por medio de línea estándar, aunque proporciona tiempos operativos optimizados al máximo tiene restricciones para otro tipo de variables operativas considerablemente importantes, como lo son la longitud del ensamblaje, el control de presión, correlación de profundidad y nivel de bajo-balance.

De los tres métodos complementarios este es el método que menor eficiencia tiene en cuanto a longitud del ensamblaje debido a su alta inestabilidad y poca robustez. El nivel de control de presión logrado con línea estándar de diámetro pequeño es mayor al control proporcionado por línea eléctrica de un diámetro grueso, esto se debe principalmente al área de la sección transversal que tienen ambos en el que resulta más conveniente que el área sea menor, adicionalmente, hay que tener en consideración la generación de fricción causada por el contacto entre fluidos de

²¹ BELLARBY Jonathan, Well Completion Design. 2008.

completamiento que en gran medida pueden generar la expulsión del ensamblaje afuera del pozo durante el cañoneo.

Figura 23. Ensamblaje Convencional para Cañoneo por Medio del Método de Slickline



Fuente: BELLARBY Jonathan. Well Completion Design. 2009. Modificada por autor.

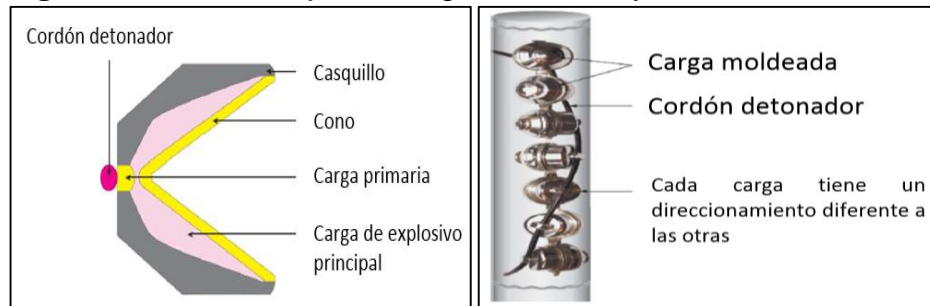
2.3 CARGAS UTILIZADAS PARA LA OPERACIÓN

Esta operación se lleva a cabo mediante tres tipos principales de cargas de cañón, las cuales son:

- **Tipo bala.** Este mecanismo de cañoneo consiste en la detonación de una bala usualmente de acero ubicada en un compartimento en el fondo del pozo, originalmente creada y usada en la década de 1.920 tuvo gran aceptación industrial, a medida en que se realizaron optimizaciones su uso descendió debido a su ineficiencia notable en la longitud de penetración para tubería de revestimiento es de gran espesor y para formaciones con un alto grado de compactación. En la actualidad se usa para operaciones donde existen formaciones suaves, quebradizas u operaciones de bajo costo.
- **Tipo carga moldeada (Jet).** Esta técnica fue desarrollada posteriormente al diseño del cañoneo tipo bala, mostrado en la **Figura 24.**, mejorando la eficiencia de la operación al introducir el concepto de los explosivos de alta potencia, los cuales consisten en un aporte alto de energía en volúmenes pequeños, mejorando la eficiencia de las longitudes de penetración.

En la actualidad la mayoría de las operaciones de cañoneo se realizan con cañones de tipo chorro, de igual forma, existen tres tipos de cañones sobre los cuales se trabaja, estos son: recuperables, desechables y parcialmente desechables, en la industria el 90% de las operaciones se realizan con cañones de tipo recuperable.

Figura 24. Ensamblaje de Carga Moldeada y de Cañón Estándar



Fuente: BELLARBY,Jonathan. Well Completion Design. 2008. Modificada por autor.

- **Tipo hidráulico.** Esta técnica está fundamentada en los beneficios ofrecidos por las altas presiones a las que pueden llegar un fluido acompañado de un agente abrasivo como la arena, sin embargo, su eficiencia no es la más adecuada ya que la longitud de las perforaciones es corta y no genera estabilidad suficiente en los túneles, adicionalmente, es una técnica de tiempos muy extendidos.

2.3.1 Explosivos. A continuación, en la **Tabla 1.** se muestran los principales explosivos y su tiempo de vencimiento con base a la temperatura a la que están expuestos durante la operación.

Tabla 1. Tipos de Explosivo y sus Rangos de Tiempo con Base en la Temperatura de Operación

Tipo de Explosivo	Temperatura			
	1 hora	100 horas	200 horas	400 horas
HNS (Hexanitroestilbeno)	500 °F (260 °C)	460°F (238 °C)	440°F (227 °C)	420°F (216 °C)
HMX Tetranitramina Ciclotetrametileno (Octógeno)	400 °F (204 °C)	300°F (149 °C)	285°F (141 °C)	270°F (131°C)
RDX Ciclotrimetilentrinitramina (Hexógeno)	340°F (171°C)	240°F (115 °C)	225°F (107°C)	210°F (99°C)

Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. p. 7. Modificada por autor.

2.3.2 Cañones. El ensamblaje que contiene todas las partes fundamentales para la operación de cañoneo incluyendo detonadores y cargas se denomina cañón.

Existen tres tipos fundamentales de cañones con base en su utilidad para cada operación y su potencial de reutilización o desecho, estos son:

- **Recuperables.** El 90% de los cañones que se utilizan en la industria en la actualidad son de este tipo por su viabilidad económica y vida útil para múltiples operaciones. Poseen un tubo de acero a prueba de altas presiones. Las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial con respecto a su eje. El tubo de acero se cierra herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica. La detonación causa una pequeña expansión del tubo, este tipo puede ser extraído del pozo junto con los residuos generados durante el proceso de cañoneo²².

En el **Cuadro 1.** se muestran sus ventajas y sus desventajas:

Cuadro 1. Ventajas y Desventajas de los Cañones Recuperables

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • No deja residuo en el pozo. • No causa deformación de la tubería de revestimiento. • Son operativamente seguros, ya que los componentes explosivos están completamente encerrados. • Se puede operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas. • Permite realizar selectividad de zonas a cañonear. • Posee buena resistencia química en ambientes corrosivos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son más costosos que los otros tipos de cañones. • Su rigidez limita la longitud de ensambles, especialmente de cañones de gran diámetro. • En cañones pequeños, se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, debido al tamaño de la carga. Por lo tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con este cañón.

- **No recuperables.** Este tipo de cañones representan un desafío técnico de gran magnitud al ser más complejo su proceso de extracción después de haber sido descendido el ensamblaje al pozo para una operación, para la compañía prestadora de servicios es más viable económicamente dejar el ensamblaje de los cañones en fondo de pozos después de haber cañoneado, ya que un trabajo

²² VIVAS y AGUIRRE. Óp. Cit. P. 41 (6-Cap. 3).

de pesca es técnicamente complejo y conlleva aumento en los tiempos de operación y sus costos asociados.

Generalmente utilizados para pozos desviados, su longitud máxima es típicamente de 30 pies para evitar problemas de atascamiento y depositación en fondo después del cañoneo.

- **Semi-desechables.** Consiste en una regleta sobre la cual están ubicadas las cargas, estas se encuentran expuestas directamente a las condiciones del pozo por ende deben ser recubiertos individualmente por medio de envases de diversos materiales, entre los cuales sobresalen los de tipo aluminio y hierro.

En el momento de detonar los cañones los envases de recubrimiento se desintegran en partes muy finas, aun así, la energía desplegada durante el cañoneo no afecta directamente el soporte base sobre el cual están ubicadas las cargas.

Debido a su alta flexibilidad y practicidad su uso para revestimientos de diámetro pequeño es ideal, además son adecuados para operaciones en condiciones de bajo-balance. En donde se presenten altas presiones promedio de formación en fondo de pozo.

- **Desechables.** Conjunto de pistola o cañón de disparo que se desintegra al disparar, por lo que se reduce el volumen y las dimensiones de los componentes recuperados. Los cañones desechables se utilizan usualmente cuando las restricciones del pozo permiten sólo acceso limitado, como en aplicaciones a través de las tuberías. La distorsión causada al ensamblaje de fondo durante el disparo evitaría generalmente la recuperación de un diseño convencional de cañón. El ensamblaje desechable se divide en pequeñas piezas que caen al fondo del pozo y sólo queda un subconjunto relativamente pequeño que se recupera con facilidad en la superficie²³.

2.4 OPERACIONES DEL CAÑONEO

Las operaciones de cañoneo se hacen bajo dos condiciones operativas fundamentales de presión, estas serán determinantes para la selección del método de cañoneo, la prioridad de obtención de túneles más profundos o túneles más limpios además de la efectividad de flujo que se obtendrá en la operación, lo que afectará directamente el índice de productividad del pozo:

- **Diferencial de presión positivo- Cañoneo sobre-balance.** Se denomina sobre-balanceada a aquellas operaciones en las cuales la presión del pozo es

²³SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Expandable Gun. [Consultado en 26 de agosto de 2017]. Disponible en Internet: [/www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/expandable_gun.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/expandable_gun.aspx)

mayor a la presión promedio de la formación, para efectos de eficiencia operativa, durante la operación de cañoneo el pozo debe estar cerrado y controlado por medio del fluido de completamiento, este cañoneo genera microfisuras en los perforados debido al diferencial de presión, lo que a su vez genera una estimulación en ella.

- **Diferencial de presión negativo-Cañoneo bajo-balance.** Se concluye que una operación está en condición de bajo-balance cuando la presión hidrostática en el pozo es menor a la presión promedio de la formación, para las operaciones de cañoneo esta condición representa un influjo instantáneo de fluidos por medio de los perforados justo después de ser estos generados, a su vez esto facilita una efectiva limpieza del Debris en cada túnel, reduciendo el nivel de daño causado por la intrusión de la carga moldeada y el asentamiento de residuos.

En la actualidad la mayoría de operaciones se realizan con un diferencial de presión negativo, el desafío que se presenta para este tipo de operaciones es ¿Cuan Bajo-Balance se debe cañonear para garantizar la estabilidad y seguridad operacional, ¿para garantizar una limpieza adecuada de los perforados? Para dar respuesta a esta pregunta problema se han planteado múltiples modelos desarrollados por investigadores y compañías con base en diferentes objetivos adyacentes propuestos al momento de la operación.

2.4.1 Parámetros de operación referentes al cañón.

2.4.1.1 Diámetro del cañón. El nivel de penetración de una carga es directamente proporcional al tamaño del cañón, se puede concluir que para casos determinados con menor cantidad de explosivo se mejora la eficiencia de la perforación.

El diámetro de la carga es un parámetro determinante para una perforación efectiva, mas no lo es la cantidad de explosivos, para mediciones de grado de deformación de la tubería de revestimiento si es necesario tener en consideración la cantidad de carga utilizada en la operación²⁴.

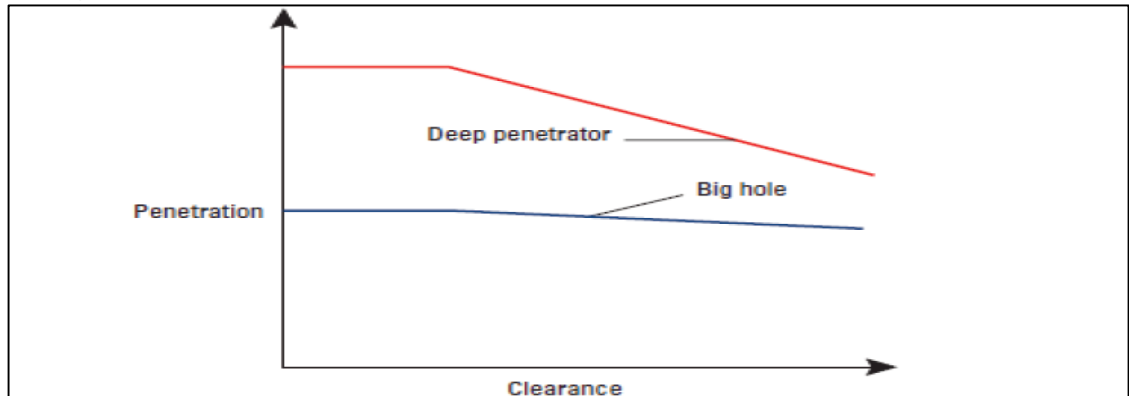
2.4.1.2 Separación entre el cañón y la tubería de revestimiento (Clearance). Este parámetro afecta directamente otros dos criterios importantes para la efectividad del cañoneo, el diámetro de perforación y la longitud de penetración.

Cuando la distancia entre la tubería de revestimiento y el cañón es considerable, la profundidad de penetración de la carga disminuye, esto se debe a la oposición al flujo transferida por el fluido de completamiento, este efecto es más notorio en cargas de penetración profunda (Deep Penetration Charges) que en cargas de penetración corta y diámetro de perforación alto (Big Hole Charges).

²⁴ BELLAR. Óp. Cit. p.51.

Se concluye que cuando la distancia entre el cañón y la tubería de revestimiento supera el 30% del diámetro del cañón la penetración de las perforaciones empieza a disminuir, este efecto se puede evidenciar en la **Figura 25**.

Figura 25. Relación Existente Entre la Separación del Cañón a Formación y la Longitud de Penetración del Perforado

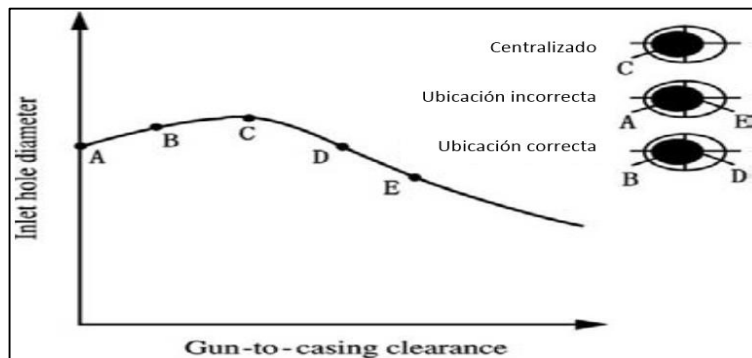


Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008.

La distancia ideal entre el cañón y la tubería de revestimiento para lograr el diámetro de perforación programado y la longitud de penetración ideal es de 0 a 13 milímetros (mm), si se tienen distancias dentro del rango de los 16 a 24 milímetros la eficiencia se ve reducida, se deben tomar estos valores y multiplicarse por 0,95, si la distancia es mayor a los 25 milímetros, el valor de la eficiencia será aproximadamente del 0,9025 ideal inicial.

El efecto reflejado respecto a la longitud de penetración es menor al efecto reflejado en el diámetro de perforación, en la **Figura 26**. se evidencia también el efecto del posicionamiento de la herramienta y como se ve afectado el diámetro interno (Inlet Hole Diameter) a medida que se aumenta la distancia entre cañón y tubería de revestimiento (Gun-to-casing clearance).

Figura 26. Efecto del Clearance y la Ubicación del Cañón en el Diámetro del Perforado



Fuente: RENPU Wan. Advanced Well Completion Engineering. 2008. Modificada por autor.

2.4.1.3 Tipo de material de la tubería de revestimiento. El grado y el número de producción de la tubería de revestimiento, el grado de compactación afecta directamente el diámetro efectivo del perforado, se pueden obtener los diámetros de las perforaciones con base en diferentes grados de acero por medio de la **Ecuación 1**.

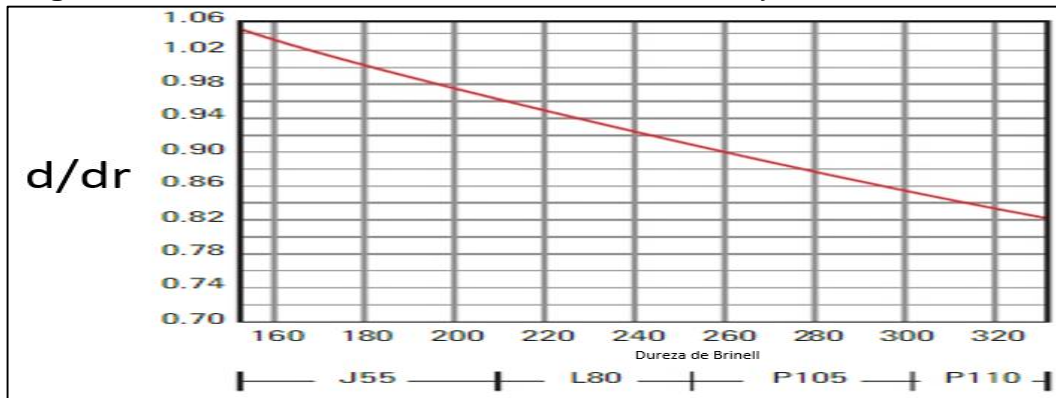
$$\frac{d}{d_r} = \left(\frac{2250 + 4.2X_r}{2250 + 4.2X} \right)^{0,5} \quad (1)$$

Dónde:

- d: Diametro de perforado
- d_r: Diametro teorico del perforado
- X: Coeficiente especifico de dureza de Brinell
- X_r: Coeficiente teórico de dureza de Brinell*

En la **Figura 27**, se puede evidenciar el efecto que tiene en el diámetro del perforado el grado de la tubería de revestimiento que la carga atraviese.

Figura 27. Relación Entre el Diámetro de Perforado y Dureza de Brinell



Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. Modificada por autor.

2.4.2 Parámetros de operación referentes al yacimiento.

2.4.2.1 Resistencia de la formación. Este parámetro es uno de los que más ha sido investigado prácticamente por medio del estudio de la eficiencia de las perforaciones con diferentes tipos de formación y materiales, múltiples diámetros por medio del análisis de diversos núcleos ligados a diferentes ambientes de deposición y de formación.

*Se denomina dureza Brinell a una escala de medición de la dureza de un material mediante el método de indentación, midiendo la penetración de un objeto en el material a estudiar. Fue propuesto por el ingeniero sueco Johan August Brinell en 1900, siendo el método de dureza más antiguo.

Este tipo de estudios han demostrado que conocer el tipo de material composicional de la formación de interés a cañonear es de importancia superlativa ya que define otro tipo de parámetros como densidad de formación y velocidad de desplazamiento de las cargas.

La eficacia de las cargas es extremadamente sensible al esfuerzo de compresibilidad de la formación; esto quiere decir que una carga diseñada y optimizada para un núcleo de concreto (Concrete), no necesariamente tendrá un buen desempeño en uno de caliza (Limestone) o arenisca de berea (Berea), roca compuesta por granos de cuarzo unidas con sílice.

Es necesario tener en cuenta que para obtener una operación de cañoneo uno de los criterios que se debe cumplir es que la longitud de penetración del disparo sea mayor al diámetro alrededor del pozo que presente daño de formación, sin embargo, entre más alto sea el grado sea el valor de la resistencia y compresión de la formación, más complejo será el lograr traspasar la zona de daño por ende hay que tener en consideración los porcentajes de la **Tabla 2**.

Tabla 2. Eficiencia de las Cargas para Cada Tipo de Material con Diferentes Resistencias y Densidades de Formación

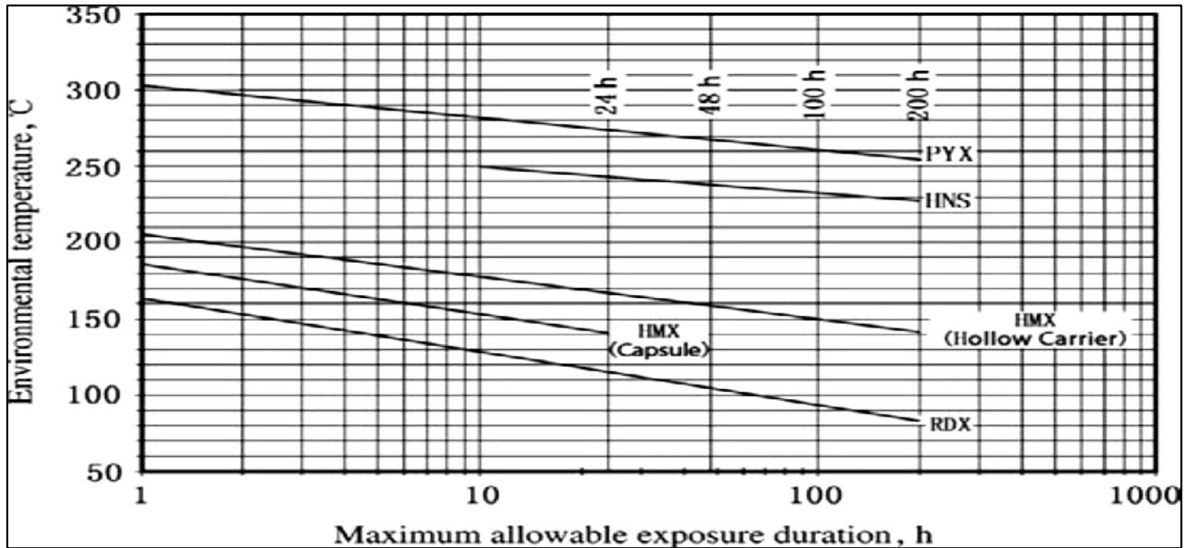
Núcleo	Penetración
Berea	100%
Limestone	95%
Concrete	152%

Fuente: ASELTINE et al. Flash X-Ray Analysis of the Interaction of Perforators with Different Target Materials. 1985. Modificada por autor.

2.4.2.2 Temperatura. Variables como la temperatura y la resistencia de formación afectan directamente la eficiencia que puedan tener las cargas de cañoneo, para ambas, la relación es inversamente proporcional ya que el aumento de la resistencia y la temperatura de la formación hacen que los valores de la longitud de perforación, estabilidad de los perforados y la vida útil de los explosivos se verán reducidos y la eficiencia operativa se verá reducida de forma significativa.

Como se muestra en la **Figura 28**, se evidencia cual es el comportamiento de los compuestos de múltiples cargas a diferentes temperaturas y diferentes tiempos operativos.

Figura 28. Tiempo de Vida Útil del Explosivo Según su Composición y Temperatura de Exposición

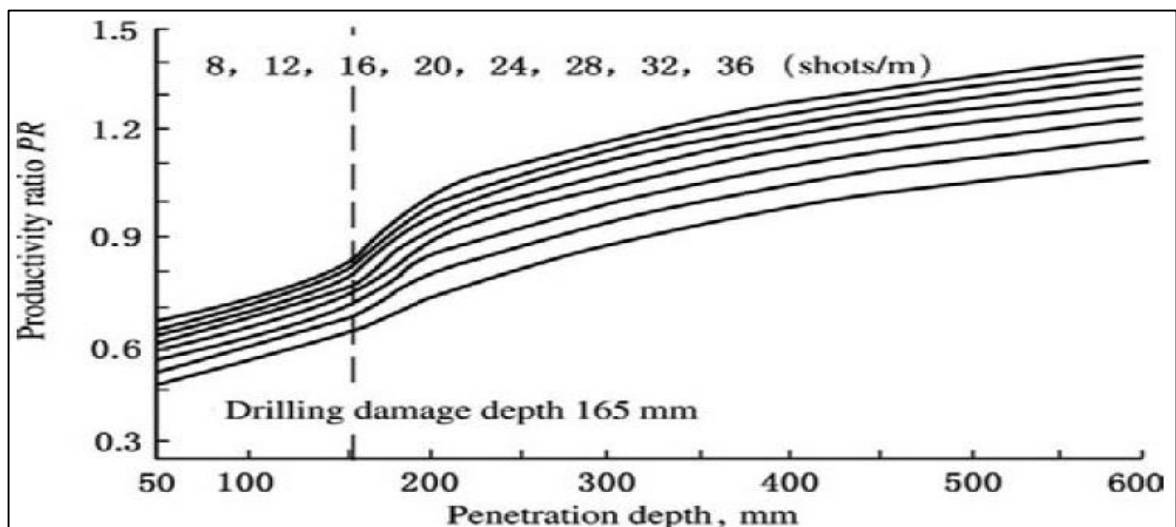


Fuente: RENPU Wan. Advanced Well Completion Engineering. 2008.

2.4.3 Parámetros que determinan la eficiencia de las perforaciones.

2.4.3.1 La penetración de los perforados. De igual forma es necesario tener en consideración cual es el efecto que genera este parámetro directamente en el índice de productividad del pozo, se afirma que, para una misma densidad de cañoneo, a medida en que la longitud de penetración es mayor aumenta el índice de productividad, como se muestra en la **Figura 29**.

Figura 29. Índice de Productividad Según la Longitud de Penetración y la Densidad de Cañoneo



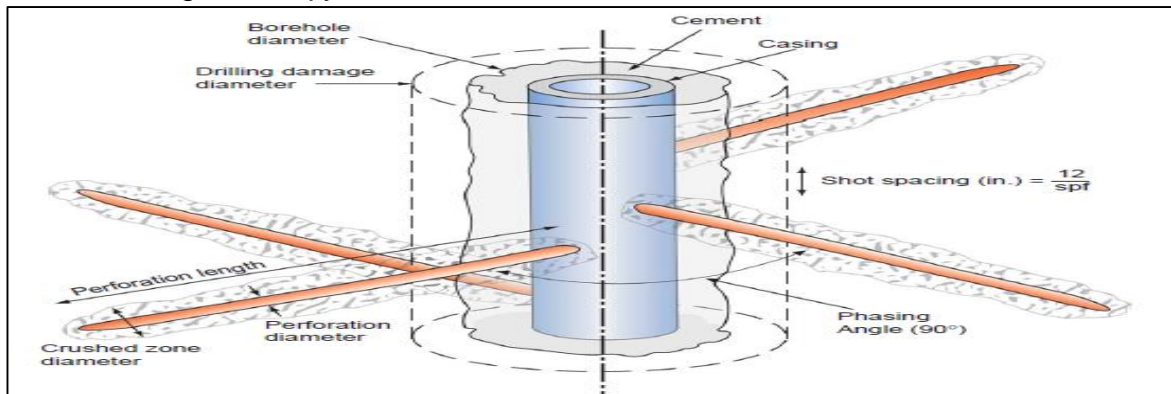
Fuente: RENPU Wan. Advanced Well Completion Engineering. 2008.

2.4.3.2 La densidad y la distribución radial de los perforados. Para determinar la productividad y daño generado por la operación de cañoneo en un pozo de hidrocarburos se debe conocer el desempeño de un perforado combinado con el efecto generado por la densidad y ángulo de fase (distribución radial).

A través del tiempo se han desarrollado modelos de predicción del daño de formación generado por estos dos parámetros en el cañoneo, uno de los primeros modelos fue el modelamiento de elementos finitos desarrollado por Locke en el año 1981, el cual trabajaba para valores específicos del ángulo de fase (0° , 90° , 120° , 180°) y para densidad de cañoneo (1,2,4 y 8 Tiros por Pie), este generaba una simulación computacional del desempeño de las perforaciones con los valores de ingreso de estos dos parámetros, se obtuvieron resultados aceptables pero limitados a comparación de modelos desarrollados posteriormente.

Un modelo semi-analítico se llevó a cabo en el año de 1991 por los investigadores Tariq y Karakas su codificación computacional es mucho más sencilla y precisa y cubre un rango mayor de escenarios de los que Locke presentaba, esos parámetros pueden ser representados en la **Figura 30**.

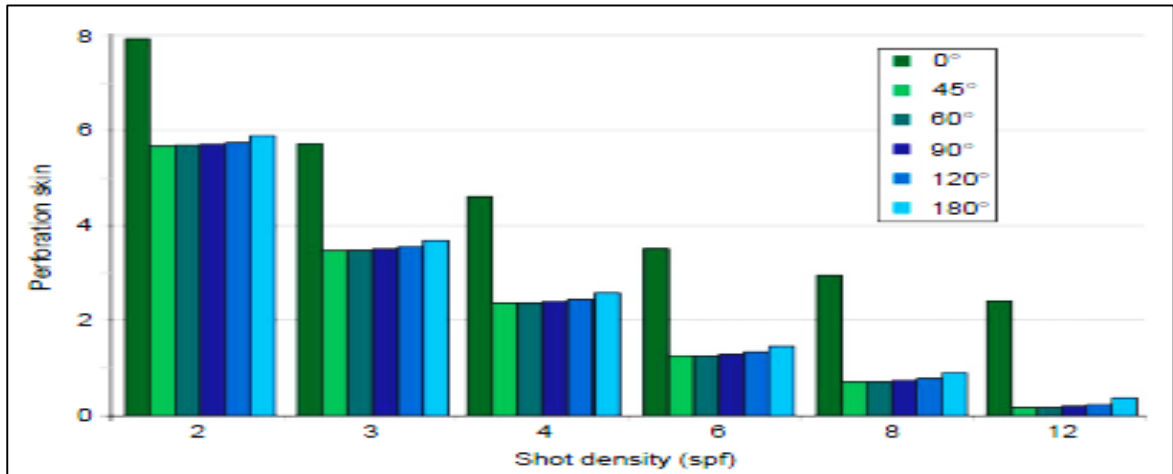
Figura 30. Parámetros del Modelo para Estimación de Daño y Desempeño del Cañoneo Según Tariq y Karakas



Fuente: BELLARBY Jonathan. Well Completion Design. 2008.

Mediante el modelo de Tariq y Karakas y definiendo valores ejemplares para los demás parámetros se realizaron estudios para determinar cuál de los dos parámetros en cuestión tiene más incidencia en el factor de daño de formación, en la **Figura 31**. se puede evidenciar cómo afectan directamente 6 valores para cada parámetro, de igual forma se puede concluir que el parámetro que más contribuye directamente al daño es el de densidad de disparo, ya que para una misma distribución radial de las perforaciones al variar la densidad de tiro los valores del daño cambian considerablemente a comparación de modificar el ángulo de fase para una misma densidad de tiro ya que de 0° a 180° los valores de daño de formación son prácticamente los mismos.

Figura 31. Daño de Formación Basado en la Densidad de Tiro y el Ángulo de Fase (Distribución radial) de los Perforados



Fuente: BELLARBY Jonathan. Well Completion Design. 2008.

2.4.3.3 El lavado de las perforaciones después de realizada la operación de cañoneo. Existe una relación directa entre el lavado de las perforaciones y la eliminación de residuos con el diferencial de presión bajo el cual debe ser desarrollada la operación del cañoneo, sea bajo-balanceada o sobre-balanceada.

A través del tiempo se ha demostrado por medio de múltiples operaciones bajo múltiples ámbitos operativos que las operaciones de cañoneo realizadas en bajo-balance han sido altamente eficientes al momento de la limpieza de los perforados, por esta razón se han generado múltiples modelos para determinar cuál debe ser el diferencial de presión ideal para lograr este objetivo y obtener tasas de producción óptimas.

Para 1990 Tariq y King desarrollaron un modelo que trabaja basado en la permeabilidad de la formación y el tipo de yacimiento en el que se va a llevar a cabo la conectividad, ya sea para reservorios de petróleo o gas, el modelo se evidencia a continuación en las **Ecuaciones 2 y 3**.

$$\Delta P = \frac{3100}{k^{0.37}} (\text{Yacimientos de Petróleo}) \quad (2)$$

$$\Delta P = \frac{3000}{k^{0.4}} (\text{Yacimientos de Gas}) \quad (3)$$

Para 1996 Behrmann en el desarrollo de su modelo cuantificó los efectos del flujo hemisférico de los perforados y del arrastre de estas para determinar la caída de presión óptima para una eficiencia ideal en yacimientos de petróleo y gas, su modelo se representa a continuación en la **Ecuación 4**.

$$\Delta P = \frac{1480\phi D^{0.3}}{k^{0.5}} \quad (4)$$

Esta ecuación trabaja adecuadamente bajo rangos de permeabilidad entre 100 a 200 md, después de reconocer la dificultad de esta ecuación para permeabilidades bajas, se introdujo la **Ecuación 5**. que puede ser aplicada para permeabilidades menores a 100 md:

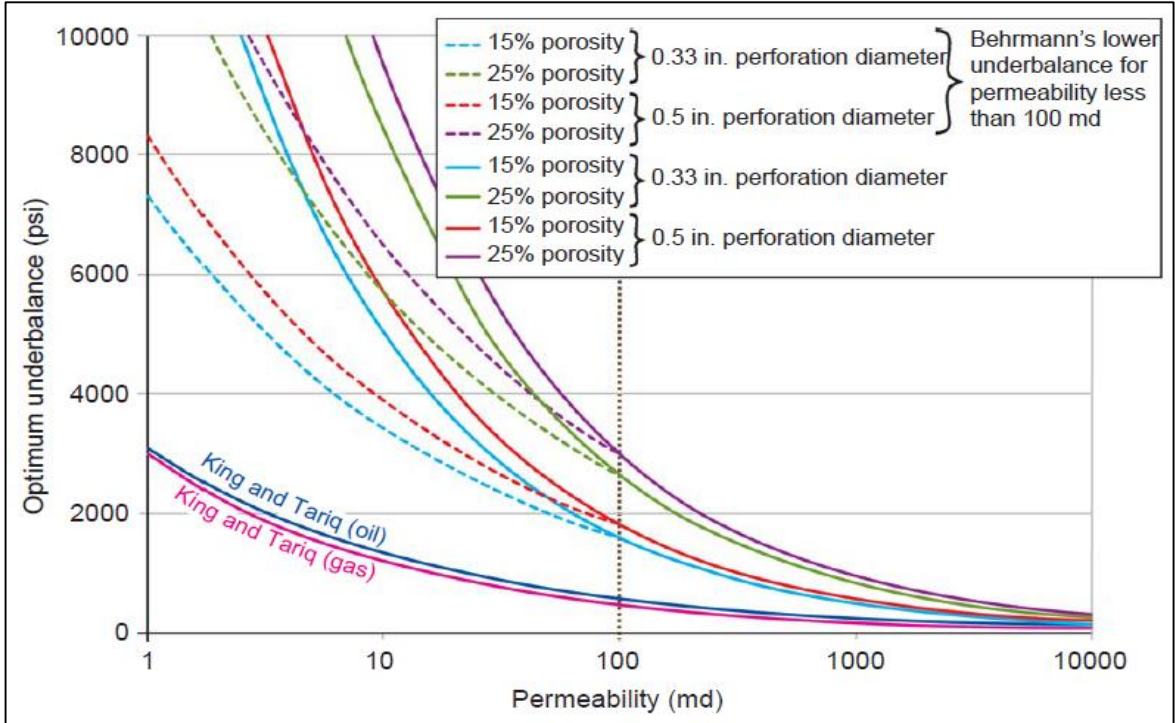
$$\Delta P = \frac{687\phi D^{0.3}}{k^{1/3}} \quad (5)$$

Donde:

- ΔP : bajo-balance óptimo (Psi)
- ϕ : porosidad promedio de formación (Fracción)
- D: diámetro del cañón (Pulgadas)
- k: permeabilidad (miliDarcies)

En la **Figura 32**. se evidencia cual debe ser el bajo-balance óptimo para cada modelo con diferentes valores de porosidad y de diámetro de perforación, adicionalmente se incluyen múltiples valores de permeabilidad entre los que se incluyen valores de permeabilidad bajos (K<100 md).

Figura 32. Representación del Bajo-balance Óptimo para Modelos de Tariq-King y Behrmann



Fuente: BELLARBY Jonathan. Well Completion Design. 2008.

2.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CAÑONEO

A continuación, se presentan las características de las nuevas tecnologías y algunas existentes que se han optimizado y que son usadas actualmente en la industria.

2.5.1 Tecnología TCP Propelente-Sobrebalance. Esta tecnología está enfocada a la realización del cañoneo en condiciones de presión favorables para la columna hidrostática por encima de la presión de yacimiento.

Este tipo de operación puede proveer máximos valores de diámetro y longitud de las perforaciones por realizar la operación con cañoneo por medio de revestimiento, de igual manera este tipo de cañoneo se caracteriza por presentar invasión de fluidos de completamiento y partículas a la formación, ocasionando daño a la misma, conllevando a una reducción de la relación de productividad proyectada para el pozo, para mitigar efectos ligados a esta reducción se hace uso del propelente en la operación.

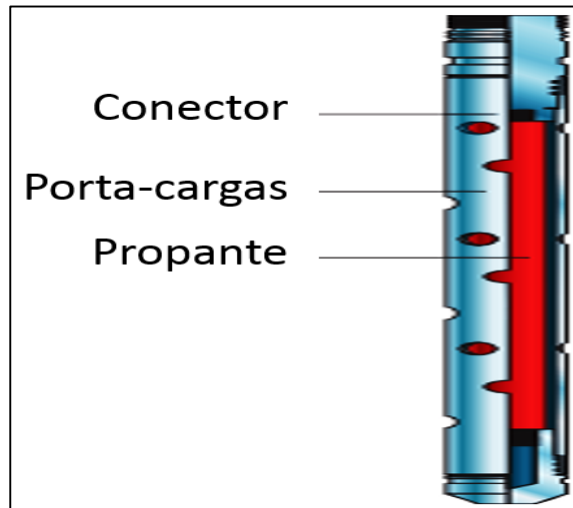
Características básicas de la tecnología:

- La camisa donde se almacena el propelente está expuesta directamente al agujero y no es tan resistente como el mismo cañón.
- Para formaciones consolidadas la cantidad de propante es menor que para formaciones no consolidadas, por la facilidad que tiene de expandirse.
- El propelente se puede usar en pozos inyectoros.
- En muchas formaciones, la presión remanente del yacimiento o bajo-balance es insuficiente para limpiar efectivamente las perforaciones.
- El cañoneo sobre-balanceado también genera fracturas en las formaciones que ayudan a futuros métodos de estimulación, por lo tanto, si es el caso, eliminan el fracturamiento convencional²⁵.

El ensamblaje convencionalmente utilizado para la tecnología se muestra en la **Figura 33**.

²⁵ WEATHERFORD.Propellant Stimulation With TCP OB.2016

Figura 33. Ensamblaje en Fondo Cañoneo TCP Propelente Sobre-Balance



Fuente: WEATHERFORD. Propellant Stimulation with TCP OB.2016. Modificada por autor.

2.5.2 Tecnología de Cargas CONNEX. Cuando una carga CONNEX es detonada su comportamiento inicial es exactamente igual a la de una carga convencional. La carga explosiva principal desarrolla un enorme volumen de gas generando alta presión.

A medida que la onda de la detonación avanza a través del cuerpo principal de la carga, el Liner metálico cónico colapsa en la dirección de sus ejes produciendo un jet de partículas con una velocidad que supera los 20,000 pies/seg.

La presión de choque de estas partículas, a lo largo del eje del cono, es mayor a los 15 millones de Psi. Este jet de partículas embiste y deforma plásticamente el cuerpo del porta carga, tubería de revestimiento, cemento y la formación. Los granos de la roca son pulverizados y desplazados radialmente para formar el túnel de la perforación, como se evidencia en la **Figura 34**. En este sentido, pequeños trozos de roca junto con lodo, cemento y desperdicios de las mismas cargas son forzados dentro del túnel. En la zona porosa de la roca adyacente, la permeabilidad de la formación se reduce y es conocida como la zona comprimida o triturada.

Las ventajas que ofrece este tipo de cargas son las siguientes:

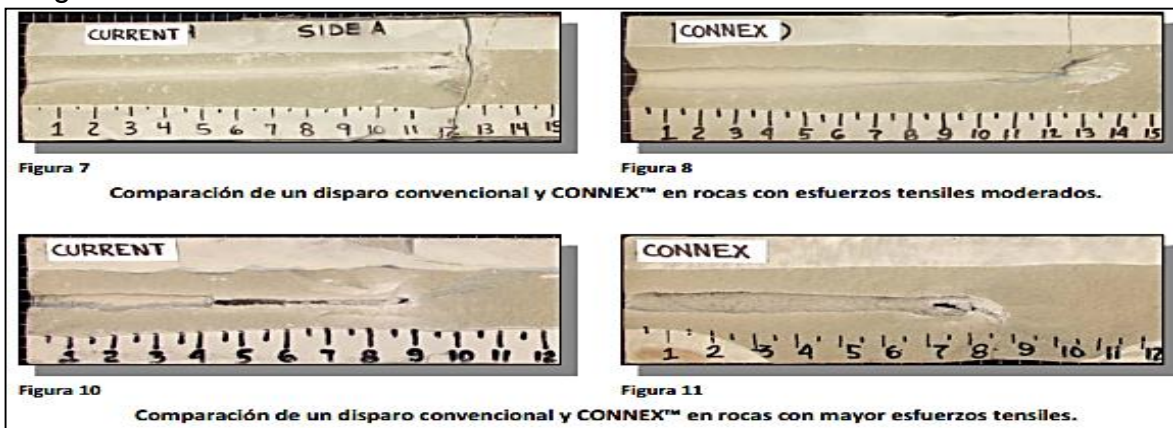
- Túneles limpios sin necesidad de aplicar desbalance significativo.
- Túneles limpios incluso en formaciones pobres o heterogéneas.
- El efecto Reactivo en cada túnel significa que todos los túneles están limpios.
- Una producción > 30% comparada con las cargas convencionales.
- Puede utilizarse en los equipos convencionales de guaya o TCP.

- Es la primera carga en su estilo que optimiza el flujo²⁶.

Entre las desventajas que presentan este tipo de cargas cabe resaltar:

- Alto costo por pie durante el cañoneo
- Presenta algunas limitaciones operativas respecto a la máxima temperatura y presión a la cual se cumple el efecto reactivo.
- Bajo algunos niveles de UCS de formación, puede generar diámetros de perforado no constantes.

Figura 34. Comparación entre Cargas Moldeadas Convencionales y Sistema de Cargas CONNEX

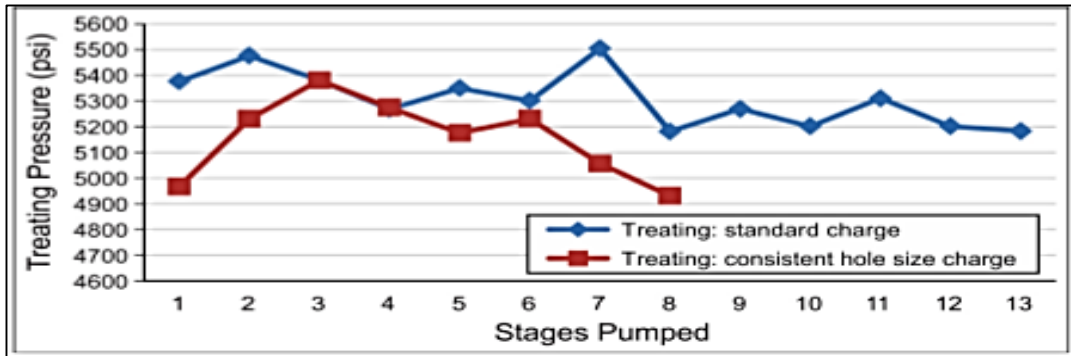


Fuente: BELL, M. R. G., et al. Advances in Perforating Technology Continue. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Feb 1, vol. 62, no. 2, p. 23-25.

2.5.3 Tecnología de Cargas de Diámetro de Perforado Definido Constante. Con el fin de reducir las constantes variaciones de diámetro de perforado que se presentan para una misma operación donde los diámetros de las cargas deben ser constantes y para eliminar el riesgo asociado al uso de centralizadores, la compañía Halliburton desarrolló una nueva generación de cargas que garantiza el mismo diámetro para todas las cargas del cañón, además de garantizar generar el diámetro teórico de la carga.

²⁶ BELL, M. R. G., et al. Advances in Perforating Technology Continue. En: Journal of Petroleum Technology. Feb 1, vol. 62, no. 2, p. 23-25

Figura 35. Comparativo Entre la Presión Operacional de las Cargas de Diámetro Definido Constante y las Cargas Convencionales

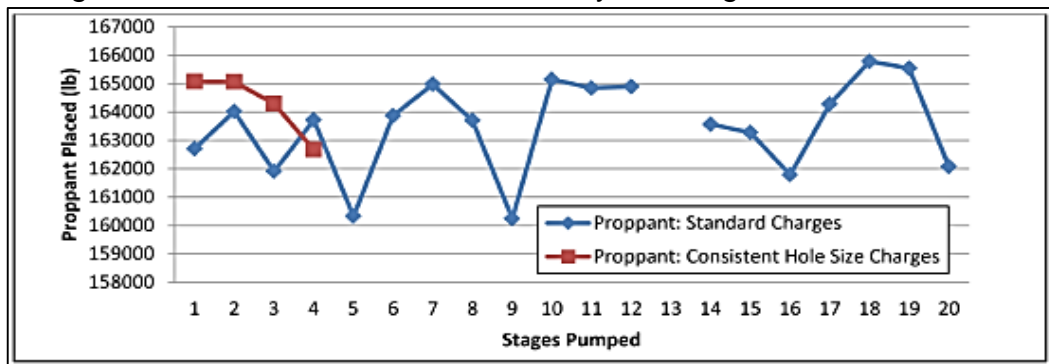


Fuente: RASMUSON D. Craig. Consistent Entry-Hole Diameter Perforating Charge Reduces Completion Pressure Increases Proppant Placement. SPE-174761-MS.2015.

En la **Figura 35**. Se puede evidenciar el rendimiento de una carga convencional (Treating: standard charge) a comparación del rendimiento de una carga de diámetro de perforado definido y constante (Treating: consistent hole size charge) respecto a la presión operacional que desarrollan (Treating Pressure), se puede evidenciar y concluir que el desempeño de las cargas de diámetro constante genera menor diferencial de presión durante la operación en cada una de las etapas (Stages Pumped) haciendo que esta sea más estable en comparación a las cargas convencionales.

En la **Figura 36**. Se puede evidenciar el efecto de la carga de diámetro constante en la adecuación del propante en los perforados (Proppant Place), se concluye que es mucho más eficiente y controlado ya que para cada etapa el volumen depositado fue mayor a comparación de las cargas estándar.

Figura 36. Comparativo Entre el Asentamiento del Propante Entre las Cargas de Diámetro Definido Constante y las Cargas Convencionales



Fuente: RASMUSON D. Craig. Consistent Entry-Hole Diameter Perforating Charge Reduces Completion Pressure Increases Proppant Placement. SPE-174761-MS.2015.

Para completamientos horizontales existen ciertos parámetros y variables que hacen que sea más complejo conocer con alta precisión el comportamiento del

fluido de completamiento y del propante, sobre todo el diámetro de perforado que realizará la carga moldeada, por lo general, éstas están localizadas en la parte inferior de la tubería de revestimiento por lo cual durante el cañoneo se generan usualmente túneles más profundos y de mayor diámetro de perforación, aunque se pierde una gran cantidad de energía debido a la contrapresión generada por la columna de fluido, la cual aumenta al aumentar la profundidad.

Este efecto de inconsistencia que se genera usualmente en este tipo de completamiento, ya sea por una sobre-estimulación o por una sub-estimulación lleva consigo variaciones en la caída de presión proyectada, afectando directamente la capacidad de asentamiento del propante, tema tratado con anterioridad, lo que a su vez afecta directamente al índice de productividad óptimo proyectado para el pozo. Garantizar que el diámetro de los perforados sea consistente para todos los intervalos durante múltiples operaciones es determinante no solamente para obtener el mejor índice de productividad posible, sino también para asegurar que no existe riesgo de pega de tubería o pérdida de ensamblaje de fondo por separación del Wireline²⁷.

2.5.4 Tecnología LPSD (Low Perforating Shock and Debris). En comparación con los ensamblajes tradicionales de alta presión, la tecnología LPSD genera una reducción de los efectos de tensión y axiales en la herramienta producidos en el momento de llevar a cabo el cañoneo, adicionalmente, produce un efectivo control del Debris lo que conlleva a una reducción del riesgo de colapso de la herramienta y una reducción del número de corridas necesario para garantizar la limpieza del pozo en fondo, colateralmente preservando otras partes vitales para la integridad del ensamblaje como conexiones y empaques²⁸. La tubería principal del ensamblaje se muestra en la **Figura 37**.

Figura 37. Tubería Diseñada para la Tecnología LPSD



Fuente: BRINSDEN M, et al. Perforating the Largest High-Pressure Wells in the Gulf of Mexico. OTC-26644-MS. 2016. Modificada por autor.

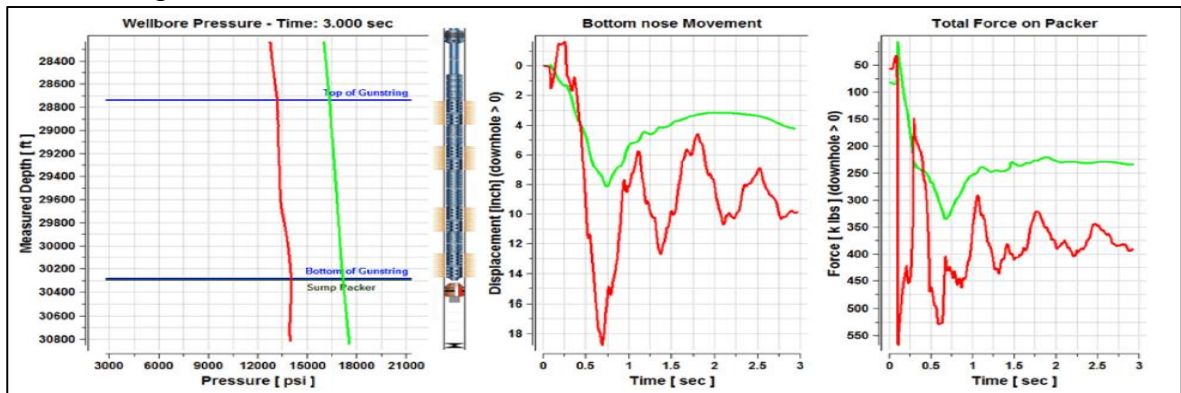
²⁷ Consistent Entry-Hole Diameter Perforating Charge Reduces Completion Pressure y Increases Proppant Placement. Spe-174761-MS. 2015.

²⁸ BRINSDEN M, et al. Perforating the Largest High-Pressure Wells in the Gulf of Mexico. OTC-26644-MS. 2016.

La tecnología y su ensamblaje permiten que la caída de presión en las operaciones de cañoneo sea menor a comparación de la caída de presión de las tecnologías convencionales, de igual manera el movimiento generado durante la operación es considerablemente menor para la tecnología LPSD respecto a la tecnología convencional. Adicionalmente, al hacer la medición de la fuerza aplicada sobre los empaques se concluye que las fuerzas de tensión son menores a las fuerzas tensiles presentadas sobre empaques de tecnología convencional TCP.

La **Figura 38.** muestra los diferentes valores de las tres variables referenciadas anteriormente durante la operación para ensamblajes del mismo diámetro (6,22 Pulgadas). En rojo la tecnología convencional High Pressure Guns, en verde la tecnología LPSD.

Figura 38. Comparación Entre la Tecnología Convencional High Pressure Guns y la Tecnología LPSD



Fuente: BRINDEN M, et al. Perforating the Largest High-Pressure Wells in the Gulf of Mexico. OTC-26644-MS. 2016.

La tecnología demuestra ser altamente eficiente para operaciones donde se requiera cañonear yacimientos de alta presión e intervalos de gran espesor en donde generalmente se presentan efectos dañinos en el ensamblaje de fondo, en donde se requiere más de una corrida para completar la longitud total de los intervalos a cañonear y en donde se genera un alto grado de residuos por perforado debido a las altas presiones de formación.

2.5.5 Tecnología Plug and Perf Perforating. La innovación en constante desarrollo para el nuevo tipo de cañoneo Plug and Perf ha demostrado que las operaciones llevadas a cabo para pozos no convencionales pueden tener resultados más eficientes, seguros y confiables.

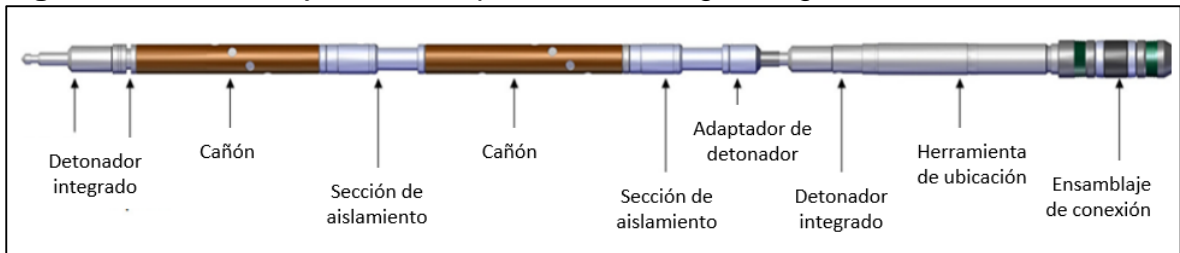
Esta nueva tecnología optimiza las operaciones por medio de módulos ensamblados completamente y listos para el cañoneo, el cual será accionado por medio de un detonador inalámbrico reemplazando así el uso de Wireline y la compleja logística requerida en las operaciones tradicionales, reduciendo el margen

de error humano y la posibilidad de una ignición o detonación fallida. El ensamblaje estándar de la tecnología de completamiento Plug and Perf se muestra en la **Figura 39**.

Después de que se ha completado la operación para todos los intervalos productores se remueven los plug insertados, el fluido de completamiento limpia el pozo y se empieza la producción.

Los sistemas tradicionales de cañoneo garantizan un número aproximado de 30 a 100 corridas exitosas por corrida fallida, esta nueva tecnología garantiza aproximadamente 1000 corridas exitosas por corrida fallida, lo que reduce en gran proporción la probabilidad de fracaso operacional, esto a su vez se traduce en tiempos no productivos eliminados, costos de cañoneo reducidos y optimización en la tasa de producción proyectada para el pozo²⁹.

Figura 39. Ensamblaje Estándar para la Tecnología Plug and Perf



Fuente: McNELIS, Liam, et al. High-Performance Plug-and-Perf Completions in Unconventional Wells. SPE-174922-MS. 2015. Modificada por autor.

El sistema también tiene incluido el sistema de detonación seguro, el cual en el peor de los casos puede sufrir daños por diferenciales de potencia eléctrica excesivos, pero nunca ser detonado, ya que únicamente es detonado por una señal operativa en superficie. Las cargas moldeadas seleccionadas generalmente usan explosivos de tipo RDX o MDX, un panel de ignición controlado, un medidor y un controlador de variables en superficie.

Se ha demostrado a través del estudio y los resultados de aproximadamente 2.000 operaciones llevadas a cabo con este nuevo sistema de perforación un alto porcentaje de éxito para operación en yacimientos no convencionales en los que se requiere que además de la operación del cañoneo en condición de sobre-balance, se realicen trabajos previos de estimulación de la formación.

Reportes de campo confirman que su instalación es más eficaz. Se requiere de menos tiempo entre corridas ya que los ensamblajes están adecuados previamente con el sistema insertable de detonación segura y solo requieren de ser conectados

²⁹ McNELIS, Liam, et al. High-Performance Plug-and-Perf Completions in Unconventional Wells. SPE-174922-MS. 2015.

a la línea eléctrica para iniciar su operación, lo que se traduce en aproximadamente 50 horas operativas menos por cada 100 operaciones.

2.5.6 Tecnología POWR/PERF. El proceso POWR/PERF combina los beneficios inherentes del cañoneo en condición de sobre-balance con la ventaja de limpiar mecánicamente las perforaciones y mejorar la conductividad de las fracturas creadas en las formaciones de alta conductividad y bajas presiones.

Las consideraciones básicas de la tecnología son:

- Se utiliza bauxita en virtud de que es altamente abrasiva y resiste la compactación a las velocidades envueltas en la perforación sobre-balance.
- La herramienta está diseñada para eliminar la necesidad de usar un polímero altamente viscoso y potencialmente dañino para transportar el agente limpiante.

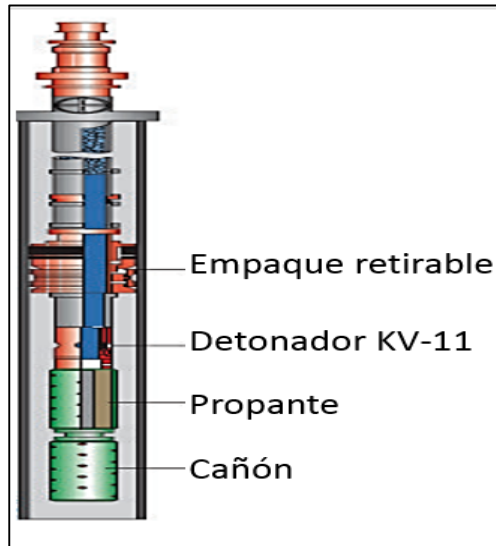
A diferencia de los otros sistemas de cañoneo en la tecnología de cañoneo POWR/PERF el fluido de completamiento en conjunto con la Bauxita son añadidos a la tubería para ser integrados a la formación, después que el ensamblaje es adecuado en el pozo se procede a presurizar por medio de nitrógeno con un gradiente de presión superior a los 1.5 Psi/Pie.

En la **Figura 40.** se evidencia una herramienta de detonación denominada KV-II. Esta no solamente realiza el trabajo de detonación, sino que también permite el paso del fluido integrado con Bauxita, impulsado a alta presión por medio del nitrógeno a la formación. La Bauxita juega un papel determinante en el objetivo de fractura, erosión, limpieza y adecuación de los perforados.

Las ventajas operacionales obtenidas con la tecnología POWR/PERF son:

- Tecnología ideal para hacer evaluación de fracturas pre-existentes en la formación, indicando la orientación del flujo a través de éstas durante el cañoneo.
- Para formaciones de un alto índice de permeabilidad, los trabajos de estimulación adicionales al cañoneo generan tasas de producción óptimas.
- La practicidad de la herramienta hace posible su operación para diferentes tamaños y tipos de tubería de revestimiento.

Figura 40. Ensamblaje Estándar para la Tecnología POWR/PERF



Fuente: HALLIBURTON. Wireline and Perforating Systems. 2008. Cap.5. Modificada por autor.

2.5.7 Tecnología PerfStim. Usa la condición de sobre balance extremo mediante el ensamblaje de la **Figura 41.** para simultáneamente perforar y estimular un pozo. En el proceso de la tecnología PerfStim se crea una condición de extremo sobre balance con gradiente de presión de al menos 1,4 Psi/pie.

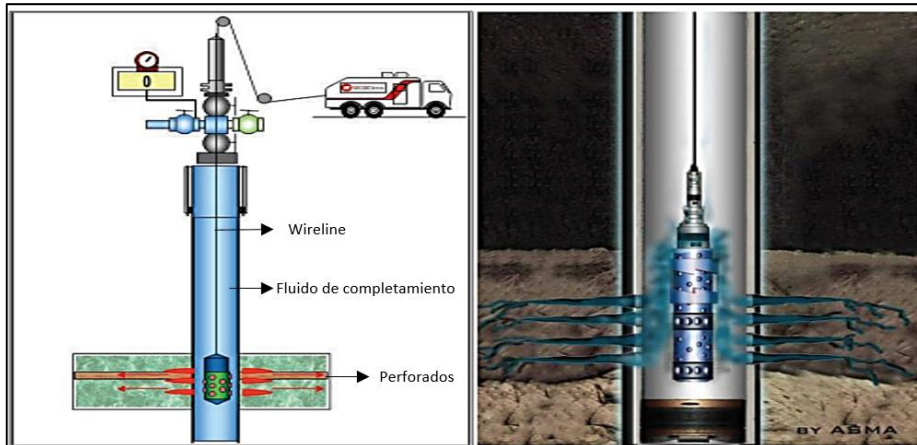
Las consideraciones básicas de la tecnología son:

- Cuando las cargas se disparan, la presión ejerce un forzamiento del fluido de fractura dentro de la formación a velocidades que exceden los 3000 pies/seg. y a tasas que pueden exceder los 140 BBL/min.
- El daño de la zona compactada se remueve y se crean pequeñas fracturas mejorando la producción inicial y los resultados del tratamiento.

Las ventajas operacionales obtenidas con la tecnología PerfStim son:

- Producción obtenida casi instantáneamente, evaluando el potencial hidrocarburífero de la formación.
- Disminución de tiempos de cañoneo.
- Estimulación adecuada de formación.

Figura 41. Ensamblaje Estándar para la Tecnología PerfStim



Fuente: HALLIBURTON. Wireline and Perforating Systems. 2008. Cap.5. Modificada por autor.

2.5.8 Tecnología StimTube. Esta tecnología consiste en un oxidante, basado en la estimulación mediante propano que al ser detonado puede generar grandes volúmenes de gas de alta presión, hasta 20.000 Psi en la cara de la tubería de revestimiento.

Estos pulsos de alta presión de gas son eficaces en la degradación del cañón, el inicio de la fractura y la eliminación del daño en las cercanías del pozo.

Esta tecnología crea la misma onda de presión usada en el ensamblaje del StimGun y además es usada en aplicaciones que incluyen limpieza después de cañoneos convencionales. La onda del gas limpia el daño y genera microfracturas en perforados ya realizados, además, su aplicación para completamientos a hueco abierto es adecuada.

Como se evidencia en la **Figura 42.** el ensamblaje está compuesto por una tubería hueca, en su interior está un cordón de detonación para el inicio del cañoneo. Al activarse, el propano, incluido en una barra sólida de Perclorato de Potasio, es dividido en múltiples piezas y se genera el gas de limpieza, generalmente Dióxido de Carbono (CO_2) que adicionalmente estimula la formación, creando microfracturas.

Las consideraciones básicas de la tecnología son:

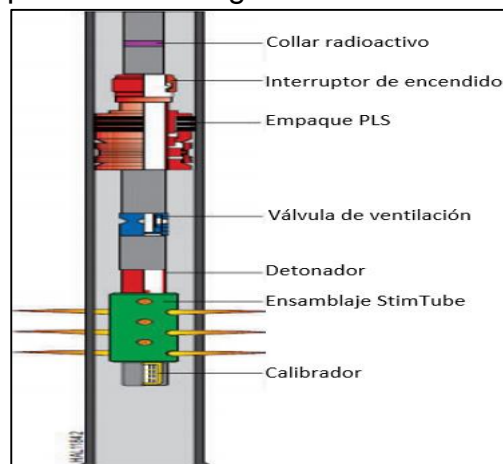
- Requiere igualmente de una simulación computarizada con el modelo PulsFrac para obtener el porcentaje de cubrimiento, basado en condiciones mecánicas y de yacimiento.
- Requiere de perforados previamente abiertos para poder realizar un trabajo útil.

- Esta herramienta está disponible en un amplio rango de diámetros y longitudes³⁰.

Las ventajas operacionales obtenidas con la tecnología StimTube son:

- Mejora la producción o inyectividad con mayor uniformidad en la distribución de los perforados.
- Mejora la conectividad de la formación mediante fracturamiento, removiendo el factor de daño generado durante la perforación y el completamiento del pozo.
- Selectividad de formaciones de interés a cañonear para pozos horizontales.
- Reducción de tortuosidad en los perforados, lo que garantiza un diámetro constante a lo largo de la apertura de los perforados.

Figura 42. Ensamblaje Estándar para la Tecnología StimTube



Fuente: HALLIBURTON. Wireline and Perforating Systems. 2008. Cap.5. Modificada por autor.

2.5.9 Tecnología Fragmenting Gun. Nueva tecnología desarrollada por las compañías Shell y DYNAenergetics para ser aplicada en formaciones con un valor alto de compresibilidad, las cuales presentan rangos aproximados de presión de 20.000 Psi, el funcionamiento del ensamblaje de fondo se basa en un ensamblaje convencional TCP. Después de realizar la operación de cañoneo, el ensamblaje se deshace en pequeñas partes y se deposita en el fondo del pozo sin obstruir los perforados, como se evidencia en la **Figura 43**.

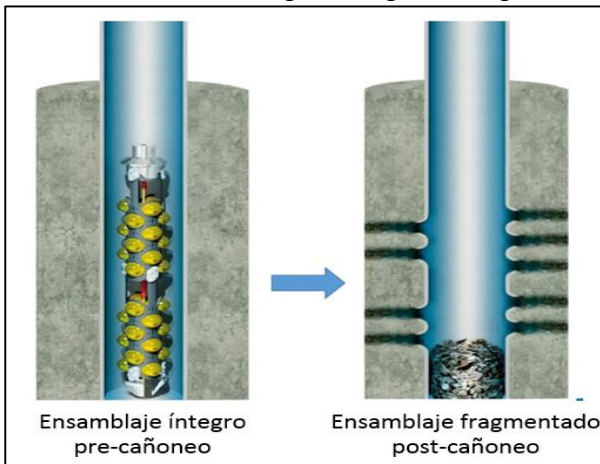
Entre la configuración típica de la herramienta se encuentran las siguientes características:

³⁰ HALLIBURTON. Wireline and Perforating Systems. 2008. Cap.5

- Detonador de cargas inalámbrico seguro.
- Cargas encapsuladas de 39 gramos de explosivo.
- Cañón de 6.5 pulgadas de diámetro.
- Densidad de disparo de 21 tiros por pie.

Los fragmentos depositados representan entre el 15 al 20% de la longitud inicial del ensamblaje, además ha probado ser eficiente tanto para pozos productores como para inyectores con un Sobrelance dinámico adecuado³¹.

Figura 43. Creación de Perforados Mediante la Tecnología Fragmenting Gun



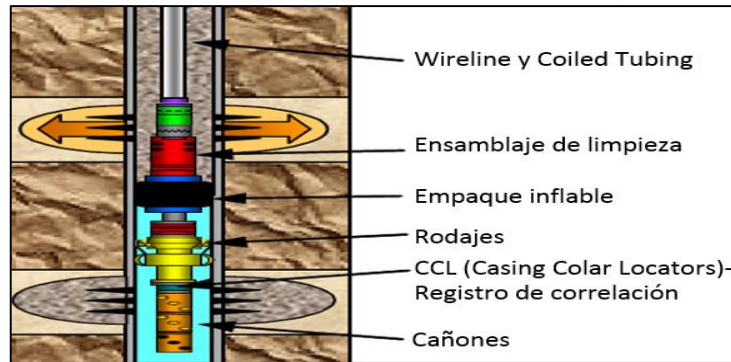
Fuente: MENAPS 16-15. The fragmenting gun - an entirely new gun system. 2016. Modificada por autor.

2.5.10 Tecnología ACTF (Annular Coiled Tubing Fracturing). Tecnología desarrollada por la compañía ExxonMobil para obtener los beneficios de un ensamblaje que permite el cañoneo Multizonal en una sola corrida por medio de detonadores selectivos, aislando cada zona en particular por medio de empacaduras inflables, como se muestra en la **Figura 44**.

Su aplicación para pozos horizontales ha representado alta eficiencia en las tasas de producción, teniendo en cuenta que el ensamblaje se baja por medio de Coiled Tubing, adicionalmente al producir por medio del espacio anular generado entre la tubería flexible y la tubería de revestimiento del pozo, se tiene capacidad de producción de tasas óptimas.

³¹ MENAPS 16-15. The Fragmenting Gun - An Entirely New Gun System. 2016.

Figura 44. Ensamblaje Tipo de la Tecnología ACTF



Fuente: WIGHT, Jim, et al. Advanced Multizone Stimulation Technology. SPE 95778. 2005. Modificada por autor.

Las aplicaciones de campo han permitido demostrar la viabilidad económica de la tecnología, donde se han llevado a cabo 20 operaciones en total de fracturamiento por medio de propante en pozos tipo “S” con tubería de revestimiento de 5.5 pulgadas, en profundidades promedio de 11.400 pies, temperaturas de fondo por encima de los 280°F y presiones en cabeza de pozo de 7.500 Psi³².

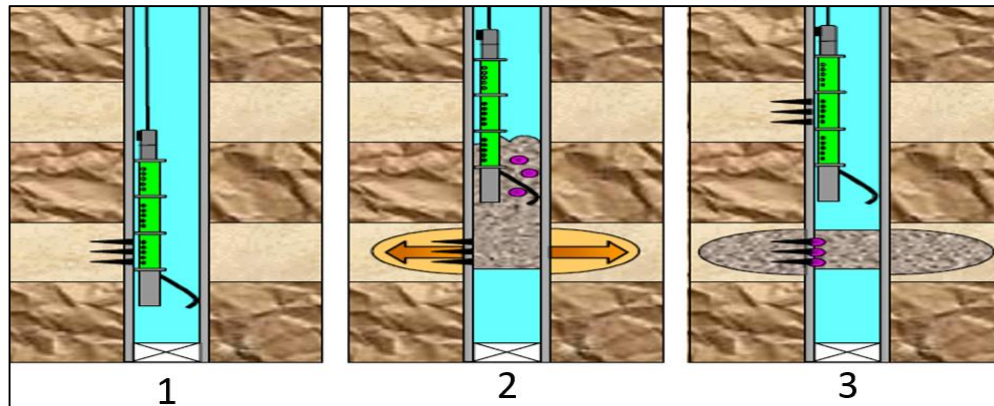
2.5.11 Tecnología JITP (Just in Time Perforating). Tecnología desarrollada por la compañía ExxonMobil para la estimulación efectiva de pozos mediante el tratamiento individual de cada zona de interés. Dicho aislamiento zonal, lo logra mediante sellos tipo bola, que permiten la estimulación de intervalos sin afectar los ya intervenidos y se activan por medio de diferenciales de presión.

El proceso de estimulación de la tecnología se puede evidenciar en la **Figura 45.**, y se desarrolla por las siguientes etapas:

- Se posiciona la herramienta en la profundidad del primer intervalo por medio de registros de correlación como el CCL (Casing Collar Locator) y se lleva a cabo la primera etapa. (1)
- Posteriormente la herramienta se posiciona en la segunda profundidad de interés. (2)
- Después de que el primer intervalo se cañonea, los sellantes tipo bola se adecuan en los perforados, debe existir mínimo un sellante de bola por perforado generado. Se lleva a cabo el mismo proceso para cada una de las seis zonas máximo que puede completar la herramienta en una operación. (3)

³² WIGHT, Jim, et al. Advanced Multizone Stimulation Technology. SPE 95778. 2005.

Figura 45. Procedimiento Operativo de la Tecnología JITP



Fuente: WIGHT, Jim, et al. Advanced Multizone Stimulation Technology. SPE 95778. 2005. Modificada por autor.

Para que las operaciones desarrolladas mediante la tecnología JITP sean exitosas se debe cumplir con una serie de condiciones operacionales clave, estas son:

- Los sellantes tipo bola deben tener la capacidad para fluir a través del pozo durante la etapa de bombeo.
- Se debe evitar a toda costa la pega de tubería diferencial que puede ser generada por el efecto del gradiente de presión generado por el fluido de fracturamiento ingresando a través de los perforados
- Los sellantes tipo bola deben encajar adecuadamente con el radio de entrada del perforado para evitar fugas y erosión de estas.
- Si para un intervalo se interrumpe la operación, los sellantes tipo bola deben tener la capacidad de re-ajustarse al perforado cuando se retome la operación.
- Los tiempos de asentamiento de los sellantes tipo bola se deben cumplir, no se debe iniciar la estimulación a otro intervalo si este tiempo de asentamiento para el intervalo anterior no se ha cumplido.
- En caso de no tener eficiencia con los sellantes tipo bola, se detiene la estimulación, se extrae el ensamblaje de la tecnología y se adecúa en el intervalo un sellante tipo puente para continuar con la operación.

El procedimiento llevado a cabo JITP provee un ahorro en los tiempos operativos eliminando la necesidad de establecer un ensamblaje con Wireline lo que lo convierte en una opción viable para cualquier tipo de operación donde se requiera aislamiento zonal posterior al cañoneo y de igual manera se necesite cañonear múltiples intervalos en una corrida.

La tecnología ha tenido aplicaciones exitosas en los últimos 6 años en formaciones de gas apretado ubicadas en las cuencas sedimentarias de la parte occidental de los Estados Unidos, donde se han realizado aproximadamente 600 eventos de cañoneo en pozos verticales y con inclinación media (<20°), pozos con 14.400 pies

de profundidad, temperaturas de formación de aproximadamente 320 °F y presiones en cabeza de 9.500 Psi³³.

2.5.12 Tecnología Reactive Liner Shaped Charges. Esta tecnología complementada por medio de Wireline fue creada con el fin de ofrecer perforados limpios y mejorados por medio de la remoción del daño existente previo a la operación y de facilitar las operaciones de fracturamiento y estimulación reduciendo la presión mínima necesaria para fractura.

El objetivo es generar un segundo perforado, después de haber generado el original (Clean Tunnel), esto con el fin de aumentar la permeabilidad en el intervalo de estimulación por medio de microfracturas (Fractured Tip) como se evidencia la **Figura 46**.

Figura 46. Perforado Generado por la Tecnología Reactive Liner Shaped Charges



Fuente: MENAPS 16-15, Perforating Strategy Enhancement for Fracturing Deep Exploration and Gas Wells with Very Tight Formations in Oman. 2016.

Otra de las razones por las cuales se desarrolló la tecnología fue para obtener conectividad estimulando la formación sin aplicar el método de “AbrasiveJet”, el cual, aunque ofrece resultados óptimos, requiere de extensos tiempos de operación (36 a 48 horas por intervalo), costos de Coiled Tubing y costos de sistema de control de arena debido al constante ingreso de fluidos con arena a desde superficie³⁴.

2.5.13 Tecnología Triple Jet Perforating. Uno de los retos para el diseño y la generación de nuevas tecnologías de cañoneo en lo concerniente a las cargas, es cómo direccionarlas de manera que generen las tasas de producción optimas esperadas. Para dar respuesta a la pregunta anterior se desarrolló esta tecnología por la compañía “Daqing Oilfield Company”.

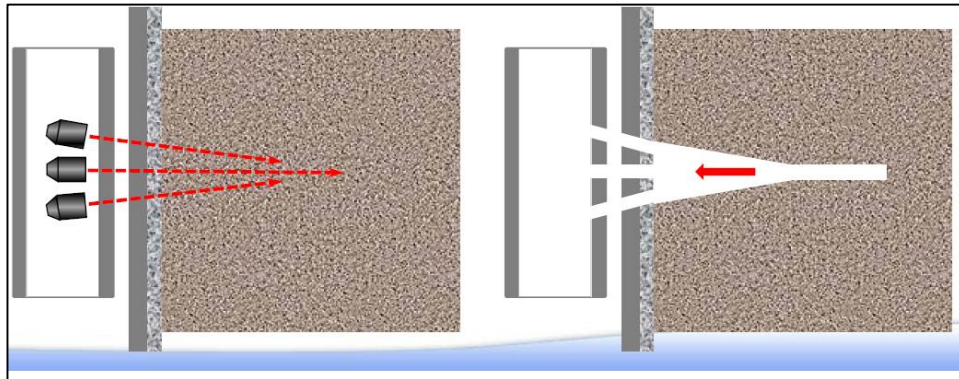
El ensamblaje consta de un arreglo de tres cargas alineadas concéntricamente con un eje objetivo en la formación de interés, mientras se genera el perforado, los

³³ Ibid. P 10.

³⁴ MENAPS 16-07. Perforating Strategy Enhancement for Fracturing Deep Exploration and Gas Wells with Very Tight Formations in Oman. 2016.

esfuerzos de tensión de la formación son liberados debido a la creación de perforados convergentes y el área de flujo se ve aumentada en gran medida respecto al área de flujo de las tecnologías de cañoneo convencional, como se evidencia en la **Figura 47**.

Figura 47. Generación de Perforados Mediante la Tecnología Triple Jet Perforating



Fuente: INTERNATIONAL PET SHOW- CHINA. Triple-Jet Perforating Technology and Its Application. 2014.

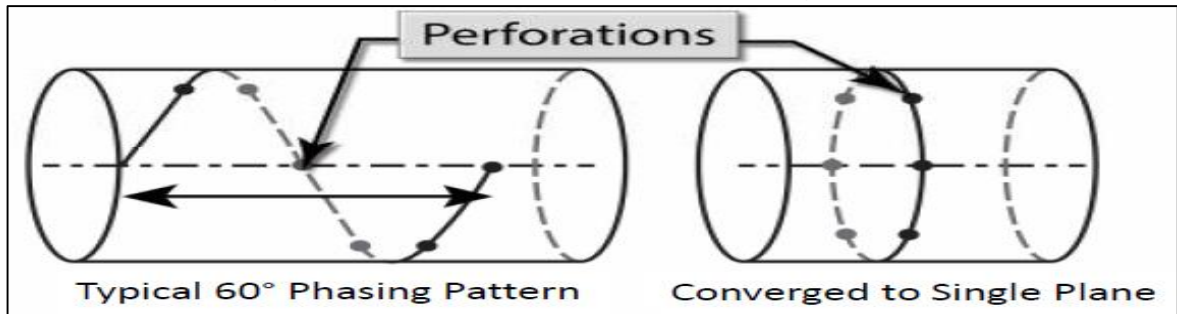
Esta tecnología funciona con las mismas cargas moldeadas utilizadas para el cañoneo convencional, generando perforados de mayor diámetro y de mayor longitud que junto con una condición operativa de bajo-balance dinámico favorece la limpieza de los perforados más allá de la zona dañada, otro de los aspectos a resaltar es la aplicabilidad de esta en pozos verticales, horizontales y desviados.

Las múltiples aplicaciones se han traducido en un aumento en la longitud de penetración en aproximadamente un 17,39 %, mientras que en el volumen total se ha evidenciado un aumento aproximado del 22,64% respecto al cañoneo convencional de perforados paralelos³⁵.

2.5.14 Tecnología Converging Focused Perforating. La compañía “Alled Horizontal Wireline Services”, bajo el principio de convergencia de cargas, ha concluido que los perforados ideales son aquellos que se alinean sobre un mismo eje en un mismo plano (Converged to Single Plane). Esto no es posible llevarlo a cabo a través del ensamblaje del cañón convencional (Typical 60° Phasing Pattern), por lo cual, como alternativa más factible, se modifican los ángulos de las cargas moldeadas para que converjan entre sí en el centro del ensamblaje, como se evidencia en la **Figura 48**.

³⁵ INTERNETIONAL PET SHOW- CHINA. Triple-Jet Perforating Technology and Its Application. 2014.

Figura 48. Convergencia en un Mismo Plano de las Cargas Moldeadas



Fuente: LATIN AMERICA PERFORATING SYMPOSIUM, BUENOS AIRES, ARGENTINA. Improved Frac Efficiency Using Converging Perforating. 2016.P. 4.

Esto conlleva a la reducción en la tortuosidad a lo largo de la fractura, siendo este el principal factor para la obstrucción del flujo, evitando que se deposite el propante y se genere arrastre excesivo de arenas.

El aumento de presión operacional debido al aumento de las fuerzas de fricción en las cercanías de la cara del pozo, es otro de los aspectos en los que la herramienta ha demostrado tener un control adecuado de la operación.

Después de las aplicaciones se determinó que la distribución radial en la que se dispusieron las cargas moldeadas no generó gran diferencia en la longitud del perforado en la formación, por ende, se decidió llevar a cabo las aplicaciones con una distribución radial estándar de 30°, la cual fue suficiente para obtener la convergencia deseada de las cargas³⁶.

2.5.15 Tecnología Dropping Electrical Bar Perforating. En China la compañía "Sinopec Oilfield Service Shengli" decidió crear una barra eléctrica para las operaciones de cañoneo, esta permite obtener una activación controlada del detonador que actúa sobre las cargas moldeadas para dispararlas.

Los aspectos operacionales bajo los cuales la tecnología es efectiva manteniendo la seguridad del personal y la estabilidad de los ensamblajes, son los siguientes:

- El mayor riesgo operativo: Detonación no controlada.
- El periodo operativo de mayor riesgo: Proceso de armado y desarmado del ensamblaje.
- Las fallas en el detonador son la causa número uno que genera una detonación no controlada.

³⁶ LATIN AMERICA PERFORATING SYMPOSIUM, BUENOS AIRES, ARGENTINA. Improved Frac Efficiency Using Converging Perforating. 2016.

Entre las razones secundarias por las cuales se genera una detonación no controlada es necesario resaltar:

- Aspectos internos: los explosivos son altamente inestables, aun así, la probabilidad de obtener una detonación no controlada es reducida.
- Aspectos externos: el efecto de la estática o la interferencia generada por otro tipo de señales eléctricas y el error humano, el cual se evidencia cuando existen piezas que caen al ensamblaje de fondo o se detonan accidentalmente los detonadores.

En la actualidad las operaciones de cañoneo han presentado diversas optimizaciones según el tipo de pozo a completar. A razón de lo anterior, la compañía decidió crear dos ensamblajes, uno para pozos verticales y otro para pozos horizontales, como se muestra en las **Figuras 49 y 50**.

Figura 49. Barra Eléctrica para Operaciones en Pozos Verticales



Fuente: WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014.

Figura 50. Barra Eléctrica para Operaciones en Pozos Horizontales

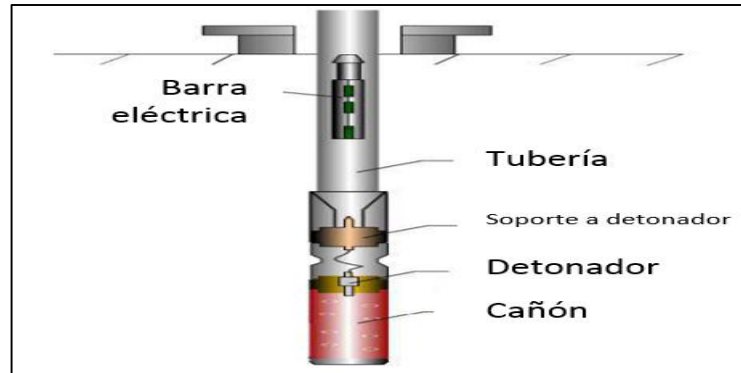


Fuente: WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014.

El número de intervalos por etapa a cañonear también es otro de los factores importantes a tener en consideración. A razón de lo anterior, la compañía decidió

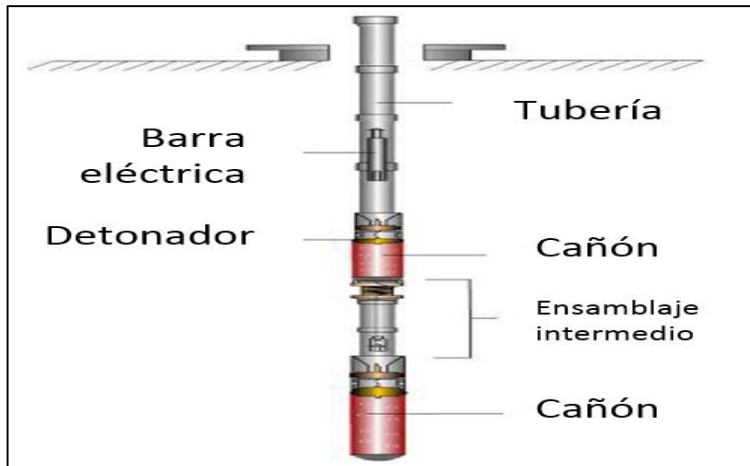
desarrollar barras eléctricas diferentes para operaciones de solo una zona y para operaciones multizonales, como se muestra en las **Figuras 51 y 52**.

Figura 51. Ensamblaje Tipo para Operaciones de Única Zona a Cañonear



Fuente: WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014.

Figura 52. Ensamblaje Tipo para Operaciones de Múltiples Zonas a Cañonear



Fuente: WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014.

A continuación, en la **Tabla 3**, se muestran los resultados obtenidos para cada operación realizada en un rango de tiempo de dos años en China, donde se cañonearon 240 pozos con la nueva tecnología de barra eléctrica.

Tabla 3. Resultados de Diversas Operaciones Llevadas a Cabo con la Tecnología de Barra Eléctrica

Detonador mediante Slickline	Tiempos operativos	Operaciones en pozos	Máximo espesor entre zonas (m)	Tasa de éxito (%)
Cañoneo convencional mediante Wireline	90	90	-	100
DEBP una zona	135	130	-	96,2
DEBP dos zonas	8	8	119,1	100
DEBP tres zonas	1	1	152,9	100
DEBP Pozo horizontal	5	5	-	100

Fuente: WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014. Modificada por autor.

Las ventajas más significativas de la tecnología son:

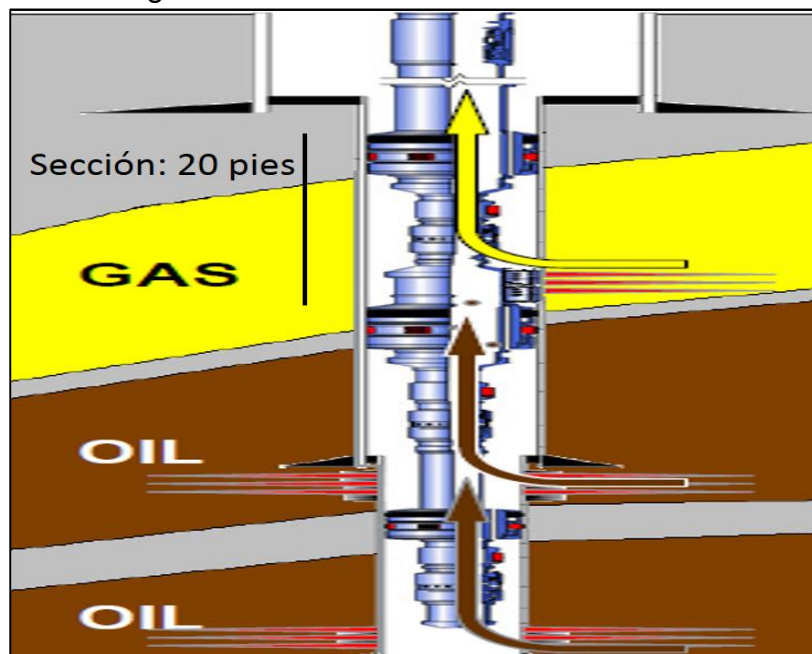
- Puede ser utilizada para todo de tipo de pozos.
- A comparación con los detonadores utilizados para cañoneo mediante TCP, la cantidad de componentes necesarios es reducida, esto hace que las operaciones mediante barra eléctrica sean más confiables y seguras.
- Los costos son reducidos al necesitar de menos tiempo operacional.
- Altamente efectivo con los métodos convencionales de cañoneo TCP y Wireline³⁷.

2.5.16 Tecnología Side Mounted Gun Perforating. La tecnología Side Mounted Gun Perforating ofrece una solución innovadora y de gran aplicabilidad por parte de la compañía de servicios Schlumberger para el completamiento de pozos con una capa considerable de gas.

El objetivo primordial de esta tecnología es combinar en una misma corrida la conectividad en bajo-balance con cargas orientadas para la zona de gas al tiempo que establece conectividad sobre-balance en la zona de petróleo mediante cañoneo TCP, como se evidencia en la **Figura 53**.

³⁷ WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014.

Figura 53. Ensamblaje Tecnología Side Mounted Gun Perforating



Fuente: 2014 INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM. Galveston, Texas, USA. Development and Implementation of Side Mounted Gun (SMG) Systems for Intelligent Completions to Perforate Natural Gas Cap. Perforators.org

La aplicación de esta para operaciones costa-afuera (Off-shore) ha sido el objeto de estudio más importante para el desarrollo de la tecnología. El segundo objeto de mayor importancia es la reducción de infraestructura necesaria en plataforma para realizar inyección continua de gas.

La aplicación exitosa en dos pozos de un campo de interés en Noruega determinó que la tecnología cumplió a cabalidad con los dos objetivos principales anteriormente referenciados, en operaciones con tubería de revestimiento de 9-5/8 de pulgada, 4.5 pulgadas de tubería con cañones de 2.5 pulgadas de diámetro y 6 SPF³⁸.

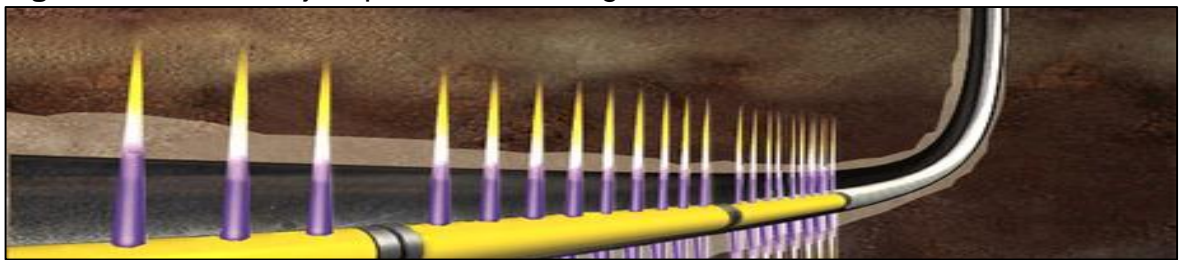
2.5.17 Tecnología HOPS (Horizontal Oriented Perforating Systems). La tecnología HOPS permite optimizar la producción mediante un sistema para navegar a través de zonas complejas en pozos desviados, los cuales presentan niveles de tortuosidad altos (High Dogleg Severity) y alta inestabilidad estructural, además de cañonear varios intervalos horizontales en una sola corrida.

³⁸ INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM-GALVESTON, TEXAS, USA. Development and Implementation of Side Mounted Gun (SMG) Systems for Intelligent Completions to Perforate Natural Gas Cap. 2014.

Mediante sistemas de información, la herramienta registra los datos del grado de compactación de la formación que está atravesando y junto con la predicción de producción de arena, genera un perfil continuo de caída de presión, que evita cualquier tipo de derrumbe o ineficiencia operativa durante la operación.

Cada una de las secciones cuenta con la capacidad de rotar de manera autónoma dentro del pozo, lo que elimina las fallas de la tubería por aumento de torque. Al llegar a la profundidad de interés, los cañones ubicados en la parte final se alinean en el mismo eje de disparo y se lleva a cabo el cañoneo, como se muestra en la **Figura 54**.

Figura 54. Ensamblaje Tipo de la Tecnología HOPS



Fuente: BAKER HUGHES. Horizontal Oriented Perforating System (HOPS). [Consultado en octubre de 2017]. Disponible en: <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/evaluation/cased-hole-wireline-services/perforating-systems/horizontal-oriented-perforating-system-hops>

Entre sus condiciones operativas más comunes se encuentran las siguientes:

- Pozos verticales o con bajo ángulo de inclinación
- Pozos horizontales o con alto ángulo de inclinación donde el ensamblaje de cañoneo de la tecnología convencional TCP no sería capaz de descender.
- Reemplazo del cañoneo mediante Wireline donde los intervalos son de gran espesor.
- Permite re-cañonear zonas ya tratadas por medio de tubería (Through Tubing).
- Permite establecer el primer cañoneo por medio de tubería (Through Tubing).
- La tecnología es eficiente para operaciones de cañoneo con bajo-balance dinámico.
- El ensamblaje típico de la tecnología es de 250 pies de longitud, 27/8 pulgadas de espesor y 6 SPF.

2.6 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONECTIVIDAD

A diferencia de las nuevas tecnologías de cañoneo, las nuevas tecnologías de conectividad no utilizan como agente principal para establecer conexión pozo-reservorio cargas físicas, ya sean cargas reactivas, cargas moldeadas, cargas selectivas u otro tipo de cargas detonadas.

Las nuevas tecnologías asociadas a conectividad utilizan otro tipo de agentes más especializados y más eficientes al momento de estimular formaciones con historial de producción debido al alto grado de limpieza y consolidación de los perforados, los agentes más usados son:

- Fluidos reticulares (Fluidos con estructuras internas en forma de red).
- Fluidos a alta presión.
- Soluciones con agentes abrasivos como la arena en altas concentraciones.
- Agua, ya sea pura o en solución con agentes químicos.
- Gas a alta presión.
- Tuberías de diámetros reducidos.

Aunque el principio de funcionamiento sea el mismo que el de las tecnologías de cañoneo, la eficiencia de las nuevas tecnologías de conectividad sobresale para algunos yacimientos no convencionales (formaciones cuyas permeabilidades son considerablemente más bajas que las formaciones tipo, como areniscas o carbonatos), se destacan las siguientes:

- Yacimientos de metano ligado a bancos de carbón (Coal Bed Methane).
- Yacimientos de gas apretado (Tight Gas).
- Yacimientos de pelitas gasíferas (Shales).

Los casos de éxito de cada una de estas tecnologías dan confiabilidad y alto grado de aplicabilidad para las diferentes condiciones operativas en las que se requiera establecer conectividad inicial con la formación a través del pozo o recompletar pozos ya productores para formaciones con un grado de depletamiento considerable.

A continuación, se presentan las características de cada una de las nuevas tecnologías a incluir.

2.6.1 Tecnología Cross-Linked Jet Fluids (Polymer). En la actualidad la eficiencia de una operación de fracturamiento no solamente depende de tener la mejor tecnología dependiendo las condiciones del yacimiento y las condiciones iniciales del pozo. Los fluidos utilizados para generar fracturamiento han sido objeto de estudio y se ha concluido que tiene la misma importancia seleccionar adecuadamente el fluido de fracturamiento que implementar una tecnología especializada para cada tipo de operación.

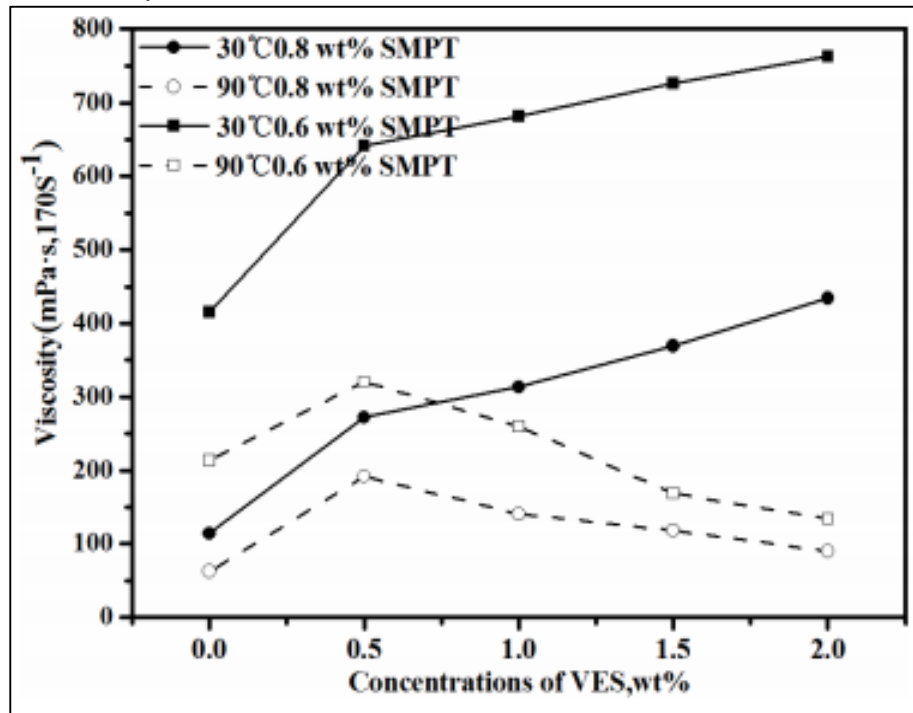
El comportamiento de los fluidos de fractura luego de realizadas las fracturas es de vital importancia ya que son estos los que tienen interacción directa con la matriz de la formación. A razón de lo anterior se han creado fluidos con composición interna de red (Fluidos reticulares) los cuales tienen índices de cizalla y reología

específicos. La determinación de estos índices por medio de simuladores permite establecer cuál será el comportamiento de la viscosidad del fluido de fractura, factor determinante para la eficiencia operativa.

El diseño de un agente de complejidad supramolecular sintetizado mediante la reacción y adición de monómeros como la acrilamida, acrilato de sodio, monómero de amida y monómero de amonio, generan un compuesto denominado: surfactante visco elástico, que, al ser adicionado al fluido de fractura, adquiere el nombre de adelgazante de fluido supramolecular, finalmente el fluido completo con el agente en su composición adquiere el nombre de Gel Supra-molecular Visco-elástico (SMPT).

Este ha sido probado con diferentes concentraciones de surfactante visco elástico (VES) a diferentes temperaturas para determinar su eficiencia, la **Figura 55**. muestra los resultados de laboratorio.

Figura 55. Comportamiento del Gel Supra-molecular Visco-elástico a Medida en que la Concentración del Adelgazante de Fluido Supramolecular o VES Aumenta



Fuente: JIANG Qihui, et al. A New High-Temperature Shear-Tolerant Supramolecular Viscoelastic Fracturing Fluid. 2016. P.4.

Entre las ventajas que proporciona la tecnología de fluido cabe destacar que:

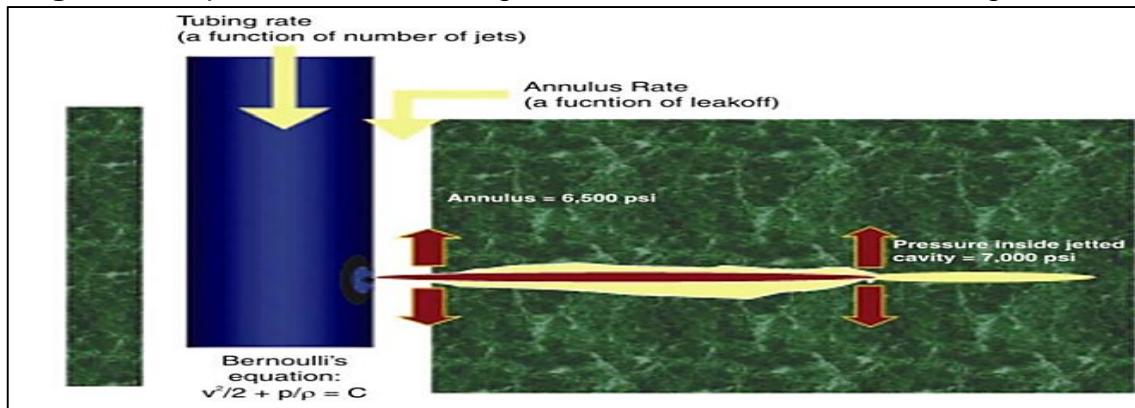
- El Gel Supra-molecular Visco-elástico es un fluido de fractura efectivo a condiciones de temperatura altas, típicas de yacimientos de gas apretado, las cuales rondan los 150 °C.
- La capacidad de depositación en las fracturas del propante del Gel Supra-molecular Visco-elástico es mayor a los fluidos de fractura convencionales.
- El índice de cizalla y reología de este tipo de fluido refleja comportamientos favorables para la viscosidad al no aumentarla a medida en que la temperatura de operación es mayor.
- El fluido es eficiente para limpieza de los perforados o fracturas, además, no genera daño en las cercanías del pozo³⁹.

2.6.2 Tecnología CT Pin-Point SandJet Annular Fracturing Technique. Las tecnologías de conectividad Pin-Point son tecnologías enfocadas a estimular intervalos de interés de corto espesor con una eficiencia más adecuada generando perforados con mayor longitud de penetración.

Para obtener realmente éxito en la operación en términos de un proyecto a largo plazo, es necesario realizar un análisis de las características del yacimiento y adoptar un nuevo enfoque acerca de la mecánica de las formaciones.

Para realmente optimizar un proceso de estimulación multizonal para yacimientos no convencionales la velocidad operativa y la tasa de producción inicial no son los dos únicos factores que determinan el éxito operacional. Uno de los factores que determina si la operación es exitosa, es la longitud, calidad y estabilidad del perforado. La **Figura 56.** muestra el proceso de la operación de esta tecnología.

Figura 56. Operación de Tecnología CT Pin-Point Annular Fracturing



Fuente: SURJAATMADJA, Jim, et al. An Effective Hydrjet-Fracturing Implementation Using Coiled Tubing and Annular Stimulation Fluid Delivery. Abril 12, 2005.

³⁹ JIANG Qihui, et al. A New High-Temperature Shear-Tolerant Supramolecular Viscoelastic Fracturing Fluid. 2016. P.4.

Entre las ventajas que presenta la tecnología cabe mencionar:

- Generación de conectividad a través de fracturas con la formación en profundidades seleccionadas.
- Capacidad de modificar las condiciones de fondo debido a la presencia de canales de flujo duales.
- Los cambios en la concentración del propante son casi instantáneos a comparación de las tecnologías convencionales, donde cada cambio de concentración tarda alrededor de 30 a 40 minutos.

Entre las desventajas que tiene la tecnología cabe resaltar:

- Corta vida útil del equipo.
- Mediante el método de cañoneo a través de tubería (Through Tubing), los caudales de fluido de fractura no pueden ser tan altos debido al riesgo de daño excesivo a la formación⁴⁰.

2.6.3 Tecnología Hydro Jet Process (HJP). El proceso HJP involucra bombear de manera continua una solución abrasiva, usualmente con arena, a través de una boquilla especialmente diseñada a alta presión. El tiempo para generar el túnel adecuado dependerá de:

- Concentración de arena presente en la solución.
- Tasa definida de inyección.
- Cantidad de tuberías de revestimiento a atravesar.

La sarta de tuberías por las que se producirá el fluido puede ser de tipo convencional o de tipo tubería altamente flexible sin juntas (Coiled Tubing).

A comparación de las tecnologías tradicionales de cañoneo existen dos efectos que se ven totalmente reducidos, estos son:

- Los explosivos pueden dañar la adherencia del cemento en inmediaciones de los perforados.
- Acumulación de esfuerzos de tensión en las paredes del perforado.

Estos dos factores generarán residuos en las paredes de los perforados, lo que a su vez se traducirá en reducción de permeabilidad efectiva de la formación para permitir el paso de fluidos a través de ella.

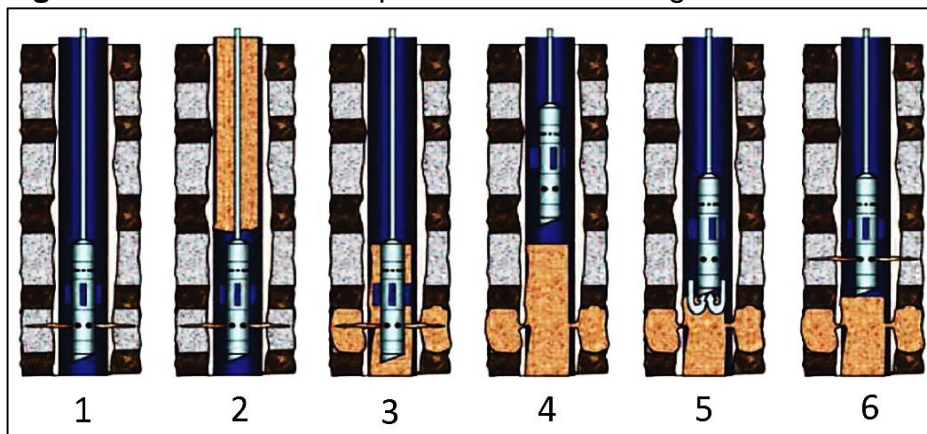
⁴⁰ SURJAATMADJA, Jim, et al. An Effective Hydrajet-Fracturing Implementation Using Coiled Tubing and Annular Stimulation Fluid Delivery. Abril 12, 2005.

La reducción de los efectos que desencadenan una caída en la capacidad de flujo se dan debido a que la Tecnología HJP:

- Elimina la generación de residuos en los perforados y elimina los esfuerzos de tensión las paredes que lo delimitan.
- Reduce la tortuosidad generada en la cercanía del radio de pozo.
- Garantiza un diámetro de entrada adecuado para la apertura del perforado.

La tecnología estimula las zonas de interés de manera individual, no permite que exista selectividad en intervalos, ni tampoco permite estimular varias zonas en una corrida. El proceso se puede evidenciar en la **Figura 57**. bajado por medio de tubería altamente flexible sin juntas (Coiled Tubing).

Figura 57. Paso a Paso Operación de Tecnología HJP



Fuente: JAIMES, Mariana, et al. A New Record for a Rigless Completion Campaign Through Efficient; Coiled Tubing Hydrajet Assisted Fracturing Operations in a Mature Field in Northeastern Colombia. SPE-184797-MS. 2017.

En el paso 1, se inicia conectividad a través del sistema HJP, en el paso 2, el fluido de fracturamiento desciende a través del anular, en el paso 3, se inserta el propano en cercanía de la cara del pozo, en el paso 4, el ensamblaje de la tecnología HJP asciende por fuera de la zona de exceso de propano, en el paso 5, vuelve a descender para generar limpieza y establecerse a la profundidad de la siguiente zona a conectar, finalmente en el paso 6, el proceso vuelve a comenzar con otra zona estimulada.

Esta tecnología se aplicó en el campo Tibú de la cuenca sedimentaria del Catatumbo. Se definieron tres profundidades a las cuales se quería realizar estimulación a través de la tecnología HJP, estas fueron 4.700 pies, 4550 pies y 4400 pies, todas estas profundidades presentes en reservorios de areniscas. Después de haber llevado a cabo el proceso se comprobó el éxito de la operación al haber completado la operación dentro del límite de tiempo definido de cuatro días, aún con más de tres etapas de conectividad. Hasta la fecha se han llevado a cabo

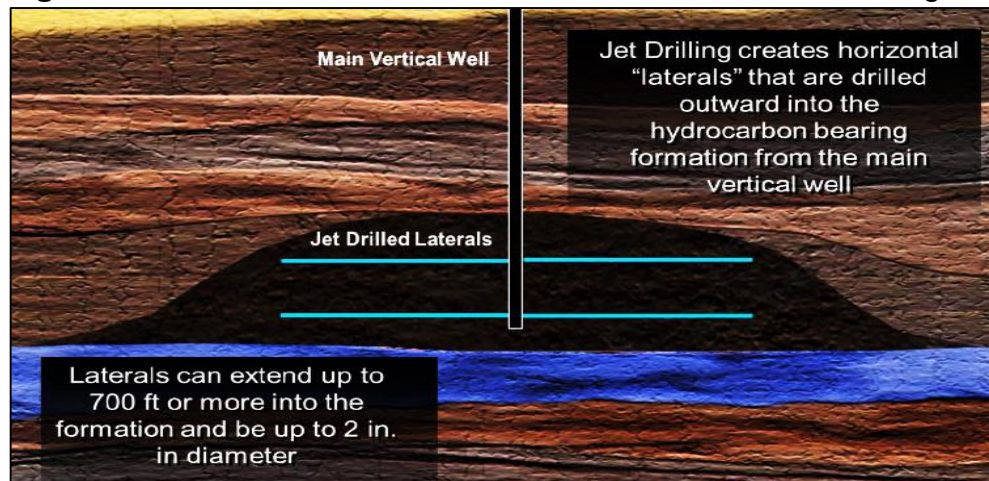
60 etapas de conectividad para este campo maduro de producción, en las que se ha generado un aumento en la producción debido a la eficiencia de la tecnología en procesos de estimulación⁴¹.

2.6.4 Radial Jet Drilling. La Tecnología “Radial Jet Drilling” es una técnica de perforación no convencional que usa la energía hidráulica de los fluidos a altas velocidades para generar pozos laterales en todo tipo de yacimientos.

Se ha demostrado a través aplicaciones en campo que esta tecnología representa una variante a considerar para los procesos de estimulación tradicionales, especialmente en campos de permeabilidad baja.

Su funcionamiento-base consiste en generar perforados laterales de diámetro pequeño (1 a 2 pulgadas) por medio de un disparo a alta presión de agua con agentes abrasivos a la formación, como se evidencia en la **Figura 58**.

Figura 58. Generación de Perforados Laterales de Diámetro Delgado

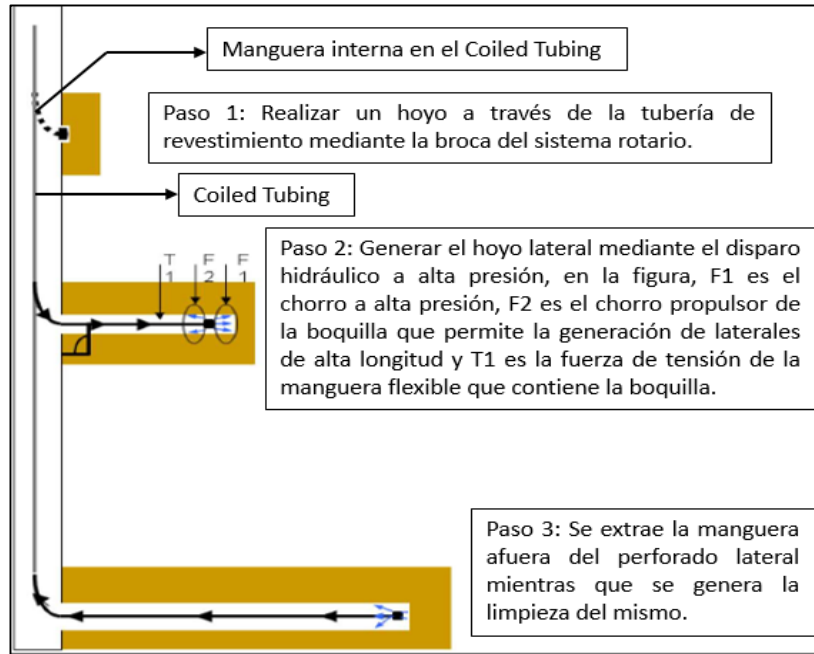


Fuente: KAMEL, Ahmed H. Radial Jet Drilling: A Technical Review. SPE-183740-MS. 2017.

En la **Figura 59**, se describe el proceso realizado mediante Coiled Tubing y un sistema rotario integrado al sistema, adicionalmente una boquilla transportada por una manguera, esto permite establecer los largos perforados laterales.

⁴¹ JAIMES, Mariana, et al. A New Record for a Rigless Completion Campaign Through Efficient; Coiled Tubing Hydrjet Assisted Fracturing Operations in a Mature Field in Northeastern Colombia. SPE-184797-MS. 2017.

Figura 59. Descripción del Proceso de Generación de Laterales de la Tecnología Radial Jet Drilling



Fuente: KAMEL, Ahmed H. Radial Jet Drilling: A Technical Review. SPE-183740-MS. 2017.

Entre las principales ventajas de la tecnología cabe resaltar:

- La longitud del perforado a comparación de las tecnologías de conectividad convencionales es significativamente mayor, logrando sobrepasar la zona afectada por el factor de daño.
- Se pueden generar los perforados por medio de Through Tubing, eliminando la necesidad de realizar la operación por medio de una tubería de producción.
- No requiere de torres de perforación de gran extensión, reduciendo costos y espacio en superficie.
- No requiere de cambiar la configuración inicial del pozo de aplicación.

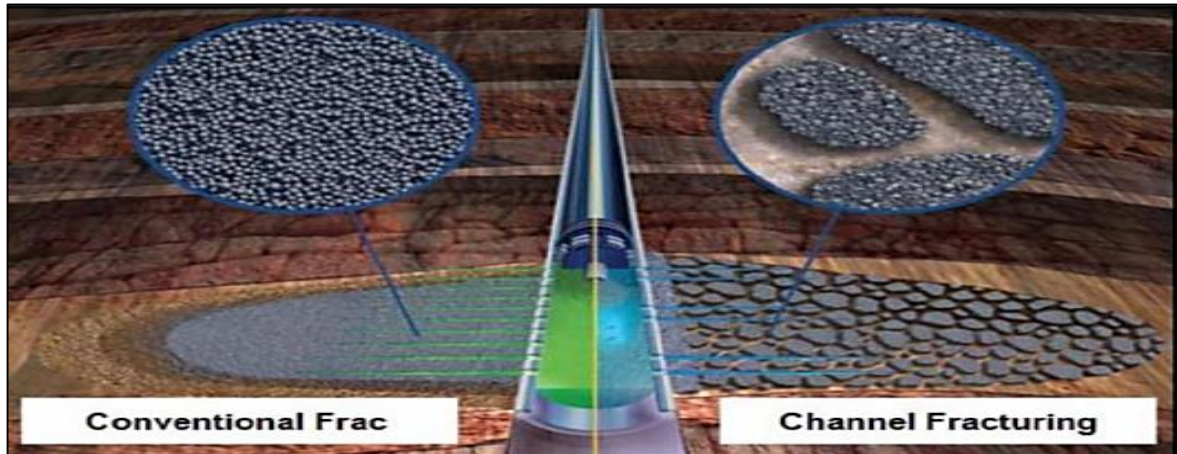
Entre las limitaciones de la tecnología cabe resaltar:

- Dificultad de conectividad para porosidades de entre 3 a 4%.
- Su profundidad de aplicación oscila entre los 4.000 a 9.000 pies.
- La temperatura en fondo no debe exceder los 120°C.
- La máxima inclinación a lo largo del pozo debe ser de 30°, en la zona de interés no debe sobrepasar los 15°⁴².

⁴² KAMEL, Ahmed H. Radial Jet Drilling: A Technical Review. SPE-183740-MS. 2017.

2.6.5 Tecnología Channel Stimulation Technology. La tecnología de estimulación a través de canales de flujo es eficiente para formaciones con bajas permeabilidades, esta permite incrementar el área superficial de contacto con el yacimiento, como se muestra en la **Figura 60**. lo que reduce la caída de presión para producir tasas óptimas.

Figura 60. Efecto en la Formación de la Tecnología Channel Stimulation



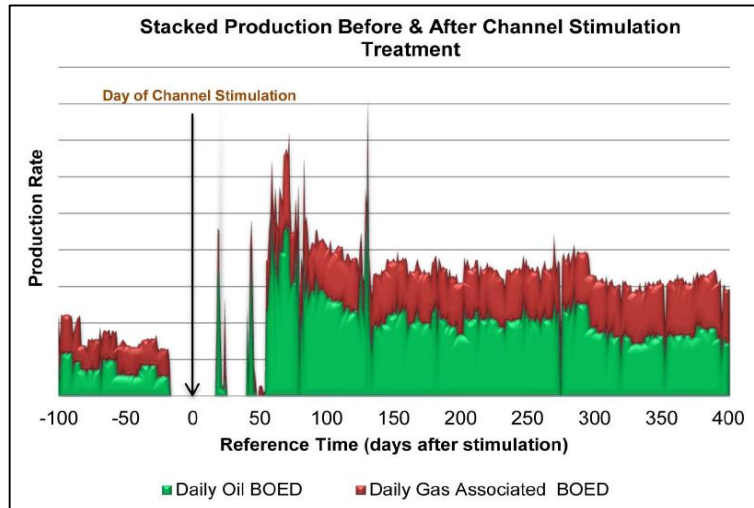
Fuente: PRECUPANU L. et al. A Case History- A New Stimulation Technique Enables Sustained Production Enhancement in Mature Lenticular Reservoir. SPE-185763-MS P. 10. 2017.

El principio de funcionamiento está basado en cambiar la metodología base de la generación de microfracturas por medio del efecto del propano, reemplazando la producción a través de estas por flujo a través de canales establecidos, lo cual aumenta la capacidad de flujo a través de la formación. Como efectos indirectos positivos, se encuentra la generación de túneles de mayor longitud de penetración, mejor recuperación de fluido y de polímeros y menor daño en cercanías del pozo generado por el fracturamiento⁴³.

Una de las aplicaciones más significativas se dio en un campo cuyas formaciones de interés eran de tipo lenticular, mejorando considerablemente las tasas de producción después de su aplicación, como se evidencia en la **Figura 61**.

⁴³ PRECUPANU L. et al. A Case History- A New Stimulation Technique Enables Sustained Production Enhancement in Mature Lenticular Reservoir. SPE-185763-MS P. 10. 2017.

Figura 61. Aumento de Tasa de Producción al Aplicar la Tecnología Channel Stimulation



Fuente: PREUPANU L. et al. A Case History- A New Stimulation Technique Enables Sustained Production Enhancement in Mature Lenticular Reservoir. SPE-185763-MS P. 10. 2017.

2.6.6 Tecnología Slickwater Hydraulic System-Low Density Ceramic Proppant.

El uso de esta tecnología para llevar a cabo procesos de fracturamiento hidráulico ha desarrollado un crecimiento en los últimos años, se puede llegar a la conclusión que la tecnología “Slickwater Hydraulic System” no es una tecnología creada recientemente, pero como tecnología utilizada para los siguientes fines:

- Estimulación de pozos horizontales.
- Establecer conectividad multietapa para aumentar el área de contacto con el yacimiento.
- Fracturamiento efectivo sin aumento de factor de daño para Shales.

ha significado una revolución respecto a los métodos tradicionales de fracturamiento en compañía del desarrollo de un nuevo concepto de proppante.

Los principales factores que causaron el desarrollo de esta son:

- Reducción de costos.
- Reducción del daño generado en el ensamblaje que almacena el proppante.
- Complejidad operacional durante el fracturamiento.
- Reducción del impacto ambiental.

Uno de los retos al momento de fracturar hidráulicamente es la baja capacidad de los sistemas mediante “Slickwater” para suspender y transportar efectivamente el proppante a través de las fracturas debido a su baja viscosidad, lo que genera que el

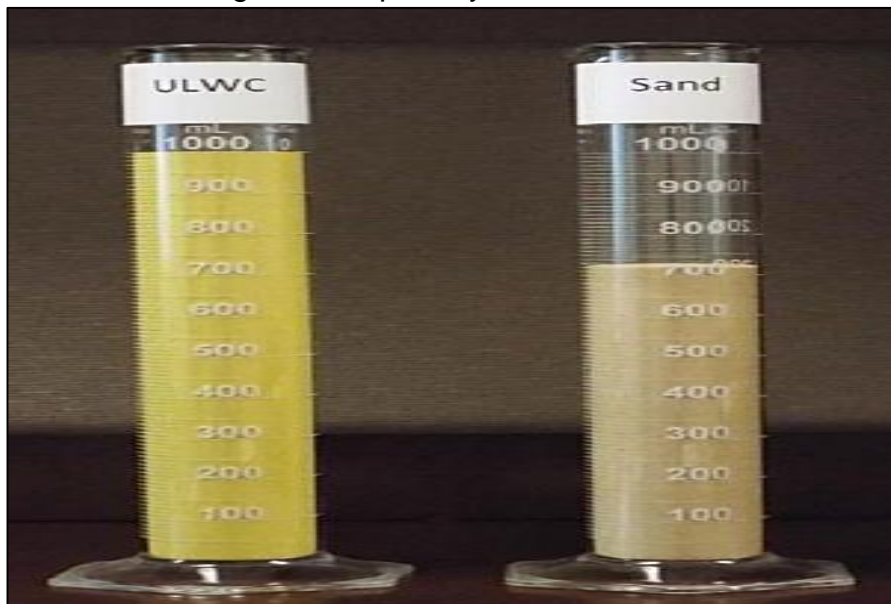
volumen necesario para la suficiente depositación del propante sea mayor a medida en que exista mayor restricción.

Para reducir el volumen necesario para obtener un fracturamiento hidráulico efectivo; la solución más adecuada será seleccionar un tamaño de partícula de 100 Mesh (0,149 milímetros de diámetro) de propante. Por ello se creó un nuevo propante cerámico de baja viscosidad, el cual cumple con las dos principales características para mejorar el proceso de fracturamiento hidráulico, estas son:

- Ser más ligero que la arena para aumentar la capacidad de flujo del propante al interior del pozo.
- Fluir a mayor velocidad que la arena a presiones de confinamiento entre 4.000 a 8.000 Psi⁴⁴.

Esto se traduce en que, para la misma proporción en masa, el propante cerámico de baja viscosidad (ULWC) se deposita un 35% más en las fracturas que la arena convencional (Sand), como se muestra en la **Figura 62**. donde se pueden evidenciar dos cilindros de laboratorio, cada uno de ellos con los diferentes propantes del ensayo, estos se hicieron pasar a través de un medio poroso y se determinó el volumen que se había asentado de cada uno de ellos.

Figura 62. Comparación Volumétrica de Depositación entre la Nueva Tecnología de Propante y Arena Convencional



Fuente: JACKSON Kale y ORECKA Olatunji. Low Density Proppant in Slickwater Applications Improves Reservoir Contact and Fracture Complexity - A Permian Basin Case History. SPE-187498-MS.2017.

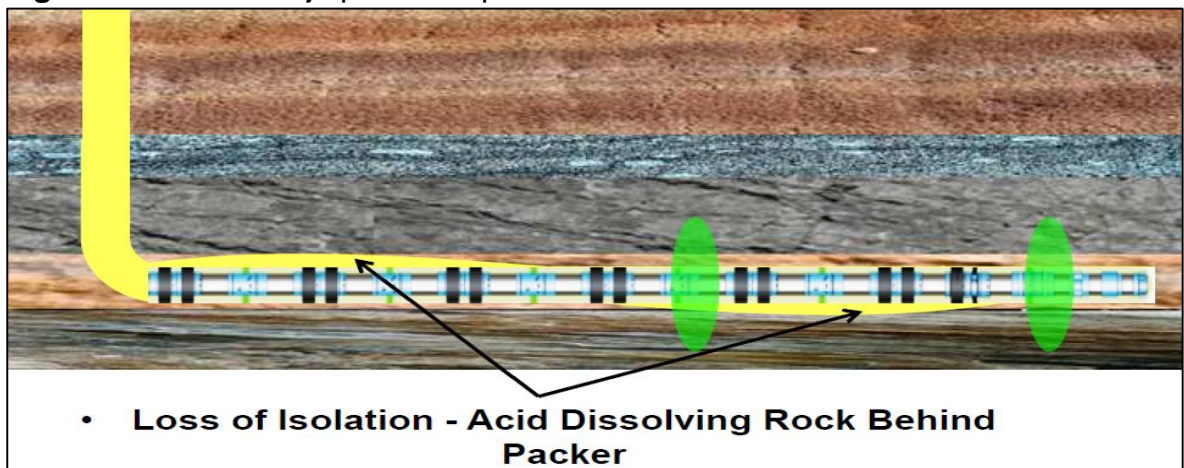
⁴⁴ JACKSON Kale y ORECKA Olatunji. Low Density Proppant in Slickwater Applications Improves Reservoir Contact and Fracture Complexity - A Permian Basin Case History. SPE-187498-MS.2017.

2.6.7 Tecnología Cemented Liner Plug and Perf Completion. A comparación de las tecnologías desarrolladas en la actualidad a hueco abierto, esta tecnología fue desarrollada para obtener los beneficios de tener un completamiento a hueco revestido, sobre todo para yacimientos de gas apretado presente en carbonatos.

En la **Figura 63.** se muestra un completamiento convencional a hueco abierto, este tipo de operaciones tiene una serie de retos operacionales determinantes para la eficiencia de la misma, estos son principalmente:

- Perdida de eficiencia en el aislamiento de zonas
- En operaciones de acidificación, suele haber ingreso de ácido a una formación aislada no deseada.
- La longitud máxima permitida para el aislamiento de formaciones es de 20 pies.
- El número de fracturas controladas que proporciona la operación es muy limitado.

Figura 63. Ensamblaje para Completamiento a Hueco Abierto



Fuente: INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM 2014, Best Practices for Plug and Perf in Acid Fractured Stimulation Wells, Completed in Tight Gas Carbonate Reservoir, Perforators.org.

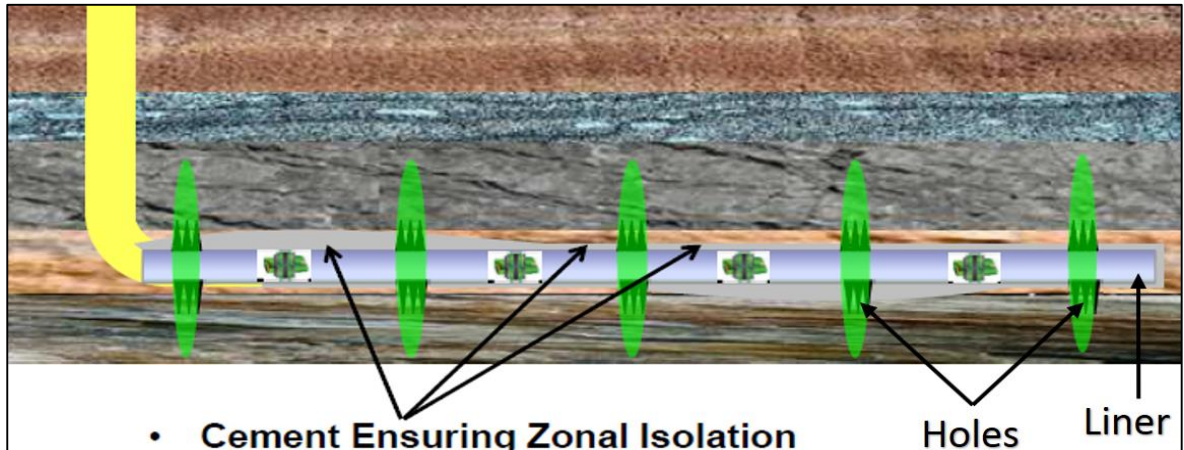
Para dar solución a los retos anteriormente planteados se desarrolló la presente tecnología, cuyo funcionamiento base consiste en cementar las zonas que no son de interés para aislarlas efectivamente.

El ensamblaje se adecúa desde superficie mediante el completamiento “Plug and Perf”, donde se instala un módulo de ignición en la tubería por cada intervalo a estimular.

En la **Figura 64.** se muestra el ensamblaje usado y cada una de las zonas a las que la tecnología realiza estimulación. Mediante esta práctica, se han logrado determinar ciertas condiciones operativas favorables, estas son:

- La cementación asegura de forma eficiente el aislamiento total de las zonas no deseadas. (Cement Ensuring Zonal Isolation)
- La longitud de los intervalos a aislar es alta (> 80 pies) entre etapas.
- El número de fracturas generado es garantizado para cada uno de los intervalos a estimular⁴⁵.

Figura 64. Ensamblaje para Completamiento a Huevo Abierto con Tubería de Revestimiento



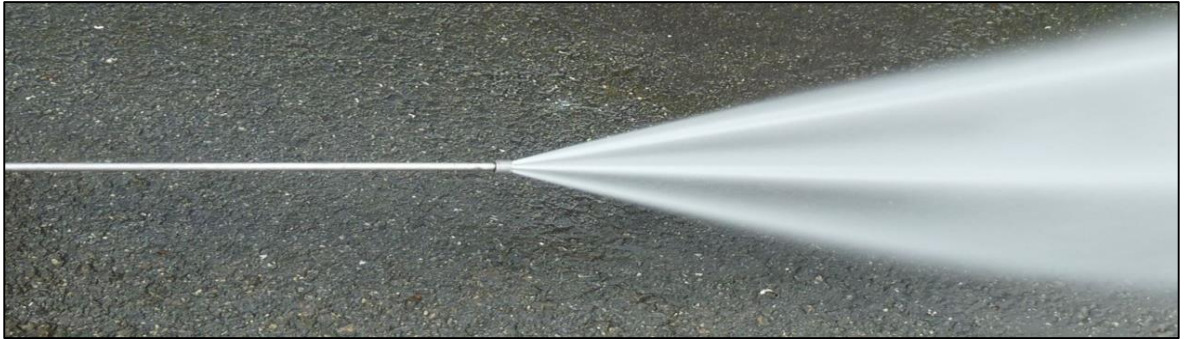
Fuente: INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM 2014, Best Practices for Plug and Perf in Acid Fractured Stimulation Wells, Completed in Tight Gas Carbonate Reservoir. Disponible en internet: <www.perforators.org.>

2.6.8 Tecnología Fishbone Jetting. La estimulación y conectividad de la Tecnología “Fishbone Jetting” define un alto nivel de precisión y eficiencia en operaciones de completamiento. Esta tecnología genera la posibilidad de conectar verticalmente el yacimiento mediante sartas de tubería de alta longitud, reduciendo los tiempos operativos.

Se establece conexión a través de capilares de 2 milímetros de diámetro que se introducen a la formación, estas cuentan con un orificio al final que permite fracturar para estimular la formación a través de un caudal de agua con agentes erosivos y químicos a alta presión, como se evidencia en la **Figura 65**.

⁴⁵ INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM 2014, Best Practices for Plug and Perf in Acid Fractured Stimulation Wells, Completed in Tight Gas Carbonate Reservoir. Disponible en internet: <www.perforators.org.>

Figura 65. Flujo de Solución Abrasiva a Alta Presión



Fuente: Fishbones Technologies. [Consultado en octubre de 2017]. Disponible en: <http://fishbones.as/>

Para activar las tuberías delgadas afuera del Liner, es necesario generar presión diferencial hasta que estén extendidas totalmente. Para cada profundidad asignada de operación se extienden 4 delgados capilares de 40 pies de largo, como se evidencia en la **Figura 66**. El tiempo de perforación requerido para la estimulación de la formación es completado en horas.

Figura 66. Capilares Delgados Provenientes del Liner



Fuente: Fishbones Technologies. [Consultado en octubre de 2017]. Disponible en: <http://fishbones.as/>

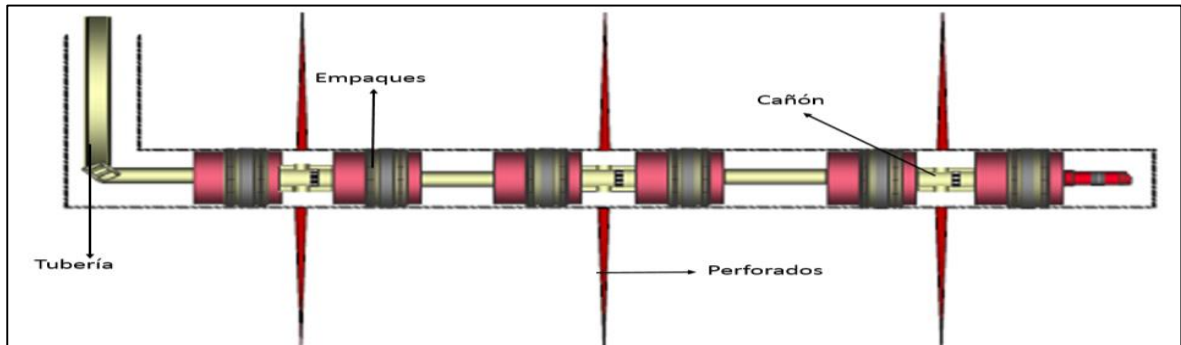
La tecnología puede ser aplicada a todo tipo de formación, incluyendo yacimientos no convencionales con bajos índices de permeabilidad. Esta tecnología ha demostrado ser eficiente sobre todo para carbonatos y areniscas.

2.6.9 Open Hole Multistage System. La presente tecnología ha sido ampliamente desarrollada en los últimos años para la estimulación y producción de yacimientos no convencionales, en especial “Shales” de baja permeabilidad, y para establecer conectividad con la formación en pozos horizontales.

Desde el año 2002 no habían sido exitosos los mecanismos para establecer conectividad en Shales por medio de completamiento a hueco abierto en pozos de alta desviación.

Desde entonces, se viene optimizando esta tecnología mediante su aplicación por medio de empaques para aislar zonas no deseadas mediante camisas para tener productividad selectiva por intervalos, mientras la tecnología se enfoca en las zonas de interés a hueco abierto, como se evidencia en la **Figura 67**.

Figura 67. Ensamblaje de Fondo Tipo para Completamiento a Hueco Abierto



Fuente: INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM 2014, Completion evolution; The role of perforating in horizontal shale wells, Perforators.org.

Las principales ventajas de esta tecnología son:

- No genera daño a la formación al no realizar operaciones de cementación.
- No requiere de intervención, por ende, el proceso de fracturamiento es constante a través del tiempo.
- Múltiples zonas a estimular en una sola corrida.
- Reducción de costos operacionales por disminución de tiempo requerido pozos con tubería de revestimiento.

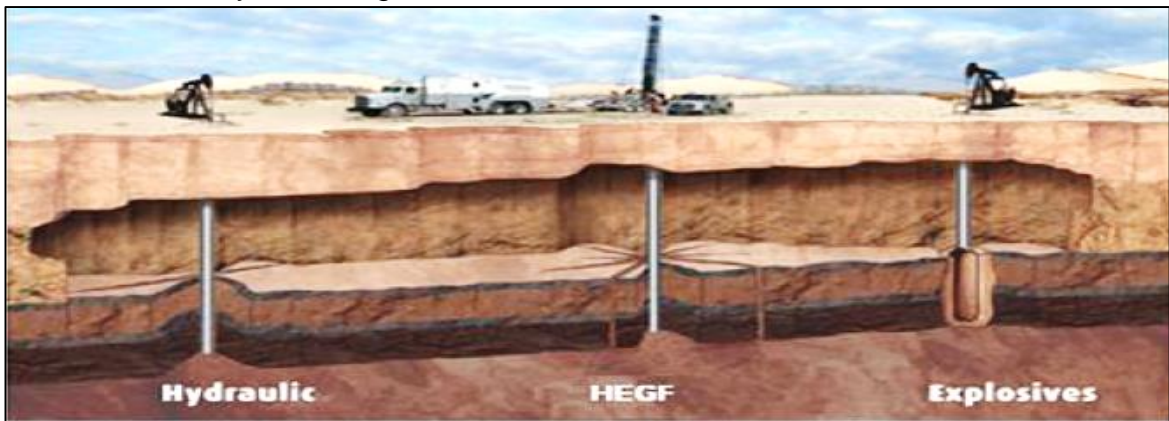
Entre sus desventajas se identifica que:

- Es ineficiente si no se lleva a cabo la operación a la profundidad exacta del intervalo de interés.
- Genera menores tasas de producción debido a que la fracturas no pueden ser orientadas hacia la dirección de tensión máxima.
- No existe garantía en que la fractura se genere linealmente a la dirección de estimulación, esta puede finalizar su recorrido arriba o debajo de la profundidad de operación.
- Costo elevado de ensamblaje⁴⁶.

⁴⁶ INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM-GALVESTON, TEXAS, USA. Completion evolution: The role of perforating in horizontal shale wells. 2014.

2.6.10 Tecnología HEGF (High Energy Gas Fracturing). La tecnología HEGF o “High Energy Gas Fracturing” por sus siglas en inglés, centraliza su funcionamiento en la etapa previa del fracturamiento reduciendo las pérdidas de presión debidas a la fricción generada por el cañoneo convencional en las proximidades de la cara del pozo, esta tecnología usa propante como agente aportante de energía a alta temperatura, el cual genera corrientes de gas direccionados con la suficiente presión (10.000 a 50.000 Psi) y tiempo de combustión (5 a 30 miliSegundos) como para generar fracturas en el plano radial a una corta distancia, como se evidencia en la **Figura 68.** donde además se compara con cañoneo convencional y estimulación hidráulica.

Figura 68. Perforados Generados por la Tecnología HEGF, Explosivos Convencionales y Tecnologías de Fracturamiento Hidráulico



Fuente: JAIMES, M.G., et al. High Energy Gas Fracturing: A Technique of Hydraulic Prefracturing To Reduce the Pressure Losses Friction in the Near Wellbore - A Colombian Field Application. SPE 152886.2012.

Entre las ventajas operativas de la tecnología cabe resaltar:

- Atraviesa la zona dañada en las cercanías del pozo para establecer conectividad adecuada con el yacimiento.
- Adecúa a la formación para trabajos de fracturamiento hidráulico y acidificación.
- El aumento en la tasa de producción o inyección es mayor al obtenido por tecnologías de cañoneo convencional.
- Es ideal para las formaciones sensibles al agua por hinchamiento, ya que no requiere de esta para generar fracturamiento.
- Tiene un costo menor ya que requiere de menos equipo en superficie que otras tecnologías de cañoneo.
- Puede ser aplicada en completamientos a hueco abierto o con tubería de revestimiento.

Entre las desventajas operativas de la tecnología cabe resaltar:

- Si no se da un manejo adecuado del propante en superficie puede generar ignición no controlada.
- Las fracturas generadas paralelas a la dirección de tensión mínima de formación se cierran rápido.
- La longitud de fractura generada es muy limitada en areniscas, siendo esta menor a los 25 pies de largo.
- Se requiere de un sistema de información que controle la operación, tanto para hueco abierto como para hueco con tubería de revestimiento, lo cual genera un aumento significativo de costos durante la operación⁴⁷.

⁴⁷ JAIMES, M.G., et al. High Energy Gas Fracturing: A Technique of Hydraulic Prefracturing To Reduce the Pressure Losses Friction in the Near Wellbore - A Colombian Field Application. SPE 152886.2012.

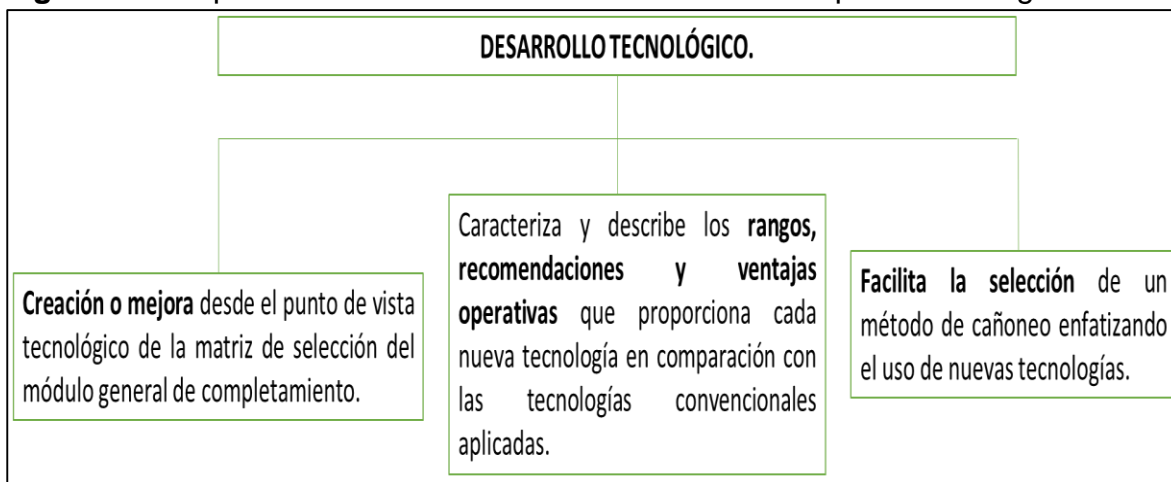
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia (COLCIENCIAS) el presente proyecto de investigación realizado es de tipo desarrollo tecnológico a razón de que este tipo de trabajo está basado en la aplicación de los resultados de la investigación para la fabricación de nuevos materiales, productos, para el diseño de nuevos procesos, sistemas de producción o prestación servicios, así como la mejora tecnológica sustancial de materiales, productos, procesos o sistemas preexistentes⁴⁸.

Al cumplir con el objetivo de integrar nuevas tecnologías al módulo de completamiento de Ecopetrol S.A. este proyecto de grado cumple con los requisitos para ser catalogado de desarrollo tecnológico, además de cumplir con las características mostradas en la **Figura 69**.

Figura 69. Esquema Teórico con las Características del Tipo de Investigación



3.2 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN

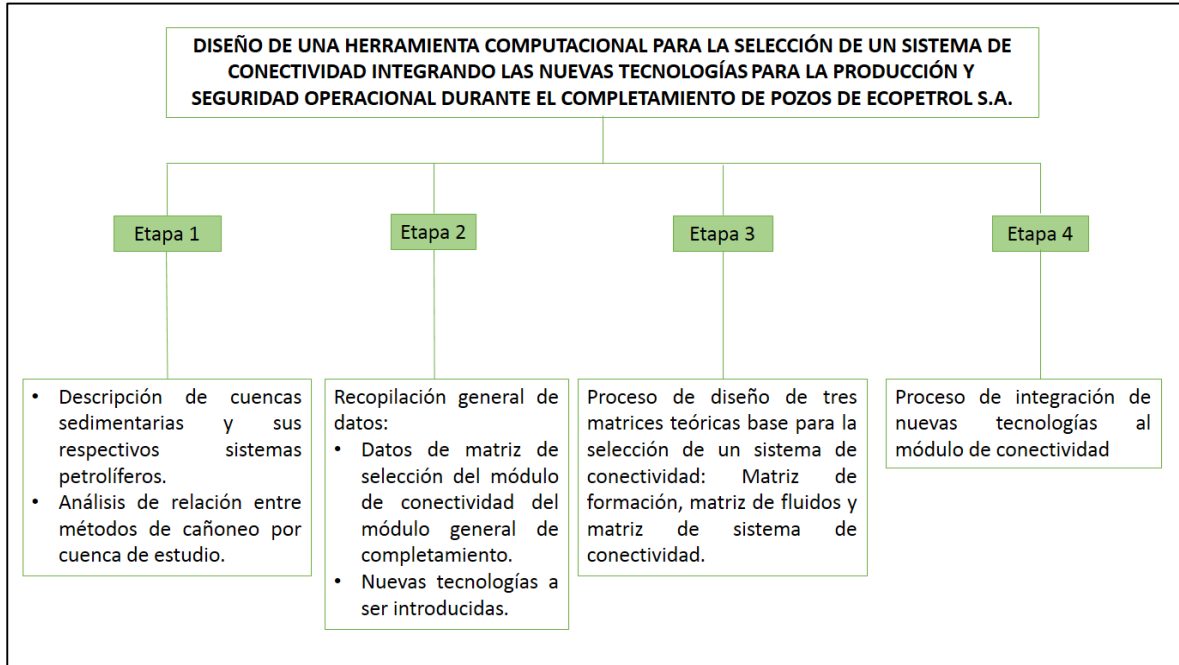
La investigación se fundamenta en tres pilares fundamentales para su desarrollo, estos consisten en definir:

- Población y muestra.
- Técnicas para la recolección de datos.
- Técnicas de procesamiento y análisis de los datos.

⁴⁸ COLCIENCIAS. Tipología de proyectos de carácter científico, tecnológico e innovación. Versión 4. 2016. Disponible desde Internet en: http://www.colciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/Anexo3-tipologia-proyectos-version4_1.pdf

En este capítulo se presenta y se describe el método llevado a cabo para el desarrollo del presente proyecto conformado por 4 etapas, las cuales se referenciarán en la **Figura 70.** para posteriormente profundizar en cada una de ellas.

Figura 70. Diagrama de Etapas para el Desarrollo del Proyecto de Investigación



Las etapas 1 y 2 contienen los tres pilares de la investigación a razón de que son las que definen y delimitan los posibles resultados del proyecto. Las etapas 3 y 4 hacen referencia a los resultados obtenidos, en consecuencia, el único pilar de investigación que contienen son las técnicas de procesamiento y análisis de datos finales.

3.2.1 Etapa 1. Esta etapa lleva consigo la descripción de las cuencas definidas para el proyecto (Caguán-Putumayo, Catatumbo, Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena) y cuál es su relación directa con los resultados obtenidos por sistema de cañoneo en la matriz del módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. el cual es consultado mediante la página web www.mgcp.com.co en la extensión de conectividad.

Esta etapa desarrolla los dos primeros objetivos específicos del presente proyecto, los cuales son:

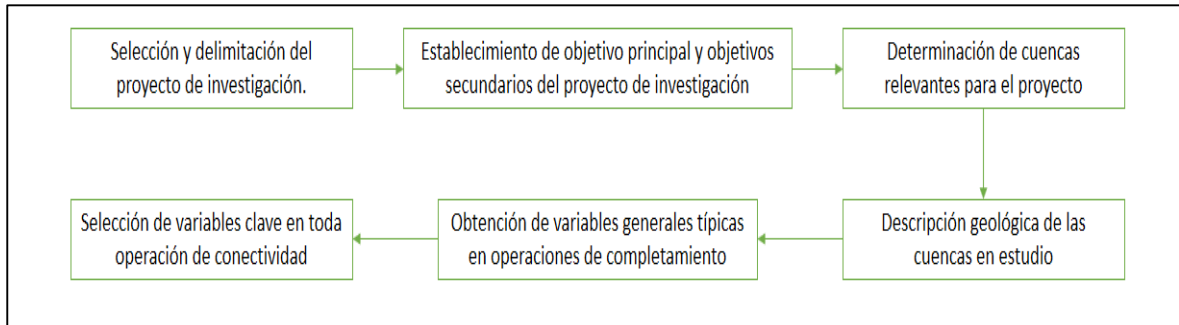
- Establecer los principales sistemas petrolíferos para cada una de las cinco cuencas de interés definidas en la fase 1 del módulo de completamiento de Ecopetrol S.A.
- Clasificar tipo de cañoneo especificando cuenca, campo y pozos de Ecopetrol S.A.

3.2.1.1 Población y muestra.

- **Población (N):** se considera que la población específica para el presente trabajo de grado serán los eventos de cañoneo en los campos de operación de Ecopetrol S.A. en un rango de tiempo comprendido entre 2005 y 2015, rango del que se obtuvieron 19.062 eventos totales de cañoneo para las 5 cuencas sedimentarias definidas anteriormente.
- **Muestra (n):** la muestra se obtendrá por medio de la definición de la variable clave para filtrar los resultados totales de la población.

3.2.1.2 Técnicas para la recolección de datos. Para el desarrollo de esta fue necesario seguir una metodología de la investigación en donde en cada etapa se pudo recopilar información clave para el desarrollo del proyecto, la metodología seguida se muestra en la **Figura 71**.

Figura 71. Actividades Para el Desarrollo de la Etapa 1 del Proyecto



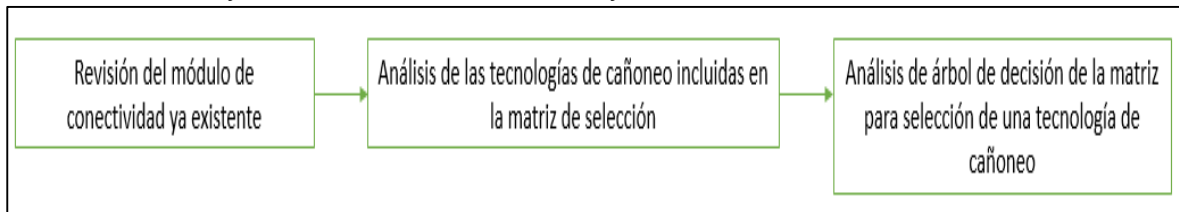
Fases:

1. Por medio de reuniones con el director del proyecto otorgado por Ecopetrol S.A. se llevó a cabo la selección del proyecto.
2. Se realizó la delimitación del proyecto, especificando cuales eran las cinco cuencas de estudio de mayor información y relevancia en la industria petrolera.
3. Con base en la delimitación del proyecto se establecieron las variables clave para la obtención y reunión de los datos, las variables son:

- Condiciones de presión.
- Longitud de cañoneo.
- Ángulo de pozo.
- Velocidad de operación.
- Profundidad de la zona de interés.
- Zonas múltiples a cañonear.
- Densidad de disparo.
- Condiciones a las que se encuentra el pozo (tubería convencional, tubería de producción, revestidor).

3.2.1.3 Técnicas de procesamiento y análisis de datos. El desarrollo para esta fase se centra en el análisis y descripción de las características del módulo general del completamiento, la metodología para esta etapa está representada en la **Figura 72**.

Figura 72. Actividades Para el Desarrollo de la Etapa 1 en Cuanto a Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos del Proyecto



Fases:

1. Ingresar al módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. por medio de un perfil de invitación en la página web <mgcp.com.co> y posteriormente al menú de Conectividad para realizar análisis de los resultados ofrecidos por la matriz, en la **Figura 73**. se muestra.

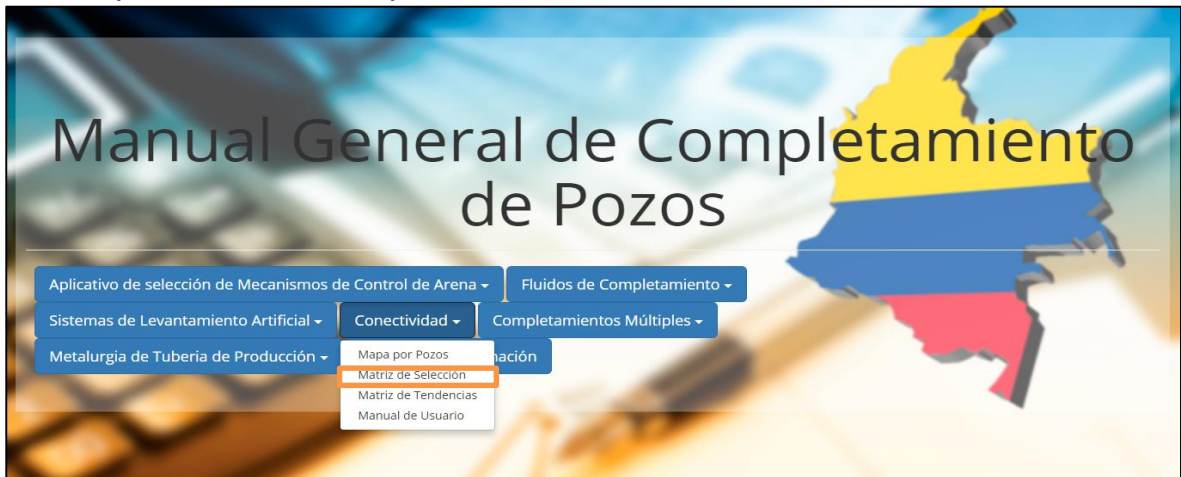
Figura 73. Inicio Página Web del Módulo General de Completamiento de Ecopetrol S.A.



Fuente: MGCP. Módulo general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Disponible en internet: <http://mgcp.com.co/>

2. Análisis de las variables clave que fueron incluidas en la matriz de selección inicial del módulo para la selección de un tipo de cañoneo en específico para un pozo, en la **Figura 74.** se muestra.

Figura 74. Matriz de Selección del Sub-Módulo de Conectividad del Módulo General de Completamiento de Ecopetrol S.A.



Fuente: www.mgcp.com.co

3. La variable que fundamenta la selección de la tecnología de cañoneo es la presión de la operación y su relación con la presión de la formación, este será el punto de partida para la inclusión de las nuevas tecnologías de cañoneo, como se muestra en la **Figura 75.**

Figura 75. Selección de Condiciones Operativas Basadas en las Variables Operacionales Clave

Matriz de Selección Conectividad

Condición de presión

Bajo balance

¿La sección a cañonear es de gran longitud y se requiere una densidad de disparo > 6TTP?

Recomendaciones

- Through Tubing Wireline (cañoneo a través de tubería de producción bajado con línea eléctrica)
- Sugerencia: Utilizar cargas que minimicen la producción de derbis.

Fuente: MGCP. Sub-módulo de conectividad. Disponible en internet: <http://mgcp.com.co/conectividad/matrix>

3.2.2 Etapa 2. Esta etapa lleva consigo el proceso de recopilación general de datos entre los cuales se encuentran los datos ya existentes en la matriz del módulo general de completamiento y los datos relacionados a las nuevas tecnologías a ser introducidas.

Esta etapa desarrolla el tercer objetivo específico del presente proyecto de investigación, el cual hace parte de los resultados del proyecto, éste es:

- Describir últimas tecnologías de conectividad de pozos petroleros llevadas a cabo a nivel mundial teniendo en cuenta parámetros y variables de la operación.

3.2.2.1 Población y muestra. A continuación, se muestran cuáles fueron los criterios de selección para la integración de las nuevas tecnologías a la matriz de selección ya existente en el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. mediante la búsqueda y soporte de múltiples fuentes bibliográficas en bases de datos internacionales y de alta experticia en el tema a desarrollar.

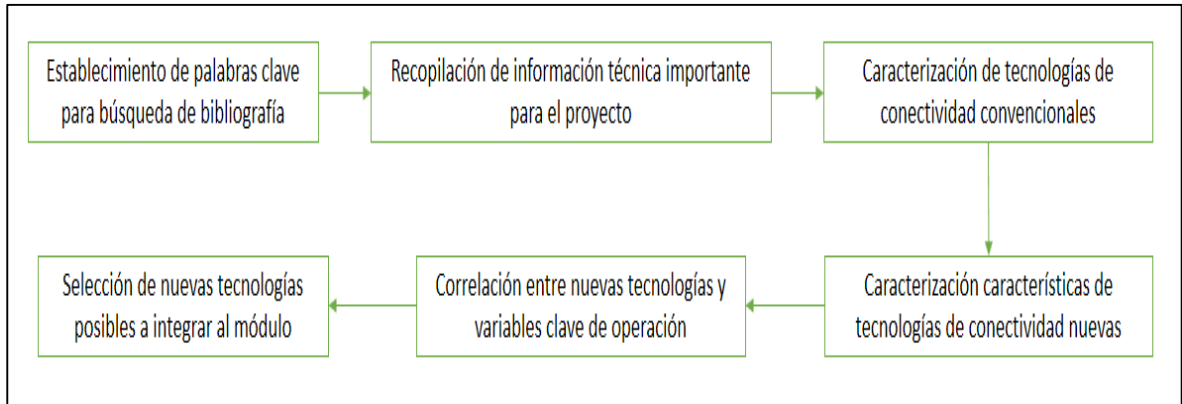
En este rango se encuentran incluidos todo tipo de documentos de investigación científica aplicada, dentro de los cuales cabe resaltar:

- Artículos científicos (Papers).
- Libros.
- Manuales.
- Ponencias nacionales e internacionales.
- Tesis.

Referentes a la operación de conectividad (Perforating-Shooting-Jetting) en pozos de hidrocarburos, obteniendo variables e información relevante para la delimitación y desarrollo inicial del proyecto en un rango temporal del año 2008 al 2017, lo que permitió establecer y correlacionar los rangos de los múltiples valores para cada variable y qué peso tiene cada una en la selección de una nueva tecnología.

3.2.2.2 Técnicas para la recolección de datos. En esta fase se incluyen todos los documentos que aportaron para la recolección bibliográfica necesaria para llevar a cabo el proyecto haciendo énfasis en la información recopilada acerca de nuevas tecnologías con base en las variables establecidas para la recopilación de datos en la etapa 1, la metodología para llevar a cabo esta fase se encuentra en la **Figura 76**.

Figura 76. Actividades Para el Desarrollo de la Etapa 2 del Proyecto



Fases:

1. Por medio de la depuración de la base de datos se obtuvieron los documentos clave para la determinación de las variables clave que harían parte posteriormente del complemento a la matriz ya existente del módulo general de completamiento, haciendo énfasis en nuevas tecnologías y tecnologías convencionales optimizadas o mejoradas de cañoneo y conectividad, los principales documentos se muestran en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Bibliografía de las Nuevas Tecnologías de Cañoneo

Título del documento	Traducción del Título del Documento	Tipo de Documento de Investigación	Año de Publicación	Tecnología Propuesta por el Documento
Perforating the Largest High-Pressure Wells in the Gulf of Mexico.	Cañoneo de pozos de alta presión y gran longitud en el golfo de México	Paper	2016	Tecnología LPSD(Low debris and Shock)
Propellant Stimulation	Estimulación con Propelente	Paper	2016	Tecnología TCP Propante-Sobrebalance
High-Performance Plug-and-Perf Completions in Unconventional Wells	Completamientos de tipo cañón insertable de alto desempeño para pozos no convencionales	Paper	2015	Tecnología de completamiento de cañón insertable
Consistent Entry-Hole Diameter Perforating Charge Reduces Completion Pressure and Increases Proppant Placement	Cargas de diámetro de perforado definido, reducen la presión del completamiento además de mejorar el desplazamiento del propante	Paper	2015	Tecnología de Carga de diámetro de perforado definido
Advances in Perforating Technology Continue.	Continuo desarrollo en tecnologías de cañoneo	Paper	2010	Tecnología de cargas CONNEX
Wireline and Perforating Systems	Sistemas de cañoneo y Wireline	Manual	2008	Tecnología Stimtube, POWR/PERF, PerfStim
The Fragmenting Gun - An Entirely New Gun System.	Cañón de Fragmentación-Un Sistema de Cañoneo totalmente Nuevo	Presentación Simposio MENAPS 16-15	2016	Tecnología Fragmenting Gun
Advanced Multizonal Stimulation Technology	Tecnología avanzada de estimulación Multizonal	Paper	2005	Tecnología Annular Coiled Tubing Fracturing
Advanced Multizonal Stimulation Technology	Tecnología avanzada de estimulación Multizonal	Paper	2005	Tecnología JITP (Just in Time Perforating)
Perforating Strategy Enhancement for Fracturing Deep Exploration and Gas Wells With Very Tight Formations in Oman	Optimización de la estrategia de Cañoneo para fracturar pozos profundos exploratorios y de gas en formaciones apretadas en Omán.	Presentación Simposio MENAPS 16-15	2016	Tecnología Reactive Liner Shaped Charges
Triple-Jet Perforating Technology, & and Its Application	Tecnología de Cañoneo Triple disparo y su aplicación	Presentación Simposio CPA-14	2014	Tecnología Triple-Jet Perforating
Improved Frac Efficiency Using Converging Perforating	Eficiencia mejorada en el Cañoneo usando tecnología de convergencia	Presentación Simposio Latinoamericano de Conectividad. Buenos Aires	2016	Tecnología Converging Focused Perforating
Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well	Descenso de barra eléctrica para el cañoneo y seguridad automatizada utilizada en pozos de petróleo y gas	Presentación Simposio CPA-14	2014	Tecnología Dropping Electrical Bar Perforating
Development, & Implementation of Side Mounted Gun (SMG) Systems for Intelligent Completions to Perforate Natural Gas	Desarrollo e implementación del Sistema Side Mounted en completamientos inteligentes al cañonear zonas de gas natural	Presentación Simposio de Conectividad Galveston, Texas.	2014	Tecnología Side Mounted Gun Perforating
Long Gun Deployment Systems	Sistemas de completamiento de ensamblaje largo	Presentación simposio Internacional. The Woodland-USA	2012	Tecnología HOPS (Horizontal Oriented Perforating Systems)

2. Se obtienen los documentos clave para la obtención de las nuevas tecnologías de conectividad, en el **Cuadro 3.** se muestran los resultados.

Cuadro 3. Bibliografía de las Nuevas Tecnologías de Conectividad

Título del documento	Traducción del Título del Documento	Tipo de Documento de Investigación	Año de Publicación	Tecnología Propuesta por el Documento
A New High-Temperature Shear-Tolerant Supramolecular Viscoelastic Fracturing Fluid	Un Nuevo fluido supramolecular visco elástico tolerante a la cizalla por alta temperatura	Paper	2016	Tecnología Cross-Linked Jet Fluids Polymer
An Effective Hydrajet-Fracturing Implementation Using Coiled Tubing and Annular Stimulation Fluid Delivery	Efectivo fracturamiento por medio hidráulico usando fluido abrasivo a través del anular por medio de Coiled Tubing	Paper	2015	Tecnología CT Pin-Point SandJet Annular Fracturing Technique
A New Record for a Rigless Completion Campaign Through Efficient; Coiled Tubing Hydrajet Assisted Fracturing Operations in a Mature Field in; Northeastern Colombia	Un Nuevo éxito para una serie de completamientos sin torre; La tecnología de Coiled Tubing junto con la tecnología Hydrajet desarrollan fracturamiento en un campo maduro en el noreste de Colombia	Paper	2017	Tecnología Hydro-Jet Process (HJP)
Radial Jet Drilling: A Technical Review	Revisión técnica de la tecnología de perforación radial	Paper	2017	Tecnología Radial Jet Drilling
A Case History- A New Stimulation Technique Enables Sustained Production Enhancement in Mature Lenticular Reservoir	Caso de aplicación: Una nueva técnica de estimulación logra mejora sostenida de la producción en un reservorio maduro tipo lenticular	Paper	2017	Tecnología Channel Stimulation
Low Density Proppant in Slickwater Applications Improves Reservoir Contact; Fracture Complexity - A Permian Basin Case History	Propante de baja viscosidad un aplicaciones de la tecnología Slickwater mejora el contacto con el reservorio en cuanto a la complejidad de las fracturas- Caso de Cuenca sedimentaria del Permiano	Paper	2017	Tecnología Slickwater Hydraulic System-Low Density Ceramic Proppant
Best Practices for Plug and Perf in Acid Fractured Stimulation Wells, Completed in Tight Gas Carbonate Reservoir	Practicas optimizadas de completamiento Plug and Perf en pozos fracturados mediante acidificación completados en reservorios de carbonatos de gas apretado	Presentación Simposio Internacional de Conectividad	2014	Tecnología Cemented Liner Plug and Perf Completion
Innovative Multilateral Technology Eliminates the Need for Perforating While Providing Stimulation with Accuracy and Efficiency	Tecnología innovadora de multilaterales elimina la necesidad de cañonear al tiempo en que provee estimulación precisa y eficiente	Presentación Simposio Internacional de Conectividad	2014	Tecnología Fishbone Jetting
Completion evolution; The role of perforating in horizontal shale wells	Evolución en el completamiento: El rol de la conectividad en pozos horizontales desarrollados en Shales.	Presentación Simposio Internacional de Conectividad	2014	Tecnología Open Hole Multistage System
High Energy Gas Fracturing: A Technique of Hydraulic Prefracturing To Reduce the Pressure Losses Friction in the Near Wellbore - A Colombian Field Application.	Fracturamiento con gas de alta energía: Una técnica de pre-fracturamiento hidráulico para reducir las pérdidas de presión por fricción en cercanías del pozo- Aplicación en Colombia	Paper	2012	Tecnología HEGF

3. Obtención de variables seleccionadas de cada uno de los elementos bibliográficos referenciada anteriormente.

4. Diseño e integración de la matriz con nuevas tecnologías al módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A.

3.2.2.3 Técnicas de procesamiento y análisis de datos. Para el procesamiento y análisis de datos de esta fase se hace énfasis en qué tecnologías convencionales de cañoneo están ya incluidas en la matriz de selección del módulo general de completamiento y qué sugerencias de tecnologías están integradas.

Fases:

1. Determinar qué tecnologías están incluidas en el módulo general de completamiento mediante el análisis del mapa por pozos, mostrado en la **Figura 77**.

Figura 77. Distribución Geográfica por Pozo de las Tecnologías Convencionales Integradas en el Sub-Módulo General de Conectividad



Fuente: MGCP. Sub-módulo de conectividad. Disponible en internet: <http://mgcp.com.co/conectividad/map/pozos>

Se determinó que las tecnologías ya existentes en la matriz de selección son las siguientes:

- Casing Gun.
- TCP.
- Perforate.
- Wireline.

- High Shot.
 - ThroughTubing.
 - Scall Gun.
 - Expandable.
 - AbrasiJet.
 - Slickgun.
2. Determinar qué tecnologías son las sugeridas con base en variables operativas como diferencial de presión de operación, velocidad de operación, longitud de cañoneo de la formación de interés, densidad de cañoneo y ángulo del pozo. En la **Figura 78.** se evidencia la tecnología preestablecida “Casing Gun Wireline”

Figura 78. Sugerencias de Selección de Tecnologías Convencionales de Conectividad

Matriz de Selección Conectividad

Condición de presión
Desconocida

¿El pozo se encuentra con tubería de producción o con revestimiento?
Revestimiento

Recomendaciones

- Casing Gun Wireline (cañoneo a través de revestimiento bajado con línea eléctrica)

Fuente: MGCP. Sub-módulo de conectividad. Disponible en internet:
<http://mgcp.com.co/conectividad/matrix>

Las tecnologías sugeridas son:

- Through Tubing Wireline.
- TCP.
- Casing Gun Wireline.

En el **Cuadro 4.** se muestra la relación directa entre las variables de selección y las tres tecnologías convencionales base sobre las cuales fue realizada la matriz para la sugerencia de la aplicación de una tecnología.

Cuadro 4. Relación Entre Variables Operativas y las Tecnologías Convencionales Incluidas en la Matriz de Selección

Parámetro de operación Método de cañoneo	Condición de presión	Longitud de cañoneo	Ángulo de pozo	Velocidad de operación	Profundidad de la zona de interés	Zonas múltiples a cañonear	Densidad de disparo	Condiciones a las que se encuentra el pozo
Casing Gun Wireline (cañoneo a través de revestimiento bajado con línea eléctrica)	Recomendado en operaciones de sobre balance cuando la Ph>Pyacimiento.	La longitud depende del cañón que se baje pero normalmente no alcanza grandes longitudes.	Óptimo en pozos verticales o con muy poca desviación.	Su preparación para la operación es rápida debido a que no necesita el bajado de tubería de producción.	Recomendado para zonas <8000 ft.	No aplica para zonas múltiples.	Maneja densidades de disparo no tan altas.	Como su nombre lo indica se realiza cuando se tiene el revestimiento.
TCP (cañoneo bajado con la tubería de producción)	Recomendado en operaciones de sobre balance cuando la Ph>Pyacimiento.	De los tres métodos es el que mas longitud de cañoneo alcanza.	Recomendado para pozos altamente desviados, con un Ángulo>60°.	El tiempo de adecuamiento para poder realizar este método es alto.	Recomendado para zonas >8000 ft.	Eficiente con el cañoneo de zonas múltiples.	Cuenta con una densidad de disparo>6 TTP	Necesaria la tubería de producción para poder realizar el cañoneo.
Through Tubing Wireline (cañoneo a través de tubería de producción bajado con línea eléctrica)	Permite operaciones de sobre balance y bajo balance.	La longitud depende del cañón que se baje pero normalmente no alcanza grandes longitudes.	Óptimo en pozos verticales o con muy poca desviación, pero con el uso de Coiled tubing puede trabajar en pozos altamente desviados.	El tiempo de adecuamiento para poder realizar este método es medio.	Recomendado para zonas <8000 ft.	No aplica para zonas múltiples.	Densidad de disparo < 6TTP	Requiere de tubería de producción.

Fuente: ACEROS G. Savieth y SARMIENTO M., Juan Camilo. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. 2017. P. 92.

3. Realizar el análisis estadístico del tipo de cañoneo y campo relacionado por cuenca incluida en el módulo general de completamiento.

Para llevar a cabo el objetivo anterior fue necesaria la base de datos del número completo de pozos integrados relacionados a eventos de cañoneo y conectividad, con información respectiva como:

- Fecha de inicio.
- Fecha de finalización.
- Método de cañoneo.
- Nombre común del pozo.
- Municipio.
- Longitud.
- Latitud.
- Campo.
- Vicepresidencia.
- Cuenca.
- Sigla del evento.
- Color en mapa geográfico.

En la **Tabla 4.** se evidencia la base de datos en Excel obtenida de DataAnalyzer® y Openwells®, con algunos de los anteriores parámetros.

Tabla 4. Base de Datos General en Excel de la Totalidad de Pozos Incluidos al Sub-Módulo de Cañoneo y Conectividad

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	Fecha de inicio	Fecha de Finalización	Método de Cañoneo	Nombre Común del Pozo	Municipio	Longitud	Latitud	Campo	Vicepresidencia
2	28/09/2015	29/09/2015	ABRASJET	TIBU 0552	TIBÚ	-72,701865	8,7161637	TIBU	VICEPRESIDENC
3	02/10/2015	03/10/2015	ABRASJET	TIBU 0554	TIBÚ	-72,702110	8,7163796	TIBU	VICEPRESIDENC
4	02/10/2011	06/10/2011	ABRASJET	TIBU 516	TIBU	-72,717700	8,7052000	TIBU	VICEPRESIDENC
5	25/02/2016	25/03/2016	ABRASJET	CHICHIMENE SOUTH W	GUAMAL	-73,747884	3,9132456	CHICHIMENE	VICEPRESIDENC
6	31/03/2010	05/04/2010	ABRASJET	DINA TERCIARIO 137	AIPE	-75,313691	3,0981867	DINA TERCIARIO	VICEPRESIDENC
7	27/02/2010	27/02/2010	ABRASJET	DT 136	AIPE	-75,313434	3,0979135	DINA TERCIARIO	VICEPRESIDENC
8	16/10/2008	19/10/2008	CASING GUN	PETROLEA 230	TIBU	-73,023600	8,4758700	PETROLEA	VICEPRESIDENC
9	25/10/2008	01/11/2008	CASING GUN	PETROLEA 231	TIBU	-72,570500	8,4856500	PETROLEA	VICEPRESIDENC
10	27/09/2008	27/09/2008	CASING GUN	PETROLEA 232	TIBU	-72,568800	8,4989900	PETROLEA	VICEPRESIDENC
11	23/02/2009	27/02/2009	CASING GUN	PETROLEA 233	TIBU	-72,567800	8,4970400	PETROLEA	VICEPRESIDENC
12	29/07/2010	29/07/2010	CASING GUN	SARDINATA 40K	TIBU	-72,660700	8,4519300	SARDINATA	VICEPRESIDENC
13	17/09/2015	18/09/2015	CASING GUN	TIBU 0529	TIBÚ	-72,674855	8,6707407	TIBU	VICEPRESIDENC
14	16/10/2014	16/10/2014	CASING GUN	TIBU 0532	TIBÚ	-72,751063	8,7108329	TIBU	VICEPRESIDENC
15	31/10/2014	01/11/2014	CASING GUN	TIBU 0533	TIBÚ	-72,751233	8,7106959	TIBU	VICEPRESIDENC
16	17/12/2014	18/12/2014	CASING GUN	TIBU 0537	TIBÚ	-72,710469	8,7169901	TIBU	VICEPRESIDENC
17	11/12/2014	12/12/2014	CASING GUN	TIBU 0538	TIBÚ	-72,710575	8,7169677	TIBU	VICEPRESIDENC
18	28/04/2015	29/04/2015	CASING GUN	TIBU 0540	TIBÚ	-72,719925	8,6856173	TIBU	VICEPRESIDENC
19	22/02/2015	22/02/2015	CASING GUN	TIBU 0542	TIBÚ	-72,737070	8,7003784	TIBU	VICEPRESIDENC
20	15/05/2015	16/05/2015	CASING GUN	TIBU 0546	TIBÚ	-72,714380	8,6964164	TIBU	VICEPRESIDENC
21	14/05/2015	14/05/2015	CASING GUN	TIBU 0547	TIBÚ	-72,714284	8,6963791	TIBU	VICEPRESIDENC
22	28/11/2014	29/11/2014	CASING GUN	TIBU 0548	TIBÚ	-72,744054	8,7192369	TIBU	VICEPRESIDENC

Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

De toda la información anterior de la base de datos se realizó la depuración por medio de los siguientes criterios:

- Cuenca.
- Método de cañoneo.
- Campo.

Los resultados del primer filtro de la base de datos, cuenca, se presentan en la sección de anexos, en el **Anexo A.** con el número de pozos y el porcentaje respecto al total, se concluye que:

- La cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena contiene el 47% respecto al total de los eventos de conectividad de las 5 cuencas.
- La cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales contiene el 41% respecto al total de los eventos de conectividad de las 5 cuencas.

Cuenca Llanos Orientales.

Con base al **Anexo B.** se concluye que los métodos más utilizados según las condiciones operativas presentadas para la cuenca son:

- Método de cañoneo mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) con un 40%.
- Método de cañoneo mediante tubería de producción (TCP) con un 23%.

Los resultados obtenidos respecto a la depuración aplicada para el tercer filtro, relacionado con campos de la cuenca en donde se llevaron a cabo los métodos de cañoneo convencionales se muestran en el **Anexo C.**

- Campo Castilla con un 43%.
- Campo Castilla Norte con un 28%.

Cuenca Caguán-Putumayo.

Con base a la información del **Anexo D.** se concluye que los métodos más utilizados según las condiciones operativas presentadas para la cuenca son:

- Método de cañoneo mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) con un 50%.
- Método de cañoneo mediante tubería de producción (TCP) con un 33%.

Los resultados obtenidos en el **Anexo E.** respecto a la depuración aplicada para el tercer filtro, relacionado con campos de la cuenca en donde se llevaron a cabo los métodos de cañoneo convencionales son los siguientes:

- Campo San Antonio con un 33%.
- Campo Sucumbios, Quriyana y Caribe con un 11%.

Cuenca Catatumbo.

Con base a la información del **Anexo F.** se concluye que los métodos más utilizados según las condiciones operativas presentadas para la cuenca son:

- Método de cañoneo mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) con un 87%.
- Método de cañoneo mediante línea (Wireline) con un 5%.

Los resultados obtenidos en el **Anexo G.** respecto a la depuración aplicada para el tercer filtro, relacionado con campos de la cuenca en donde se llevaron a cabo los métodos de cañoneo convencionales son los siguientes:

- Campo Tibú con un 89%.
- Campo Petrolea con un 10%.

Cuenca Valle Superior del Magdalena.

Con base a la información del **Anexo H.** se concluye que los métodos más utilizados según las condiciones operativas presentadas para la cuenca son:

- Método de cañoneo mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) con un 64%.
- Método de cañoneo convencional (Perforate) con un 27%.

Los resultados obtenidos en el **Anexo I.** respecto a la depuración aplicada para el tercer filtro, relacionado con campos de la cuenca en donde se llevaron a cabo los métodos de cañoneo convencionales son los siguientes:

- Campo Dina Terciario con un 53%.
- Campo Dina con un 22%.

Cuenca Valle Medio del Magdalena.

Con base a la información del **Anexo J.** se concluye que los métodos más utilizados según las condiciones operativas presentadas para la cuenca son:

- Método de cañoneo mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) con un 55%.
- Métodos no convencionales con un 20%.

Los resultados obtenidos del **Anexo K.** respecto a la depuración aplicada para el tercer filtro, relacionado con campos de la cuenca en donde se llevaron a cabo los métodos de cañoneo convencionales son los siguientes:

- Campo La Cira con un 32%.
- Campo Casabe con un 19%.

Finalmente, mediante el **Anexo L.** se concluye que los dos métodos convencionales de cañoneo con mayor uso en los campos de estudio de las cinco cuencas sedimentarias son los siguientes:

- Método de cañoneo mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) con un 51%.
- Método de cañoneo mediante tubería de producción (TCP) con un 13%.

3.2.3 Etapa 3. Esta etapa lleva consigo el diseño de las tres matrices base para la selección de la nueva tecnología de conectividad más idónea con base en los rangos de los valores de las condiciones operativas arrojando múltiples sugerencias para tener en cuenta en el proceso de completamiento de un pozo, ya sea un pozo en producción o un pozo nuevo.

Esta etapa desarrolla el cuarto objetivo específico del presente trabajo de grado, el cual hace parte de los resultados del proyecto, este es:

- Elaborar tres matrices teóricas: Matriz de formación, matriz de fluidos y matriz de sistema de completamiento.

3.2.3.1 Técnicas de procesamiento y análisis de datos. En la presente etapa se muestra el proceso de relacionamiento de las variables clave definidas para el proyecto con las nuevas tecnologías a ser integradas, tanto de conectividad como de cañoneo, basándose en las referencias bibliográficas de las cuales fueron obtenidas.

Fases:

1. Definir cuál es la relación directa entre las nuevas tecnologías a incluir y las variables operacionales bajo las cuales trabaja la matriz de selección del módulo de conectividad incluido en el módulo general, la relación se muestra en los **Cuadros 5 y 6.**

Cuadro 5. Relación Entre las Variables Operativas y las Nuevas Tecnologías de Cañoneo a Incluir en la Matriz de Selección.

Relación entre nuevas tecnologías de cañoneo y variables operativas	Condición de Presión	Longitud de intervalo a Cañoneo	Ángulo de Pozo	Velocidad de Operación(No de corridas optimizadas)	Profundidad zona de interés	Zonas múltiples a cañonear	Densidad de Disparo	Condiciones de pozo	Compañía
Tecnología LPSD(Low debris and Shock)	Underbalance (High Pressure Wells)	>1500 Ft	Bajo <5°	Alta	>9500 Ft (Offshore)	Una corrida Multizonal	>18 SPF (High Shoot Density)	Tubería de Producción, opcional línea eléctrica	Shell-Schlumberger
Tecnología TCP Propante-Sobrebalance	Sobrebalance	Variable	Ideal pozos horizontales	Alta	Variable (tipo de explosivo)	Selectividad para intervalos	Alta	Through Tubing o TCP	Weatherford
Tecnología Stimtube	Extremo Sobrebalance	Variable (26 Ft ensamblaje)	Ideal para pozos horizontales	Alta	Alta	Selectividad para intervalos	Requerida	Tubing Conveyed Perforating - Línea eléctrica	Halliburton
Tecnología POWR/PERF	Extremo Sobrebalance	Variable	Alto	Alta (Pozos de baja P y alta K)	Alta (pozos con agua y gas)	Selectividad para intervalos	Requerida	Through Tubing Perforating o TCP	Halliburton
Tecnología PerfStim	Extremo Sobrebalance	Variable	Alto	Alta (producción instantánea)	Media(Columna de N2 no mayor a 300 Ft)	Selectividad para intervalos	Requerida	Tubing Conveyed Perforating	Halliburton
Tecnología de completamiento de cañón insertable (Plug and Perf)	Underbalance	Media (30 a 60 Ft)	Medio (<20°)	Media	Alta	Una etapa por cañón insertable	Requerida	Through Tubing Perforating, opcional Wireline	DynaEnergetics
Tecnología de cargas CONNEX	Underbalance	Requerida	Requerida	Alta	Variable (tipo de explosivo)	Una corrida Multizonal	Requerida	TCP-Casing Gun-Coiled Tubing	GeoDynamics

Cuadro 5. (Continuación)

Tecnología de Carga de diámetro de perforado definido	Underbalance	Alto >500 Ft	Ideal para pozos horizontales	Alta	Alta	Una Corrida Multizonal	Alta >12 spf	Tubería de producción o revestimiento	Halliburton
Tecnología Fragmenting Gun	Sobrebalance Dinámico	Alto (200 Ft)	Bajo <20°	Alta	Alta >9500 Ft	Corrida Única o Multizonal	4<SPF<21 (Average and High Shoot Density)	TCP, pozos inyectores o productores	Shell-DYNAEnergetics
Tecnología ACTF (Annular Coiled Tubing Fracturing)	Sobrebalance	Alto (>90 Ft)	Ideal pozos horizontales	Alta	Alta (>11400 Ft)	Una corrida Multizonal	Alta (>12 SPF)	Coiled Tubing Reservorios Tight Gas	ExxonMobil
Tecnología JITP (Just in Time Perforating)	Sobrebalance	Alto (>90 Ft)	Bajo (<20°)	Media	Alta (>14400 Ft)	Selectividad para intervalos (4 a 6 intervalos)	Alta (>12 SPF)	Reservorios Tight Gas, Wireline	ExxonMobil
Tecnología Reactive Liner Shaped Charges	Balance o Sobrebalance	Alto (143 Ft)	Alto (>20°)	Media	Alta (>15500 Ft)	Una zona por corrida	Baja (Debido a la longitud de perforado, 6SPF)	Reservorios convencionales y no convencionales, Línea eléctrica, Coiled Tubing	GEODynamics
Tecnología HEGF	Extremo Sobrebalance	Medio (<90 Ft) (Control de fracturas)	Alto (>20°)	Media	Alta (9985 Ft)	Selectividad para intervalos	Media-alta (<6 SPF)	Pozos inyectores y productores (Open-Cased Hole)	Schlumberger, Halliburton, Weatherford, Etc.
Tecnología Triple Jet Perforating	DUB (Dynamic Underbalance)	Medio (30 a 60 Ft)	Vertical, desviado y horizontal	Media	Alta >9500 Ft	Una zona por corrida	Media (15 tiros por metro (4.6 SPF)	TCP, Línea eléctrica	Daqing Oilfield Company Limited
Tecnología Converging Focused Perforating	DUB (Dynamic Underbalance)	Medio (30 a 60 Ft)	Vertical, desviado y horizontal	Media	Media (5000 Ft)	Una zona por corrida	Alta(>6 SPF)	Línea Eléctrica, TCP	Allied Horizontal Wireline Services
Tecnología Dropping Electrical Bar Perforating	EUB (Estatic Underbalance)	Alto >100 Ft	Vertical, desviado y horizontal	Alta (5 zonas en 3280 pies)	Alta(>9000 Ft)	Una corrida Multizonal	Alta>12 spf	TCP y Línea eléctrica	Sinopec China

Cuadro 5. (Continuación)

Tecnología Side Mounted Gun Perforating	Bajo-balance (Gas) y Sobre-Balance (Petróleo) Isócrono	Alto >380 Ft	Bajo <20°	Alta	Alta >9500 Ft	Una corrida Multizonal	Alta (>12 SPF)	TCP con cargas orientadas, yacimientos de petróleo con capa de gas	Schlumberger
Tecnología HOPS (Horizontal Oriented Perforating Systems)	DUB (Bajo-balance dinámico)	Alto > 250 Ft	Ideal para pozos horizontales o altamente desviados	Alta (>72 Horas optimizadas)	Alta (14.000 Ft)	Una corrida Multizonal	Media (6 SPF)	Wireline y Through Tubing (Pozos existentes y nuevos)	Baker Hughes

Cuadro 6. Relación Entre las Variables Operativas y las Nuevas Tecnologías de Conectividad a Incluir en la Matriz de Selección

Tecnología de conectividad y Variables clave operativas	Condición de Presión	Longitud del intervalo a cañonear	Ángulo de pozo	Velocidad de operación	Profundidad de zona de interés	Zonas Múltiples a conectar	Densidad de Operación	Condiciones de pozo	Tipo de Formación	Compañía
Cross-Linked Jet fluids	Sobrebalance	Promedio, eficiencia decrece a medida que es mayor	Alta (Mayor a 20°)	Alta	Media (propiedades de T y P)	Zona única	Media alta (> 6HPF)	TCP, Coiled Tubing, Línea eléctrica	Reservorios de permeabilidad media (810 mD)	Schlumberger, Weatherford, Halliburton, etc...
CT Pin-Point SandJet Annular Fracturing Technique	Sobrebalance	Alto (>180 Ft)	Alta (Mayor a 20°)	Alta (Reducción de 15 días a 2 días)	Media-Baja (3000 Ft)	Conectividad Multi-etapa	Media alta (>6 HPF)	Coiled Tubing	CBM (Coal Bed Methane)	Schlumberger, Weatherford, Halliburton, etc...
Hydro-Jet	Sobrebalance	Alta (>90 Ft)	Alta (Mayor a 20°)	Alta	Alta	Multizona I, una zona al tiempo	Variante (baja-media-alta)	Coiled Tubing	Reservorios maduros de baja permeabilidad	Halliburton
Radial Jet Drilling	Bajo-balance	Alta (>300 Ft)	Bajo (<15°)	Alta (2 Días/Pozo)	Media (4000 a 9000 Pies)	Generación 1 zona al tiempo	Generación 1 zona al tiempo	Open Hole, while drilling	Campos maduros, formaciones en capas	Buckman Jet Drilling
Channel Stimulation technology	Bajo-balance	Baja-media (30 a 60 Ft)	Alta (Mayor a 20°)	Alta	Alta (>8000 FT)	Zonas singulares y zonas múltiples	Alta(>12 HPF)	TCP, Hoyo revestido	Estratificaciones laminares lenticulares	OVM Petrom-Schlumberger
Slickwater Hydraulic System	Sobrebalance	Alta (> 100 Ft)	Bajo (<15°)	Alta	Alta (Varía dependiendo a la concentración)	Zonas múltiples	Alta(>12 HPF)	Slickline, Hoyo revestido	Reservorios no convencionales	CARBO Ceramics-Endurance Resources LLC

Cuadro 6. (Continuación)

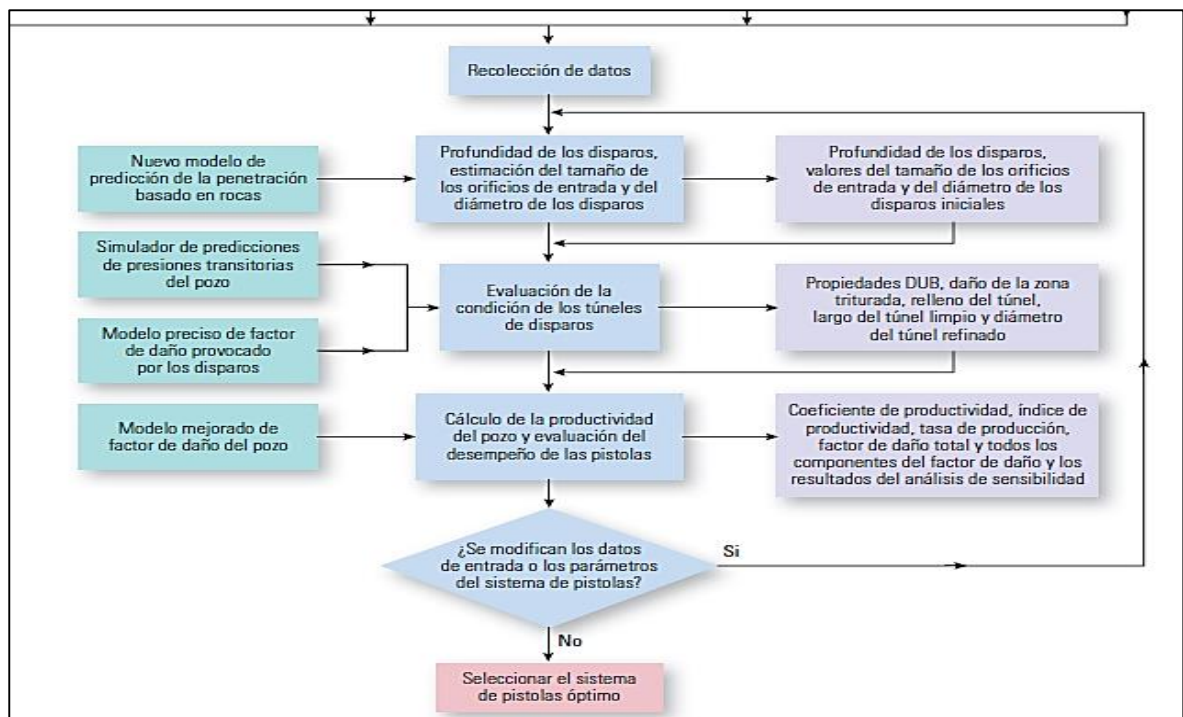
Cemented Liner Plug and Perf Completion	Bajo-balance	Media (30 a 90 Ft)	Bajo (<15°)	Media	Alta (>10000 Ft)	Zona única	Alta (>12 HPF)	TCP, Hoyo revestido	Formaciones no consolidadas	Schlumberger, Weatherford, Halliburton, etc...
Multilateral Technology for Stimulation (Fishbone)	Sobrebalance	Media-baja (<60 Ft)	Pozos horizontales	Media	Alta (>9500 Ft)	Una corrida Multizona	Media-Alta (>6 HPF)	Coiled Tubing	Formaciones inestables, grado de compactación bajo	Fishbones
Open Hole Multistage System	Bajo-balance	Alto (>90 Ft)	Alta (Mayor a 20°)	Alta	Alta (<9500 Ft)	Conectividad Multi-etapa	Alta (<12 HPF)	Coiled Tubing Open Hole	Shales	EXPRO Well Flow Management

2. Determinar el tipo de matriz para ser integrada al módulo de conectividad y cañoneo, teniendo en cuenta modelos de selección de alternativas tales como: Diagrama de Pareto, Método multi-criterio, árbol de decisiones. Finalmente se seleccionó la alternativa de árbol de decisiones al tener las características que mejor se adaptan a los objetivos del diseño del módulo, estas son:

- Plantea el problema desde distintas perspectivas de acción.
- Permite analizar de manera completa todas las posibles soluciones.
- Provee un esquema para cuantificar el costo del resultado y su probabilidad de uso.
- Ayuda a realizar las mejores decisiones con base a la información existente y a las mejores suposiciones.
- Su estructura permite analizar las alternativas, los eventos, las probabilidades y los resultados.

El esquema de decisión para la integración de las nuevas tecnologías se hace de manera secuencial como lo establece la matriz de selección de árbol de decisiones, se presenta a continuación, en la **Figura 79**. un esquema para efectos de ejemplificación, el diseño de las tres matrices teóricas definidas en el cuarto objetivo específico se muestra en el capítulo 4 concerniente a resultados.

Figura 79. Esquema de Árbol de Decisión para Conectividad de Schlumberger Mediante Software SPAN



Fuente: SCHLUMBERGER Oilfield Review. Innovaciones en operaciones de disparos-Perforación de orificios y modelos de desempeño.2015.

3.2.4 Etapa 4. Esta etapa lleva consigo la integración de las nuevas tecnologías de conectividad por medio de las tres matrices anteriormente referenciadas a la matriz de selección del Sub-módulo de conectividad del manual de completamiento general de Ecopetrol S.A.

Esta etapa desarrolla el quinto objetivo específico del presente trabajo de grado, el cual pertenece a los resultados del proyecto, este es:

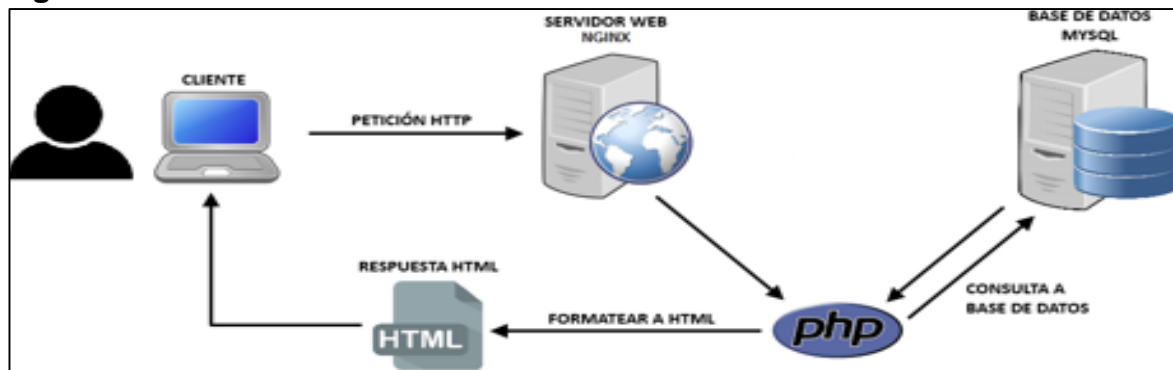
- Generar el sistema computacional integrando las nuevas tecnologías de conectividad al sistema de información de la matriz en el lenguaje de programación utilizado para el módulo de completamiento de Ecopetrol S.A.

3.2.4.1 Técnicas de procesamiento y análisis de datos. La presente etapa hace referencia al proceso de integración de las tres matrices al módulo de conectividad, mediante el lenguaje de programación y bases de datos propios de éste.

Fases:

1. Determinar cuál es el lenguaje de programación y la base de datos bajo la cual está construida la matriz de selección del módulo de conectividad para integrar las nuevas tecnologías. El lenguaje seleccionado fue LARAVEL (Framework de PHP) y la base de datos fue MySQL. La interacción entre cliente y servidor mediante el lenguaje de programación seleccionado se muestra en la **Figura 80**.

Figura 80. Proceso de Interacción Cliente-Servidor



Fuente: ACEROS G. Savieth y SARMIENTO M., Juan Camilo. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. 2017. p. 96.

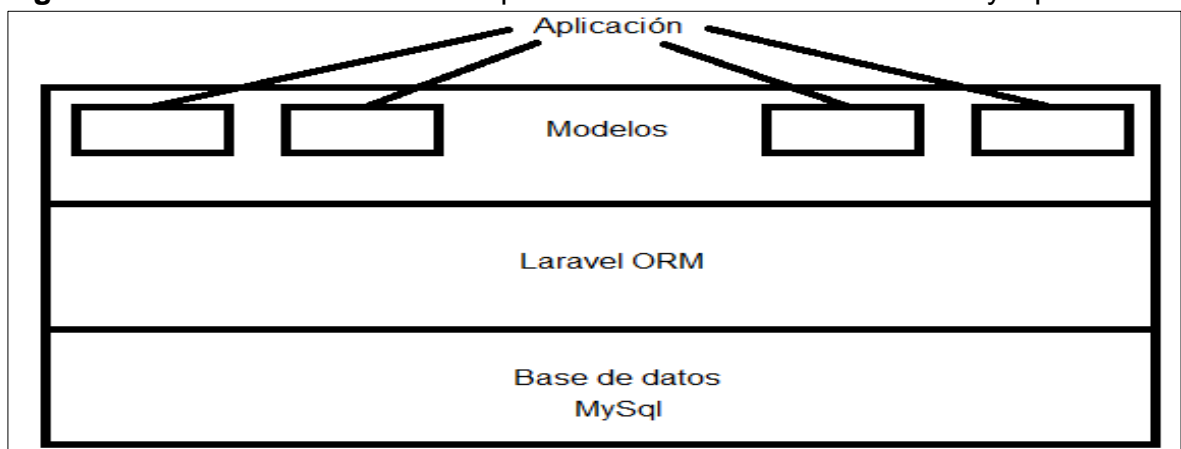
El usuario hace uso del navegador (cliente) en el cual ingresa la página o dirección http lo que se traduce en una petición, ésta llega al servidor que tiene MGCP (Manual General de Completamiento Petrolero). El servidor internamente hace un procesamiento (seleccionando la parte del código a usar) y genera una respuesta como un archivo HTML, la cual tiene las instrucciones de “Cómo se debe mostrar la página web”.

Para el diseño del código se realiza mediante ATOM (editor de texto en donde se escriben los códigos) y Laravel (framework de PHP que proporciona componentes (como bibliotecas, plantillas, etc.) para generar un ambiente de trabajo más ordenado para el desarrollo de aplicaciones.

Una de las herramientas que brinda es el ORM (mapeo objeto-relacional) de Laravel conocido comercialmente como Eloquent. Entiéndase ORM como “componente de software que me permite trabajar con los datos, como si ellos fueran parte de una base de datos orientada a objetos”.

Eloquent es el que se conecta con la base de datos, utilizando el ORM lo que se hace es definir unos modelos (los cuales representan elementos o definiciones de términos) y la aplicación interactúa con los modelos, los cuales a su vez mediante el ORM de Laravel actualiza y modifica la base de datos, que en nuestro caso es “MySql”. Sin embargo, al ORM también se le puede conectar otra base de datos diferente como “Postgre SQL” o incluso tiene una opción para guardar información en archivos. Esta comunicación se puede ver jerárquicamente en la **Figura 81**.⁴⁹.

Figura 81. Proceso de Interacción por Medio de la Base de Datos “MySql”



Fuente: ACEROS G. Savieth y SARMIENTO M., Juan Camilo. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. 2017. p. 97.

⁴⁹ ACEROS G. Savieth y SARMIENTO M., Juan Camilo. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A..Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América, 2017. p. 96.

4. RESULTADOS

En el presente capítulo se hace énfasis en la descripción y caracterización del producto final evidenciado en el módulo de completamiento de Ecopetrol S.A. perteneciente al dominio web www.mgcp.com.co.

El procedimiento y la metodología es completamente descrita en el capítulo anterior en donde se hace referencia al estado de arte respectivo para obtener las nuevas tecnologías, variables clave operativas a integrar en la matriz, describir las formaciones de interés aplicadas en las cinco cuencas con sus respectivas tecnologías convencionales, paralelos entre las condiciones y ambientes operacionales donde se aplicaron las tecnologías convencionales, adicionalmente bajo qué condiciones se pueden aplicar las nuevas tecnologías y otros fundamentos técnicos referentes al tipo de matriz y lenguaje de programación específico.

A continuación, se presenta el sub-módulo de conectividad perteneciente al módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. terminado con la inclusión de las nuevas tecnologías, adicionalmente se presentan los árboles de decisión correspondientes a cada una de las tres matrices anteriormente presentadas con las variables bajo las cuales se rige cada una para obtener la tecnología más idónea para cada una de las operaciones de completamiento.

4.1 INTEGRACIÓN DE MATRICES

Los esquemas de decisión se representan a continuación. Las variables clave de matriz, los criterios de selección y las condiciones de variable fueron obtenidos con un análisis del estado de arte realizado en el capítulo 3, donde con base en las estadísticas y la información disponible se determinaron cuáles eran las variables críticas de las operaciones de cañoneo y conectividad, todo esto, fundamentado en autores y profesionales de la industria petrolera, haciendo referencia a estos mediante la bibliografía asociada a cada parámetro de cada una de las matrices.

Cada uno de los árboles de decisión que componen las matrices cuenta con un lenguaje secuencial, con diferentes figuras que representan diferentes acciones, estas son:

- Pregunta al usuario: Decisión necesaria para definir el rumbo de las sugerencias finales, existen dos únicas opciones de respuesta: sí y no.
- Variable clave asociada: Hace referencia a las variables clave obtenidas en el capítulo 3 con las que se relacionaron las nuevas tecnologías de cañoneo y conectividad. Estas no hacen parte del circuito de decisión, pero están localizadas cerca al sector del árbol de decisión en el que se relacionan con los parámetros de entrada.

- Establecimiento de variable: Hace énfasis en el valor ingresado por el usuario en cada parámetro, o bien, el valor deducido por el sistema basado en el ingreso de un rango en el caso de la matriz de formación, o un valor calculado, como el caso presentado en las matrices de tipo de fluidos y de sistema de completamiento.
- Nueva tecnología: Delimita y proporciona grupos generales de tecnologías adecuadas según los valores ingresados por parámetro del usuario.
- Opción de respuesta: Conectores lógicos que integran el árbol de decisión y van definiendo una ruta según las respuestas del usuario.

4.1.1 Matriz de formación. A continuación, se presenta la matriz en forma de árbol de decisión diseñada con los parámetros de formación más determinantes para las operaciones de conectividad y unos rangos predeterminados de valores que tendría cada uno de esos parámetros dependiendo principalmente el tipo de formación en la que se esté llevando a cabo la operación de conectividad. Cabe resaltar que estos rangos de valores son rangos asignados según los resultados en diferentes operaciones que se han realizado a nivel mundial.

Los parámetros con su respectiva bibliografía son:

- Porosidad promedio de la formación (ϕ)⁵⁰.
- UCS (resistencia a la formación no confinada)⁵¹.
- Presión promedio en cabeza (P_c)⁵².
- Presión promedio del yacimiento (P_y)⁵³.
- Factor de daño del intervalo a establecer conectividad (S)⁵⁴.
- Permeabilidad del intervalo a establecer conectividad (K)⁵⁵.
- Ángulo de formación respecto al pozo (α)⁵⁶.

La interacción de cada una de estas variables con el tipo de formación y con las demás variables se muestra en la **Figura 82**. Donde el árbol de decisión se muestra en dos secciones, esto para efectos de correcta lectura e interpretación de las imágenes.

⁵⁰ MARTIN A, Grove B, Harvey J, Zhan L y Atwood D: "A New Direction for Predicting Perforating Gun Performance" artículo MENAPS 11-12.

⁵¹ THOMPSON GD "Effects on formation compressive strength on perforator performance" artículo API 62-191.

⁵² SCHLUMBERGER. Oilfield Review. "Innovaciones en operaciones de disparos: Perforación de orificios y modelos de desempeño". Óp. cit P. 14-34.

⁵³ Ídem.

⁵⁴ GROVE B, Harvey J y Zhan L "Perforation cleanup by Means of Dynamic Underbalance: New Understanding" SPE Drilling y completion 28, no. 1 (Marzo de 2013)

⁵⁵ HSIA T-Y and Behrmann LA: "Perforating Skins as a Function of Rock Permeability and Underbalance" artículo de la SPE 22810 Octubre 6 1991.

⁵⁶ RENPU. Óp. cit.

Figura 82. Matriz de Formación

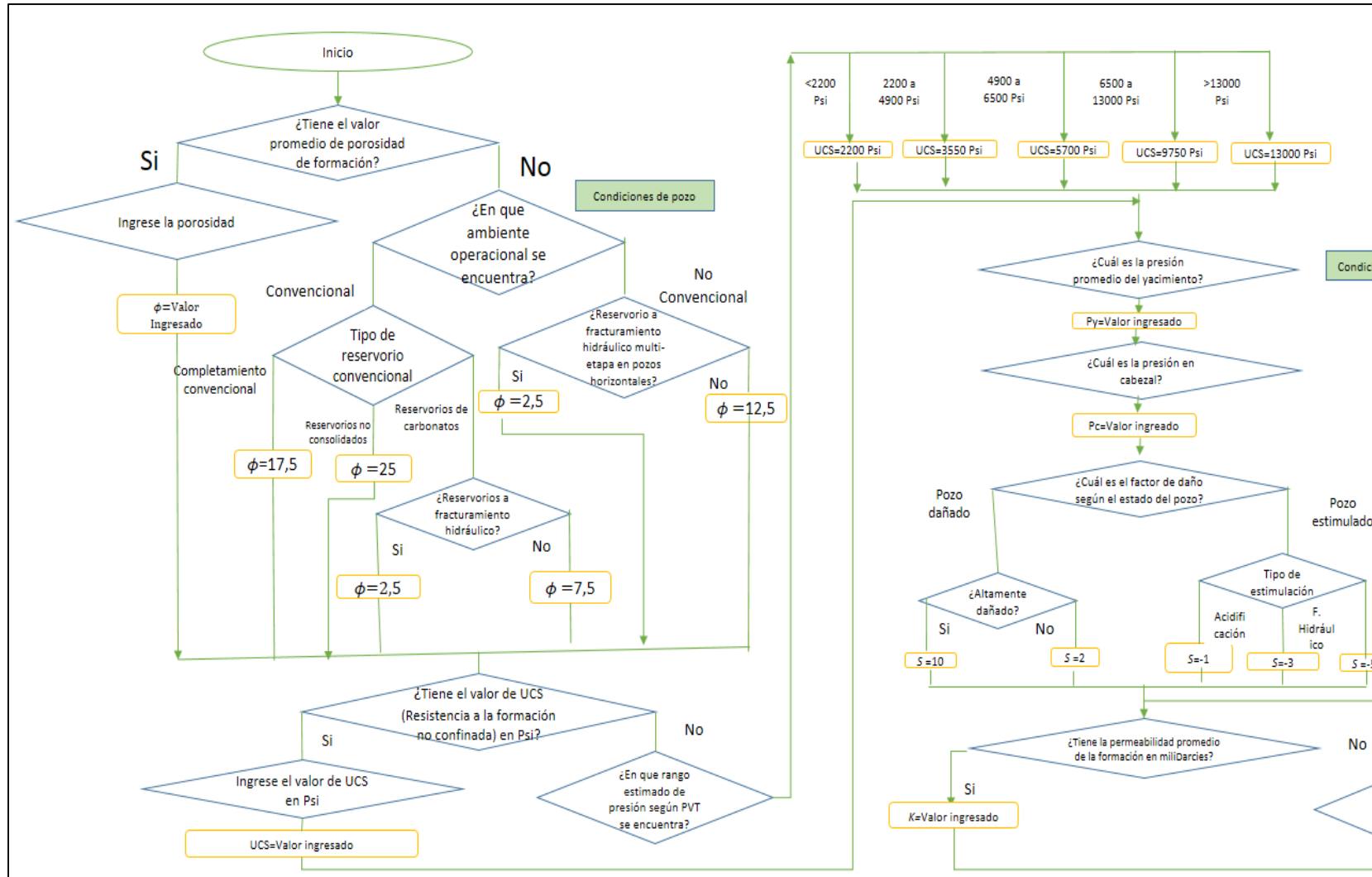
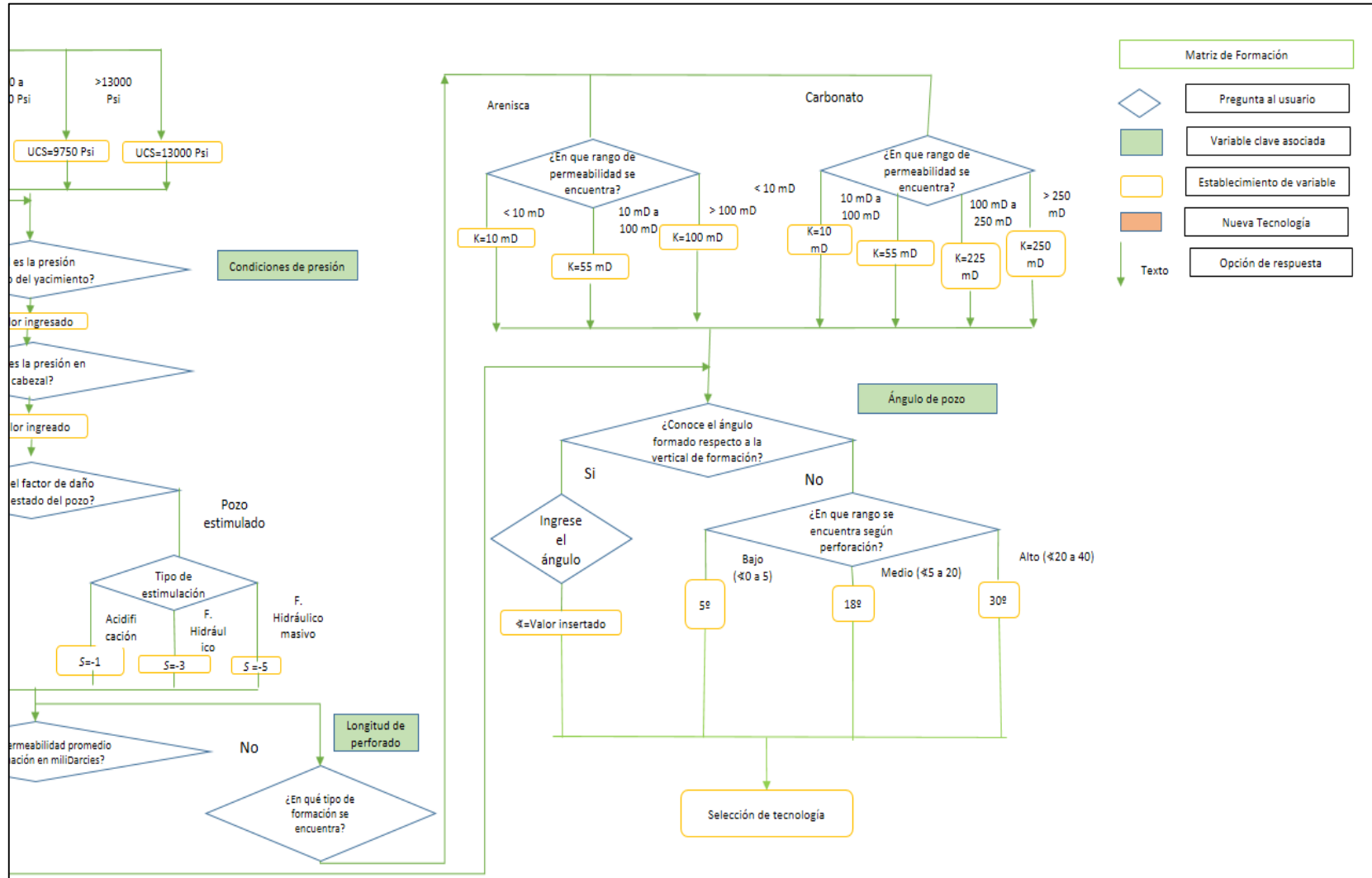


Figura 82. (Continuación)



4.1.2 Matriz de propiedades de fluidos de yacimiento. Para la generación de la matriz de fluidos en el yacimiento se tuvo en cuenta la relación de las densidades de los fluidos en la formación mediante la comparación entre los valores de viscosidad y con base en ello hacer el planteamiento de la matriz. Adicionalmente, se necesitan unos parámetros en caso de que el usuario no cuente con valores exactos, esto con el fin de estimarlos mediante modelos matemáticos (Correlación de Glaso y correlación de McCain, para petróleo y agua respectivamente). Así como los parámetros de presión y temperatura, calculados mediante gradientes estándar representados por las formulas 1 y 2 respectivamente en la figura referenciada a continuación.

Los parámetros con su respectiva bibliografía son los siguientes:

- Gravedad API del crudo⁵⁷.
- Salinidad del agua de formación⁵⁸.
- Saturación y gravedad específica del gas⁵⁹.

La interacción de cada uno de estos parámetros y su relación con las viscosidades se muestra en las **Figuras 83**. Donde el árbol de decisión se muestra en dos secciones, esto para efectos de correcta lectura e interpretación de las imágenes.

⁵⁷BEHRMANN LA "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage" artículo de la SPE 30081 Mayo 15 de 1991.

⁵⁸DENNEY, Dennis. Effect of Formation-Water Salinity on Water-Shutoff Gels. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Nov 1, vol. 57, no. 11, p. 75-77

⁵⁹ BEHRMANN LA, Li JL, Venkitaram A y Li H "Borehole Dynamics During Underbalanced Perforating" artículo de la SPE 38139 Junio 2 1997.

Figura 83. Matriz de Tipo de Fluido

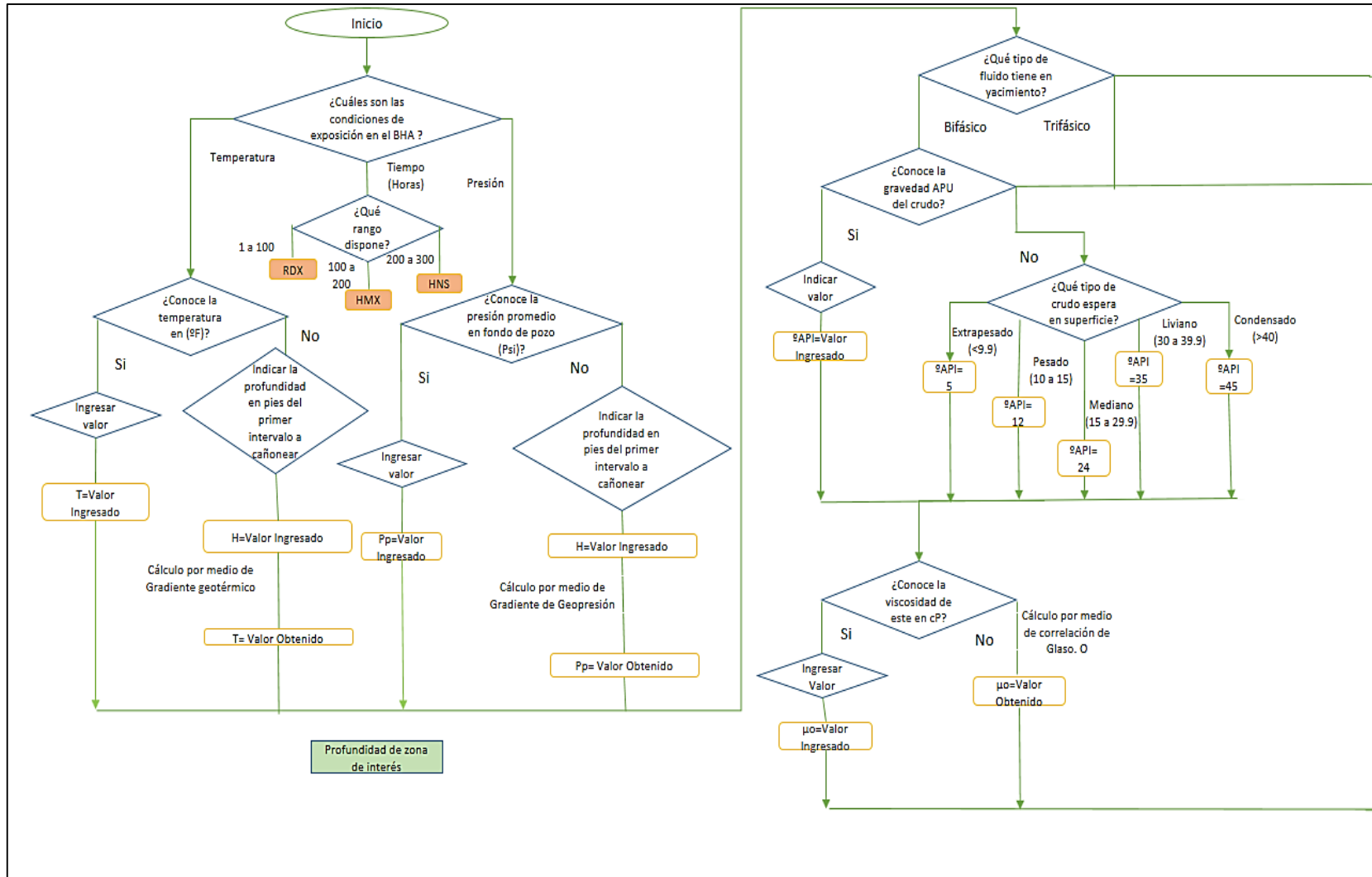
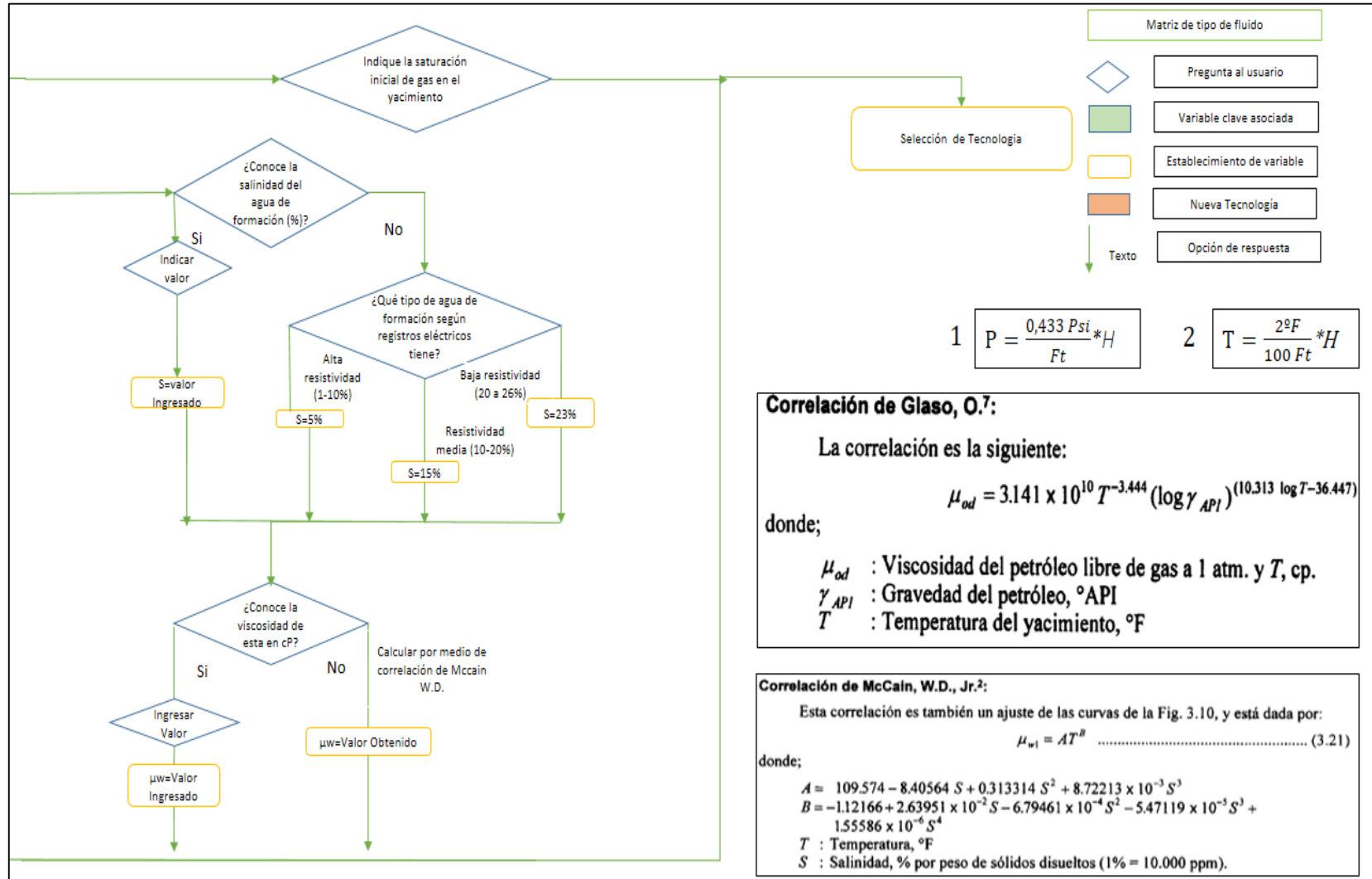


Figura 83. (Continuación)



4.1.3 Matriz de sistema de conectividad. En el planteamiento de la matriz de sistema de cañoneo fue necesario determinar cuáles eran las condiciones operativas de mayor consideración en una operación de conectividad, estos son:

- Longitud de espesor a cañonear y densidad de disparo⁶⁰.
- Condición de presión⁶¹.
- Velocidad operacional (Conectividad zona única o multizona)⁶².
- Diámetro interno de tubería de revestimiento⁶³.
- Relación de producción⁶⁴.
- Riesgos específicos⁶⁵.

La interacción de cada uno de estos parámetros entre sí se muestra en la **Figura 84**, donde se evidencian 3 ecuaciones sobre las cuales se llevan a cabo los cálculos, estas ecuaciones fueron referenciadas previamente en el capítulo 2 referente al marco teórico del presente proyecto. El árbol de decisión se muestra en dos secciones, esto para efectos de correcta lectura e interpretación de las imágenes.

⁶⁰ BROOKS JE "A Simple Method for Estimating Well Productivity" artículo de la SPE 38148 Junio 2 1997

⁶¹ BEHRMANN L.A.y McDONALD Bryan. "Underbalance or extreme Overbalance" artículo de la SPE 31083 agosto de 1999.

⁶² PAVLIN B, et al. Autonomus Perforating System fort Multizone Completions. 2011.

⁶³ RENPU. Óp. cit

⁶⁴ SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. Óp. cit

⁶⁵ BAUMANN C, Dutertre A, Khaira K, Williams H y Mohamed HNH: "Risk Minimization When Perforating with Automatic Gun Release Systems" artículo SPE 1568967 11 de Junio de 2012.

Figura 84. Matriz de Sistema de Conectividad

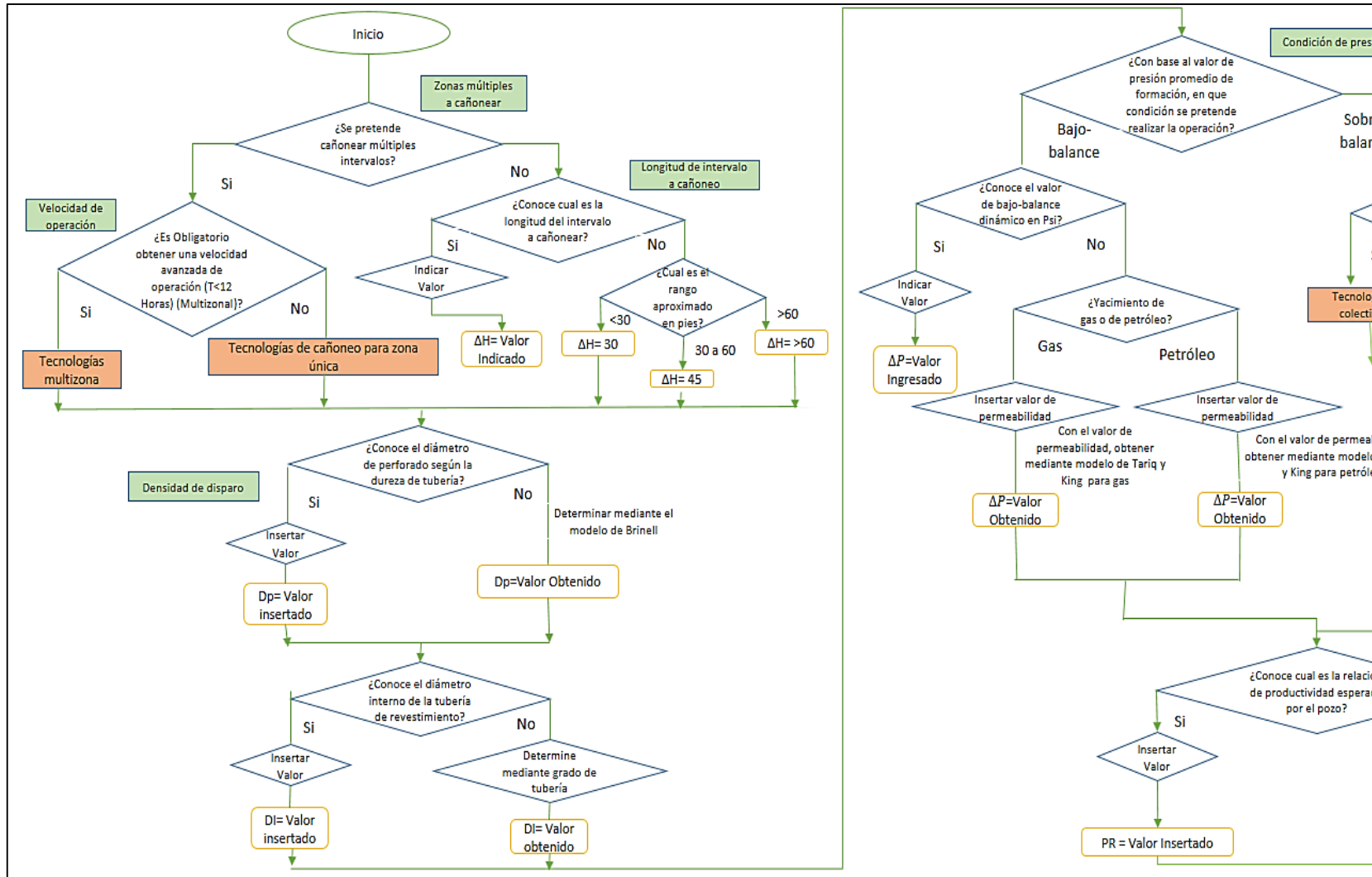
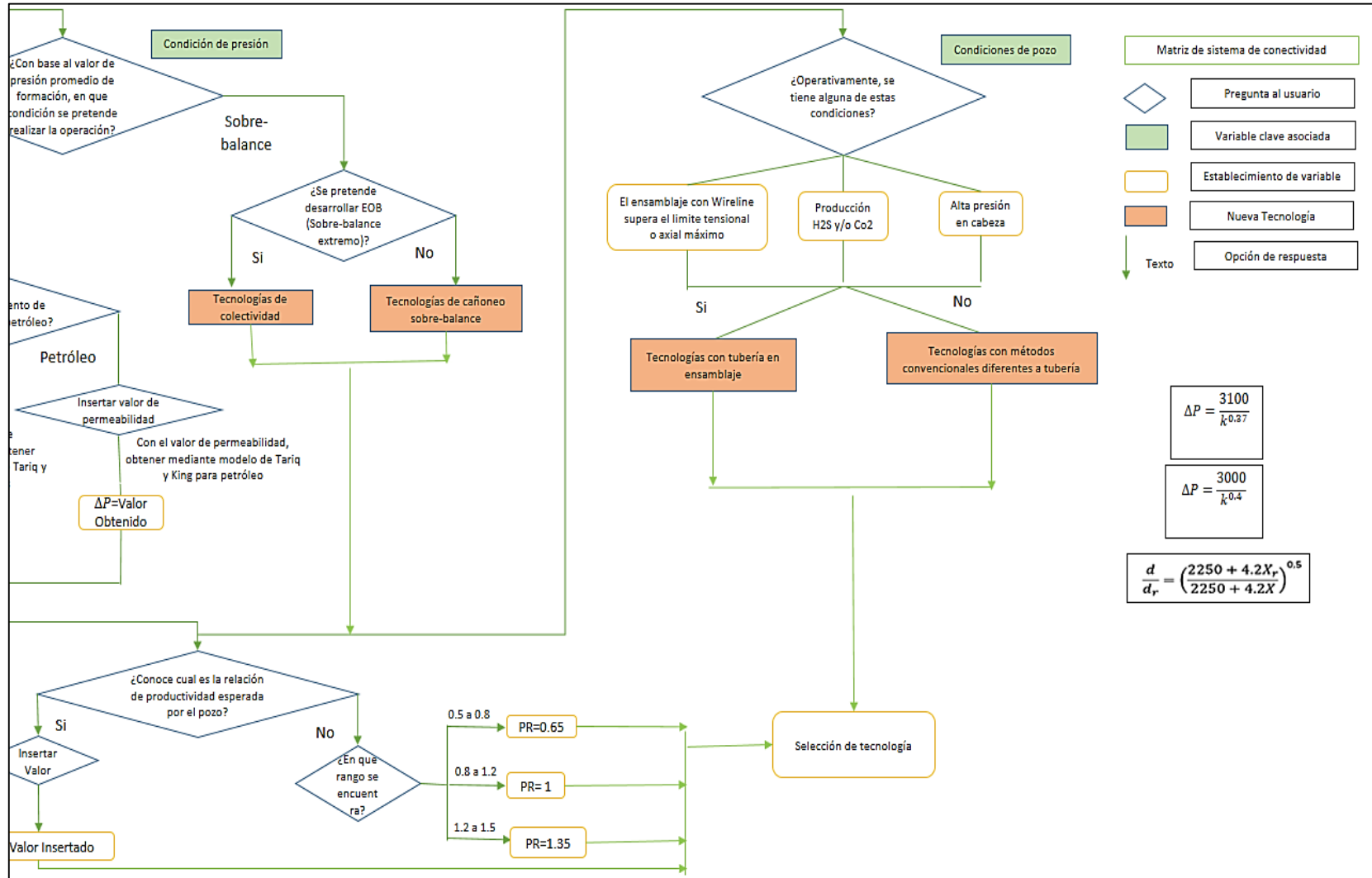


Figura 84. (Continuación)



4.2 RESULTADOS POSIBLES DE LA MATRIZ A PARTIR DE LOS DATOS DE ENTRADA

Después de haber llevado a cabo el desarrollo de las matrices, es importante definir cuál es el rango total de posibles resultados que puede tener cada una de ellas.

Fue necesario delimitar el número de posibles combinaciones de resultados para definir en el sistema, modificando los rangos de entrada posibles de las variables clave más importantes.

Para cada una de las matrices se mostrará un conjunto de resultados con unos números asociados a cada rango posible, los números de referencia con recuadro verde son las nuevas tecnologías de cañoneo sugeridas, mientras que, los números de referencia con recuadro rojo son las nuevas tecnologías de conectividad.

El número asociado a cada tecnología nueva de cañoneo es:

1. Tecnología LPSD (Low Debris and Shock).
2. Tecnología TCP Propante-Sobrebalance.
3. Tecnología StimTube.
4. Tecnología POWR/PERF.
5. Tecnología PerfStim.
6. Tecnología de Completamiento de Cañón Insertable (Plug and Perf).
7. Tecnología de cargas CONNEX.
8. Tecnología de Carga de Diámetro Definido.
9. Tecnología Fragmenting Gun.
10. Tecnología ACTF (Annular Coiled Tubing Fracturing).
11. Tecnología JITP (Just in Time Perforating).
12. Tecnología Reactive Liner Shaped Charges.
13. Tecnología Triple Jet Perforating.
14. Tecnología Converging Focused Perforating.
15. Tecnología Dropping Electrical Bar Perforating.
16. Tecnología Side Mounted Gun Perforating.
17. Tecnología HOPS (Horizontal Oriented Perforating Systems).

El número asociado a cada tecnología nueva de conectividad es:

1. Tecnología Cross-Linked Jet Fluids.
2. Tecnología CT Pin-Point SandJet Annular Fracturing Technique.
3. Tecnología HJP (Hydro Jet Perforating).
4. Tecnología Radial Jet Drilling.
5. Tecnología Channel Stimulation Technology.
6. Tecnología Slickwater Hydraulic System-Low Density Ceramic Proppant.
7. Tecnología Cemented Liner Plug and Perf Completion.

8. Tecnología Fishbone Jetting.
9. Tecnología HEGF (High Energy Gas Fracturing).

4.2.1 Matriz de formación. Las siguientes son las combinaciones totales de resultados que se tienen para la matriz de formación, uno de los criterios que más tuvo relevancia para determinar cómo debían ser variados los parámetros fue la condición principal de la operación de conectividad (Sobre-Balance y bajo-balance). Los rangos de resultados posibles se muestran en la **Figura 85**.

Figura 85. Rango de Resultados con Cada Nueva Tecnología Asociada para la Matriz de Formación

• Si $\phi < 5$, $2200 < UCS$, $Py < 2000$, $Fbi < 0$, $1 < S < 5$, $K < 10$, $\delta < 5$	2	5	2
• Si $\phi < 10$, $2200 < UCS < 4900$, $2000 < Py < 4000$, $Fbi < 0$, $1 < S < 5$, $10 < K < 100$, $\delta < 5$	10	3	
• Si $\phi < 15$, $4900 < UCS < 6500$, $4000 < Py < 6000$, $Fbi < 0$, $1 < S < 5$, $100 < K < 250$, $\delta < 5$	11		
• Si $\phi < 20$, $6500 < UCS < 13000$, $6000 < Py < 8000$, $Fbi < 0$, $1 < S < 5$, $K > 250$, $\delta < 5$	1		
• Si $\phi < 25$, $UCS > 13000$, $8000 < Py < 10000$, $Fbi < 0$, $1 < S < 5$, $K > 250$, $\delta < 5$	1		
• Si $\phi < 5$, $UCS < 2200$, $2000 < Py$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $10 < K < 100$, $\delta < 5$	3	10	2
• Si $5 < \phi < 20$, $2200 < UCS < 6500$, $2000 < Py < 4000$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $100 < K < 250$, $\delta < 5$	2	12	
• Si $20 < \phi$, $6500 < UCS < 13000$, $4000 < Py < 6000$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $250 < K$, $\delta < 5$	4		
• Si $20 < \phi$, $13000 < UCS$, $6000 < Py < 8000$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $250 < K$, $\delta < 5$	17	1	
• Si $\phi < 5$, $UCS < 2200$, $4000 < Py$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $10 < K < 100$, $20 < \delta < 5$	3	10	3
• Si $5 < \phi < 20$, $2200 < UCS < 13000$, $4000 < Py < 8000$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $100 < K < 250$, $20 < \delta < 5$	5		
• Si $20 < \phi$, $13000 < UCS$, $8000 < Py$, $Fbi < 0$, $5 < S$, $250 < K$, $20 < \delta < 5$	1	1	
• Si $\phi < 5$, $UCS < 2200$, $4000 < Py$, $Fbi > 0$, $-3 < S < -0.1$, $10 < K < 100$, $20 < \delta$	5	16	5
• Si $5 < \phi < 20$, $2200 < UCS < 13000$, $4000 < Py < 8000$, $Fbi > 0$, $-3 < S < -0.1$, $100 < K < 250$, $20 < \delta$	12	14	
• Si $20 < \phi$, $13000 < UCS$, $8000 < Py$, $Fbi > 0$, $-3 < S < -0.1$, $250 < K$, $20 < \delta$	17		
• Si $\phi < 5$, $UCS < 2200$, $4000 < Py$, $Fbi > 0$, $S < -3$, $10 < K < 100$, $20 < \delta$	16	14	5
• Si $5 < \phi < 20$, $2200 < UCS < 13000$, $4000 < Py < 8000$, $Fbi > 0$, $S < -3$, $100 < K < 250$, $20 < \delta$	7	8	
• Si $20 < \phi$, $13000 < UCS$, $8000 < Py$, $Fbi > 0$, $S < -3$, $250 < K$, $20 < \delta$	17		
• Si $\phi < 5$, $UCS < 2200$, $4000 < Py$, $Fbi > 0$, $S < -3$, $10 < K < 100$, $20 > \delta$	7	8	4
• Si $5 < \phi < 20$, $2200 < UCS < 13000$, $4000 < Py < 8000$, $Fbi > 0$, $S < -3$, $100 < K < 250$, $20 > \delta$	1		
• Si $20 < \phi$, $13000 < UCS$, $8000 < Py$, $Fbi > 0$, $S < -3$, $250 < K$, $20 > \delta$	16	6	
• Si $\phi < 5$, $UCS < 2200$, $4000 < Py$, $Fbi > 0$, $-3 < S < -0.1$, $10 < K < 100$, $20 > \delta$	7	8	4
• Si $5 < \phi < 20$, $2200 < UCS < 13000$, $4000 < Py < 8000$, $Fbi > 0$, $-3 < S < -0.1$, $100 < K < 250$, $20 > \delta$	1		
• Si $20 < \phi$, $13000 < UCS$, $8000 < Py$, $Fbi > 0$, $-3 < S < -0.1$, $250 < K$, $20 > \delta$	6	15	

4.2.2 Matriz de propiedades de fluidos de yacimiento. Las siguientes son las combinaciones totales de resultados que se tienen para la matriz de fluidos, el criterio bajo el cual se llevaron a cabo las combinaciones necesarias fue la relación entre viscosidades del agua y el crudo (μ_w y μ_o respectivamente) en caso de que la mezcla sea bifásica. Si la mezcla es trifásica, es necesario tener en consideración la saturación del gas.

El parámetro de mayor importancia será la viscosidad del crudo, en caso de estar en presencia de un intervalo productor con un crudo muy pesado, el cual tiene viscosidades altas, se requiere de una mayor área de flujo para obtener la misma tasa de productividad que se obtendría en un área de flujo menor con un crudo liviano, el cual tiene alto contenido de compuestos volátiles y bajas viscosidades.

El área de flujo está definida por tres condiciones operativas clave, estas son:

- Diámetro de perforado
- Numero de tiros por pie
- Longitud de perforado

Estos tres parámetros de conectividad determinan cual será el área de flujo estimada.

En la **Figura 86.** se muestran los resultados posibles según los valores de entrada para la matriz de tipo de fluido.

Figura 86. Rango de Resultados con Cada Nueva Tecnología Asociada para la Matriz de Tipo de Fluido

Si no hay capa de gas y $\mu_o > \mu_w$	3	4	6
Si hay capa de gas y $\mu_o > \mu_w$	12	17	8
Si no hay capa de gas y $\mu_o < \mu_w$	17	9	2
Si hay capa de gas y $\mu_o < \mu_w$	14	17	1

4.2.3 Matriz de sistema de conectividad. Las siguientes son las combinaciones totales de resultados que se tienen para la matriz de sistema de conectividad.

Se varían condiciones como el espesor del intervalo productor a cañonear (ΔH), el diámetro interno de la tubería (D_i), el diámetro del perforado (D_p), la variación de presión de la operación (ΔP), la relación de productividad (PR) que se ha obtenido para otras operaciones de cañoneo en el mismo campo productor por medio del promedio entre sus pozos, esta se define como la relación funcional entre el caudal de producción y el diferencial de presión generado para obtenerlo.

En la **Figura 87.** se muestran los resultados posibles según los valores de entrada para la matriz de sistema de conectividad.

Figura 87. Rango de Resultados con Cada Nueva Tecnología Asociada para la Matriz de Sistema de Conectividad

Si $\Delta H < 30$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $\Delta P < 250$, $0,65 < PR < 1$	14	18	8	Si $30 < \Delta H$, $5/16 \text{ in} < D_p < 7/32 \text{ in}$, $3 (1/8) \text{ in} < D_i < 4 \text{ in}$, $250 < \Delta P < 500$, $1,35 < PR$	15
Si $30 < \Delta H < 60$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $\Delta P < 250$, $0,65 < PR < 1$	11			Si $30 < \Delta H < 60$, $7/32 \text{ in} < D_p$, $4 \text{ in} < D_i < 5 \text{ in}$, $500 < \Delta P < 1000$, $1,35 < PR$	11 4
Si $60 < \Delta H$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $\Delta P < 250$, $0,65 < PR < 1$	9	16	7	Si $60 < \Delta H$, $7/32 \text{ in} < D_p$, $5 \text{ in} < D_i$, $\Delta P > 1000$, $1,35 < PR$	4 10 6
Si $30 < \Delta H < 60$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $250 < \Delta P < 750$, $0,65 < PR < 1$	6	18	8		
Si $60 < \Delta H$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $750 < \Delta P$, $0,65 < PR < 1$	19	11	7		
Si $\Delta H < 30$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $\Delta P < 250$, $1 < PR < 1,35$	14	5			
Si $30 < \Delta H < 60$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $250 < \Delta P < 750$, $1 < PR < 1,35$	15				
Si $60 < \Delta H$, $5/16 \text{ in} > D_p$, $D_i < 3 (1/8) \text{ in}$, $750 < \Delta P$, $1 < PR < 1,35$	13	9			

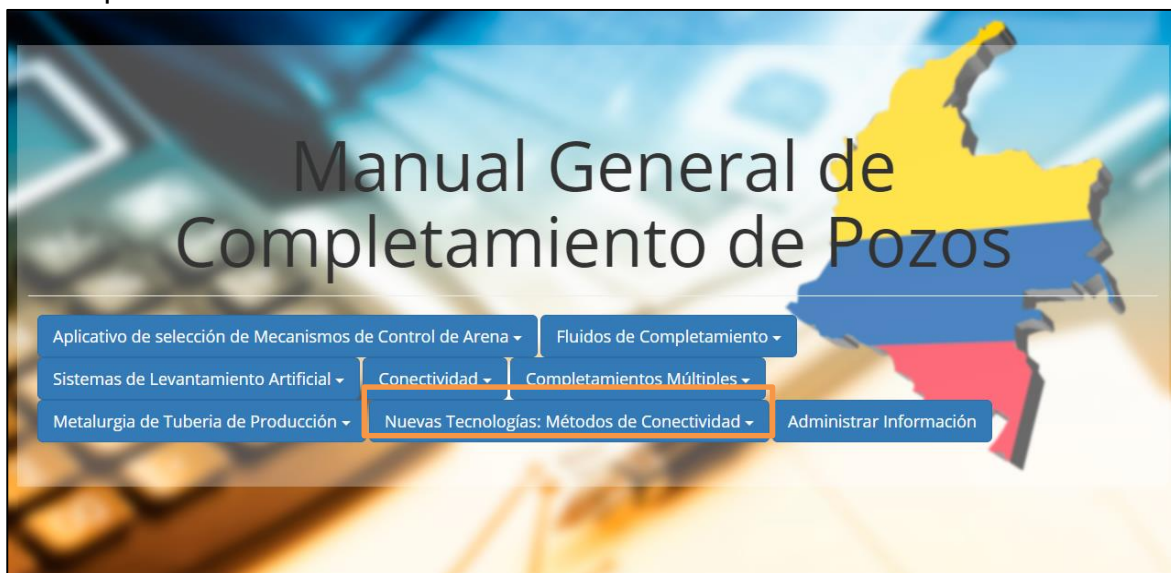
4.3 DISEÑO DEL SUB-MÓDULO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONECTIVIDAD

A continuación, se muestra el resultado visual para el usuario al momento en que ingresa al módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. En este están incluidos cada uno de los sub-módulos que caracterizan una de las operaciones más relevantes para el completamiento, estos son:

- Aplicativo de Selección de Mecanismos de Control de Arena.
- Fluidos de Completamiento.
- Sistemas de Levantamiento Artificial.
- Conectividad.
- Completamientos Múltiples.
- Metalurgia de Tubería de Producción.

Finalmente se integra el nuevo sub-módulo “Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad”. En la **Figura 88**, se puede evidenciar el panel de inicio del módulo general con cada uno de los sub-módulos que lo conformaban y adicionalmente se evidencia el nuevo sub-módulo de conectividad.

Figura 88. Panel de Inicio del Dominio Web del Módulo de Completamiento General de Ecopetrol S.A.



Fuente: MGCP. Módulo general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Disponible en internet: <http://mgcp.com.co/>

Al ingresar al sub-módulo de las nuevas tecnologías de conectividad se despliega el menú compuesto por la matriz de selección y el manual del usuario como se evidencia en la **Figura 89**:

Figura 89. Menú del Sub-módulo de Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad



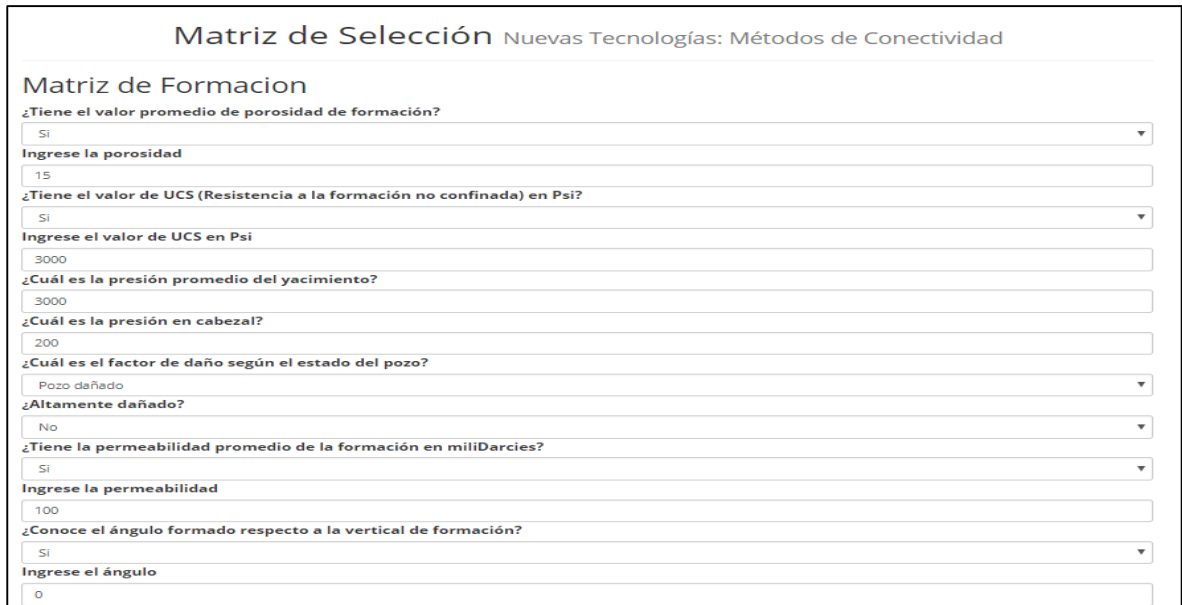
Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

4.3.1 Matriz general de selección. Al ingresar a la matriz general de selección, se desplegarán los diferentes parámetros a tener en cuenta para cualquier operación de cañoneo y conectividad definidos anteriormente en las tres matrices teóricas.

Es necesario recalcar que el menú es interactivo y que varía dependiendo de los datos de entrada que se vayan ingresando secuencialmente, si los valores para cada parámetro son exactos no se modificara el menú. Por el contrario, si el operador no tiene un valor exacto, puede ingresar un rango entre los disponibles en las matrices para cada uno de los parámetros.

4.3.1.1 Matriz de formación. En la **Figura 90.** se evidencian los parámetros correspondientes a la matriz de formación, teniendo en consideración que todos los valores de los parámetros son exactos.

Figura 90. Parámetros Clave para la Matriz de Selección



Matriz de Selección Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad

Matriz de Formación

¿Tiene el valor promedio de porosidad de formación?

Si

Ingrese la porosidad

15

¿Tiene el valor de UCS (Resistencia a la formación no confinada) en Psi?

Si

Ingrese el valor de UCS en Psi

3000

¿Cuál es la presión promedio del yacimiento?

3000

¿Cuál es la presión en cabezal?

200

¿Cuál es el factor de daño según el estado del pozo?

Pozo dañado

¿Altamente dañado?

No

¿Tiene la permeabilidad promedio de la formación en miliDarcies?

Si

Ingrese la permeabilidad

100

¿Conoce el ángulo formado respecto a la vertical de formación?

Si

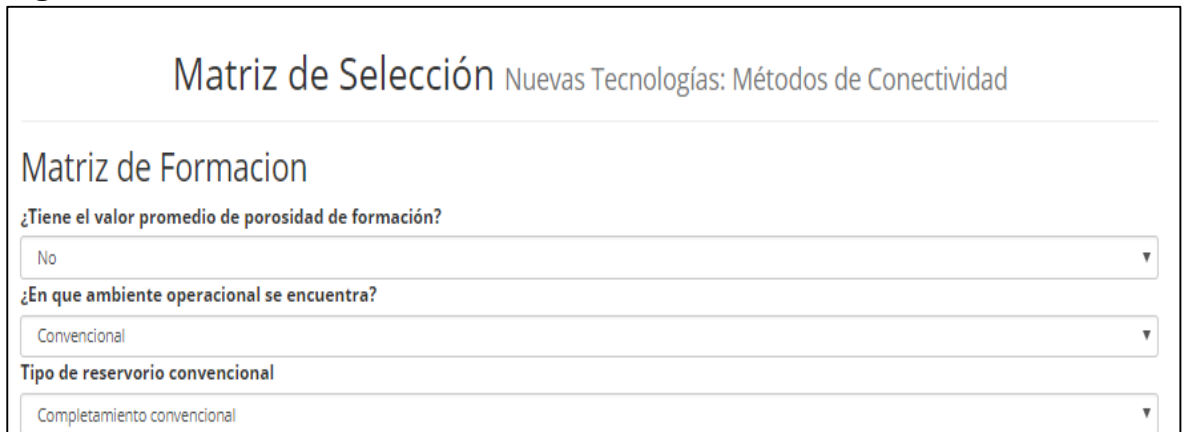
Ingrese el ángulo

0

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- Si no se tiene el valor promedio de porosidad, se le consulta al usuario cual sería el tipo de formación en el que se llevará a cabo el método de conectividad, como lo muestra la **Figura 91**.

Figura 91. Interacción del Parámetro Clave del Valor Promedio de Porosidad



Matriz de Selección Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad

Matriz de Formación

¿Tiene el valor promedio de porosidad de formación?

No

¿En que ambiente operacional se encuentra?

Convencional

Tipo de reservorio convencional

Completamiento convencional

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Al desplegar las opciones de los diferentes ambientes operacionales, se muestran los ambientes presentes en la matriz de formación, los cuales se dividen en dos grupos principales, convencionales y no convencionales, como se muestra en la **Figura 92**.

Figura 92. Interacción del Parámetro Clave del Ambiente Operacional

Matriz de Formación

¿Tiene el valor promedio de porosidad de formación?

No

¿En que ambiente operacional se encuentra?

No Convencional

Convencional

No Convencional

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Dependiendo de cuál sea la selección, el tercer menú de opciones también se modificará, en caso de que se tenga un ambiente operacional convencional, las opciones que tienen siguiendo el árbol de decisiones de la matriz de formación se muestran en la **Figura 93**.

Figura 93. Interacción del Parámetro Clave de Tipo de Reservorio Convencional

Matriz de Selección Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad

Matriz de Formación

¿Tiene el valor promedio de porosidad de formación?

No

¿En que ambiente operacional se encuentra?

Convencional

Tipo de reservorio convencional

Completamiento convencional

Completamiento convencional

Reservorios no consolidados

Reservorios de carbonatos

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

En caso de que el ambiente operacional sea no convencional, el menú hará la pregunta clave siguiendo el esquema de árbol de decisión de la matriz de formación, esta se puede evidenciar en la **Figura 94**.

Figura 94. Interacción del Parámetro Clave para Ambientes Operacionales no Convencionales

Matriz de Formación

¿Tiene el valor promedio de porosidad de formación?

No

¿En que ambiente operacional se encuentra?

No Convencional

¿Reservorio a fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales?

No

Si

No

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- Si no se tiene el valor de UCS (resistencia no Confinada a la Formación) en Psi, se le consultará al usuario en que rango según pruebas PVT se encuentra este valor, como se muestra en la **Figura 95**.

Figura 95. Interacción del Parámetro Clave de UCS de Formación

Matriz de Formacion

¿Tiene el valor promedio de porosidad de formación?

No

¿En que ambiente operacional se encuentra?

No Convencional

¿Reservorio a fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales?

No

¿Tiene el valor de UCS (Resistencia a la formación no confinada) en Psi?

No

¿En que rango estimado según PVT se encuentra?

2200 a 4900 Psi

<2200 Psi

2200 a 4900 Psi

4900 a 6500 Psi

6500 a 13000 Psi

>13000 Psi

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- El siguiente menú dinámico es el de daño de formación del pozo a llevar a cabo la operación de conectividad, este menú se divide en dos grupos fundamentales de pozo, estos son pozo dañado o bien, pozo estimulado, como se evidencia en la **Figura 96**.

Figura 96. Interacción del Parámetro Clave del Factor de Daño

¿Cuál es el factor de daño según el estado del pozo?

Pozo dañado

Pozo dañado

Pozo estimulado

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

En caso de tener un pozo dañado, el siguiente menú desplegará las siguientes opciones como se evidencia en la **Figura 97**. al ser seleccionadas asignarán un valor de daño promedio del rango que se muestra en el árbol de decisión de la matriz de formación.

Figura 97. Interacción del Parámetro Clave para Pozos Dañados

¿Cuál es el factor de daño según el estado del pozo?

Pozo dañado

¿Altamente dañado?

Si

Si

No

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Por el contrario, si el pozo está estimulado, el menú que se despliega cambia automáticamente para ofrecerle al usuario las opciones de la **Figura 98**.

Figura 98. Interacción del Parámetro Clave para Pozos Estimulados

¿Cuál es el factor de daño según el estado del pozo?

Pozo estimulado

Tipo de estimulación

Acidificación

Acidificación

F. Hidráulico

F. Hidráulico masivo

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- El siguiente menú dinámico es el del valor de la permeabilidad promedio de la formación en miliDarcies, en caso de no tener el valor exacto, el siguiente menú le consultará al usuario cual en qué tipo de formación se encuentra teniendo en consideración dos opciones principales, como lo muestra la **Figura 99**.

Figura 99. Interacción del Parámetro Clave de Permeabilidad Promedio de Formación

¿Tiene la permeabilidad promedio de la formación en miliDarcies?

No

¿En qué tipo de formación se encuentra?

Arena Consolidada

Arena Consolidada

Carbonato

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

En caso de que la selección sea arena consolidada, el siguiente menú le preguntará al usuario en que rango se encuentra la permeabilidad para que de nuevo el sistema le asigne un valor promedio dentro de este rango automáticamente, como se evidencia en la **Figura 100**.

Figura 100. Interacción del Parámetro Clave de Permeabilidad Promedio según Tipo de Formación

¿Tiene la permeabilidad promedio de la formación en miliDarcies?

No

¿En qué tipo de formación se encuentra?

Arena Consolidada

¿En que rango de permeabilidad se encuentra?

10 mD a 100 mD

< 10 mD

10 mD a 100 mD

> 100 mD

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

En caso de que la selección sea carbonatos, el siguiente menú le preguntará al usuario en que rango se encuentra la permeabilidad para que realice el proceso de asignación de un valor promedio, como se evidencia en la **Figura 101**.

Figura 101. Interacción del Parámetro Clave de Permeabilidad Promedio para Carbonatos

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

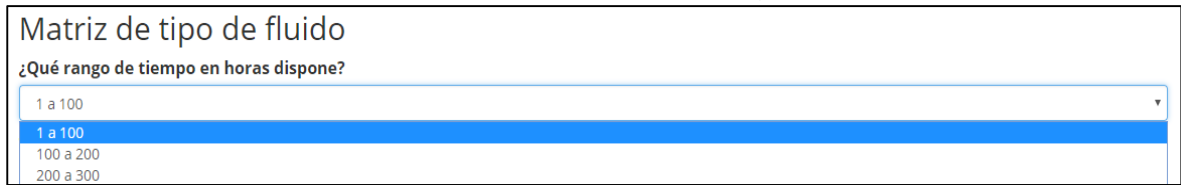
- El siguiente menú dinámico es el ángulo de pozo formado respecto al buzamiento de la formación, este dato se obtiene del registro de perforación a las profundidades en que se pretende realizar el proceso de conectividad, en caso de no contar con este, se le consulta al usuario el tipo de pozo y el grado de desviación que este tenga, como se muestra en la **Figura 102**.

Figura 102. Interacción del Parámetro Clave de Ángulo de Pozo Formado Respecto a la Formación

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

4.3.1.2 Matriz de propiedades de fluidos de yacimiento. Lo primero que se define en el momento de especificar la matriz de tipo de fluido es el número de horas máxima de la que la operación dispone, lo que a su vez definirá cual es el explosivo más adecuado para cada operación, la **Figura 103**. nos muestra cuales son los rangos de tiempo disponibles.

Figura 103. Interacción del Parámetro Clave de Rango de Tiempo Operativo



Matriz de tipo de fluido

¿Qué rango de tiempo en horas dispone?

1 a 100

1 a 100

100 a 200

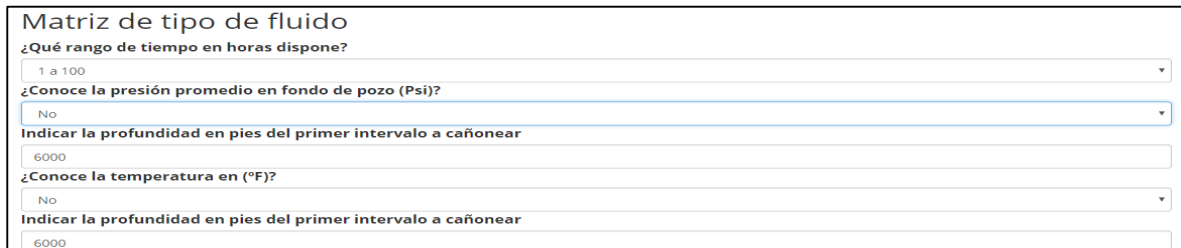
200 a 300

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Posteriormente a definir el explosivo más adecuado se muestra como se modifican cada uno de los parámetros según su valor de ingreso.

- Los dos siguientes parámetros definirán cual es la relación de los fluidos en el yacimiento, estos son temperatura y presión, en caso de no tener un valor preciso se le preguntará al usuario cual es la profundidad del primer intervalo a cañonear y con base en unos gradientes geotérmicos y de presión establecidos se calcularán estos valores, como lo muestra la **Figura 104**.

Figura 104. Interacción de los Parámetros Clave de Presión y Temperatura Promedio de Formación



Matriz de tipo de fluido

¿Qué rango de tiempo en horas dispone?

1 a 100

¿Conoce la presión promedio en fondo de pozo (Psi)?

No

Indicar la profundidad en pies del primer intervalo a cañonear

6000

¿Conoce la temperatura en (°F)?

No

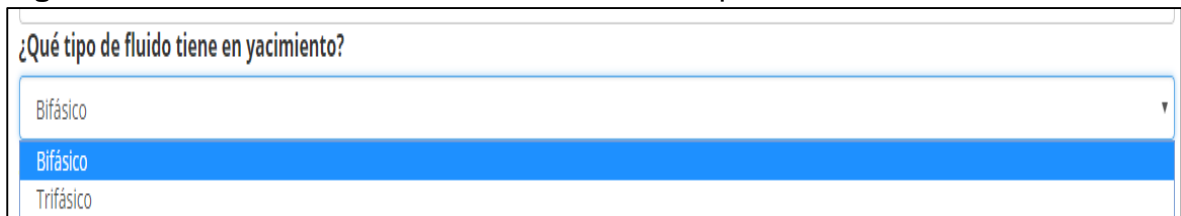
Indicar la profundidad en pies del primer intervalo a cañonear

6000

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- El otro aspecto fundamental a tener en consideración es que tipo de mezcla se tiene en la formación de interés ya que esto definirá cual es el comportamiento entre los fluidos. Como se evidencia en la **Figura 105**, los dos tipos de mezcla son mezcla bifásica o mezcla trifásica.

Figura 105. Interacción del Parámetro Clave de Tipo de Mezcla



¿Qué tipo de fluido tiene en yacimiento?

Bifásico

Bifásico

Trifásico

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Si se selecciona una mezcla trifásica, en la matriz se desplegará automáticamente un nuevo menú que preguntara cual es la saturación inicial de gas en el yacimiento, como se muestra en la **Figura 106**.

Figura 106. Interacción de los Parámetro Clave de la Matriz de Tipo de Fluidos con una Mezcla Trifásica

¿Qué tipo de fluido tiene en yacimiento?
Trifásico

¿Conoce la gravedad API del crudo?
Si

Ingrese la gravedad API del crudo
20

¿Conoce la viscosidad del crudo en cP?
Si

Ingrese la viscosidad del crudo en cP
100

¿Conoce la salinidad del agua de formación (%)?
Si

Ingrese la salinidad del agua de formación (%)
15

¿Conoce la viscosidad del agua de formación en cP?
Si

Ingrese la viscosidad del agua de formación en cP
50

Indique la saturación inicial de gas en el yacimiento
20

Matriz de sistema de conectividad

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

En caso de seleccionar una mezcla bifásica, los menús de la matriz seguirán siendo los mismos ya que fueron realizados de manera preestablecida para este tipo de mezcla, como se muestra en la **Figura 107**.

Figura 107. Interacción de los Parámetro Clave de la Matriz de Tipo de Fluidos con una Mezcla Bifásica

¿Qué tipo de fluido tiene en yacimiento?
Bifásico

¿Conoce la gravedad API del crudo?
Si

Ingrese la gravedad API del crudo
20

¿Conoce la viscosidad del crudo en cP?
Si

Ingrese la viscosidad del crudo en cP
100

¿Conoce la salinidad del agua de formación (%)?
Si

Ingrese la salinidad del agua de formación (%)
15

¿Conoce la viscosidad del agua de formación en cP?
Si

Ingrese la viscosidad del agua de formación en cP
50

Matriz de sistema de conectividad

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- Continuando con los menús interactivos el siguiente será la gravedad API del crudo, teniendo en cuenta que la matriz de tipo de fluido hace una relación de viscosidades de los fluidos presentes en la formación y que la viscosidad del crudo depende en gran proporción de la gravedad API de este, en caso de no tenerla se tienen los siguientes rangos como se muestra en la **Figura 108**.

Figura 108. Interacción del Parámetro Clave de Gravedad API del Crudo

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Al no tener el valor de la viscosidad del crudo, esta podrá ser calculada a partir de la gravedad API y de condiciones como temperatura y presión, que anteriormente fueron ya establecidas, como se muestra en la **Figura 109**. en la que al no tener el valor de viscosidad el programa la estima a través de las correlaciones referenciadas en la matriz de fluidos.

Figura 109. Interacción del Parámetro Clave de Viscosidad del Crudo

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- El siguiente menú interactivo principal es la viscosidad del agua, en caso de no tener el valor exacto será necesario conocer cuál es la salinidad de esta, parámetro de vital importancia que determinará cuál será su viscosidad en el medio poroso junto con los valores de temperatura y presión, tal y como se muestra en la **Figura 110**. se despliega el menú con los rangos de salinidad medidos por registros de resistividad en caso de no tener tampoco el valor exacto de este parámetro.

Figura 110. Interacción del Parámetro Clave de Salinidad del Agua de Formación

¿Conoce la salinidad del agua de formación (%)?
No

¿Qué tipo de agua de formación según registros eléctricos tiene?
Resistividad media (10-20%)
Alta resistividad (1-10%)
Resistividad media (10-20%)
Baja resistividad (20 a 26%)

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Ya teniendo los dos valores de viscosidad y en caso de tener la saturación inicial del gas, se puede hacer la relación de viscosidades y de comportamiento de fluidos en el yacimiento.

4.3.1.3 Matriz de sistema de conectividad. Es necesario tener en cuenta que el sistema general de conectividad se verá afectado dependiendo las condiciones operativas iniciales establecidas según el plan de completamiento de la compañía operadora, por ende, los rangos y las diferentes opciones de respuesta deben ser consideradas y en cada uno de los parámetros clave.

- El primer parámetro a tener en cuenta es si se llevará a cabo el proceso de conectividad para diferentes intervalos en los pozos a completar, si la respuesta a esta pregunta es no, entonces los parámetros en la matriz seguirán siendo los mismos, como se evidencia en la **Figura 111**.

Figura 111. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad para Completamientos de Zona Única

Matriz de sistema de conectividad

¿Se pretende cañonear múltiples intervalos?
No

¿Conoce cual es la longitud del intervalo a cañonear?
Si

Indicar la longitud del intervalo a cañonear
45

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Por el contrario, si es necesario establecer conectividad a través de varios intervalos, los parámetros seguirán siendo los mismos, pero habrá que hacer énfasis en si es necesaria una velocidad de operacional alta, lo que afectara directamente al tipo de ensamblaje para establecer conectividad, como se muestra en la **Figura 112**.

Figura 112. Interacción del Parámetro Clave de Cañoneo de Múltiples Intervalos

Matriz de sistema de conectividad

¿Se pretende cañonear múltiples intervalos?

SI

¿Es Obligatorio obtener una velocidad avanzada de operación (T<12 Horas) (Multizonal)?

SI

SI

No

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- El segundo parámetro que determinará uno de los componentes del sistema de conectividad será el grado de tubería de revestimiento en caso de sea pozo revestido, esto va a influir en el diámetro de perforado generado por la herramienta, en caso de no conocer este diámetro de perforado, se le pide al usuario que indique el grado de tubería de revestimiento que atravesará el agente, como se evidencia en la **Figura 113**.

Figura 113. Interacción del Parámetro Clave de Diámetro de Perforado y su Relación con el Grado de Tubería

¿Conoce el diámetro de perforado según la dureza de tubería?

No

Indicar diámetro ideal de perforado

10

Indicar grado de tubería de revestimiento

K-55

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Este parámetro también afectará el peso nominal de la tubería y cuál será su diámetro interno, como se evidencia en la **Figura 114**. lo cual es necesario conocer para establecer cuál será el diámetro de perforado a través de la fórmula de dureza de tubería de Brinell.

Figura 114. Interacción del Parámetro Clave Diámetro de Perforado según Grado y Peso Nominal de Tubería de Revestimiento

Indicar grado de tubería de revestimiento

K-55

¿Conoce el diámetro interno de la tubería de revestimiento?

No

Indicar grado de la tubería de revestimiento

K-55

Indicar peso nominal de la tubería de revestimiento

94

65

75

94

109

133

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- El tercer parámetro que determinará cual es el mejor sistema integrado de conectividad será la condición de presión en la que se llevará a cabo la operación, el indicar si es bajo-balanceado o sobre-balanceado, como se muestra en la **Figura 115**. hace la diferencia entre una tecnología y otra en el momento de la selección final.

Figura 115. Interacción del Parámetro Clave Condición Operativa de Presión

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

En caso de que nuestra operación sea en condición de bajo-balance, la matriz mostrará ciertas preguntas clave para la decisión final, todo esto siguiendo el árbol de decisión diseñado para la matriz respectiva, esto se muestra en la **Figura 116**.

Figura 116. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad con una Operación a Través de Bajo-Balance

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Dado el caso en el que no se conozca cual es el valor de bajo-balance dinámico, se desplegará otro menú en el que según el tipo de reservorio se hará el cálculo de este mediante las formulas adicionadas a la matriz, como se evidencia en la **Figura 117**.

Figura 117. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad con un Bajo-Balance Desconocido

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Por el contrario, si la condición de presión es por medio de sobre-balance, el menú se reduce y solamente arroja una pregunta clave que clasificara las diferentes tecnologías, esta está relacionada con la condición de sobre-balance extremo, esto se aprecia en la **Figura 118**.

Figura 118. Interacción de los Parámetros Clave de la Matriz de Sistema de Conectividad con una Operación a Través de Sobre-Balance

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- Otro de los aspectos para a selección del sistema de conectividad es la relación de productividad promedio del campo en el que se realiza la simulación. En caso de no tener un valor, se le proporciona nuevamente al usuario un rango tipo para esta variable, como se evidencia en la **Figura 119**.

Figura 119. Interacción del Parámetro Clave de Relación de Productividad Esperada por el Pozo

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

- Finalmente es necesario tener en cuenta el aspecto de la seguridad operativa, ya que la matriz es una estructura netamente basada en los pilares teóricos de la conectividad pozo-formación, pero en el momento de su aplicación existen ciertas condiciones que pueden poner en riesgo la integridad tanto de la operación como del personal en la locación. A continuación, en la **Figura 120**, se muestran esas condiciones y como modifican la decisión final.

Figura 120. Interacción del Parámetro Clave de las Condiciones Operativas de Alto Riesgo

Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

4.3.1.4 Sugerencias y resultados de la simulación. Después de haber ingresado todos los valores o rangos para cada uno de los parámetros clave de las tres matrices teóricas, automáticamente y basándose en el rango de posibles resultados mostrados anteriormente para cada una de las matrices, la matriz general de selección arroja los resultados tanto de nuevas tecnologías de cañoneo como nuevas tecnologías de conectividad, como se muestra en la **Figura 121**.

Figura 121. Recomendaciones Finales Obtenidas al Completar la Matriz General de Selección



Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Por último, el usuario podrá seleccionar la tecnología que considere más conveniente del grupo de recomendaciones para que el sistema le muestre la información respectiva de cada una de ellas, esto incluye:

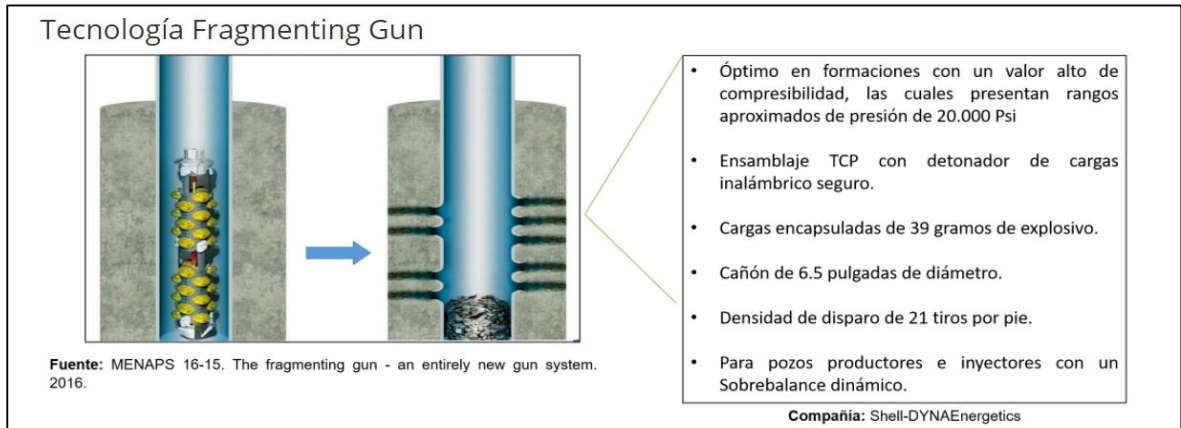
- Imagen ilustrativa del ensamblaje y de la interacción que tiene cada tecnología con la estructura del pozo y de la formación.
- Descripción técnica de cada una de las tecnologías, incluyendo los rangos operativos óptimos en las que cada una de ellas ha sido probada.
- Bibliografía de donde se obtuvo la información técnica incluida, en la que el usuario podrá profundizar y detallar más características de cada una de las tecnologías, incluyendo las partes principales de su ensamblaje, optimizaciones que han desarrollado y las aplicaciones a nivel mundial que se han llevado a cabo con la tecnología, determinando así, si se adecúa de manera correcta a las características de su operación.
- El proveedor y la rama tecnológica en la que se desarrolló la tecnología, para efectos de contacto entre el usuario y la compañía dueña de la patente de la tecnología que desea implementar.

Para efectos de demostrar el funcionamiento de la matriz general, se selecciona la sugerencia de nueva tecnología “Tecnología Fragmenting Gun”, la cual redireccionará al usuario a un hipervínculo Web, en este caso será:

http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz-explicaciones#fragmenting-gun

Posteriormente le mostrará al usuario la información anteriormente referenciada en una ventana completa, que se puede ver en la **Figura 122**.

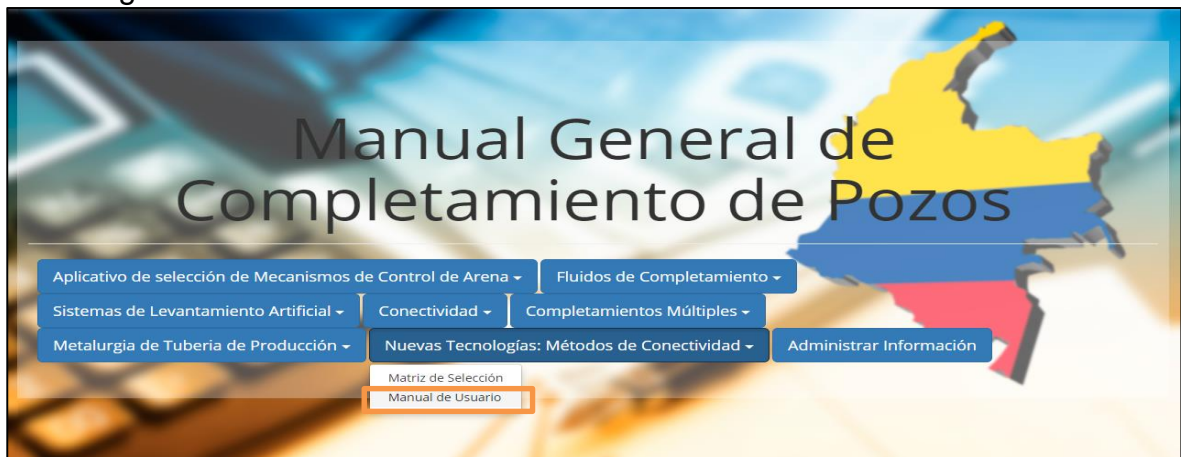
Figura 122. Ventana de Resultado por Medio de la Selección de la Nueva Tecnología “Fragmenting Gun”



Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: Métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz-explicaciones#fragmenting-gun

4.3.2 Manual de Usuario. Al seleccionar la opción de manual de usuario en el sub-módulo de nuevas tecnologías: Métodos de conectividad, como se muestra en la **Figura 123.** en la ventana aparecerá un video explicativo describiendo todo el proceso interactivo con la matriz general de selección incluyendo cada una de las variaciones de los menús y como a través del ingreso de datos se van modificando las sugerencias que arroja finalmente la matriz al usuario, como se muestra en la **Figura 124.**

Figura 123. Selección de Opción de Manual de Usuario del Sub-módulo de Nuevas Tecnologías: Métodos de Conectividad



Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/matriz

Figura 124. Ventana de la Opción Manual de Usuario



Fuente: MGCP. Sub-módulo de nuevas tecnologías: métodos de conectividad. Disponible en internet: http://mgcp.com.co/nt_cañoneo/manual

5. CONCLUSIONES

- El módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. fue determinante para definir las variables clave y establecer cuáles eran las tecnologías convencionales de cañoneo más idóneas según cuenca sedimentaria y campo petrolífero.
- Los métodos convencionales más utilizados para las cinco cuencas sedimentarias de estudio fueron mediante tubería de revestimiento (Casing Gun) y tubería de producción (TCP) con un 51% y un 13% respectivamente.
- Los términos referentes a cañoneo y conectividad de pozos, aunque tengan la misma base teórica y fundamental, no representan lo mismo. El presente trabajo pudo establecer las principales diferencias entre el desarrollo de las diversas tecnologías relacionadas tanto para cañoneo como para conectividad, describiendo las ventajas y desventajas en los diferentes ambientes operativos.
- Las tecnologías convencionales, aunque generan un rédito económico considerable en las operaciones de completamiento, a su vez generan sobrecostos por tiempos operativos no productivos extendidos, reducción de relación de productividad, alto daño a las formaciones de interés y desechos e inestabilidad de los perforados. Con el reciente trabajo de investigación se identifica la necesidad de integrar las nuevas tecnologías de cañoneo y conectividad en el proceso de selección de herramienta a usar, ya sea en pozos nuevos o pozos con registro de producción.
- Las tecnologías de conectividad, según los resultados obtenidos en sus diversas aplicaciones demuestran ser altamente efectivas para establecer un puente entre el pozo y la formación de interés, especialmente en pozos horizontales y yacimientos no convencionales (Tight Gas, Coal Bed Methane, Producer Shales).
- Para la integración de la matriz general en el módulo de completamiento fue necesario desarrollar tres sub-matrices referentes a las variables operacionales clave para tres pilares: Formación, propiedades de fluidos de yacimiento, sistema de conectividad; esto con el fin de obtener resultados más precisos considerando un rango más amplio de resultados.
- La integración del nuevo sub-módulo “Nuevas Tecnologías: Métodos de conectividad” al módulo general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. se realizó exitosamente, cumpliendo con cada uno de los objetivos específicos planteados para el presente proyecto de investigación.

6. RECOMENDACIONES

- Llevar a cabo la aplicación en un pozo de alguna de las nuevas tecnologías de conectividad sugeridas en la matriz de selección incluida en el sub-módulo de conectividad del módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A.
- Integrar el registro de producción de los campos productores de cada una de las cuencas sedimentarias de estudio para determinar cuáles fueron las eficiencias obtenidas de los métodos o tecnologías convencionales de cañoneo y conectividad.
- Continuar la búsqueda de nuevas tecnologías o tecnologías existentes con diferentes optimizaciones con el fin de actualizar constantemente la matriz de selección y mejorar las prácticas de completamiento actuales de la industria.
- Como variación a la matriz de selección, realizar esquemas de matrices numéricas que puedan reemplazarla, basándose en un modelo aritmético para cada una de las variables clave, que sea más preciso y le designe un peso en porcentaje a cada variable dependiendo de la importancia que tenga en operaciones de conectividad.
- A modo de nuevos proyectos de investigación, complementar la información técnica de cada una de las nuevas tecnologías integradas y las optimizaciones que estas sufran a través del tiempo. Adicionalmente, hacer un balance económico de cuál es el costo promedio por pie de operación de cada una de estas nuevas tecnologías, para que la matriz de selección le brinde al operador bases financieras para seleccionar cual sería la mejor tecnología para obtener la mejor rentabilidad.
- Realizar una base de datos que contenga todas las ocasiones en las que se usó la matriz de selección y el número de aplicaciones de las nuevas tecnologías posterior al uso de la matriz; lo que permitirá calcular un índice de uso respecto al número de consultas totales.

BIBLIOGRAFÍA.

ABOELNAGA, Sharif, et al. Expanding the Reach of Wireline Perforating. IADC/SPE-180668-MS.2016.

ACEROS G. Savieth y SARMIENTO M., Juan Camilo. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A..Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América, 2017. 136 p.

ADDOUN Mohammed, et al. Combining and Customizing Technologies for Perforating Horizontal Wells in Algeria. Jun 8, 2010.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH) Y PETROSEIS LTDA. Informe final de interpretación sísmica componente horizontal y vertical. 2011.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Proceso competitivo especial minironda. Junio 24 de 2008.

ASELTINE, C. L. Flash X-Ray Analysis of the Interaction of Perforators with Different Target Materials. Sep 22, 1985.

BAUMANN, C.E., J.P. Guerra, A. William, and H.A. Williams, SPE, Schlumberger. Introduction Well perforating is a critical operation in cased-hole completions. The goal is to perforate the casing.2012.

BAXTER, Dennis Harouge. Oil Operations (Petro-Canada) Trípoli and Libia. Operaciones de disparos: Cuando la falla es el objetivo.2009.

BELL,M. R. G., et al. Advances in Perforating Technology Continue. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Feb 1, vol. 62, no. 2, p. 23-25.

BELLARBY Jonathan, Well Completion Design. 2008.

BRINSDEN M, et al. Perforating the Largest High-Pressure Wells in the Gulf of Mexico. OTC-26644-MS. 2016.

CECCARELLI R.L, et al. Perforating for Fracturing: Theory vs. Field Experiences SPE 128270. 2010.

COBBETT,J. S. Sand Jet Perforating Revisited. En: SPE DRILLING & COMPLETION. Mar.vol. 14, no. 1, p. 28-33.

CÓRDOBA, Fabio, et al. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia [PAPER IN SPANISH] Oil Provinces of the Middle Magdalena Valley, Colombia.2000.

COSAD, Charlie. Schlumberger Testing Services.1992.

CUERVO V, Roberto; BARONA P.,Luz y HERNÁNDEZ C. Mario. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuena de Neiva. En: INGENIERÍA Y REGIÓN. vol. 10, no. 0, p. 89-98.

DE LA HOZ N., Maty María y ORTIZ P., Diana Patricia. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial. aplicación al campo colorado. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009. 202 p.

DOTSON, Thomas, et al. Flow Isolation Tube for Milling and Sand Jet Perforating. SPE 161223. 2012.

DOTSON, Thomas; FARR, James y FINDLEY, Earle. Advances in Sand Jet Perforating. Apr 14, 2009.

ENE, Emeka, et al. Perforating Multiple Sands With Long Interval Separations Pushes The Limit In Completion Efficiency. 2015.

FAYARD J. Alfredo y GOODMAN Kenneth. Novel Technology Improves System Safety in Wireline Perforating. SPE-184771-MS. 2017.

FONADE-UIS-ANH. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Contrato interadministrativo n° 2081941 de 2008.

GOVIL, Amit. Perforation and Production Domain Champion Norway. Selective Perforation: A Game Changer in Perforating Technology- Case Study. 2012.

HAGGERTY, Dennis, et al. Evaluation of Established Perforation Cleanup Models on Dynamic Underbalanced Perforating. SPE 159413. 2012.

HARVEY, Jeremy, et al. New Predictive Model of Penetration Depth for Oilwell Perforating Shaped Charges. Feb 10, 2010.

HILL Eric, et al. Sand Jet Perforating, Annular Coiled Tubing Fracturing Provides Effective Horizontal Well Stimulation. IADC/SPE 135591. 2010.

HUGHES, Stephen. 4 ½-in HSD High Shot Density Perforating Gun System. En: JOURNAL OF LABORATORY AUTOMATION. Feb 2014.vol. 17, no. 1, p. 3-5.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM-GALVESTON, TEXAS, USA. Development and Implementation of Side Mounted Gun (SMG) Systems for Intelligent Completions to Perforate Natural Gas Cap. 2014.

INTERNATIONAL PERFORATING SYMPOSIUM-GALVESTON, TEXAS, USA. Completion evolution: The role of perforating in horizontal shale wells. 2014.

INTERNATIONAL PET SHOW- CHINA. Triple-Jet Perforating Technology and Its Application. 2014.

JACKSON Kale y ORECKA Olatunji. Low Density Proppant in Slickwater Applications Improves Reservoir Contact and Fracture Complexity - A Permian Basin Case History. SPE-187498-MS.2017.

JAIMES, M.G., et al. High Energy Gas Fracturing: A Technique of Hydraulic Prefracturing To Reduce the Pressure Losses Friction in the Near Wellbore - A Colombian Field Application. SPE 152886.2012.

JAIMES, Mariana, et al. A New Record for a Rigless Completion Campaign Through Efficient; Coiled Tubing Hydrajet Assisted Fracturing Operations in a Mature Field in Northeastern Colombia. SPE-184797-MS. 2017.

JIANG Qihui, et al. A New High-Temperature Shear-Tolerant Supramolecular Viscoelastic Fracturing Fluid. 2016.

KAMEL, Ahmed H. Radial Jet Drilling: A Technical Review. SPE-183740-MS. 2017.

KING, George. Selecting a Perforating System. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Mar.vol. 39, no. 3, p. 261-262.

LATIN AMERICA PERFORATING SYMPOSIUM, BUENOS AIRES, ARGENTINA. Improved Frac Efficiency Using Converging Perforating. 2016.

LEAL, Jairo, et al. Engineered Perforating Charges Designed for Stimulation. SPE-170617-MS.2014.

McCLEAN Charlie, MYERS Bill y TALAPATRA Dadhiti. Ultra-High Pressure Perforating System Development. SPE-170300-MS. 2014.

McNELIS, Liam, et al. High-Performance Plug-and-Perf Completions in Unconventional Wells. SPE-174922-MS. 2015.

MENAPS 16-07. Perforating Strategy Enhancement for Fracturing Deep Exploration and Gas Wells with Very Tight Formations in Oman. 2016.

MENAPS 16-15. The Fragmenting Gun - An Entirely New Gun System. 2016.

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. 2009.

MONTES, Luis; MONCAYO, Edward y TCHEGLIAKOVA, Nadejda. Pre-Stack seismic inversion based on a genetic algorithm: A case from the Llanos Basin (Colombia) in the absence of well information. En: CT&F - CIENCIA, TECNOLOGÍA Y FUTURO. vol. 4, no. 5, p. 5-20.

PASTO, B. S. A. M. Análisis geomecánico y de riesgos para la implementación de la técnica de estimulación fracturamiento con gas a alta energía (HEGF) en pozos colombianos. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. 166 p.

SCHLUMBERGER Oilfield Review. Innovaciones en operaciones de disparos: Perforación de orificios y modelos de desempeño. 2015.

STEWART, George. Well Test Design & Analysis. Tulsa: PennWell Corporation, 2011.

SUÁREZ R., Carlos O. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. 2016.

SURJAATMADJA, Jim, et al. An Effective Hydrjet-Fracturing Implementation Using Coiled Tubing and Annular Stimulation Fluid Delivery. Apr 12, 2005.

THAKUR, Pramod; SCHATZEL, Steve y AMINIAN, Kashy. Coal Bed Methane. US: Elsevier, 2014.

VARGAS, José A. e IDROBO, Eduardo A. Optimización del modelo de permeabilidad de un yacimiento heterogéneo mediante inversión dinámica de datos basada en simulación streamline. En: CT&F - CIENCIA, TECNOLOGÍA Y FUTURO. 12/. vol. 2, no. 4, p. 75-94.

VIVAS P., Yoel A. y AGUIRRE, Eduardo A. Completación de pozos. El Cid Editor - Ingeniería, 2007.

WANG Zhixin; Sinopec Oilfield Service Shengli Corporation Well Logging Company. Dropping electrical bar perforation (DEBP) and safety auto-controlled system used in Oil-gas well. 2014.

WEATHERFORD. Propellant Stimulation. 2006.

WIGHT, Jim, et al. A Perforating Tool Kit as a Computational Paradigm. SPE-180302-MS.2016.

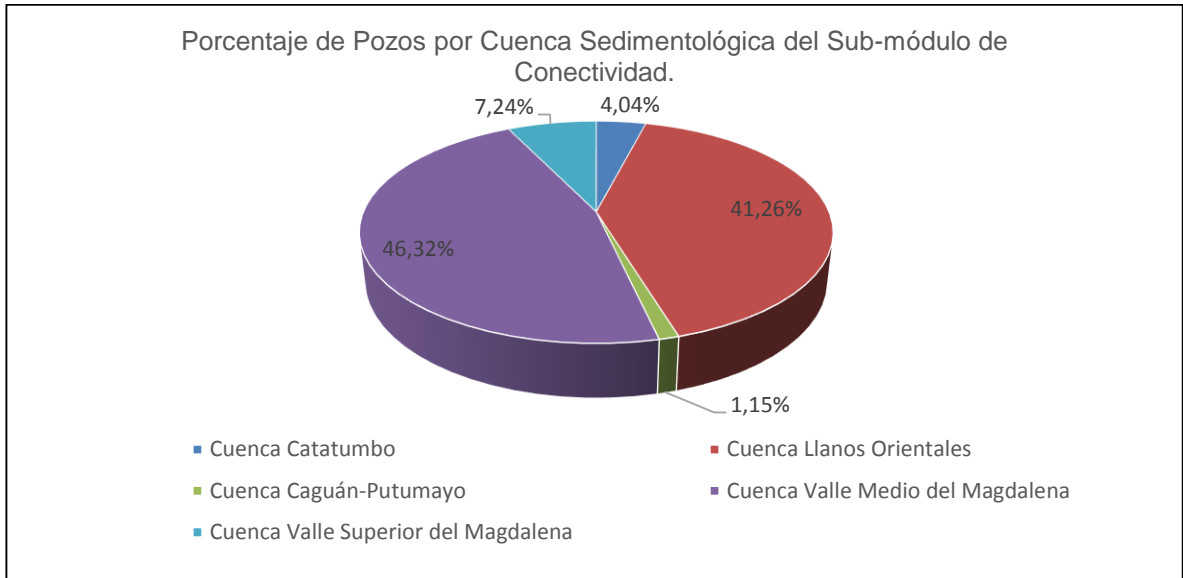
WIGHT, Jim, et al. Advanced Multizone Stimulation Technology. SPE 95778. 2005.

XIAO, Jialin, et al. 3D Multi-Fracture Propagation Modeling and Perforating Cluster Space Optimization for the Fuling Shale Gas Reservoir. SPE-181839-MS.2016.

ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. GB: Cambridge University Press.2007.

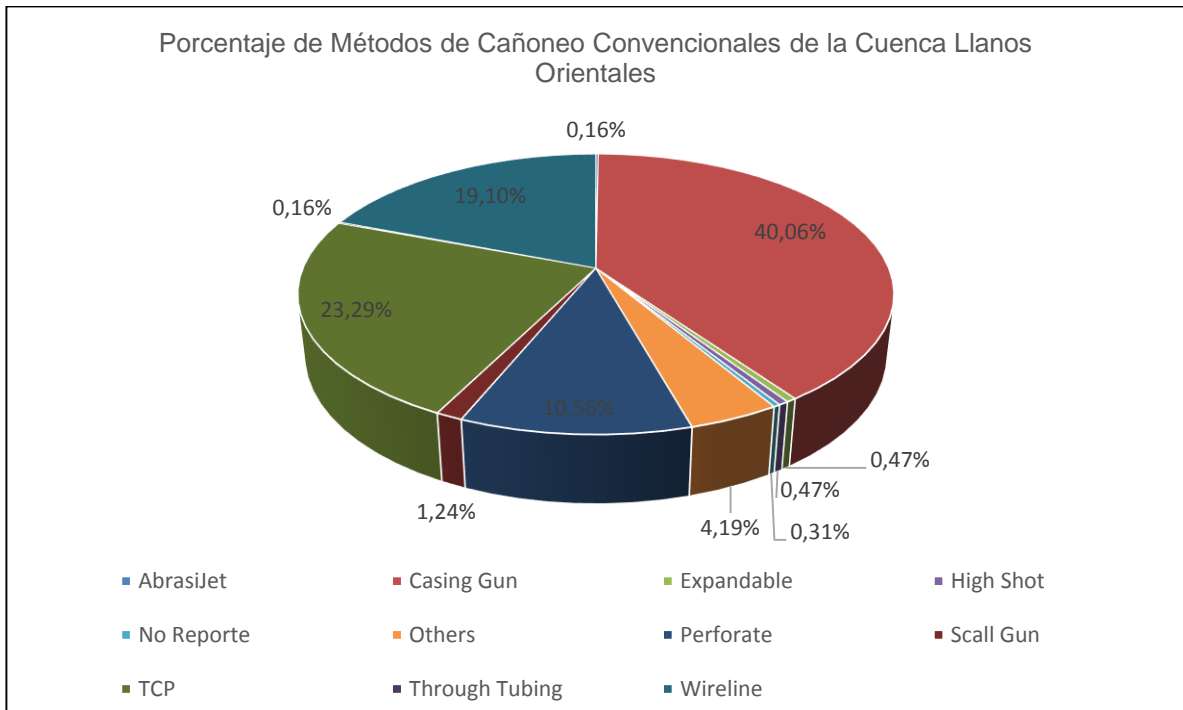
ANEXOS

ANEXO A
DIAGRAMA DE TORTA REFERENTE AL PORCENTAJE DE POZOS POR CUENCA SEDIMENTOLÓGICA DEL SUB-MÓDULO DE CONECTIVIDAD



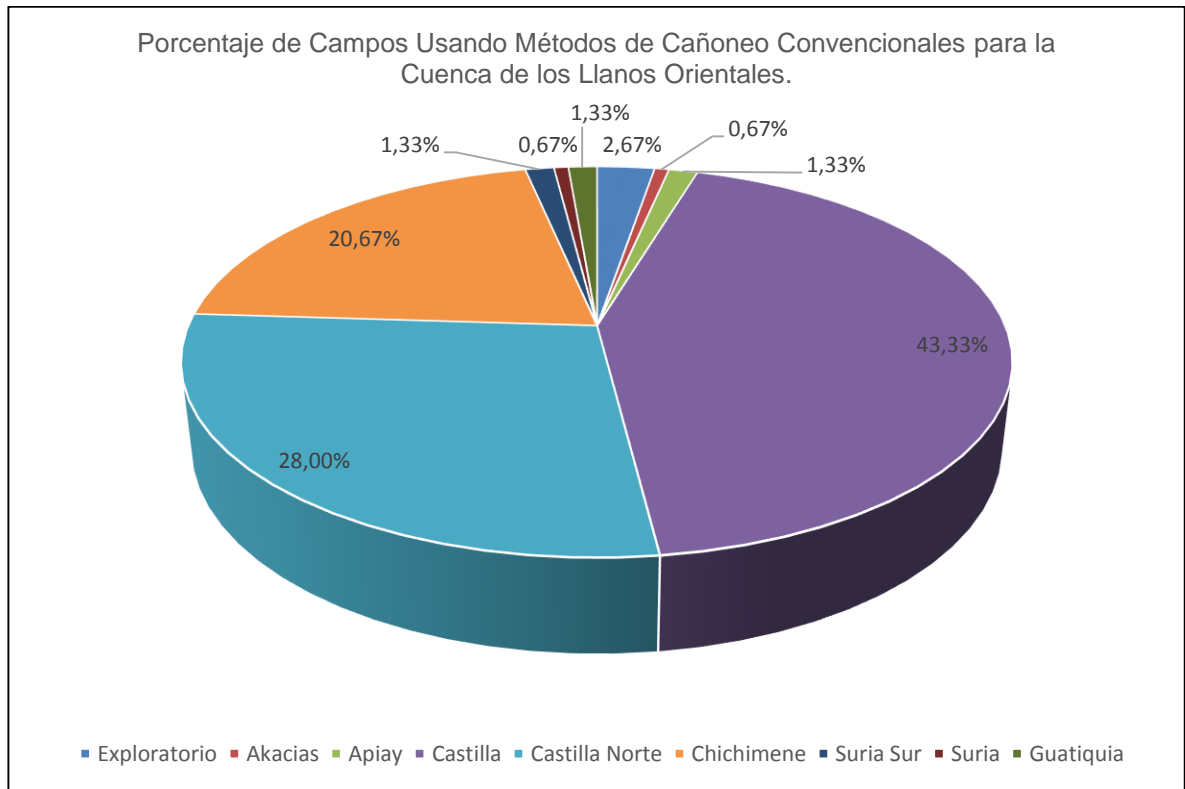
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO B
PORCENTAJE DE MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES



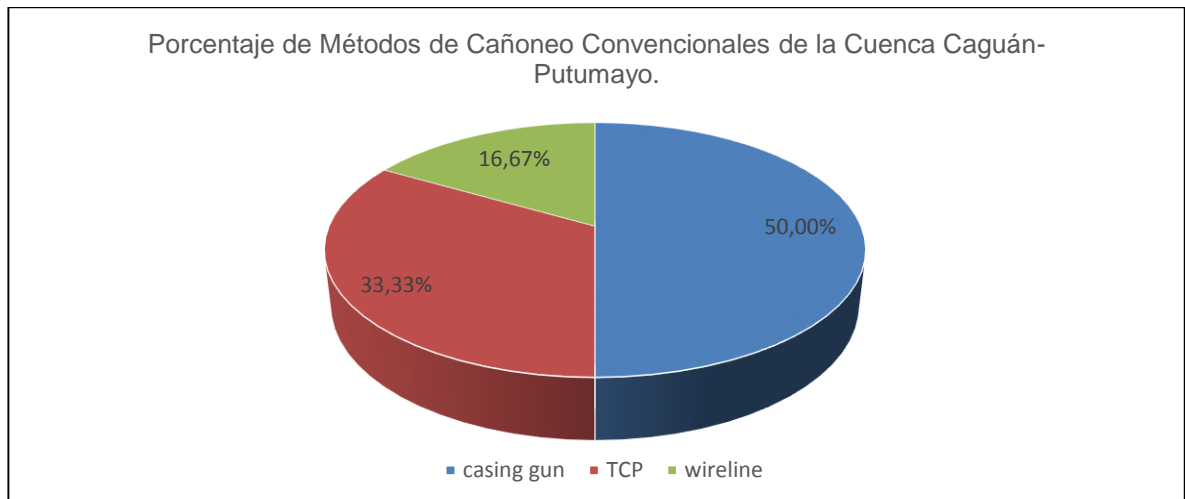
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO C
PORCENTAJE DE CAMPOS USANDO MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES PARA LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES



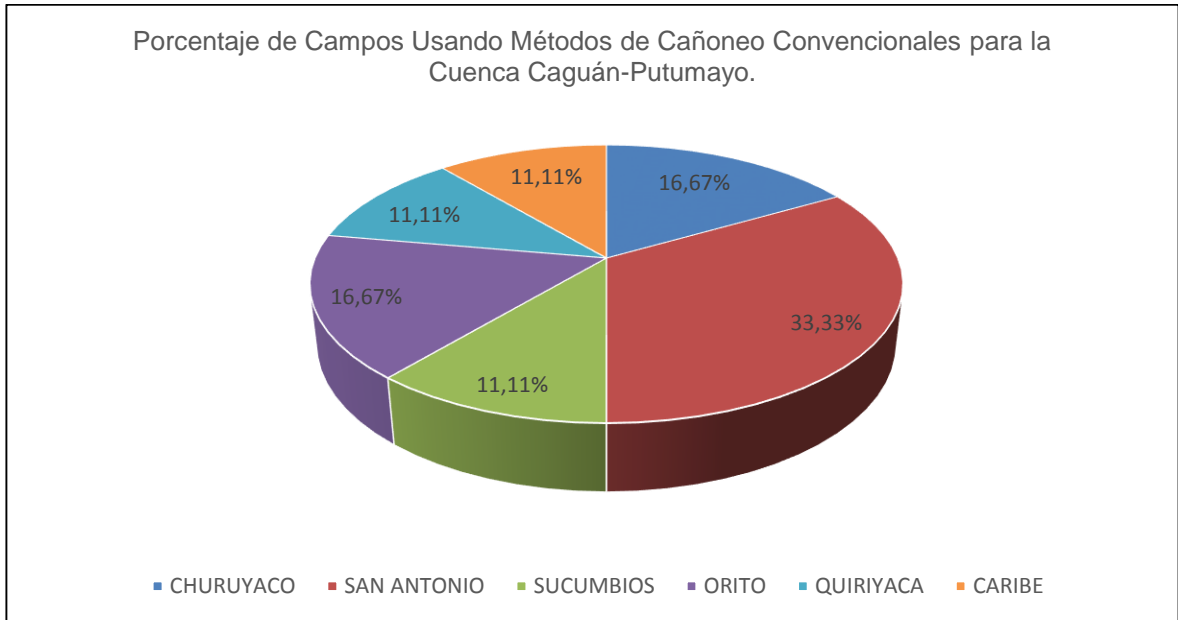
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO D
PORCENTAJE DE MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES DE LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO



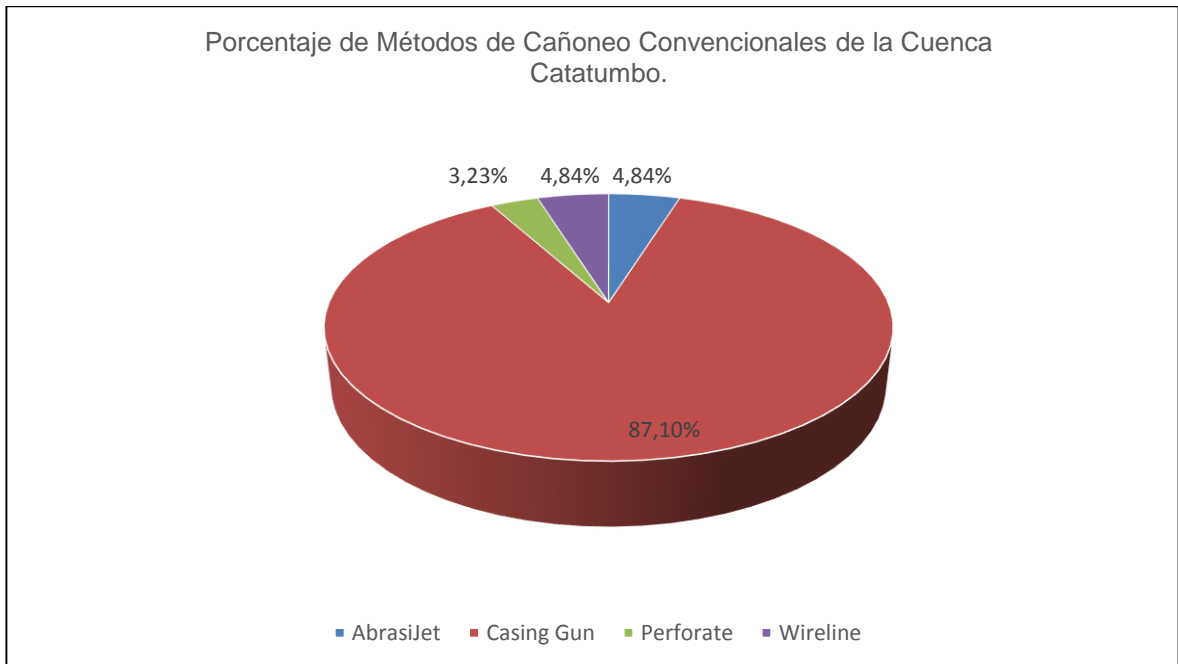
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO E
PORCENTAJE DE CAMPOS USANDO MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES PARA LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO



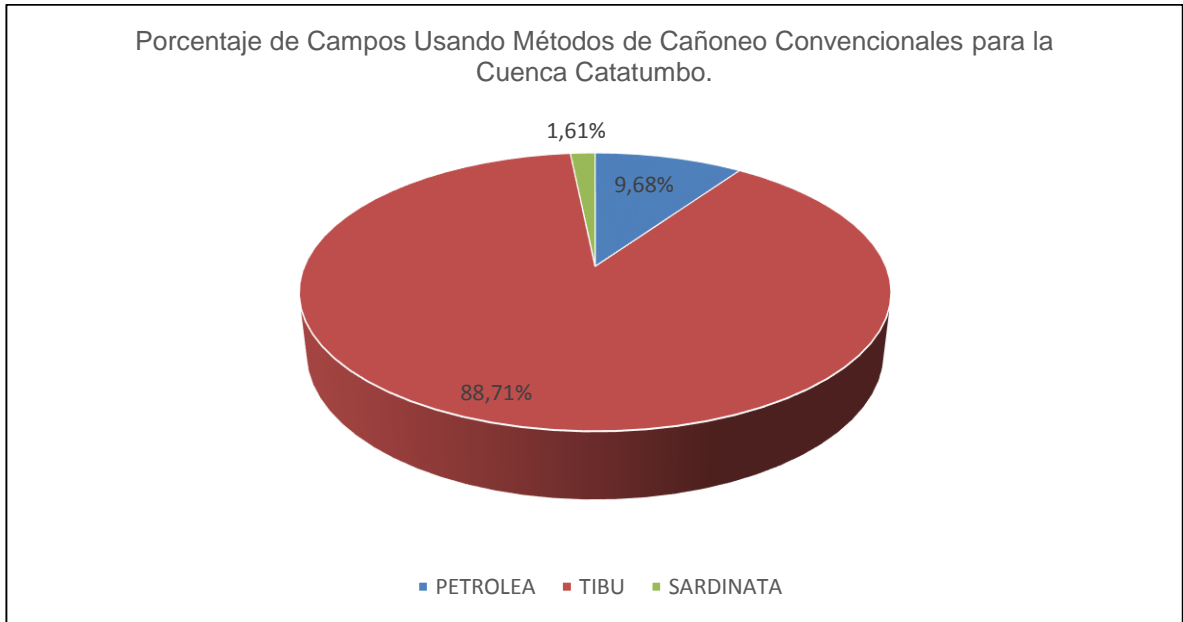
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO F
PORCENTAJE DE MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES DE LA CUENCA CATATUMBO



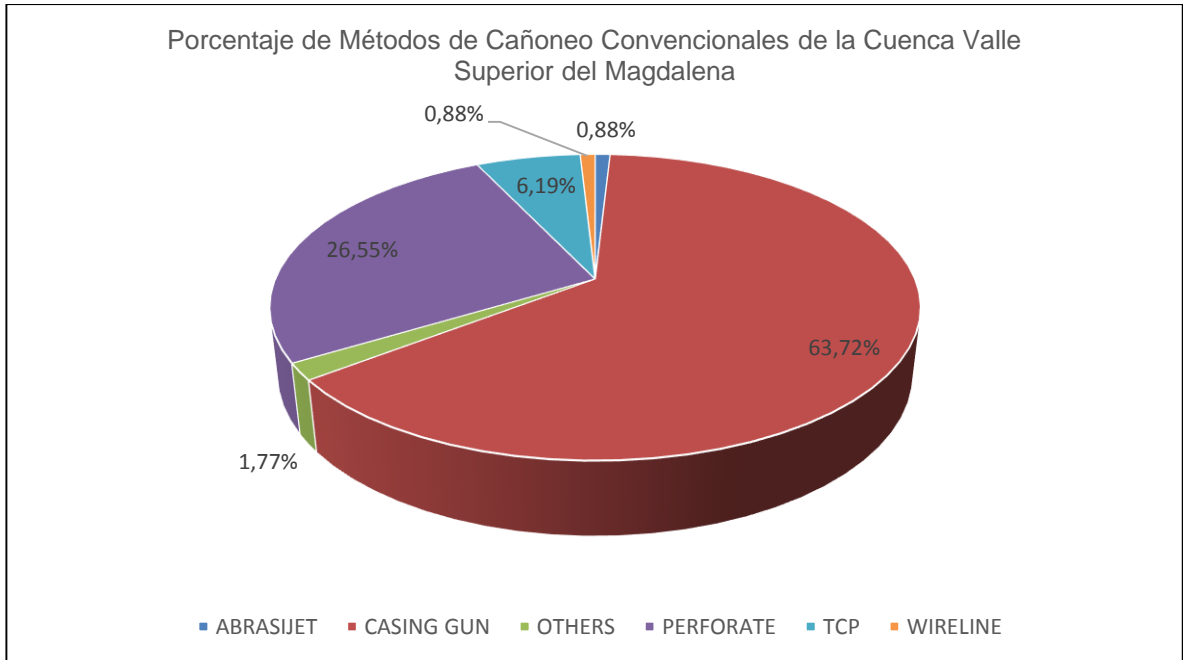
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO G
PORCENTAJE DE CAMPOS USANDO MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES PARA LA CUENCA CATATUMBO



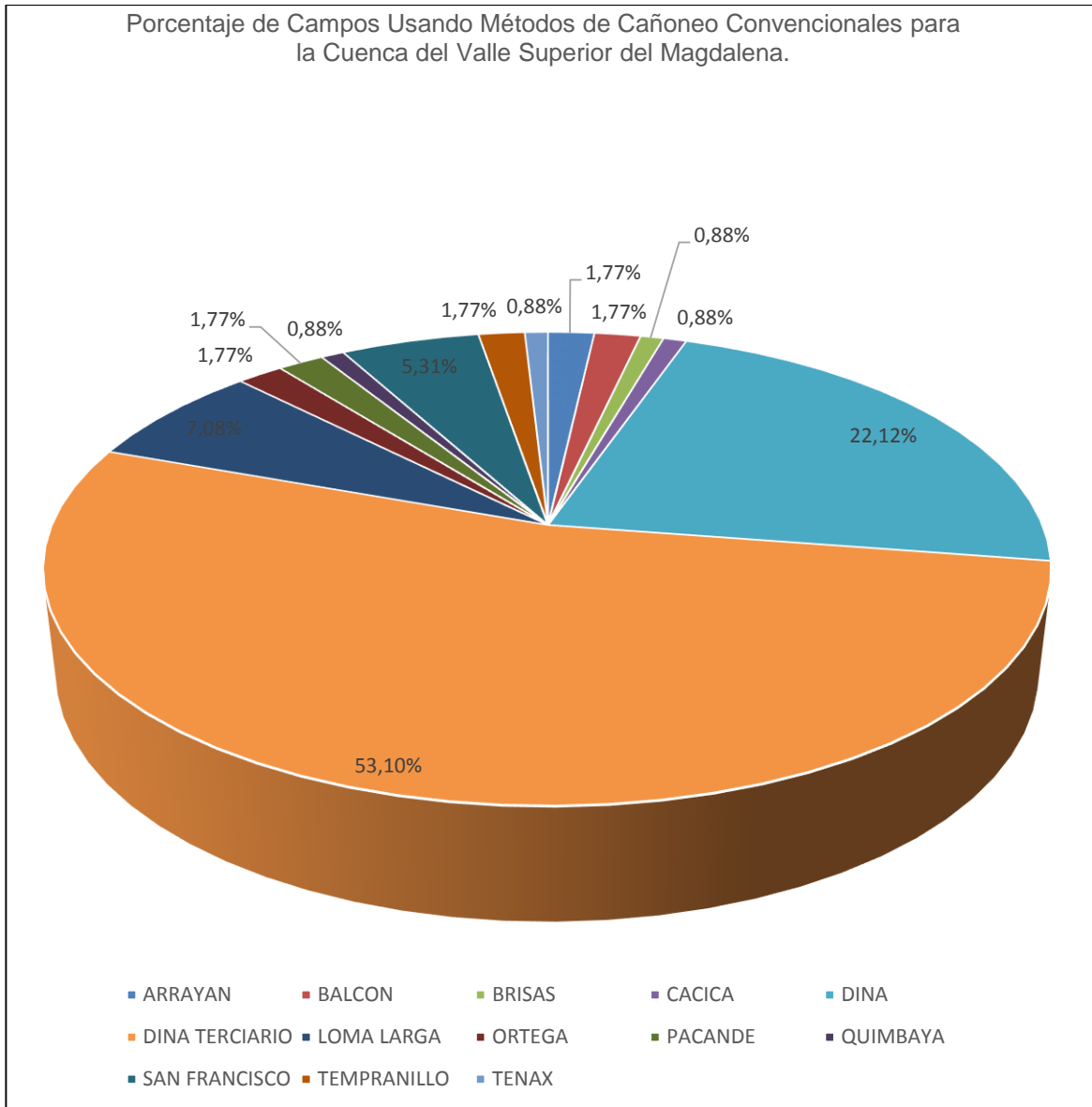
Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO H
PORCENTAJE DE MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES DE LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA



Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

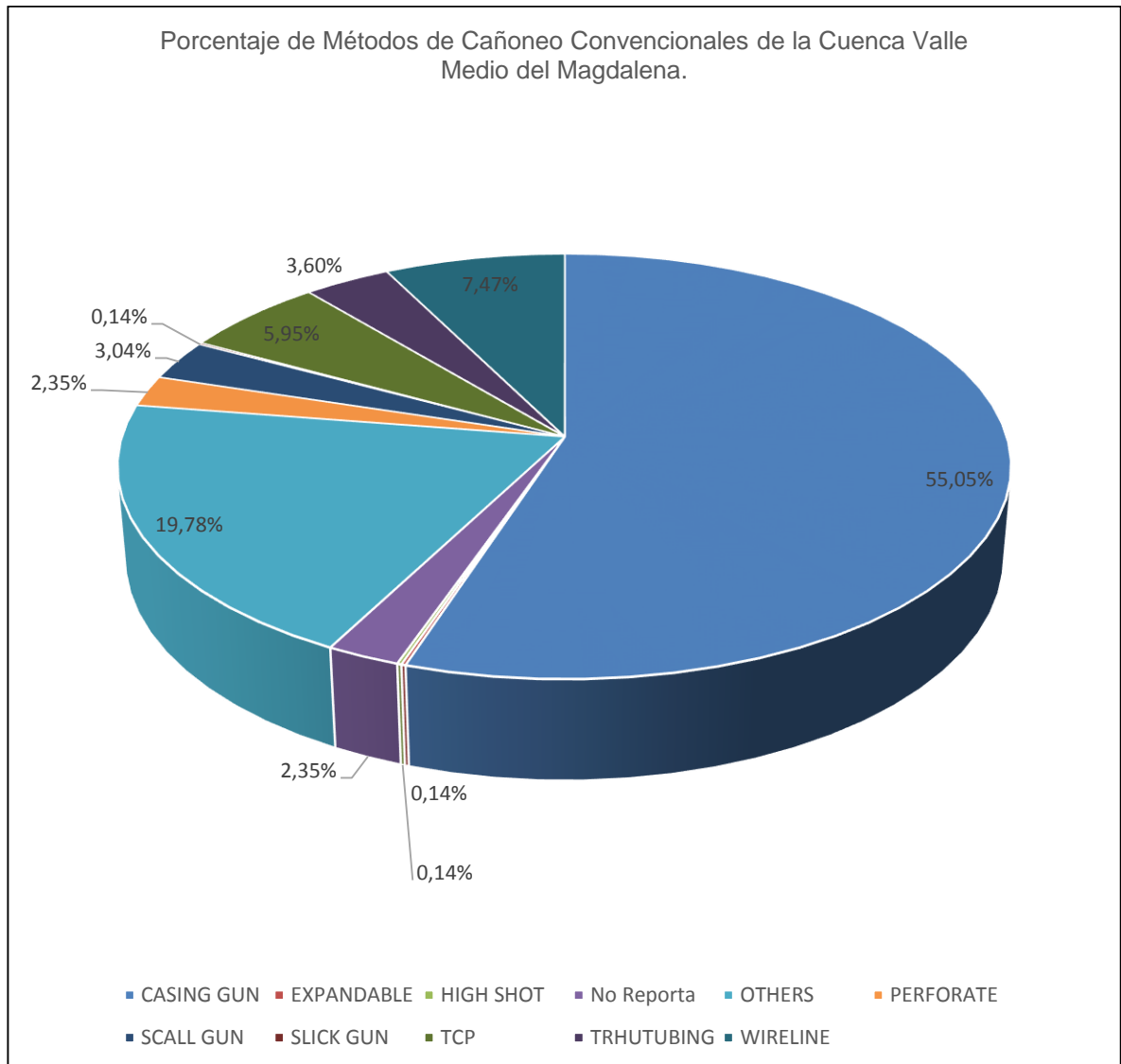
ANEXO I
PORCENTAJE DE CAMPOS USANDO MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES PARA LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA



Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO J

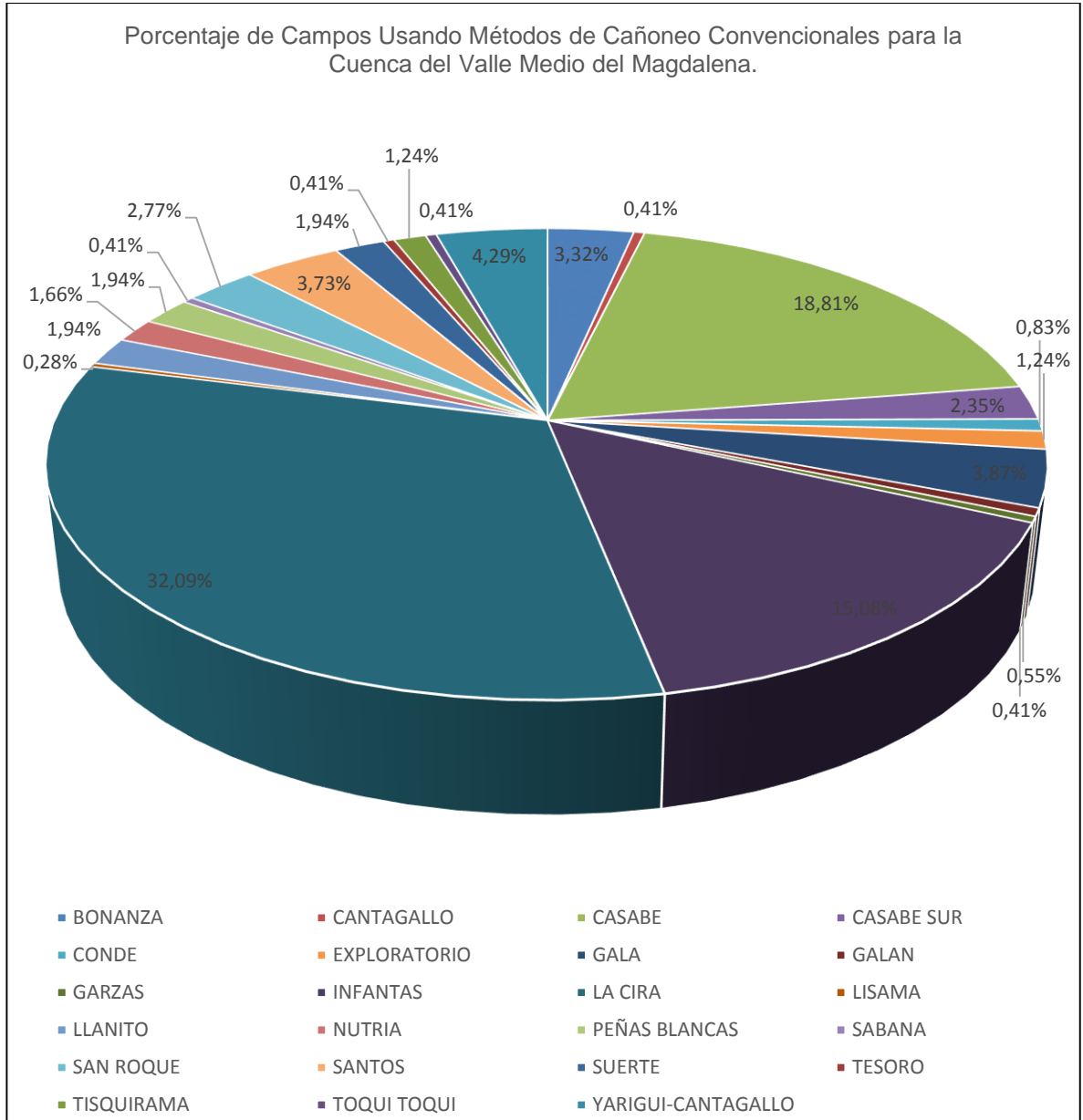
PORCENTAJE DE MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA



Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

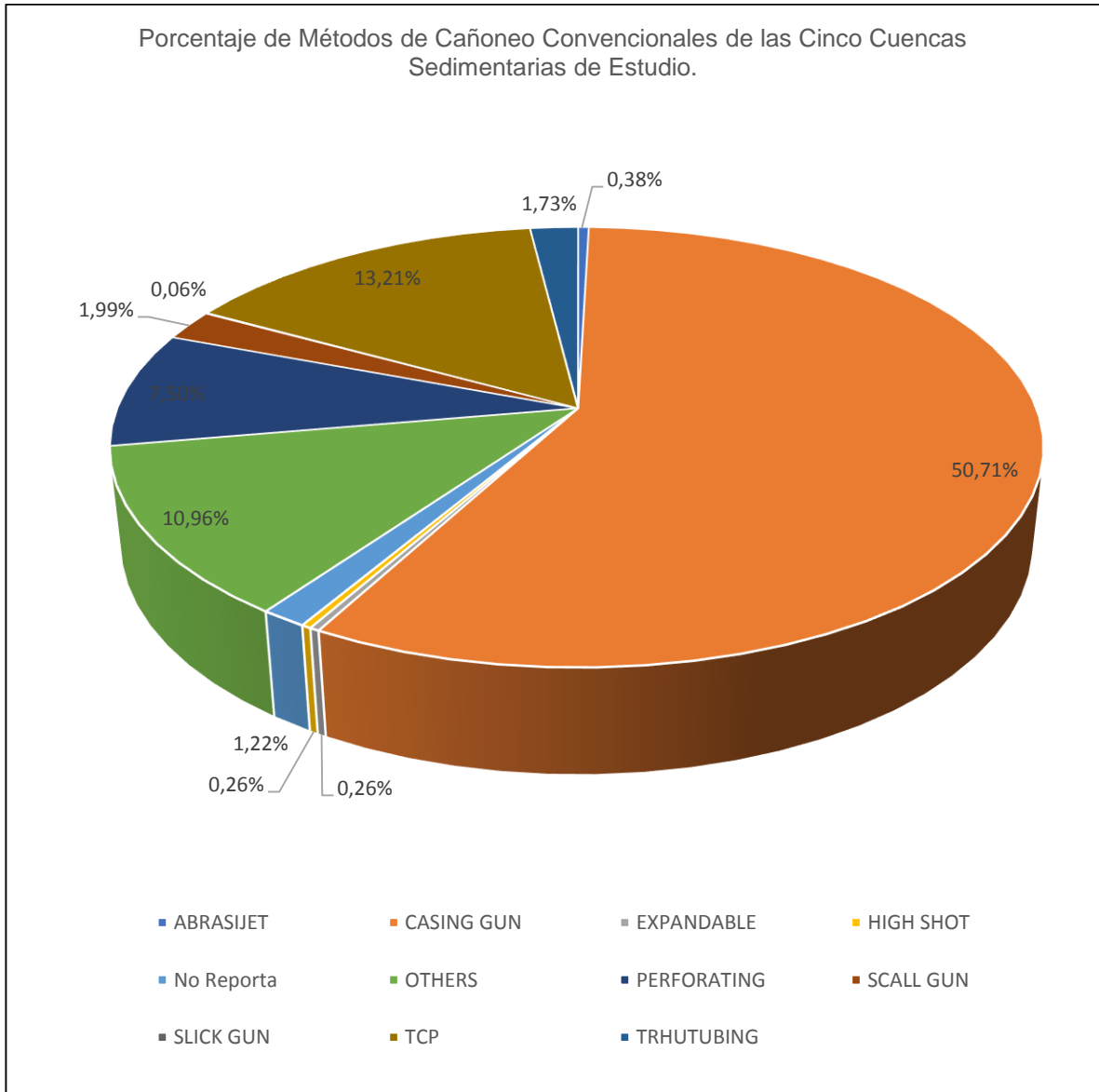
ANEXO K

PORCENTAJE DE CAMPOS USANDO MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES PARA LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA




Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.

ANEXO L
PORCENTAJE DE MÉTODOS DE CAÑONEO CONVENCIONALES DE LAS CINCO CUENCAS SEDIMENTARIAS DE ESTUDIO



Fuente: Ecopetrol S.A., obtenido a través de DataAnalyzer® y Openwells®. Modificada por autor.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Yo **Juan Felipe Rivera Cortes** en calidad de titular de la obra "DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE CONECTIVIDAD INTEGRANDO LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN Y SEGURIDAD OPERACIONAL DURANTE EL COMPLETAMIENTO DE POZOS DE ECOPETROL S.A.", elaborada en el año 2017, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en Índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los siete (7) días del mes de Febrero del año 2018.

EL AUTOR:

Nombres	Apellidos
Juan Felipe	Rivera Cortes
Documento de identificación No	Firma
C.C. 1014275246	<i>Juan F. Rivera</i>