

**DESARROLLO DE UN MODELO DE ESTANDARIZACIÓN OPERACIONAL
PARA EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DEL
CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**LAYLA ABDELJABER TAHA HOYOS
ERIKA DANIELA LUCUARA REYES**

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

**DESARROLLO DE UN MODELO DE ESTANDARIZACIÓN OPERACIONAL
PARA EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DEL
CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**LAYLA ABDELJABER TAHA HOYOS
ERIKA DANIELA LUCUARA REYES**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
IVÁN CAMILO GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
ADRIANGELA ROMERO SÁNCHEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Adriangela Romero Sánchez

Ing. Claudia Angélica Rubio

Bogotá D.C., Julio 2018.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE 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. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A Dios por guiarme y darme la sabiduría necesaria durante este largo camino para alcanzar todo lo que me he propuesto en la vida, por darme la fortaleza para seguir adelante pese todas las adversidades y por permitirme culminar este proyecto.

A mis padres Nasser y Esperanza que siempre creyeron en mí y me motivaron a cumplir mis metas, por su apoyo, su amor y enseñanzas de vida en cada etapa de este proceso, sin ellos no hubiese sido posible.

A mis hermanas Carolina y Gadir, por estar siempre a mi lado y por demostrarme que con perseverancia y esfuerzo todas las metas que me proponga en la vida se pueden alcanzar.

A Nicolás, por su apoyo, colaboración, compañía e incondicionalidad durante el desarrollo de este proyecto, por sus palabras de aliento y por los conocimientos compartidos.

Layla AbdelJaber Taha Hoyos

DEDICATORIA

A Dios y a toda mi familia, por permitirme vivir esta experiencia de aprendizaje y muchos retos, por guiarme siempre hacia el camino correcto y bendecirme cada minuto de vida. A mi familia por confiar siempre en mí y en mis capacidades.

A mi madre Erika por ser el pilar más importante, al infundir en mí la lucha y el carácter para siempre seguir adelante, por enseñarme a lograr mis objetivos y a ser perseverante, sin ella no hubiese sido posible.

A mis abuelos Maria Cecilia y Jose Darío por su apoyo incondicional, por demostrarme siempre su amor, por formarme como una persona íntegra con valores.

A mi tío Jose Darío a quien quiero y admiro como un padre porque siempre ha estado en los momentos que lo necesito y que con su ejemplo de vida ha sido mi guía tanto personal como profesionalmente.

A todas las personas que durante el transcurso de vida universitaria me brindaron su apoyo y me permitieron vivir experiencias de vida.

Erika Daniela Lucuara Reyes

AGRADECIMIENTOS

Iniciamos agradeciendo de manera especial y particular al Ingeniero Iván Camilo Gómez por brindarnos su experiencia, colaboración, conocimiento y tiempo para que el proyecto se realizara de la mejor forma posible. Además, fue quien nos dio la oportunidad de aportar a la empresa Occidental de Colombia LLC, en donde se nos permitió realizar a feliz término el presente trabajo de grado.

A nuestra orientadora Adriangela Romero quien merece nuestra gratitud al ofrecernos siempre su conocimiento e interés y por guiarnos hacia la elaboración adecuada del proyecto, mediante sugerencias recibidas y correcciones.

Al asesor William Palacios, por haber orientado el aspecto financiero del proyecto.

A todos los docentes de la universidad, que de una u otra forma nos brindaron conocimientos para el desarrollo de este trabajo y nuestra formación profesional como Ingenieras de Petróleos.

A los Ingenieros de petróleo Luis, Diego, Edison y Alejandro los cuales, en sus labores de campo como Company Man, dedicaron parte de su tiempo para explicaciones de las operaciones en relación al trabajo de grado, así como a Diego un gran amigo a quien agradecemos su ayuda y guía durante el transcurso del trabajo, en especial con su conocimiento en el capítulo geológico.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	32
1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO	32
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	35
1.3.1 Resumen Cuenca Valle Medio del Magdalena	35
1.3.2 Columna Estratigráfica Generalizada	39
1.3.2.1 Secuencia Jurásica	41
1.3.2.2 Secuencia Cretácea	42
1.3.2.3 Secuencia Cenozoica	43
1.3.3 Geología Estructural	45
1.3.3.1 La Cira	48
1.3.3.2 Infantas	48
1.3.4 Geología Del Petróleo.	49
1.3.4.1 Roca Generadora	49
1.3.4.2 Roca Reservorio	50
1.3.4.3 Migración	50
1.3.4.4 Roca Sello	51
1.3.4.5 Trampa	51
2. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO	53
2.1 RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO	53
2.1.1 Recobro Secundario	54
2.1.1.1. Tipos de pozos requeridos para el Recobro Secundario	54
2.2 INYECCIÓN DE AGUA	55
2.2.1 Tipos de desplazamiento de fluidos inmiscibles	56
2.2.1.1 Desplazamiento tipo pistón sin fugas	56
2.2.1.2 Desplazamiento tipo pistón con fugas	56
2.2.2 Etapas en el proceso de inyección de agua	57
2.2.3 Tipos de inyección de agua	58
2.2.3.1 Inyección Periférica o Externa	58
2.2.3.2 Inyección en Arreglos o Dispersa	59
2.2.4 Principios que gobiernan la Inyección de agua	60
2.2.4.1 Tensión Interfacial	60
2.2.4.2 Mojabilidad	61
2.2.4.3 Presión Capilar	63
2.2.5 Potencial de Inyección de agua	65
2.2.6 Características del agua inyección	66
2.3 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	67
2.3.1 Patrón de inyección de agua en El Campo La Cira Infantas	69

2.4	INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	70
3.	PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA EMPLEADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.	73
3.1	HERRAMIENTAS DEL COMPLETAMIENTO CON SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	74
3.1.1	Empaques	74
3.1.2	Empaque Cero	79
3.1.3	Conector On-Off Tool	80
3.1.3.1	Conector On-Off Tool NF-1 empleado en el Campo La Cira Infantas	80
3.1.3.2	Conector On-Off Tool NF-3 empleado en el Campo La Cira Infantas	81
3.1.4	Juntas de Expansión	82
3.1.5	Mandriles	83
3.1.5.1	Camisas de circulación	83
3.1.5.2	Camisas de producción	83
3.1.5.3	Válvulas reguladoras de flujo	85
3.2	ESTADO MECÁNICO ACTUAL DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	86
3.2.1	Proceso de diseño	87
3.2.1.1	Selección del completamiento	87
3.3	PARÁMETROS Y VARIABLES EVALUADOS EN EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN DE AGUA	91
3.3.1	Completamiento con Empaques Hidráulicos de Cuñas	92
3.3.1.1	Espaciamiento entre Empaques de Cuñas por Pozo	92
3.3.1.2	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo	93
3.3.1.3	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pie (ft)	93
3.3.2	Completamiento con/sin Empaque Cero	94
3.3.3	Completamiento con/sin Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3	96
3.3.4	Completamiento con/sin Junta de Expansión	97
3.3.5	Ubicación del mandril en la zona	97
4.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DISEÑOS DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	99
4.1	REVISIÓN HISTÓRICA DE PARÁMETROS Y VARIABLES EVALUADOS EN LOS POZOS INYECTORES DE ANÁLISIS	99
4.2	DESARROLLO DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DISEÑOS DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN ESTUDIO	100
4.2.1	Completamiento con Empaques Hidráulicos de Cuñas	100
4.2.1.1	Espaciamiento entre Empaques de Cuñas por Pozo	101
4.2.1.2	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo	105
4.2.1.3	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pie (ft)	107
4.2.2	Completamiento con/sin Empaque Cero	112
4.2.3	Completamiento con/sin Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3	114

4.2.4	Completamiento con/sin Junta de Expansión	116
4.2.5	Ubicación del mandril en la zona	117
4.3	CUADRO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS PARÁMETROS Y VARIABLES PARA EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN	122
4.3.1	Media Aritmética (x)	122
4.3.2	Mediana (Me)	123
4.3.3	Moda (Mo)	124
4.3.4	Rango (R)	124
4.3.5	Desviación estándar (S)	124
4.3.6	Varianza (S ²)	125
4.3.7	Índice Curtosis (Cr)	125
4.3.8	Índice de asimetría (As)	126
4.3.9	Mínimo y Máximo (mín & máx)	126
5.	JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS Y VARIABLES ADECUADOS DE DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS PARA POZOS INYECTORES EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	128
5.1	EMPAQUES HIDRÁULICOS DE CUÑAS	128
5.1.1	Espaciamiento entre Empaques de Cuñas	130
5.1.2	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo	131
5.1.3	Cantidad de Empaques de Cuñas / ft	134
5.2	EMPAQUE CERO	135
5.3	CONECTORES ON OFF TOOL	138
5.3.1	Conector On Off Tool NF-1	138
5.3.2	Conector On Off Tool NF-3	139
5.4	JUNTA DE EXPANSIÓN	141
5.5	UBICACIÓN DEL MANDRIL POR ZONA	142
6.	MODELO DE ESTANDARIZACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES OPERACIONALES PARA EL ADECUADO DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LCI	145
6.1	MUESTRA DE ANÁLISIS	147
6.2	PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO EMPLEADOS EN EL CAMPO LCI ACTUALMENTE	149
6.3	PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO ESTANDARIZADOS EN EL CAMPO LCI ACTUALMENTE	157
6.4	MODELO OPERACIONAL	165
7.	IMPLEMENTACIÓN DE LOS NUEVOS PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LCI	171
7.1	POZO LE 1	171
7.2	POZO LE 2	179
7.3	POZO LE 3	186
7.4	POZO LE 4	193

7.5	POZO LE 5	200
8.	ANÁLISIS FINANCIERO	207
8.1	ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	207
8.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	207
8.2.1	Costos de Intervención	208
8.2.2	Costos de Levantamiento	210
8.2.3	Ingresos	211
8.3	EVALUACIÓN FINANCIERA	215
8.3.1	Valor Presente Neto (VPN)	215
8.3.2	Valor Presente Neto para los diseños de sartas selectivas de inyección empleando los parámetros y variables estandarizados en el Campo LCI.	216
8.3.3	Valor Presente Neto para los diseños de sartas selectivas de inyección empleados actualmente en el Campo LCI.	218
8.4	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	220
9.	CONCLUSIONES	221
10.	RECOMENDACIONES	223
	BIBLIOGRAFÍA	224
	ANEXOS	230

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Clasificación de la mojabilidad.	63
Cuadro 2. Análisis más comunes realizados al agua de inyección.	66
Cuadro 3. Clasificación de los Empaques.	76
Cuadro 4. Empaques empleados en El Campo La Cira Infantas.	77
Cuadro 5. Clasificación de los Mandriles.	84
Cuadro 6. Mandriles empleados en El Campo La Cira Infantas.	85
Cuadro 7. Características de los accesorios para el completamiento de sartas selectivas de inyección.	90
Cuadro 8. Parámetros y Variables evaluados en cada Pozo Inyector a través de la herramienta ofimática Excel.	99
Cuadro 9. Parámetros estandarizados para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo.	132
Cuadro 10. Parámetros estandarizados de la ubicación de los mandriles según intervalos cañoneados.	143

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tensión Interfacial agua - petróleo	61
Ecuación 2. Ecuación de Young Dupre.	62
Ecuación 3. Presión Capilar	63
Ecuación 4. Índice de Inyectividad	65
Ecuación 5. Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5	101
Ecuación 6. Promedio del Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5.	101
Ecuación 7. Regla de Sturges	103
Ecuación 8. Intervalos de Frecuencia	103
Ecuación 9. Longitud de la zona cañoneada	109
Ecuación 10. Longitud total de perforados	110
Ecuación 11. Cantidad de Empaques de Cuñas por ft.	110
Ecuación 12. Ubicación del mandril en el Pozo	118
Ecuación 13. Ubicación del mandril en el Pozo	119
Ecuación 14. Media aritmética	123
Ecuación 15. Localización mediana cuando n es impar.	123
Ecuación 16. Localización mediana cuando n es par	123
Ecuación 17. Rango	124
Ecuación 18. Cálculo de la desviación estándar en función de la varianza.	124
Ecuación 19. Varianza	125
Ecuación 20. Índice de Curtosis	125
Ecuación 21. Índice de Curtosis	126
Ecuación 22. Cálculo de volúmenes	136
Ecuación 23. Costo de levantamiento mensualmente.	210
Ecuación 24. Costo de levantamiento anualmente.	210
Ecuación 25. Ingresos del proyecto.	212
Ecuación 26. Fórmula general del Valor Presente Neto (VPN)	216

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo La Cira Infantas	34
Figura 2. Ubicación Cuenca VMM en el mapa de clasificación de las Cuencas Sedimentarias de Colombia	36
Figura 3. Ubicación Campos en la Cuenca VMM	39
Figura 4. Columna generalizada VMM y campo La Cira infantas	40
Figura 5. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio del Magdalena	47
Figura 6. Corte NW-SE de las estructuras geológicas en el Campo LCI.	49
Figura 7. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	52
Figura 8. Clasificación según el método de recobro de petróleo.	53
Figura 9. Relación entre pozo inyector y pozo productor.	54
Figura 10. Desplazamiento tipo pistón sin fugas.	56
Figura 11. Desplazamiento tipo pistón con fugas.	56
Figura 12. Etapas en el proceso de inyección de agua.	57
Figura 13. Inyección de agua Periférica.	58
Figura 14. Inyección de agua en Arreglos de 5 pozos.	59
Figura 15. Tipos de arreglos de inyección de agua.	60
Figura 16. Menisco generado por la tensión Interfacial entre dos fluidos.	61
Figura 17. Mojabilidad de un sistema Petróleo-Agua-Sólido.	63
Figura 18. Curva típica de presión capilar.	64
Figura 19. Mapa de áreas del Campo La Cira Infantas.	70
Figura 20. Sarta Selectiva de Inyección de agua.	71
Figura 21. Esquema de sargas de Inyección Selectiva	73
Figura 22. Empaques Hidráulicos tipo PCS-5 y C-5 de la empresa TEXPROIL S.R.L. en El Campo La Cira Infantas.	79
Figura 23. On-Off Tool NF-1	80
Figura 24. On- Off Tool NF-3	81
Figura 25. Juntas de Expansión empleada en el Campo La Cira Infantas.	82
Figura 26. Mandriles empleados en El Campo La Cira Infantas.	85
Figura 27. Válvulas empleadas en El Campo La Cira Infantas.	86
Figura 28. Flujo del proceso de inyección de agua	87
Figura 29. Estado Mecánico del completamiento de Sargas Selectivas de Inyección de agua del Pozo A en El Campo La Cira Infantas.	88
Figura 30. Ejemplo de la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas en el Pozo B.	92
Figura 31. Ejemplo de la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo en el Pozo B.	93
Figura 32. Ejemplo de la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por (ft) en el Pozo B.	94
Figura 33. Ejemplo de la variable Completamiento con Empaque Cero Pozo B.	95
Figura 34. Ejemplo de la variable Completamiento sin Empaque Cero Pozo C.	95

Figura 35. Ejemplo de la variable Completamiento con Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3 en el Pozo D.	96
Figura 36. Ejemplo de la variable Ubicación del Mandril en la Zona en Pozo B.	97
Figura 37. Estado Mecánico del Pozo E – Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5.	101
Figura 38. Estado Mecánico del Pozo E – Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 por Pozo.	106
Figura 39. Estado Mecánico del Pozo E con los intervalos cañoneados.	108
Figura 40. Estado Mecánico del Pozo E, completamiento con Empaque Cero.	113
Figura 41. Estado Mecánico del Pozo E, completamiento con On-Off Tool.	115
Figura 42. Estado Mecánico del Pozo E con sus respectivos mandriles.	118
Figura 43. Interpretación de la Curtosis.	125
Figura 44. Interpretación de la Curtosis.	126
Figura 45. Ejemplo diseño estandarizado Variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas	133
Figura 46. Diferencias de las capacidades volumétricas disponibles entre un pozo sin empaque cero (Ilustración izquierda) y uno con empaque cero (Ilustración derecha)	136
Figura 47. Completamiento con Junta de Corte y Landing Nipple.	138
Figura 48. Completamiento con conector On Off Tool NF-1.	139
Figura 49. Conector On Off Tool NF-3 en superficie.	140
Figura 50. Elevación útil de la sarta de inyección.	141
Figura 51. Ruptura de tubería, sin junta de expansión.	141
Figura 52. Posición Junta de Expansión	142
Figura 53. Menú Principal del Modelo Operacional de Estandarización.	146
Figura 54. Unidad Muestra de Análisis.	147
Figura 55. Sección de Datos Generales del histórico de pozos de inyección con sarta selectiva.	148
Figura 56. Primera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Empaques de Cuñas PCS-5.	149
Figura 57. Resultados Estadísticos – Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5.	150
Figura 58. Resultados Estadísticos – Cantidad de Empaques de Cuñas/Pozo.	150
Figura 59. Resultados Estadísticos – Cantidad de Empaques de Cuñas/ft.	151
Figura 60. Segunda Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Conectores On Off Tool.	151
Figura 61. Resultados Estadísticos – Conector On Off Tool NF-1.	152
Figura 62. Resultados Estadísticos – Conector On Off Tool NF-3.	153
Figura 63. Tercera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Juntas de Expansión.	153
Figura 64. Resultados Estadísticos – Juntas de Expansión.	154
Figura 65. Cuarta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Empaque Cero.	154
Figura 66. Resultados Estadísticos – Empaque Cero.	155

Figura 67. Quinta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Ubicación del Mandril en la Zona.	156
Figura 68. Resultados Estadísticos – Ubicación del Mandril en la Zona.	156
Figura 69. Primera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Empaques de Cuñas PCS-5.	157
Figura 70. Resultados Estandarizados – Espaciamiento entre empaques de cuña PCS-5	157
Figura 71. Resultados Estandarizados – Cantidad de empaques de cuña PCS-5 por pozo.	158
Figura 72. Resultados Estandarizados – Cantidad de empaques de cuña PCS-5 por pozo.	159
Figura 73. Segunda Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Conectores On Off Tool.	159
Figura 74. Resultados Estandarizados – Conector On Off Tool NF-1.	160
Figura 75. Resultados Estandarizados – Conector On Off Tool NF-3.	161
Figura 76. Tercera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Juntas de Expansión.	161
Figura 77. Resultados Estandarizados – Junta de Expansión.	162
Figura 78. Cuarta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Empaque Cero.	163
Figura 79. Resultados Estandarizados – Empaque Cero.	163
Figura 80. Quinta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Ubicación del Mandril en la Zona.	164
Figura 81. Resultados Estandarizados – Ubicación del Mandril en la Zona.	164
Figura 82. Unidad Modelo Operacional.	165
Figura 83. Información inicial del Aplicativo.	165
Figura 84. Sección de Intervalos – Caso para 3 zonas.	166
Figura 85. Sección de Intervalos diligenciado – Caso para 3 zonas.	166
Figura 86. Sección de Diseño – Caso para 3 Zonas.	167
Figura 87. Identificación de cantidad de empaques de cuñas PCS-5 en el pozo y asignación de valores según recomendación.	168
Figura 88. Asignación de longitud de tubería en la sarta selectiva de inyección.	168
Figura 89. Diseño de Sarta Selectiva de Inyección de agua para Pozo Inyector de tres zonas.	169
Figura 90. Validación del cumplimiento de la estandarización.	170
Figura 91. Estado mecánico Pozo LE 1	174
Figura 92. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 1 en el Campo La Cira Infantas.	177
Figura 93. Estado mecánico del Pozo LE 2	181
Figura 94. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 2 en el Campo La Cira Infantas.	184
Figura 95. Estado mecánico del Pozo LE 3.	188
Figura 96. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 3 en el Campo La Cira Infantas.	191
Figura 97. Estado mecánico del Pozo LE 4.	195

Figura 98. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 4 en el Campo La Cira Infantas.	198
Figura 99. Estado mecánico del Pozo LE 5.	202
Figura 100. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 5 en el Campo La Cira Infantas.	205
Figura 101. Ingresos y Egresos en los diseños de sertas selectivas de inyección propuestos.	217
Figura 102. Flujo de Efectivo cuando se emplean los diseños de sertas selectivas de inyección propuestos.	217
Figura 103. Ingresos y Egresos de los diseños de sarta selectiva de inyección empleados actualmente.	218
Figura 104. Flujo de Efectivo de los diseños de sarta selectiva de inyección empleados actualmente.	219

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción básica y Recobro secundario en Campo La Cira Infantas .	67
Gráfica 2. Producción del Campo La Cira y El Campo Infantas (Enero 2009 – Diciembre 2016)	68
Gráfica 3. Producción de la Cira-Infantas (Enero 2009 – Diciembre 2016)	68
Gráfica 4. Espaciamiento entre Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 en los 80 pozos inyectoros de análisis.	105
Gráfica 5. Cantidad de Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 en los 80 pozos inyectoros de análisis.	107
Gráfica 6. Cantidad de Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 por Pie (ft) en los 80 pozos inyectoros de análisis.	112
Gráfica 7. Completamiento con/sin Empaque Cero en los 80 pozos inyectoros de análisis.	114
Gráfica 8. Completamiento con/sin Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3 en los 80 pozos inyectoros de análisis.	115
Gráfica 9. Completamiento con / sin Junta de Expansión en los 80 pozos inyectoros de análisis.	116
Gráfica 10. Indicador de Posición de los Mandriles en los 80 pozos inyectoros de análisis.	121
Gráfica 11. Tiempo de pesca vs. Cantidad de Empaques de cuñas	129
Gráfica 12. Porcentaje por número de limpiezas de arena	135

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Cantidad de elementos sellantes en un empaque de acuerdo con condiciones de trabajo.	75
Tabla 2. Diseño del completamiento de Sartas Selectivas de Inyección de agua del Pozo A en El Campo La Cira Infantas.	89
Tabla 3. Determinación del Espaciamiento entre Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 y su respectivo Promedio en el Pozo E.	102
Tabla 4. Regla de Sturges en la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas para los 80 pozos inyectoros analizados.	103
Tabla 5. Intervalos de frecuencia para la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas para los 80 pozos inyectoros analizados.	104
Tabla 6. Intervalos de frecuencia para la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas para los 80 pozos inyectoros analizados.	104
Tabla 7. Intervalos de frecuencia para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por pozo en los 80 pozos de análisis.	106
Tabla 8. Intervalos cañoneados del Pozo E.	108
Tabla 9. Longitud de las zonas cañoneadas en el Pozo E en función de los intervalos perforados.	109
Tabla 10. Intervalos de frecuencia para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por ft para los 80 pozos inyectoros analizados.	111
Tabla 11. Intervalos de frecuencia para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 por Pie (ft) para los 80 pozos inyectoros analizados.	111
Tabla 12. Método de análisis para evaluar completamiento Empaque Cero	112
Tabla 13. Intervalos de frecuencia para la variable Completamiento con/sin Empaque Cero en los 80 pozos inyectoros de análisis.	113
Tabla 14. Método de análisis para evaluar completamiento Conector NF-1.	114
Tabla 15. Método de análisis para evaluar completamiento Conector NF-3.	114
Tabla 16. Método de análisis para evaluar completamiento con/sin Junta de Expansión.	116
Tabla 17. Relación de la cantidad de zonas cañoneadas y la cantidad de mandriles en el Pozo E.	117
Tabla 18. Tope y Base del mandril en el Pozo E.	117
Tabla 19. Ubicación del mandril en el Pozo E.	119
Tabla 20. Indicador de Posición del Mandril en el Pozo E.	120
Tabla 21. Intervalos de frecuencia para el Indicador de posición de los mandriles por pozo de la muestra de análisis.	121
Tabla 22. Estadística descriptiva de los parámetros y variables de diseño de Sartas Selectivas de Inyección Cuantitativos.	127
Tabla 23. Parámetros estandarizados para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por pie	134
Tabla 24. Resumen datos del pozo ejemplo	136
Tabla 25. Propiedades fluido de perforación Pozo LE1- BHA 1	171

Tabla 26. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 1- BHA 1	172
Tabla 27. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 1- BHA 2	172
Tabla 28. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 1- BHA 2	173
Tabla 29. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 1	175
Tabla 30. Datos recomendados según área de Yacimientos para el Pozo LE 1.	176
Tabla 31. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 2 - BHA 1	179
Tabla 32. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 2- BHA 1	179
Tabla 33. Características de los fluidos empleados en el Pozo LE 2- BHA 2	180
Tabla 34. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 2- BHA 2	180
Tabla 35. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 2	182
Tabla 36. Datos recomendados según área de Yacimientos para el Pozo LE 2.	183
Tabla 37. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 3 - BHA 1	186
Tabla 38. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 3 - BHA 1	186
Tabla 39. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 3- BHA 2	187
Tabla 40. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 3 - BHA 2	187
Tabla 41. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 3.	189
Tabla 42. Datos yacimiento Pozo LE 3.	190
Tabla 43. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 4 - BHA 1	193
Tabla 44. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 4 - BHA 1	193
Tabla 45. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 4- BHA 2	194
Tabla 46. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 4 - BHA 2	194
Tabla 47. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 4.	196
Tabla 48. Datos yacimiento Pozo LE 4.	197
Tabla 49. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 5 - BHA 1	200
Tabla 50. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 5 - BHA 1	200
Tabla 51. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 5 - BHA 2	201
Tabla 52. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 5 - BHA 2	201
Tabla 53. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 5.	203
Tabla 54. Datos yacimiento Pozo LE 5.	204
Tabla 55. Costos de Intervención para llevar a cabo el Completamiento de los Pozos Inyectores con Sarta Selectiva en el Campo La Cira Infantas.	208
Tabla 56. Costos de las herramientas de completamiento de pozos	209
Tabla 57. Costos de Intervención con actividades de Well Service.	209
Tabla 58. Costos de Intervención por limpieza de arenas con Coiled Tubing.	210
Tabla 59. Especificaciones del Crudo del Valle Medio del Magdalena.	211

Tabla 60. Análisis S.A.R.A. del crudo producido en el VMM.	212
Tabla 61. Ingresos y Egresos empleando el diseño se sartas selectivas de inyección Propuesto.	213
Tabla 62. Ingresos y Egresos empleando el diseño se sartas selectivas de inyección actual.	213
Tabla 63. Proyección de Ingresos y Egresos (Flujo de Caja Neto) al emplear los diseños de sartas selectivas con los parámetros y variables estandarizados.	214
Tabla 64. Proyección de Ingresos y Egresos (Flujo de Caja Neto) con los diseños de sartas selectivas de inyección empleados actualmente.	215

ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje - Por ciento
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	Instituto Americano del Petróleo
As	Índice de Asimetría
B	Barril
BBLS	Barriles
BHA	Bottom Hole Assembly - Ensamblaje de Fondo
BPD	Barriles por día
BO	Barril de Petróleo
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPCE	Barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	Unidad Térmica Británica
BW	Barril de Agua
BWPD	Barriles de agua por día
°C	Grados Centígrados
CC	Cordillera Central
cP	Centipoise
CPG	Cinturón Plegado de Girardot
Cr	Índice de Curtosis
CSG	Casing
Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos
°F	Grados Fahrenheit
Ft	Pies
ft²	Pies cuadrados
GPM	Galones por minuto
I	Tasa de interés
In	Pulgadas
ID	Diámetro Interno
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
km²	Kilómetros cuadrados
L	Litros
lb	Libras
lbf	Libras-Fuerza
lb/ft	Libras por pies
LCI	La Cira Infantas
LN	Landing Nipple
m	Metros
m³	Metros cúbicos
máx	Máximo

Me	Mediana
mD	Milidarcy
mg	Miligramos
ml	Mililitros
MMpc	Millones de pies cúbicos
Mo	Moda
Mpc	Miles de pies cúbicos
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
NW	Noroeste
OD	Diámetro Externo
OXY	Occidental Andina LLC
ppg	Pounds per galon – libras por galón
Prof	Profundidad
psi	Libra por pulgada cuadrada
Qcobb	Potencia de Inyección
R	Rango
RPM	Revoluciones por minuto
S²	Varianza
S	Desviación Estándar
SE	Sureste
SFBS	Sistema de Fallas de Bucaramanga – Santa Marta
SFES	Sistema de Fallas Espíritu Santo
SFLS	Sistema de Fallas La Salina
SPM	Strokes por minuto
S/QT	Segundos que tarda un cuarto del fluido para pasar por el embudo
SSL	Serranía de San Lucas
TIO	Tasa de Interés de Oportunidad
TOC	Total de Carbono Orgánico
Troco	Tropical Oil Company
USD	Dólar Americano
USD/BO	Dólar Americano por Barril de petróleo
VMM	Valle Medio del Magdalena
Vol	Volumen
VP	Viscosidad plástica
VPN	Valor Presente Neto
\bar{X}	Media Aritmética
YP	Yield point – punto cedente

GLOSARIO

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco producido en las rocas, en el que las capas de la roca son convexas hacia arriba; las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue y a partir del núcleo se disponen rocas cada vez más modernas.

CAMPO PETROLERO: área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

CENOZOICO: (CENOZOIC): era geológica que inicia 63 millones de años antes de Cristo al presente, comprende los periodos Terciario y Cuaternario.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación utilizada en geología de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

COMPLETAMIENTO O WORKOVER: se define como el diseño, la selección e instalación de tuberías, empacaduras y demás herramientas u equipos dentro del pozo con el propósito de producir de manera controlada, segura y rentable.

COMPLETAMIENTO SELECTIVO: completamiento elegido para campos que tienen más de una zona a inyectar en el cual el diámetro interno de la tubería de revestimiento es muy pequeño y no permite alojar más de una tubería de inyección. En este tipo de completamiento no hay límite de zonas a inyectar, pues está compuesto básicamente de una sola tubería de inyección que se aloja dentro de la tubería de revestimiento.

CRUDO: es el petróleo sin haberle realizado proceso alguno para transformarlo en agregado.

DESCUBRIMIENTO: incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

EXPLORACIÓN: es la búsqueda de yacimientos de petróleo y/o gas que comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida. Esta actividad se encuentra vinculada con la de contratación, pues el desarrollo de la operación de exploración, no es otra cosa que el cumplimiento de los acuerdos convenidos en los diferentes contratos, ya sea de exploración o de evaluación técnica. En esencia, la exploración es la realización de todas las tareas tendientes a identificar formaciones geológicas con potenciales yacimientos de hidrocarburos, lo cual implica grandes esfuerzos financieros, con gran riesgo en la inversión.

FLUJO DE CAJA: es la representación gráfica de un proyecto que indica los periodos en los cuales se generan ingresos y se requieren recursos, partiendo de un tiempo dado y con una moneda definida.

GEOLOGÍA DE CAMPO Y PROSPECTIVA: esta se encarga de la recolección de datos de campo. Levantamiento geológico con brújula. Lectura de mapas. Trazo de detalles geológicos en un mapa base. Uso de la fotografía aérea, entre como herramientas para la búsqueda de yacimientos y caracterización de pozos.

GEOLOGÍA: rama de las ciencias naturales que estudia la estructura y el desarrollo de la tierra, analizando particularmente los beneficios económicos que pueden obtenerse de la explotación del suelo y subsuelo.

GEOQUÍMICA: es una especialidad de las ciencias naturales, que sobre la base de la geología y de la química estudia la composición y dinámica de los elementos químicos en la Tierra, determinando la abundancia absoluta y relativa, distribución y migración de los elementos entre las diferentes partes que conforman la Tierra.

HIDROCARBUROS: compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

INYECCIÓN DE AGUA: es un método de recuperación mejorado de petróleo que tiene como finalidad aumentar la energía del reservorio y de esta manera aumentar la producción de hidrocarburos.

PERFORACIÓN: etapa en la que por medio de equipos especializados (como torres de perforación) abren los pozos ya sea exploratorios o de explotación

PESCA: operación petrolera que emplea tecnologías y equipos especializados para remover herramientas, escombros o trozos de tubería que se han quedado en el fondo del pozo atrapados durante las operaciones de perforación o completamiento del pozo.

POZO DE INYECCIÓN: pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

POZO PETROLERO: agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

PRODUCCIÓN O EXPLOTACIÓN: esta etapa se refiere a la explotación de petróleo y de gas natural de los yacimientos o reservas; y comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios. Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra

el yacimiento. El hidrocarburo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubería de producción".

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS: trabajos de mantenimiento a la infraestructura física de los pozos en producción, con el objeto de compensar la declinación de sus niveles productivos y/o incrementarles.

RECUPERACIÓN MEJORADA: mecanismos que permiten obtener una mayor recuperación del petróleo existente en los reservorios, mediante el uso de métodos especiales (bombeo mecánico, eléctrico, hidráulico, uso de disolventes y microorganismos)

REGISTRO DE POZO: los registros de pozos de petróleo son técnicas geofísicas in situ, que se utilizan en las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como; cantidad de petróleo móvil, saturación del agua en la formación, resistividad de las rocas, porosidad, etc.

RESERVAS PROBADAS: las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza que serán recuperables comercialmente.

RESERVAS: son las posibilidades de hallazgos, descubrimientos, y la continuidad de la producción comercial de los pozos de hidrocarburo. Éstas se clasifican de acuerdo al grado de certeza de los datos que avalan su existencia o posibilidades. Las reservas se clasifican en probadas, probables y posibles.

ROCA ALMACENADORA: roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo emigre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos.

SARTA SELECTIVA: Es una combinación de tuberías que incluyen herramientas especializadas con el fin de intervenir zonas específicas.

SINCLINAL: un pliegue en la roca en el que las capas de la roca son convexas hacia abajo, las rocas más modernas forman el núcleo del pliegue y fuera del él las rocas son progresivamente más antiguas, los sinclinales habitualmente no entrapan hidrocarburos.

SÍSMICA: es el uso de ondas sísmicas para encontrar petróleo. Esta técnica funciona porque las ondas sonoras viajan a velocidades diferentes a través de diferentes densidades en la corteza de la Tierra. Las diferencias en la velocidad permiten a los geólogos determinar cuáles capas tienen que perforar y a qué profundidad actuar en consecuencia. Esto se puede hacer en alta mar y es uno de los primeros pasos en el hallazgo de depósitos viables para la perforación.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO: cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos.

TRAMPA: en exploración petrolera, define un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen.

YACIMIENTO CONVENCIONAL: en los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos

YACIMIENTO NO CONVENCIONAL: el yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales. En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma. La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta más caro extraer aceite y gas, a diferencia de los yacimientos convencionales que es más barato extraerlos.

RESUMEN

TÍTULO:

DESARROLLO DE UN MODELO DE ESTANDARIZACIÓN OPERACIONAL PARA EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

DESCRIPCIÓN:

En este proyecto se realizó la estandarización de parámetros y variables que afectan directamente el diseño de sartas selectivas de inyección en el Campo La Cira Infantas, con el fin de garantizar que los diseños que se corran en los futuros pozos inyectores del Campo LCI se realicen de forma segura, óptima y eficiente, para esto se contó con el apoyo de la empresa Occidental de Colombia LLC.

En primer lugar se realizó la recopilación de la información necesaria para desarrollar el trabajo de investigación; teniendo en cuenta los procedimientos de diseño de sartas selectivas que emplea la empresa actualmente se realizó un estudio histórico, el cual permitió definir las variables y parámetros operacionales que se tienen en cuenta a la hora de llevar a cabo un diseño de sartas selectivas de inyección; con las variables y los parámetros operacionales definidos, se desarrolló un análisis estadístico teniendo en cuenta el historial de cada pozo inyector y su causal de falla, el análisis se desarrolló con una muestra significativa de pozos inyectores del Campo la Cira Infantas, con este análisis y la colaboración de empresas relacionadas con la actividad de Occidental de Colombia LLC encargados de proveer las herramientas para el diseño de las sartas selectivas de inyección, se encontró un rango de operación óptimo para cada uno de los parámetros y variables en estudio.

Posteriormente a la estandarización de parámetros y variables operacionales para el diseño de sartas selectivas de inyección, se llevó a cabo la elaboración de un modelo operacional de diseño con dichos parámetros y variables, lo que dio paso a la implementación de éstos en cinco (5) pozos inyectores en el Campo La Cira Infantas, a los cuales se les evaluó únicamente la efectiva corrida de la sarta selectiva de inyección, debido a que el rendimiento y la vida útil del pozo inyector están en función del tiempo. Finalmente, se evaluó la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

Palabras Clave: Campo La Cira Infantas, sartas selectivas pozos inyectores, modelo estandarización operacional, Cuenca Valle Medio Magdalena.

INTRODUCCIÓN

La recuperación de hidrocarburos mediante el proceso de inyección de agua es el método que más ha contribuido a la recuperación de petróleo a nivel mundial, por esto la implementación de sartas selectivas es hoy en día una de las técnicas más usadas para llevar a cabo el completamiento de pozos inyectoros en el Campo La Cira Infantas; campo ubicado en el departamento de Santander a 22 kilómetros del municipio de Barrancabermeja en el corregimiento El Centro y operado por OXY Colombia. Gracias a su descubrimiento en el año 1918 es el campo más antiguo del país, llegando a tener la máxima producción en el año 1940 con alrededor 60.000 barriles/día.

Debido a que La Cira Infantas es un campo maduro, ha sido objeto de varios estudios al cual se le han empleado modernas tecnologías; desde el 2009, el completamiento se ha desarrollado por medio de sartas selectivas, las cuales mediante el diseño permiten su adaptación a las condiciones del pozo y a la vez posibilitan inyecciones individuales eficientes a cada una de las arenas que se desea inyectar, debido a que estas se caracterizan por tener propiedades petrofísicas diferentes, esto se da por medio de válvulas reguladoras de caudal en fondo, que permiten hacer un barrido homogéneo del crudo y llegar a aquellas zonas del yacimiento que no son aprovechadas con una inyección sencilla.

Sin embargo, a la hora de tomar decisiones, el campo no cuenta con análisis históricos de diseño de sartas selectivas para los pozos inyectoros y debido a los pocos estudios realizados sobre los parámetros y variables operacionales que se deben tener en cuenta para el diseño de este tipo de completamiento, se ha generado gran incertidumbre en la aplicación de parámetros y variables operacionales para el diseño de sartas selectivas en pozos inyectoros del Campo la Cira Infantas; esta incertidumbre, se encuentra asociada al aumento en el tiempo de diseño por hombre, al aumento en los costos de mantenimiento en la vida útil de cada pozo inyector y a posibles fallas técnicas, como fugas del fluido de inyección entre zonas aisladas, desasentamiento de empaques, atascamiento de las sartas y en algunas ocasiones se han presentado problemas con el caudal de inyección.

El desarrollo de este proyecto permitirá a la empresa precisar la relación entre el diseño y la efectividad de la operación de inyección selectiva actualmente usada en el Campo La Cira Infantas, para así poder establecer rangos estandarizados en los parámetros y variables operacionales involucrados en el diseño, con la implementación de estos se pretende reducir el tiempo de diseño, prevenir fallas mecánicas, garantizar la buena implementación de herramientas y obtener resultados satisfactorios durante la vida útil del pozo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo de estandarización operacional para el diseño de sartas selectivas en pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo La Cira Infantas.
2. Explicar el proceso actual de inyección selectiva del Campo La Cira Infantas.
3. Establecer los parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de pozos inyectores que afectan directamente el buen desempeño de la operación actualmente.
4. Desarrollar un análisis estadístico basado en la revisión histórica de los diseños de sartas selectivas utilizadas en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.
5. Seleccionar parámetros y variables adecuados de diseño de sartas selectivas para pozos inyectores en el Campo La Cira Infantas
6. Elaborar un modelo de estandarización con los parámetros y variables operacionales seleccionados, para el adecuado diseño de sartas selectivas de inyección en el Campo La Cira Infantas.
7. Implementar los nuevos parámetros y variables de diseño de sartas selectivas en cinco pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.
8. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

Para comenzar, en el presente capítulo se expone de manera concreta generalidades de uno de los descubrimientos más relevantes para la historia petrolera en Colombia, el Campo La Cira Infantas, debido a que, desde su hallazgo durante la primera década del siglo XX, se iniciaron proyectos de exploración en el país.

1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO

Es necesario resaltar la estrecha relación que existe entre la historia y principalmente el descubrimiento del Campo La Cira Infantas con la partida de la historia petrolera en Colombia, las cuales tuvieron inicio a mediados de 1905 cuando el coronel José Joaquín Bohórquez a la cabeza de una de sus expediciones, en cercanías a Barrancabermeja, en el lugar de las Infantas encontró la primera fuente de petróleo superficial.

Así pues, en el gobierno de la época precedido por Rafael Reyes se firmaron los primeros contratos entre el gobierno y las personas naturales, uno de estos fue la Concesión de Mares por el cual se le concedió permisos de exploración y explotación de hidrocarburos a Roberto de Mares el 28 de noviembre de 1905, en representación de una filial de la *Standard Oil*, en el Valle Medio del Río Magdalena.

De esa manera, a partir del 12 de diciembre de 1917 los primeros pozos, denominados Infantas I e Infantas II iniciaron su etapa de perforación, cuatro meses después a una profundidad de 1.580 ft en la Zona C (Formación Mugrosa inferior), el Pozo Infantas II terminó su etapa de completamiento el día 27 de abril de 1918 con una producción entre los 800 y 1.000 BPD, considerándose este como el pozo descubridor del campo, entretanto el Pozo Infantas I se completó el 11 de noviembre de 1918, con una profundidad total de 2.258 ft, por lo anterior, es en 1918 cuando se atribuye el descubrimiento del Campo La Cira Infantas como primer hallazgo y uno de los campos con mayor extensión, por tanto desde esa fecha la *Tropical Oil Company* (Troco) propiedad de la empresa estadounidense *Standard Oil* estuvo a cargo del Campo.

Para el año 1924 se habían perforado 17 pozos productores en el Campo Infantas y paralelamente en febrero de 1925 se inicia la perforación del Pozo LC-58, el cual fue completado en la Zona A (Formación Colorado), verificando así la existencia del anticlinal de La Cira. En ese mismo año, el Pozo LC-116 perforó 116 ft de areniscas de la Zona A de dicha estructura y permitió la determinación de la Zona B (Formación Mugrosa superior); así mismo, con la perforación del Pozo LC-125 se define la Zona C (Formación Mugrosa inferior), este último fue completado en la Zona B en el mes de julio de 1926 con una producción de 2.350 BPD.

Por consiguiente, en la década de los treinta se completa el desarrollo de la Zona C para la estructura Infantas mediante programas de inyección de gas. El Campo La Cira Infantas alcanza su máxima producción en 1940, con una producción de 62.000 BPD, seguidamente a finales de 1941 se suspende la perforación de las estructuras La Cira e Infantas donde se habían perforado 850 y 675 pozos con un espaciamiento promedio de 14 y 11 acres respectivamente. Ahora bien, finalizada la etapa de recuperación primaria en el Campo La Cira entre 1946 y 1949 se decidió llevar a cabo el primer programa de inyección de agua con sarta de inyección sencilla. Hasta el 25 de agosto de 1951 la Troco administró el Campo, en el momento que la concesión de Mares revirtió, éste pasó a manos del estado a través de la empresa colombiana de petróleo (Ecopetrol), durante el período de 1953 a 1957 Ecopetrol perforó 64 pozos adicionales en la estructura de Infantas; entre 1964 y 1966 desarrolló el área de La Cira Norte, perforando 19 pozos, donde el pozo LC-1753 fue el descubridor del área.

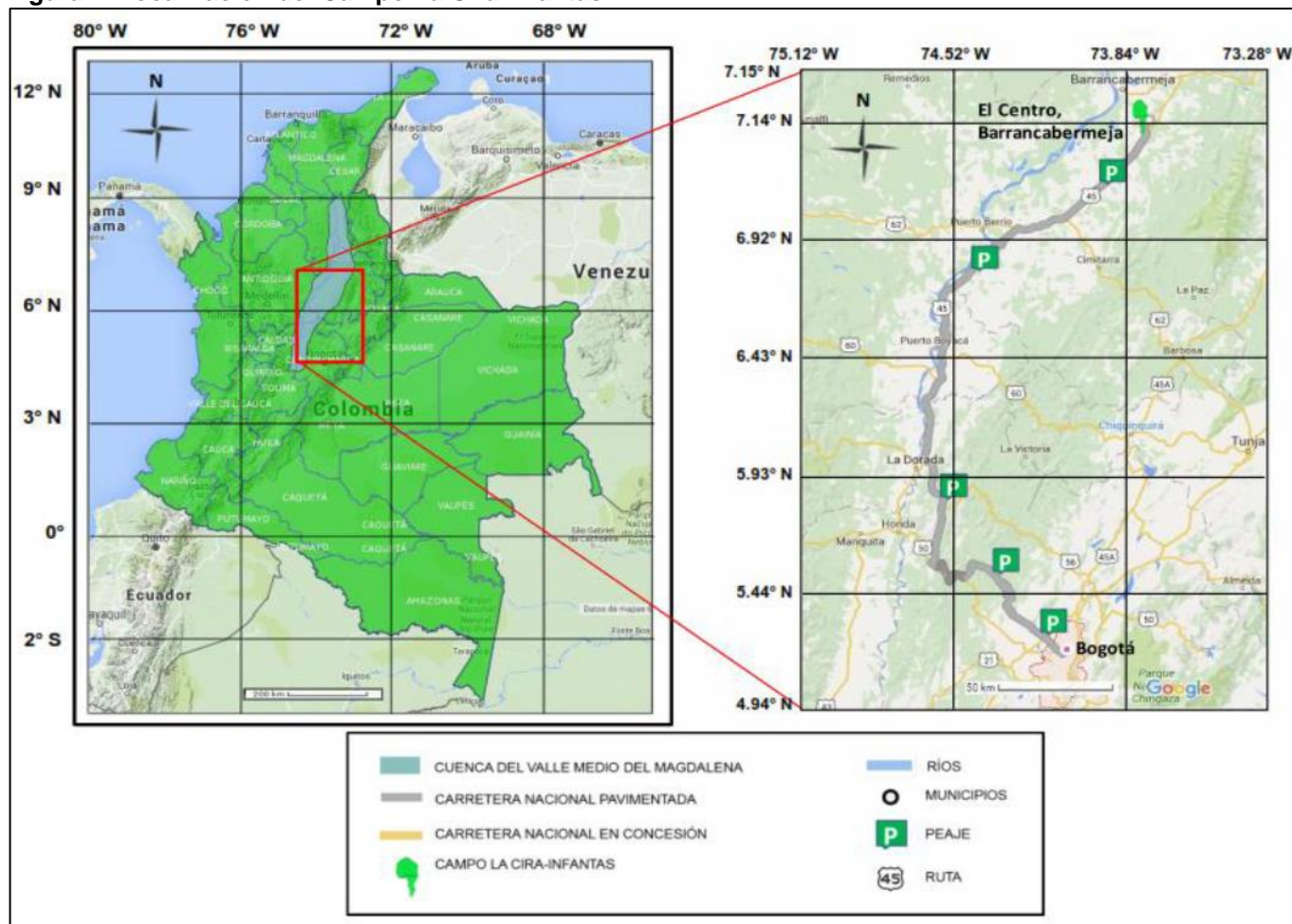
Por otro lado, se creó el proyecto La Cira Infantas (LCI) en el año 2005 y el cual aún tiene vigencia, consta de un contrato de colaboración empresarial de Ecopetrol con Occidental Andina LLC (OXY), donde por medio de la aplicación de tecnologías innovadoras como inyección de agua selectiva, incremento de presión y trabajos basados en recobro secundario; se incrementó la producción desde 5.000 barriles por día en el 2003, hasta 45.000 barriles por día en 2017. Actualmente el Campo cuenta con aproximadamente 2.800 pozos de los cuales 969 son productores activos, desde entonces a la fecha el Campo se ha administrado como un campo maduro.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo de estudio se encuentra ubicado en la región Andina de Colombia a lo largo de la Cuenca del Valle Medio del río Magdalena, entre la Cordillera Oriental y Central, en el Departamento de Santander, perteneciente al corregimiento El Centro como se presenta en la figura 1. De igual manera, pertenece a la parte central de la antigua Concesión de Mares, conocida actualmente como la Provincia de Yariguies, la cual debe su nombre a los indígenas Yariguies, los primeros habitantes de la región. La capital de la provincia es el puerto fluvial de Barrancabermeja, conocida también como la Capital Petrolera de Colombia, adicionalmente está limitado por los Municipios de San Vicente de Chucurí al este- sureste y Simacota al suroeste.

La hidrografía del territorio municipal de Barrancabermeja se enmarca entre el río Magdalena al este y las grandes cuencas de dos de sus principales tributarios, el Sogamoso y el Opón, al norte y sur, respectivamente, los cuales descienden del macizo santandereano. Además, el Campo abarca un área de aproximadamente 160 km² a una altura aproximada de 75 m.s.n.m., se encuentra a una distancia media de 20 km, desde el SE de la ciudad de Barrancabermeja, y aproximadamente a 250 km desde el NW de la ciudad de Bogotá.

Figura 1. Localización del Campo La Cira Infantas



Fuente: SILVA, L. N. Análisis de la viabilidad técnico financiera de un proceso de recobro químico alcali-surfactante polímero (ASP) en el Campo La Cira Infantas. Colombia, 2016. p. 39.

1.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

A continuación, se presenta con cierto nivel de detalle un resumen de la Cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena donde por medio de eventos geológicos, como por ejemplo tectónicos se facilitó la deposición y demás procesos por los que pasaron tanto la materia orgánica como los sedimentos en la región desde hace cientos de millones de años, posteriormente se describe la columna estratigráfica generalizada del área detallando las formaciones geológicas por edades, litología y ambiente de deposición de cada una, siguiente a esto se expone el modelo estructural asociado a diversos eventos tectónicos y estructuras creadas por estos.

Además, se exponen otras características geológicas importantes que dieron lugar a la exploración de la zona, para actividades económicas tanto de yacimientos minerales como de hidrocarburos y en particular de estos últimos, se explican los cinco factores que permitieron la creación de un sistema petrolífero completo que comprende desde la generación hasta la acumulación, preservación y entrapamiento de los hidrocarburos.

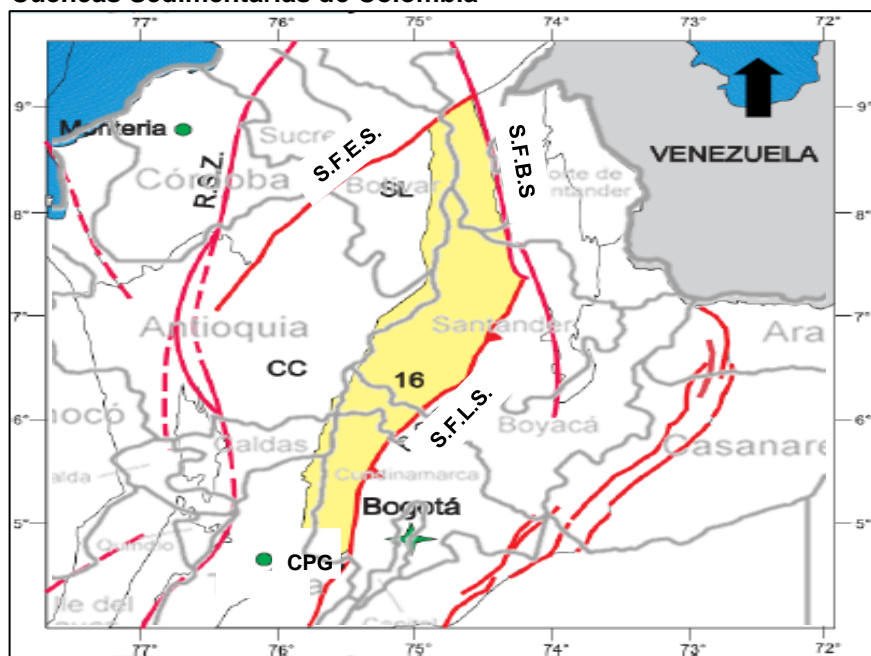
1.3.1 Resumen Cuenca Valle Medio del Magdalena. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena según el trabajo de proyectos de exploración realizado por Barrero, et al¹ para la ANH representa un área de 34.000 km² (8.401.583 acres), su altitud, a nivel del Río Magdalena, fluctúa entre 150 m y 50 m.s.n.m. El espesor de sedimentos promedio es de 8.500 m. Geográficamente se encuentra ubicada de forma longitudinal en la porción central del valle cursado por el río Magdalena, este Valle es descrito como una depresión alargada “limitado al este por la Cordillera Central y se extiende desde las poblaciones de Honda (Tolima) en el sur hasta el Banco (Magdalena) en el norte”², comprendiendo fragmentos de los departamentos de Cesar, Bolívar, Santander, Antioquia, Cundinamarca, Boyacá, Caldas y Tolima como se presenta en la Figura 2.

Estructuralmente la Cuenca se encuentra limitada como se observa en la imagen, al sureste por el Sistema de Fallas La Salina (SFLS), al norte por el Sistema de Fallas Espíritu Santo (SFES), al oeste se encuentra el *Onlap* de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC), por el sur el Cinturón plegado de Girardot (CPG) y al noreste el Sistema de Fallas de Bucaramanga- Santa Marta (SFBS).

¹ BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007. p 78.

² ALVARADO, Juan Carlos, et al. Campo petrolero La Cira – Infantas. EDUPETROL. Bogotá, Colombia. 2014. p 2.

Figura 2. Ubicación Cuenca VMM en el mapa de clasificación de las Cuenclas Sedimentarias de Colombia



Fuente: BELTRAN, Eliana. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2012. p 22.

Adicionalmente, ha tenido una evolución tectónica compleja, debido a varios eventos geológicos distensivos y compresivos. Según Córdoba, et al³, estos eventos iniciaron hace aproximadamente 252 Ma en el Mesozoico, en donde se inició un proceso de *rifting* (agrietamiento de la litosfera) asociado a la separación del continente suramericano (Gondwana) en la margen noroeste con relación al norteamericano (Laurasia), permitiendo así el ingreso del mar Cretácico por el desarrollo de un gran aulacógeno en sentido NW-SE, es decir se formó una cuenca intraplaca generalmente asociada a una zona de convergencia de tres placas, donde dos de estas dan lugar a océanos con márgenes continentales pasivos y la otra como fue el caso de la placa suramericana se convierte en una fosa tectónica continental o *grabens*.

Como es descrito por Beltran⁴, el sistema de grabens fue rellenado por la fase de sedimentación *sinrifts* de depósitos molásicos de las Formaciones Jordán, Girón y

³ CORDOBA, Fabio, et al. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena. ECOPETROL. Bogotá, Colombia. 2000. p 603.

⁴ BELTRAN, Eliana. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2012. p 24.

los Santos en el Jurásico y posteriormente sedimentos de ambientes fluviales en el Cretácico de la Formación Tambor debido a que la cuenca actuó detrás de la zona de subducción Andina como un *backarc* (retroarco), así mismo hubo plutonismo granodiorítico y vulcanismo.

Durante el Cretácico también se presenta una transgresión inicial que favorece la deposición de la Formación Rosablanca, cuyos sedimentos calcáreos están relacionados con un ambiente marino, seguido a estos y gracias a la continua y gradual profundización del mar se depositó la Formación Paja, por lo que esta está conformada de *shales* negros con ocurrencia de fósiles. Hacia la mitad del Cretácico la Formación Tablazo tiene lugar en un ambiente nerítico poco profundo, mientras que la Formación Simití suprayacente a esta se da por un ambiente nerítico bajo a medio. De manera importante al alcanzarse la máxima superficie de inundación del mar mediante una subsidencia en la cuenca, se favoreció la deposición de la Formación La Luna compuesta por calizas arcillosas y lodolitas.

A mediados y finales del Cretácico Superior hacia el Paleoceno, según la ANH⁵ se inicia el proceso de sedimentación *post rift*, debido a la deformación compresional como respuesta a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón suramericano. Este evento de emplazamiento causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácica, a la vez que un cambio en los patrones sedimentarios a inicios del Paleógeno, esto permitió la deposición de la Formación Lisama, la cual representa la transición de ambiente marino de la Formación Umir a uno más continental como lo menciona Beltran⁶.

De manera similar, a finales del Paleógeno, hacia el Eoceno-Oligoceno, la sedimentación fue netamente controlada por los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central, generando en primer lugar espacio de acomodación, en segundo, aporte de materiales en ambientes de carácter fluvial y en tercer lugar la creación de nuevas estructuras donde las fallas normales cretácicas se invirtieron. De este modo, predominó el desarrollo de facies clásticas arenosas en las áreas cercanas al oeste de la cuenca, simultáneamente la Cuenca del Magdalena y la actual Cordillera Oriental formaban parte de una gran Cuenca de *foreland* (antepaís), cambiando así a un tipo de sedimentación continental (fluvial y deltaica).

En efecto, desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositó la Formación La Paz, en un ambiente de corrientes trenzadas, más delante las Formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. Por otro lado, el Grupo Real corresponde al Mioceno-Plioceno,

⁵ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca VMM Pozo Infantas-1613, Catalina-1 y Cocuyo-1. Colombia. 2012. p 27.

⁶ BELTRAN, Eliana. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la Formación colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2012. p 25.

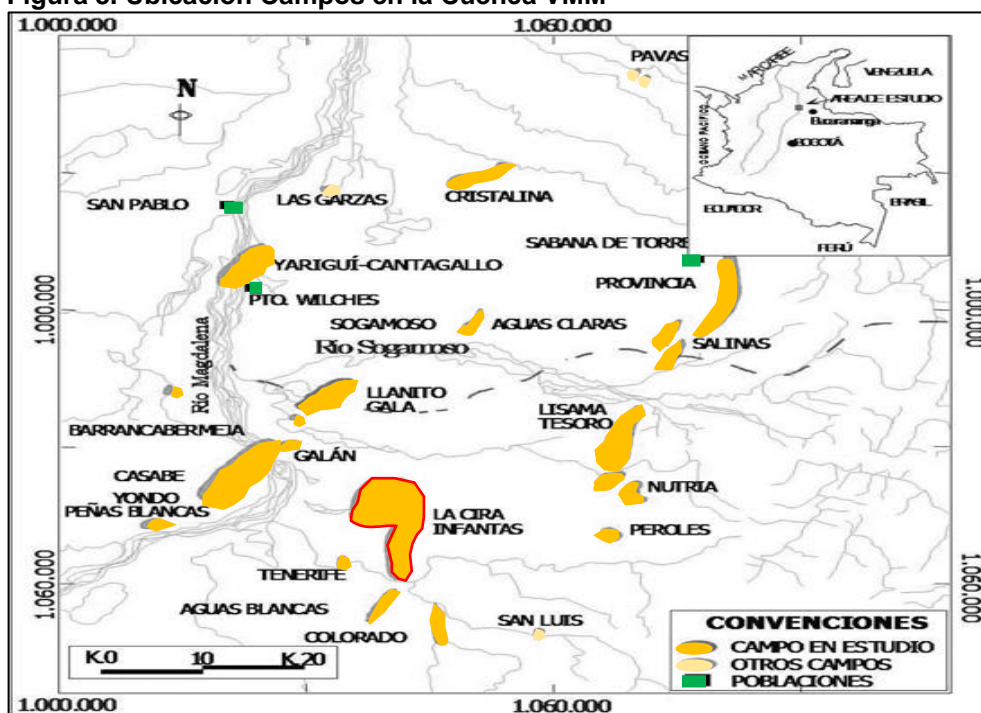
cuyo material fue suministrado por el levantamiento y erosión de la Serranía de San Lucas y el Macizo de Santander.

Finalmente, hacia el Mioceno Medio - Tardío, irrumpe una fase de mayor compresión, un período de plegamiento y cabalgamiento de la Cordillera Oriental, por esta razón la zona oriental de la Cuenca se limitó y se transformó en una cuenca intermontaña y los altos de Cachira y La Cira Infantas se formaron por la reactivación de algunas fallas, lo que finalmente le dio las características estructurales presentes a la cuenca VMM. Ahora bien, el Grupo Mesa se depositó durante el cuaternario, constituido por conglomerados, capas de areniscas y lodolitas.

La Cuenca Valle Medio del Magdalena es una de las más exploradas en Colombia, esta exploración ha venido orientándose principalmente alrededor de las trampas estructurales en las secuencias del Paleógeno, mientras que los *plays* estratigráficos asociados a trampas del Mioceno – Eoceno Superior como *onlaps*, canales incisados y truncaciones de la parte oeste no han sido estudiados en detalle, sin embargo, son objetivos importantes en exploraciones futuras. Es importante resaltar que a pesar de ser una Cuenca antigua en producción y de tener campos maduros todavía contiene una de las áreas más prolíficas por explorar; los *plays* de Calizas naturalmente fracturadas del Cretácico.

Ahora bien, la Cuenca hasta el momento cuenta con más de 41 campos, descubiertos incluyendo el más grande, antiguo y de interés puntual para este trabajo de grado, el Campo La Cira Infantas (1918), el cual debe su aporte de producción a las secuencias del Paleógeno-Neógeno asociada a estructuras *Thrust Belt*, al igual que los Campos Bonanza (1963), Las Monas (1938), Lisama- Peroles (1957), Provincia- Payoa (1962). Por otro lado los Campos Cantagallo, Yariguí (1941), Casabe- Galán (1941), Cocorna (1963), Llanito (1960) y Velásquez (1946), están asociados a trampas de fallamiento normal, también de secuencias del Paleógeno-Neógeno, en la Figura 3. se localizan algunos de los campos anteriormente mencionados entre otros. Cabe resaltar que el transcurso de casi cien años de historia de exploración en la cuenca ha permitido el hallazgo de cerca de 1.900 MMBO y 2.5 TCF reservas descubiertas de petróleo y gas respectivamente.

Figura 3. Ubicación Campos en la Cuenca VMM

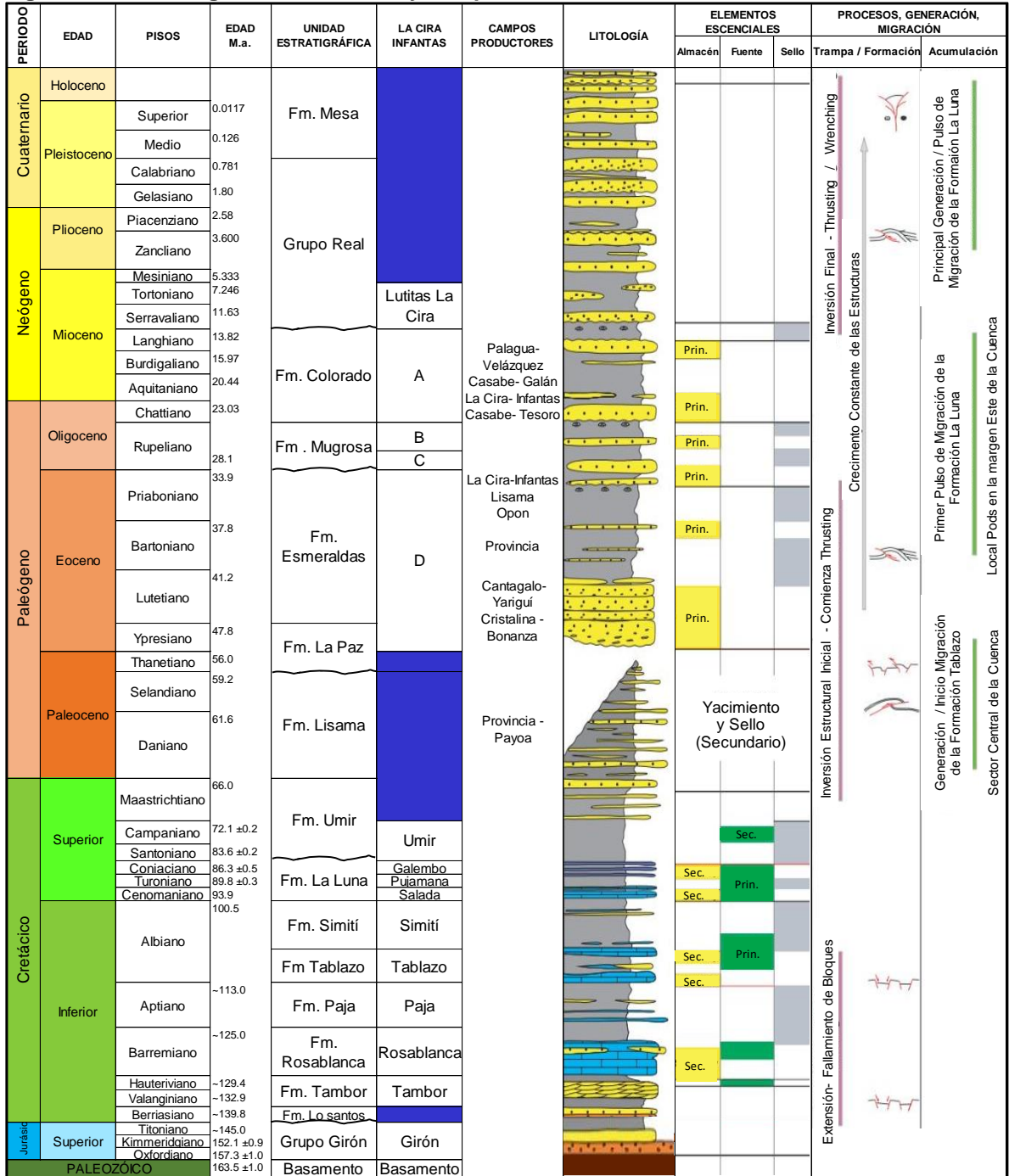


Fuente: MADERO, Hernán, et al. Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del Campo Llanito. Boletín de Geología, [S.l.], v. 32, n. 1, oct. 2010. ISSN 2145-8553. [En línea] Recuperado el 05 de febrero del 2018. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/1007>.

1.3.2 Columna Estratigráfica Generalizada. A continuación, se describe la columna estratigráfica, la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo, asociada al Campo de estudio.

En el campo La Cira Infantas, y por lo tanto en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, como se describió en el índice anterior, los sedimentos han sido expuestos a una serie de sucesos tectóno-sedimentarios, los cuales se han encargado de darle la composición actual, expresado en la columna estratigráfica generalizada (Figura 4)

Figura 4. Columna generalizada VMM y campo La Cira infantes



Fuente: Modificado de BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007. p 79. y de MALAVET, Mónica y RODRÍGUEZ, Andrés. Generación de un modelo estadístico aplicado al cálculo de tiempo entre fallas en los pozos con sistemas de levantamiento artificial del Campo La Cira Infantes. Bogotá.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. p 32.

Con base a lo anterior, la columna estratigráfica a partir de los pozos perforados en el campo abarca secuencias de rocas desde el Triásico- Jurásico hasta el Mioceno Medio y en algunos campos vecinos están presentes rocas de finales del Mioceno, mientras que hacia el oeste del Campo los depósitos del Pleistoceno suprayacen discordantemente secuencias del Oligoceno.

En referencia a la memoria explicativa realizada por Royero y Clavijo⁷ del mapa geológico generalizado del departamento de Santander del 2001, de igual manera a la memoria de la Plancha 119 de Colombia elaborada por Gómez, et al.⁸ y el trabajo de grado de Sepulveda⁹, a continuación, se realiza una breve descripción de las principales características estratigráficas de las unidades geológicas que se encuentran en el registro sedimentario, donde las formaciones que la componen de base a tope y agrupadas por periodos son:

1.3.2.1 Secuencia Jurásica. La secuencia Jurásica está compuesta por la Formación Girón y la Formación Arcabuco.

➤ **Formación Girón.** La Formación Girón tiene su sección tipo en el Río Lebrija y cuenta con un espesor de 4.650 metros. Litológicamente constituida por areniscas de grano medio a grueso pudiendo llegar a arenas conglomeráticas en algunos sectores, estas areniscas varían su coloración desde tonos rojizos a verdosos, en las capas más gruesas puede apreciarse la estratificación cruzada, adicionalmente hay interestratificación de lodolitas de color rojo violeta. El depósito de estos sedimentos se dio en un ambiente continental, fluvial a lacustre, a la Formación Girón la suprayace concordantemente la Formación Arcabuco.

➤ **Formación Arcabuco.** La sección tipo de la Formación Arcabuco se encuentra en el Río Pómeza en el departamento de Boyacá y su espesor varía entre 300 y 600 metros, aflora principalmente en la Serranía de los Cobardes o Yariguíes, se describió por primera vez en el año 1952 por Scheibe y Olsson. Está conformada por cuarzoareniscas amarillo blancuzcas, de grano grueso a fino y lodolitas rojizas, es correlacionable con la Formación Los Santos, la unidad se depositó en un ambiente netamente continental. Arcabuco con una edad Jurásico superior-Cretácico inferior infrayace a la Formación Cumbre concordantemente.

1.3.2.2 Secuencia Cretácea. La secuencia Cretácea está compuesta por la Formación Tambor, la Formación Cumbre, la Formación Rosablanca, la Formación

⁷ ROYERO, José y CLAVIJO, Jairo. Mapa Geológico Generalizado Departamento de Santander. Memoria Explicativa. Ingeominas. Colombia. 2001.

⁸ GÓMEZ, Luis, et al. Cartografía geológica y muestreo geoquímico, escala 1:100.000 de la plancha 119 – Barrancabermeja. Ministerio De Minas Y Energía, Instituto Colombiano De Geología Y Minería, Ingeominas. Colombia. 2008

⁹ SEPULVEDA, Omar. Evaluación de las oportunidades de perforación Underbalanced en el campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Colombia: Bucaramanga. 2010

Paja, la Formación Tablazo, la Formación Simití, la Formación La Luna y la Formación Umir.

➤ **Formación Tambor (Los Santos).** Definida por Cediell (1968) quien le asigna una edad de Berriasiano, está constituida por areniscas conglomeráticas con niveles de lodolitas y cuarzoarenitas, presenta estratificación cruzada y su ambiente de depósito es de tipo fluvial, tiene un espesor de aproximadamente 200 metros. El límite inferior de la Formación Tambor es una discontinuidad estratigráfica con la Formación Girón, mientras que la suprayace concordantemente la Formación Cumbre.

➤ **Formación Cumbre.** La sección tipo de Cumbre se encuentra entre Arcabuco y Monquirá, en el departamento de Boyacá, su espesor es de 137 metros en la localidad tipo mientras que en el departamento de Santander es 40 metros. Conformada por areniscas cuarzosas de grano fino, limolitas y arcillolitas, depositadas en un ambiente marino marginal. Etayo y Rodríguez (1985) le asignan una edad Berriasiano, Cumbre en su parte superior presenta un contacto transicional con la Formación Rosablanca.

➤ **Formación Rosablanca.** De edad Valanginiano – Hauteriviano (Etayo 1968), está compuesta en su base por capas muy competentes de calizas y yeso, en el tope se encuentran lodolitas calcáreas, en general presenta abundancia de material fosilífero y un espesor máximo de 425 metros. Los depósitos de yeso y otros minerales como la polihalita indican condiciones de hipersalinidad y un ambiente muy tranquilo mientras que en el tope de la formación el ambiente fue marino somero. Los contactos infrayacente y suprayacente con las *Formaciones Cumbre y Paja* respectivamente son concordante.

➤ **Formación Paja.** Con un espesor de entre 125 y 650 metros está compuesta por una sucesión de arcillolitas y lodolitas calcáreas de color negro que en algunos sectores llegan a ser calizas las cuales presentan nódulos y concreciones calcáreas, también hay abundancia de fósiles y de materia orgánica lo cual indica un ambiente tranquilo y profundo en un mar epicontinental. Presenta minerales como el yeso, singenita, pirita y venas de calcita. Con una edad Barremiano – Aptiano inferior tiene un contacto concordante con la suprayacente Formación Tablazo.

➤ **Formación Tablazo.** Esta unidad está constituida por calizas negras altamente fosilíferas, localmente arcillosas, niveles de areniscas grises de grano fino a medio levemente calcáreas, su ambiente de depósito corresponde a una zona nerítica poco profunda y tiene un espesor que varía entre 150 y 325 metros. Sus contactos superior e inferior con las Formaciones Simití y Paja respectivamente son concordantes por lo cual se le atribuye una edad Aptiano superior – Albiano inferior.

➤ **Formación Simití.** Descrita por primera vez por Morales, et al. (1958) y su localidad tipo se encuentra en la ciénaga de Simití en el departamento de Bolívar,

esta unidad la conforman *shales* negros carbonosos, levemente calcáreos, presenta concreciones calcáreas y con intercalaciones de areniscas y calizas grises fosilíferas en capas delgadas, se depositó en aguas intermedias a profundas y tiene un espesor que varía entre 250 y 650 metros. Tiene un contacto concordante con la suprayacente Formación La Luna con una edad Albiano superior – Cenomaniano.

➤ **Formación La Luna.** Fue descrita originalmente en el NW de la Serranía del Perijá en el estado de Zulia (Venezuela), compuesta por calizas gris oscuras, lutitas negras calcáreas y lutitas gris oscura con intercalaciones de calizas arcillosas, presenta concreciones de calizas con fósiles de hasta dos metros, también capas delgadas de *chert* negro y capas fosfáticas hacia el tope de la formación. En el Valle Medio del Magdalena se ha dividido en tres miembros, el inferior Salada, el intermedio Pujamana y el superior Galembo. El ambiente de depositación es marino de aguas poco profundas, tiene un espesor que va desde 275 hasta 575 metros.

Con una edad del Turoniano hasta el Santoniano esta unidad se depositó durante los Eventos Anóxicos Oceánicos (OAEs, por sus siglas en inglés) OAE 2 (límite Cenomaniano-Turoniano, evento Bonarelli) y OAE 3 (límite Coniaciano-Santoniano) estos eventos favorecieron el depósito de sedimentos ricos en carbono orgánico y la subsiguiente formación de rocas generadoras de hidrocarburos en todo el mundo.

➤ **Formación Umir.** Descrita por Huntley en 1958, consta de *shales* grises a negros carbonosos, micáceos, lutitas carbonosas, intercalaciones de areniscas y limolitas carbonosas, micáceas, presenta nódulos ferruginosos y mantos de carbón explotables de 0,6 a 5 metros. El ambiente es nerítico, tiene un espesor de 1.000 a 1.400 metros. La Formación Umir yace discontinuamente sobre el Miembro Galembo de la Formación La Luna y el contacto superior con la Formación Lisama es concordante, mediante hallazgos de foraminíferos se le asigna una edad del Campaniano-Maastrichtiano.

1.3.2.3 Secuencia Cenozoica. La secuencia Cenozoica está compuesta por la Formación Lisama, la Formación La Paz, la Formación Esmeraldas, la Formación Mugrosa, la Formación Colorado, el Grupo Real y la Formación Mesa.

➤ **Formación Lisama.** Constituida por una secuencia regresiva lodolitas, lutitas abigarradas y areniscas de grano fino a medio con algunas capas delgadas de carbón, el depósito de estos sedimentos ocurrió de un ambiente marino (Formación Umir) a uno deltaico. Está en contacto normal y transicional con la infrayacente Formación Umir y su contacto superior con la Formación La Paz está determinado por una discordancia regional, su edad es Paleoceno y se correlaciona con las Formaciones Barco y Los Cuervos en la cuenca de Catatumbo-Maracaibo.

➤ **Formación La Paz.** Descrita por geólogos de la Tropical Oil Company en 1958, está compuesta por areniscas de grano medio a grueso, conglomeráticas y algunos conglomerados. El depósito de los sedimentos de esta unidad se desarrolló

en un ambiente de corrientes trenzadas y tiene un espesor de 1.000m. Está discordantemente sobre la Formación Lisama y su contacto superior con la Formación Esmeraldas es concordante y transicional, esta unidad se considera del Eoceno superior y representa la parte inferior del Grupo Chorro.

➤ **Formación Esmeraldas.** Compuesta por areniscas grises y verdosas intercaladas con delgadas capas de limolitas moteadas de rojo y purpura, con algunas capas de carbón, fue descrita por primera vez por los geólogos de la Gulf Oil Company. Se depositó bajo condiciones lagunares deltaicas y tiene un espesor calculado de 1.200 m, es rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos (Horizonte fosilífero los Corros). Con una edad de Oligoceno su contacto con la Formación La Paz es concordante mientras que el contacto con la Formación Mugrosa presenta una posible discordancia, corresponde a la parte superior del Grupo Chorro.

➤ **Formación Mugrosa.** Corresponde a la parte inferior del Grupo Chuspas, en su parte inferior se compone de areniscas gris verdosas de grano fino a medio con intercalaciones de lodolitas azuladas, en la parte media son *shales* moteados con algunas capas delgadas de areniscas de grano fino y en la parte superior lodolitas moteadas, presenta fósiles de agua dulce, restos de reptiles, mamíferos y peces, a esto se le conoce como Horizonte fosilífero de Mugrosa, el ambiente de depósito se considera como continental fluvial y su espesor varío entre 500 y 800m. Su contacto inferior es aparentemente discordante con la Formación Esmeraldas y el superior es concordante con Formación Colorado, se le asigna una edad Eoceno superior-Oligoceno inferior.

➤ **Formación Colorado.** Siendo la parte superior del Grupo Chuspas está compuesta en su parte inferior por arcillolitas pardo rojizas con intercalaciones de areniscas de grano grueso a conglomeráticas y en la parte superior arcillolitas gris oscuras a negras, carbonosas, fosilíferas, con intercalaciones de arenisca, de grano medio, en el campo La Cira Infantas es una de las unidades más productivas de hidrocarburos, con un espesor de 1.200 y 2.500 m se depositó en condiciones fluviales. Con una edad de Oligoceno superior-Mioceno inferior descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y sobre ella discordantemente el Grupo Real.

➤ **Grupo Real.** Fue descrito por Wheeler en 1974, en general está compuesta por intercalaciones de arcillolitas rojizas con areniscas de grano medio, algunas areniscas conglomeráticas y conglomerados en la base, con un ambiente de depósito fluvial y tiene un espesor de 3.600m. Existen inconformidades estratigráficas regionales entre el Grupo Real, la Formación Colorado y la suprayacente Formación Mesa, debido a esto se le asigna una edad Mioceno medio-Plioceno.

➤ **Formación Mesa.** Está constituida por areniscas, limolitas y conglomerados débilmente consolidados y considerados como depósitos de origen fluvial, tiene una edad Plioceno-Pleistoceno.

1.3.3 Geología Estructural. El análisis estructural de la zona se llevó a cabo a partir de información obtenida de otros trabajos donde se llevaron a cabo estudios de sísmica, sensores remotos y datos recolectados con geología de campo, esto integrado con información obtenida de pozos.

Principalmente, el campo La Cira Infantas se encuentra sobre un lineamiento estructural de dirección norte-sur, este corresponde a un sistema de fallas de tipo inverso lo cual evidencia un prisma transpresional de edad Paleoceno, por un lado en la Falla de Infantas, el bloque oeste es bajo con respecto al bloque este, mientras que la Falla la Cira tiene carácter sellante, donde el bloque levantado se encuentra hacia el oeste (área Cira Sur-Norte) y el bloque yacente (área Cira-Este) como se observa en las siguientes figuras (Figura 5 y Figura 6). La causa más probable por la cual estos bloques se encuentren a diferentes profundidades es el movimiento tectónico longitudinal entre ellos (componente de rumbo), durante el evento compresivo.

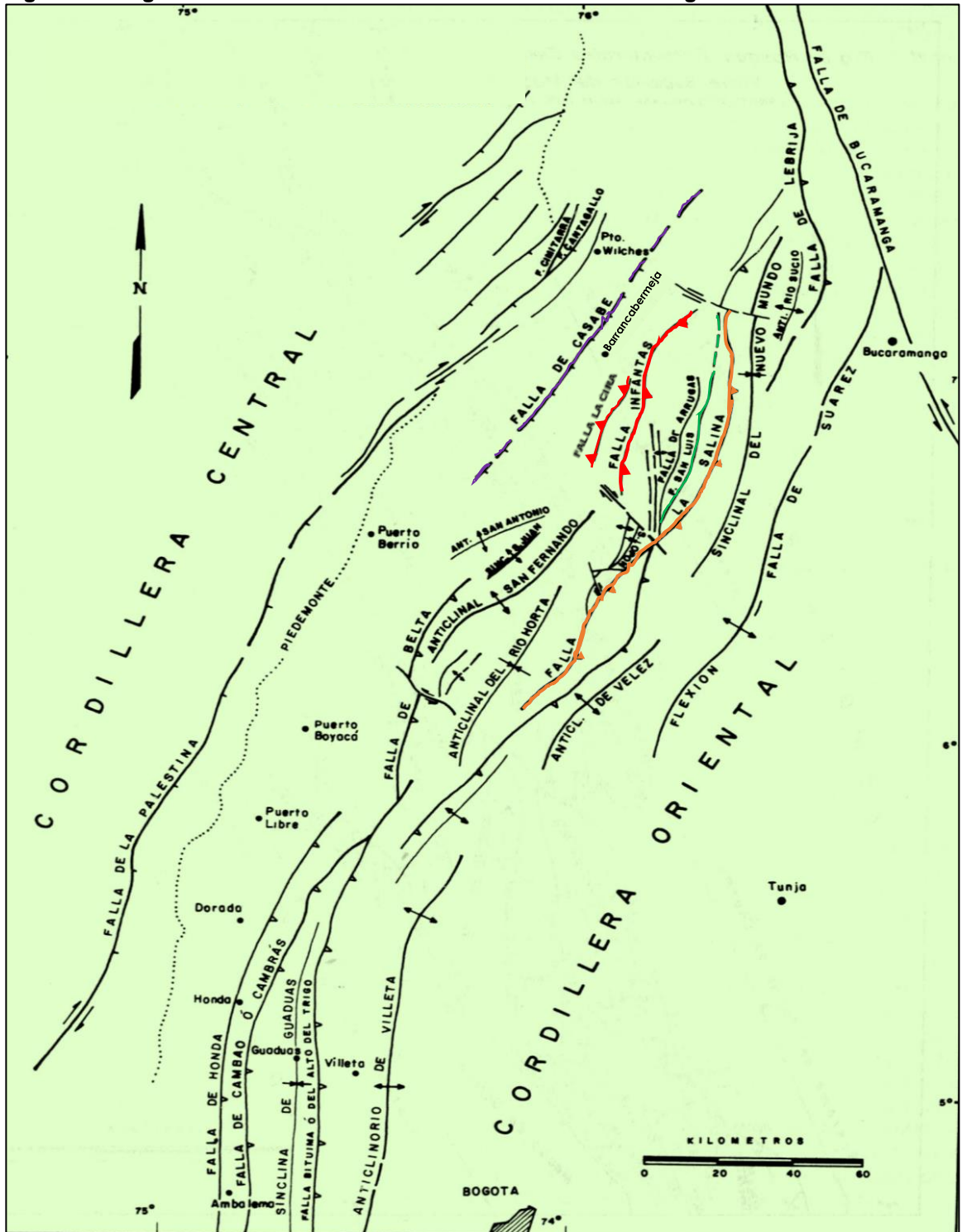
En otro sentido, hacia la parte oeste de la falla de La Salina como lo explica Julivert¹⁰, en su trabajo se desarrolla un conjunto de estructuras con una orientación que varía desde NS hasta NE–SW. Desde la cordillera oriental y hacia el río Magdalena sucesivamente se encuentran los anticlinales de San Luis Colorado, La Cira Infantas y Casabe- Galán, quienes tienen en común estar asociados a fallas inversas que juegan un papel importante en la acumulación de los fluidos a pesar de que no coincidan con la crestas de los anticlinales, el buzamiento de 20° es otra característica importante de estas estructuras debido a que no suelen sobrepasar este valor en el terciario, solo es en la falla de Infantas que se encuentran fallas subverticales, otro rasgo importante es la presencia de un gran número de fallas distensivas en las crestas de las tres estructuras. Por último, cabe resaltar una relación de paralelismo de las líneas generales, entre las estructuras del Paleogeno-Neogeno y las Cretácicas, en las que usualmente los desplazamientos de los ejes de los pliegues son mínimos.

La Falla La Salina junto a la Falla de Infantas son las principales de esta zona. La Salina se encuentra ubicada al occidente de la Cordillera Oriental en el piedemonte, su dirección es NE regionalmente y NS en algunas localidades, puede encontrarse desde el sur en el departamento de Boyacá hasta el norte del departamento de Santander, esta falla es de carácter inverso con ángulos muy altos, está un poco inclinada hacia el este y tiene un fuerte componente de rumbo lateral derecho, La Salina pone en contacto rocas del Cretácico por el este con rocas del Paleógeno. Por otro lado, la Falla de Infantas está ubicada en el VMM al oeste de la Falla La

¹⁰ JULIVERT, M. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. [s.l.]. p 40

Salina, tiene una longitud de aproximadamente 50 km desde el río Opón hasta el río Sogamoso con una dirección NNE y pone en contacto los anticlinales La Cira e Infantas, su carácter es inverso y esta inclinada hacia el este, se calcula un desplazamiento vertical de unos 400 m con base en el salto entre el Grupo Chuspas y Real.

Figura 5. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio del Magdalena



Fuente. MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 1990. p 50.

Por otro lado, La Cira Infantas son dos estructuras relacionadas que en conjunto forman el campo, a continuación, se describen cada una de ellas y en la figura 6, se presenta el bloque diagrama de un corte NW-SE.

1.3.3.1 La Cira. Localizada en la parte Noroeste del campo, esta estructura constituye un anticlinal asimétrico en forma de domo, de carácter regional con eje en dirección NS, limitado al costado este por la Falla La Cira la cual está asociada a un sistema de Fallas de Rumbo tipo *Wrenching*, es inversa con un gran ángulo de buzamiento, presenta cabeceo hacia el norte y hacia el sur. “Hacia el este de esta falla, la estructura se hunde un poco en forma de U a manera de sinclinal hasta la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 5 km y un ancho de 3 km. Los buzamientos de la estructura hacia el norte y el oeste son de aproximadamente 10 a 15°.”¹¹

Las áreas oeste y este de esta estructura son áreas productoras de hidrocarburos. De otra manera, la estructura La Cira contiene una serie de fallas normales perpendiculares a la falla principal las cuales también actúan como fallas sellantes compartimentalizando los yacimientos productores en cada bloque.

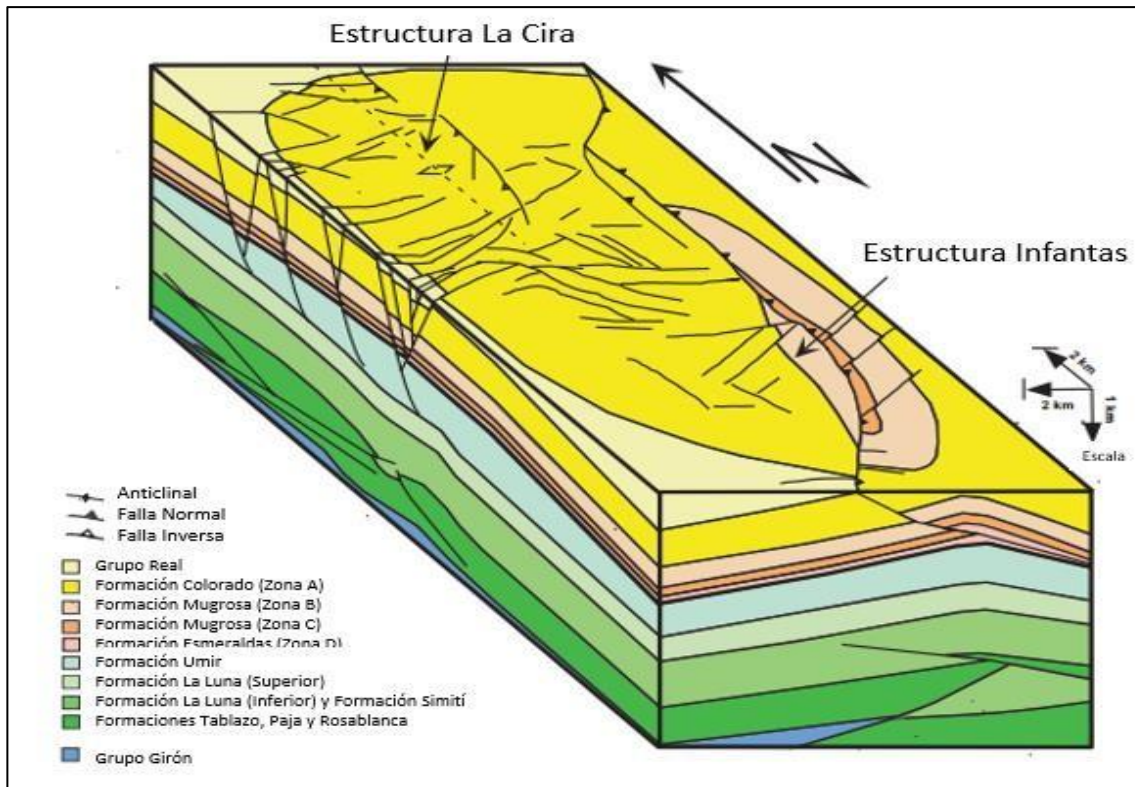
1.3.3.2 Infantas. Este anticlinal conformado por capas inclinadas con buzamiento hacia el oeste, cortadas al este a lo largo de su cresta por un sistema de fallas de cabalgamiento llamado “Sistema de Fallas de Infantas”, donde hacia el este los estratos buzan hacia esta misma dirección (este) con ángulos entre 40° y 70°. Tiene una geometría alargada donde el hidrocarburo se acumuló en el bloque caído al del sistema de fallas debido a que este bloque está cubierto por sedimentos de lodolitas de la parte basal de la Formación Colorado y la parte superior de la Zona B de la Formación Mugrosa permitiendo de esta manera el entrapamiento de las unidades inferiores, Formación Mugrosa (parte Basal de la Zona B y Zona C) y la Formación Esmeraldas (Zona D).

En los bloques colgantes de esta estructura las principales unidades yacimientos del área (Zona A, B y C) están expuestas en superficie por lo cual los hidrocarburos no pudieron ser. “Adicionalmente la estructura de Infantas se encuentra afectada por fallas normales con una dirección aproximadamente perpendicular al sistema de fallas principales. Hacia el norte el sistema de fallas de Infantas pierde salto y sufre un ligero desplazamiento hacia el este.”¹²

¹¹ ROJAS, Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Bogotá, Colombia.: Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias. 2011 p 21.

¹² Ibid. p 21.

Figura 6. Corte NW-SE de las estructuras geológicas en el Campo LCI.



Fuente: París, G. y RomeroJ, Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas, citado por MOROS, Luis y SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del Campo La Cira Infantas. Bogotá.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2016, p. 32

1.3.4 Geología Del Petróleo. Ahora bien, se explican los cinco principales factores que permitieron la creación de un sistema petrolífero completo que comprende todos los procesos desde la generación hasta la acumulación, preservación y entrapamiento de los hidrocarburos.

1.3.4.1 Roca Generadora. Los hidrocarburos generados en la cuenca del Valle del Medio de Magdalena provienen de las rocas depositadas durante el Cretácico, asociadas a dos eventos anóxicos globales y corresponden a calizas y lodolitas. El primer y principal evento anóxico transformó las Formaciones Tablazo-Simití y La Luna en rocas fuente y posteriormente el segundo evento a la Formación Umir, caracterizadas por contener un TOC (Total de carbono orgánico) entre el 1 y 6%, como lo menciona Barrero, et al¹³ en su trabajo de Cuencas Sedimentarias

¹³ BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007. p 80.

Colombianas, de igual manera Alvarado, et al¹⁴, mencionan adicionalmente que el kerógeno generado es de tipo II y posee una reflectancia a la Vitrinita de 0,6 – 1,2%.

En relación, al informe de Gonzalez, et al¹⁵ en la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Cabe mencionar que la Formación La Luna es la principal fuente de generación de hidrocarburos.

1.3.4.2 Roca Reservorio. En la descripción de las cuencas sedimentarias de Colombia realizada por la ANH¹⁶, se determina que el 97% del hidrocarburo probado en el VMM proviene de areniscas transicionales a continentales depositadas del Paleoceno al Mioceno. Es decir, Formaciones Lisama, Esmeraldas- La Paz y Mugrosa-Colorado, con porosidades que oscilan entre 15- 20% y permeabilidades aproximadas entre 20 - 600 md. Como yacimientos secundarios, no convencionales y poco explorados se tienen las calizas fracturadas del Cretácico correspondientes a las Formaciones La Luna, Tablazo y Rosablanca.

Se ha determinado cierta nomenclatura para el campo La Cira Infantas de las rocas productoras antes mencionadas, por un lado, las Formaciones Esmeraldas- La Paz denominadas Zona D, las lodolitas de la Formación Mugrosa se han dividido en Zona C y B, la Formación Colorado en Zona A y por último la base del Grupo Real como Lutitas La Cira. Es importante precisar que la Zona C es la roca almacén y productora más relevante del campo, cuyas propiedades como la porosidad se aproximan de 22% - 25%, sin embargo, las propiedades petrofísicas varían dependiendo de la distribución, por otro lado, el espesor neto de arenisca productora oscila de 800 a 1.200 ft.

1.3.4.3 Migración. Como se observa en la Figura 4. en la columna generalizada, la discordancia del Eoceno separa los yacimientos principales de las rocas fuentes principales subyacentes a estos, formando así un sistema de migración o transporte para el almacenamiento de los hidrocarburos. Así entonces, según Barrero, et al¹⁷, la migración principal consistió en tres tipos:

- Migración de tipo vertical, la cual se dio de manera directa, donde los hidrocarburos generados en la Formación La Luna atravesaron la discordancia del Eoceno.

¹⁴ ALVARADO, Juan Carlos, et al. Campo petrolero La Cira – Infantas. EDUPETROL. Bogotá, Colombia. 2014. p 2.

¹⁵ GONZALEZ, Mario, et al. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Informe ejecutivo. Colombia: Universidad Industrial De Santander, FONADE-UIS-ANH. 2009. p 79.

¹⁶ BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007. p 80.

¹⁷ BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007. p 80.

- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno.
- Migración de tipo vertical a lo largo de superficies de fallas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

Es importante resaltar que la migración de los hidrocarburos permitió que se alcanzara su entrapamiento, esto ocurrió antes de que se diera el fallamiento de las estructuras.

1.3.4.4 Roca Sello. De forma general en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las formaciones que ejercen el papel de roca sello varían dependiendo de los cambios litológicos y ambientes deposicionales dentro de una misma formación en las secuencias de los periodos Paleógeno y Neógeno. Es decir, la roca sello más antigua corresponde a delgadas capas de limolitas de la Formación Esmeraldas, sobre estas hacia la zona central de la Formación Mugrosa se encuentran *shales* moteados y silíceas, así mismo en la parte superior lodolitas silíceas con intercalaciones de paquetes gruesos de arcillolitas arenosas, finalmente hacia la base y tope de la Formación Colorado se tienen arcillolitas arenosas intercaladas con capas gruesas de arenitas cuarzosas.

Por otro lado, en las secuencias del Cretácico, el potencial como rocas sello es más efectivas debido a su espesor y extensión regional, estas son calizas y lodolitas marinas pertenecientes de base a tope a capas impermeables de la zona inferior de la Formación Rosablanca, de las Formaciones Paja, Simití, a la zona central de la Formación La Luna y la Formación Umir.

1.3.4.5 Trampa. Finalmente, “las estructuras de La Cira e Infantas se caracterizan por ser anticlinales fallados, tanto la Falla La Cira como el Sistema de Fallas de Infantas que cortan estas dos estructuras tienen carácter sellante, debido a esto el entrapamiento de aceite en el área ocurre por trampas de tipo estructural.¹⁸ Es importante resaltar que las fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello.

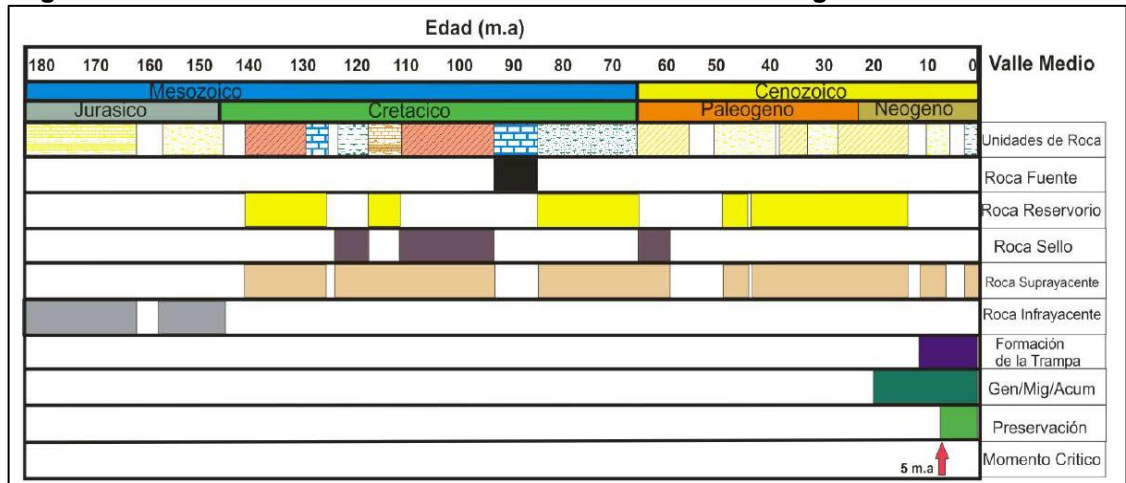
La mayoría de estas estructuras han sido exploradas en cierres estructurales formados por anticlinales asimétricos, donde en su mayoría son:

- Pliegues asociados a fallas de compresión y distensión, ocultos debajo de superficies *thrust*.
- Estructuras *duplex* con cierres de fallas independientes.
- Cierres dependientes de fallas en los que los estratos buzan hacia afuera de la falla.
- Trampas en el lado bajo de la falla sellante.

¹⁸ AUGUSTO, Cesar. Modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2012. p 24.

De manera generalizada, al combinar y conjugar los cinco (5) factores antes detallados se obtiene un sistema petrolífero completo como se muestra en la Figura 7, donde se presentan en forma de carta los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la deposición de las roca generadora o fuente, la roca yacimiento o almacén, la roca sello y de sobrecarga, se ilustran los intervalos de tiempo de la conformación, la migración y posterior entrampamiento estructural, así como también se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.

Figura 7. Carta de eventos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: GONZALEZ, Mario, et al. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Informe ejecutivo. Colombia: Universidad Industrial De Santander, FONADE-UIS-ANH. 2009. p 79.

2. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO

En el siguiente capítulo se describe la forma en que se ha recuperado el petróleo a lo largo del tiempo en Colombia, del mismo modo se nombran los métodos de recuperación del petróleo que existen y se profundizará en el recobro secundario, especialmente en la inyección de agua, seguido a esto detallará la forma en que se llevó a cabo la inyección de agua en el Campo La Cira Infantas y a su vez la forma en que incursiona en la inyección de agua selectiva.

2.1 RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO

Según Paris de Ferrer¹⁹, la recuperación del petróleo se puede realizar por medio de tres etapas, conocidas como primaria, secundaria y terciaria, donde la etapa primaria describe la producción inicial del yacimiento, que resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento, la etapa secundaria que consta básicamente en la inyección de algún fluido inmisible como agua o gas al yacimiento cuando existe una declinación de la energía natural en el recobro primario y la etapa terciaria que consiste en emplear distintas técnicas que aumenten y estimulen la producción de hidrocarburos como inyección de fluidos miscibles, inyección de químicos, tratamientos térmicos, entre otros. A continuación, en la siguiente figura, se observa la clasificación según el método de producción de un yacimiento como una secuencia cronológica.

Figura 8. Clasificación según el método de recobro de petróleo.



Fuente: ROMERO, Adriangela. Diapositivas Introducción al Recobro Mejorado. Yacimientos III. Fundación Universidad de América, 2017.

¹⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. p 1-3.

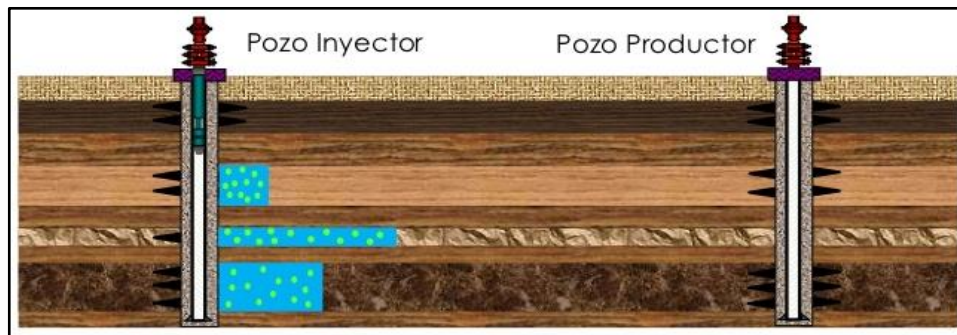
En este capítulo se profundizará en la recuperación de petróleo empleando el recobro secundario

2.1.1 Recobro Secundario. Es un método de recuperación mejorado de petróleo que tiene como finalidad aumentar la energía del reservorio y de esta manera aumentar la producción de hidrocarburos, convencionalmente este recobro secundario se hace a partir de la inyección de agua o inyección de gas al yacimiento.

2.1.1.1 Tipos de pozos requeridos para el Recobro Secundario. Para llevar a cabo la recuperación de petróleo a través del recobro secundario con inyección de agua, es necesario establecer la diferencia entre los pozos productores y los pozos inyectores, como se muestra en la siguiente figura.

- **Pozo Productor.** “Son aquellos que permiten extraer los fluidos de las formaciones productoras, en el sector petrolero, estos pozos tienen por objeto la extracción de hidrocarburos de un yacimiento”²⁰.
- **Pozo Inyector.** Son aquellos pozos que permiten inyectar fluidos en las formaciones de interés, el fluido inyectado puede ser gas, agua, vapor de agua o productos químicos; el proceso de inyección se realiza principalmente con dos objetivos, el primero mantener la presión del yacimiento y el segundo desplazar los fluidos que se encuentran en la formación hacia los pozos productores²¹.

Figura 9. Relación entre pozo inyector y pozo productor.



Fuente: CHAPARRO, L; GUERRERO, F & VERGARA, F. Pruebas de Inyectividad en Pozos Inyectores, PLT. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. 2012.

Es necesario establecer desde el inicio, el número de pozos a perforar, especificando cuantos van a ser productores, cuantos inyectores y si se van a

²⁰ COMUNIDAD PETROLERA. Clasificación de los pozos de acuerdo a F.H. Lahee. Sec. Artículos Técnicos. 2009. [En línea]. Recuperado el 28 de Septiembre del 2017, disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html>

²¹ ECOPETROL. Taller de Pozos de Inyección, Generalidades sobre Pozos Inyectores. Bogotá, Colombia. 2016.

convertir productores a inyectoros. Ubicar adecuadamente los pozos productores e inyectoros, es la mejor forma de iniciar exitosamente la inyección de agua; algunos puntos clave dentro del proceso de inyección de agua y que están relacionados directamente con el comportamiento y cuidado de los pozos inyectoros y productores son las áreas problemas, el completamiento de los pozos, las técnicas Workover, la regulación de flujo, entre otros.

2.2 INYECCIÓN DE AGUA

Según Paris de Ferrer²², la inyección de agua surgió en 1985 de forma accidental, cuando el agua proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movieron a través de formaciones petrolíferas, entrando al intervalo productor e incrementado así la producción de pozos vecinos; en esa época se creía que la única función de la inyección de agua era el mantenimiento de la presión en el yacimiento, hasta que notaron pocos años después que el agua que invadía la zona productora tenía la capacidad de aumentar la producción de hidrocarburos.

Según Craig²³, en el sector petrolero el método comúnmente utilizado en recobro secundario es la inyección de agua, a nivel mundial, los procesos de inyección de agua han contribuido al aumento del factor de recobro en todos los campos en donde se aplica, se usa considerablemente debido a varias razones, entre ellas:

- El agua de inyección presenta alta eficiencia en el proceso de barrido de crudos de gravedad media y livianos.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- No tiene alto costo operativo comparado con otros métodos.
- La alta disponibilidad de agua.
- La formación es invadida por el agua sin dificultad.

En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje de agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo, el fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como fluido desplazado, ocurriendo un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, similar al ocasionado por un pistón.

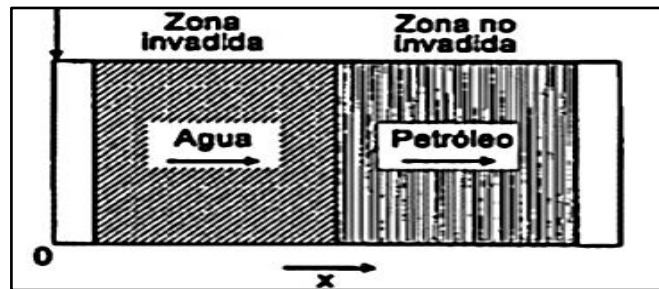
²² PARIS DE FERRER, Magdalena. Op. Cit., p. 11.

²³ CRAIG, Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1ra Edición. New York.1982. p 1-2.

2.2.1 Tipos de desplazamiento de fluidos inmiscibles. Según PDVSA²⁴, el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos, pistón sin fugas y pistón con fugas:

2.2.1.1 Desplazamiento tipo pistón sin fugas. Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad, es decir, que el agua inyectada actúa como un pistón el cual desplaza todo el crudo móvil de la zona invadida, por lo cual, detrás del frente de invasión, la saturación del fluido desplazante es la máxima y la del petróleo es la residual.

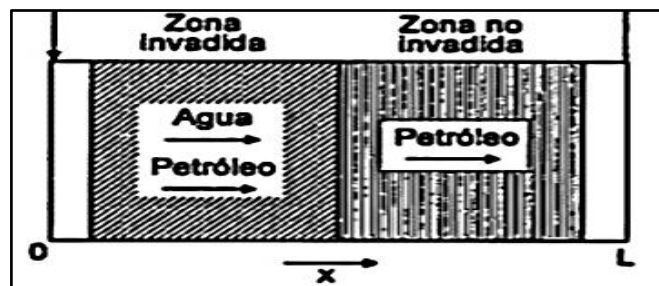
Figura 10. Desplazamiento tipo pistón sin fugas.



Fuente: PDVSA CIED. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. Maracaibo, Venezuela. 1997. Capítulo 2. p. 2-3.

2.2.1.2 Desplazamiento tipo pistón con fugas. Ocurre cuando el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida, es decir, el pistón generado por el agua inyectada no es muy eficiente, permitiendo que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente de invasión y por lo tanto la saturación de aceite luego del desplazamiento sea mayor a la saturación residual.

Figura 11. Desplazamiento tipo pistón con fugas.



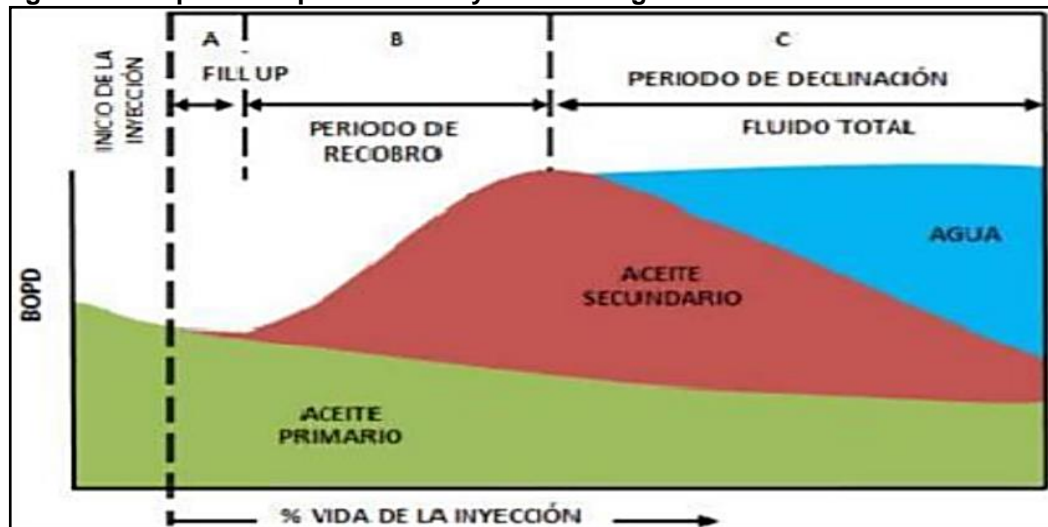
Fuente: PDVSA CIED. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. Maracaibo, Venezuela. 1997. Capítulo 2. p. 2-3.

²⁴ PDVSA CIED. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. Maracaibo, Venezuela. 1997. Capítulo 2. P 2-3

Estos desplazamientos se caracterizan por presentar dos fases, la primera, la fase inicial o antes de la ruptura, la cual es la responsable de casi toda la producción del fluido desplazado, es decir, no hay presencia de fluido desplazante en superficie y la segunda, la fase subordinada o fase después de la ruptura, donde existe producción tanto de fluido desplazante como de fluido desplazado.

2.2.2 Etapas en el proceso de inyección de agua. Según Moros y Serrano²⁵, el desplazamiento de un fluido es un proceso de flujo no continuo, puesto que las saturaciones de los fluidos varían con el tiempo, lo cual causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases, pero dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferentes procesos de inyección de agua. El desplazamiento ocasionado por la inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se pueden observar en las etapas que se muestran en la siguiente figura.

Figura 12. Etapas en el proceso de inyección de agua.



Fuente: THAKUR Ganesh & SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998 En Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La figura anterior, se puede explicar a través de tres etapas, en primer lugar ocurre la etapa A, que va desde el principio de la inyección hasta el llenado, también conocido como Fill Up, en este momento el agua inyectada desplaza el volumen de gas libre, por lo tanto, la saturación de gas libre se hace cero; luego ocurre la etapa B, que comprende desde el llenado hasta la invasión del frente de agua inyectada

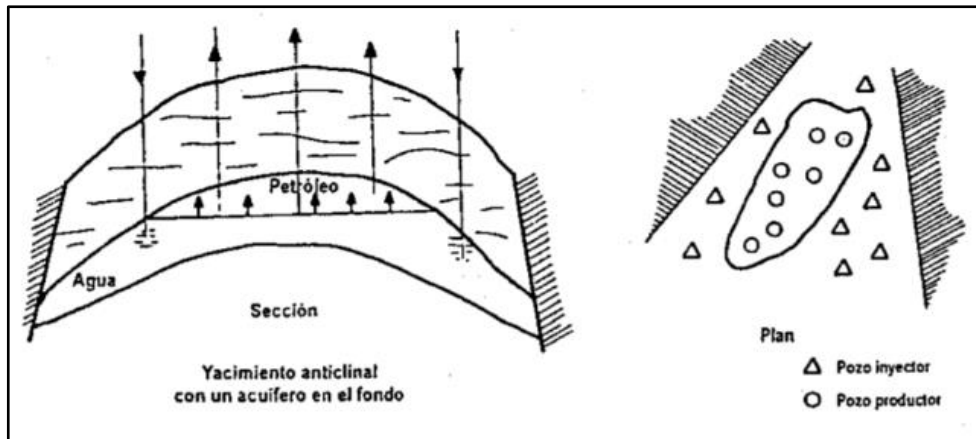
²⁵ MOROS, Luis & SERRANO, Juan. Evaluación Técnico Financiera de la Implementación de una Herramienta Pulsante con la Tecnología PowerWave para la Estimulación en Pozos Inyectores del Campo La Cira Infantas. Trabajo de Grado. Ingenieros de Petróleos. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2016. [En línea] Recuperado el 27 de septiembre del 2017, disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/357/1/1020771541-2016-2IP%20%283%29.pdf>

a los pozos productores, en esta etapa la producción es la combinación de la producción primaria con la producción debido a la recuperación secundaria y por ultimo ocurre la etapa C, que comienza desde la invasión del frente del agua a los pozos productores y termina cuando la producción deja de ser beneficiosa y rentable, en esta etapa se ve reflejado algunas características, como aumento en la relación de movilidad del agua, aumento en la relación agua-petróleo y disminución en la tasa de producción de petróleo.

2.2.3 Tipos de inyección de agua. De acuerdo a Paris de Ferrer²⁶, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas según la posición de los pozos inyectoros y productores:

2.2.3.1 Inyección Periférica o Externa. Este tipo de inyección se caracteriza por ser la más usada en el sector petrolero, consiste en hacer la inyección de agua en la parte externa de la zona de petróleo, normalmente se realiza en el acuífero el cual se encuentra subyaciendo las formaciones con contenido de hidrocarburo, se recomienda que se haga cerca al contacto agua-petróleo, se emplea cuando hay limitaciones en la descripción del yacimiento o estructura del mismo. En la siguiente figura se observa el comportamiento de este tipo de inyección.

Figura 13. Inyección de agua Periférica.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. p 13.

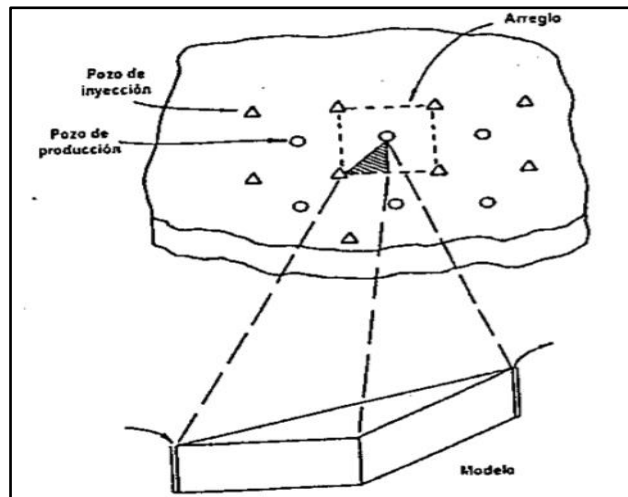
Emplear este tipo de inyección es muy beneficioso para la industria, teniendo en cuenta que requiere pocos pozos, en muchas ocasiones se pueden convertir pozos productores abandonados a pozos inyectoros disminuyendo así la inversión, adicionalmente no requiere una buena descripción del yacimiento y es una de las inyecciones con las que se obtiene alto recobro de petróleo. Sin embargo, se debe tener en cuenta que con este tipo de inyección es imposible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, en algunos yacimientos es difícil mantener la

²⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op. Cit., p. 12-13.

presión en la parte central del mismo y es necesario considerar que el proceso de invasión y desplazamiento es lento, haciendo que la recuperación de la inversión sea a largo plazo.

2.2.3.2 Inyección en Arreglos o Dispersa. Este tipo de inyección se caracteriza porque se hace dentro de la zona de petróleo, a diferencia de la inyección periférica, en este tipo de inyección, el agua invade la zona de petróleo y genera así el desplazamiento de los fluidos del petróleo. Generalmente en esta inyección se emplean varios pozos inyectoras que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se muestran a manera de ejemplo en la siguiente figura un arreglo de cinco pozos o también denominado arreglo normal.

Figura 14. Inyección de agua en Arreglos de 5 pozos.

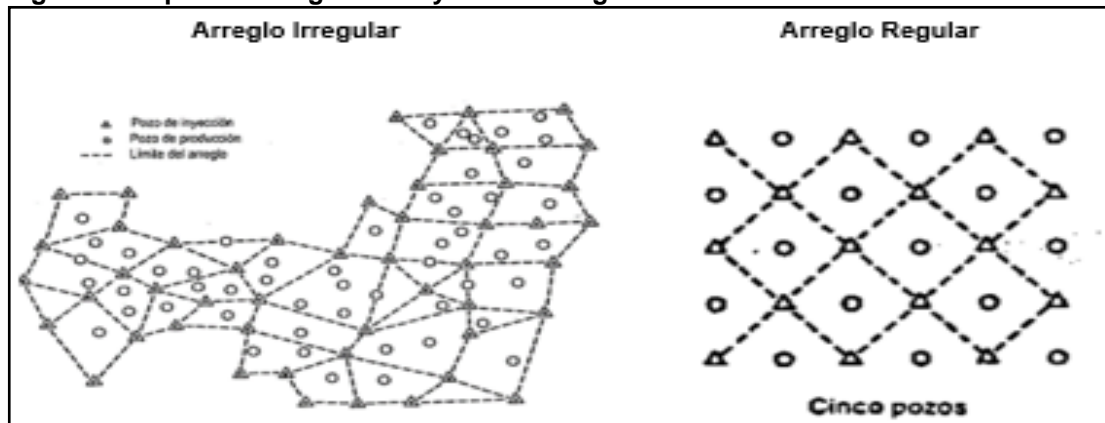


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. p 14.

Para emplear este tipo de arreglo es necesario tener en consideración la estructura y límites del yacimiento, la continuidad de las arenas, su permeabilidad, porosidad, número y posición de los pozos existentes. Normalmente se recomienda este tipo de arreglos para yacimientos con poco buzamiento y de gran extensión areal, se caracteriza por tener una invasión rápida en yacimientos homogéneos, permite tener un buen control del frente de invasión y disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro. Sin embargo, en comparación con la inyección periférica, este tipo de inyección requiere mayor seguimiento y control, que se traduce en un incremento en recursos humanos, es más riesgosa y la inversión es más alta debido a la cantidad de pozos inyectoras necesarios para la operación, este efecto ha venido disminuyendo en el tiempo al implementar la conversión de pozos productores abandonados en pozos inyectoras.

Como lo indica Paris de Ferrer en su libro²⁷, la inyección de agua en arreglos se puede clasificar según la configuración del arreglo; existen dos tipos de configuraciones según la posición de los pozos inyector y productores, en primer lugar se encuentran los arreglos regulares, que se caracterizan por formar una estructura geométrica definida en fondo y a su vez se clasifican según la forma geométrica que forman y la cantidad de pozos que utilizan y en segundo se encuentran los arreglos irregulares, que son aquellos en los que no se tiene claridad geométrica en la configuración de los pozos, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 15. Tipos de arreglos de inyección de agua.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. p 134-132.

2.2.4 Principios que gobiernan la Inyección de agua. El desplazamiento inmiscible que ocurre en el proceso de inyección de agua se ve afectado por las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de saturaciones en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado, de esta forma la recuperación de petróleo está dominada por principio que gobiernan la interrelación roca - fluido como la tensión interfacial que ocurre entre la interfase fluido - fluido, la mojabilidad que se da por la interacción roca - fluido y la presión capilar.²⁸

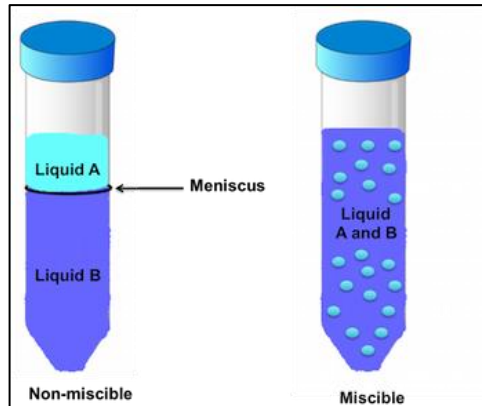
2.2.4.1 Tensión Interfacial. “La tensión interfacial es la fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud, donde la superficie o plano es dada por el contacto de dos fluidos inmiscibles”²⁹, por lo tanto, se establece que la tensión interfacial ocurre cuando dos fluidos líquidos son inmiscibles, es decir, que una vez puestos en contacto no tienen la capacidad de mezclarse creando así una membrana entre ellos llamada menisco, como se muestra a continuación.

²⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op. Cit., p. 132-134.

²⁸ ROMERO, Adriangela, Ingeniero de Petróleos. Diapositivas Yacimientos Estratificados, Propiedades de las rocas y de los fluidos, Fuerzas Capilares, Fuerzas Viscosas, Distribución de fluidos en el Yacimiento. p., 2. Yacimientos III. Fundación Universidad de América, 2017.

²⁹ Ibid., p., 4

Figura 16. Menisco generado por la tensión Interfacial entre dos fluidos.



Fuente: VENNGAGE. Mezclas y sus tipos. Bogotá, Colombia. 2002.

A medida que la tensión interfacial se hace más baja las dos fases se aproximan a la miscibilidad, la siguiente ecuación describe la tensión interfacial para un sistema petróleo - agua:

Ecuación 1. Tensión Interfacial agua - petróleo

$$\sigma_{ow} = \frac{rgh(\rho_w - \rho_o)}{2 \cos \theta} = \frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$$

Fuente: VENNGAGE. Mezclas y sus tipos. Bogotá, Colombia. 2002.

Donde:

- r : Radio del tubo capilar
- g : Gravedad
- h : Altura alcanzada por el líquido en el tubo capilar.
- ρ_w : Densidad del agua
- ρ_o : Densidad del petróleo
- θ : Angulo de contacto

Según el índice de tensión interfacial obtenido se puede establecer el grado de miscibilidad de los fluidos; cuando toma valores igual a 0 dinas/cm se establece que el sistema es miscible, mientras que si toma valores diferentes a 0 dinas/cm se establece que el sistema es inmisible; los valores típicos para sistemas agua-crudo están entre 30 y 50 dinas/cm, indicando que se trata de un sistema inmisible.

2.2.4.2 Mojabilidad. Según Paris de Ferrer³⁰, la mojabilidad también conocida como humectabilidad, es una propiedad que describe la habilidad de un fluido para adherirse preferiblemente a una superficie sólida en presencia de otra fase

³⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op. Cit., p. 1-3.

inmiscible, es decir, es la tendencia de un fluido a mojar preferiblemente la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral, mientras que la fase no mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral al tener mayor movilidad.

La humectabilidad puede medirse en función del ángulo de contacto y la energía interfacial entre fluidos por medio de la ecuación de Young Dupre, la cual representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de dos fluidos con la superficie sólida³¹.

Ecuación 2. Ecuación de Young Dupre.

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta_c$$

Fuente: CRAIG, Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1ra Edición. New York.1982. p 3.

Donde:

σ_{os} : Energía interfacial entre el aceite y el sólido (dinas/cm)

σ_{ws} : Energía interfacial entre el agua y el sólido (dinas/cm)

σ_{ow} : Energía interfacial (Tensión Interfacial) entre el aceite y el agua (dinas/cm)

θ_c : Ángulo de la interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua (grados)

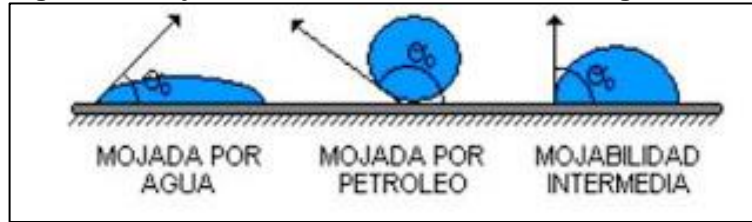
Como se muestra en la siguiente figura, el ángulo de contacto puede variar desde 0° hasta 180° como límites; donde:

- $\theta_c < 90^\circ$ Indica que el sistema es mojado preferiblemente por agua.
- $\theta_c > 90^\circ$ Indica que el sistema es mojado preferiblemente por aceite.
- $\theta_c = 90^\circ$ Indica que el sistema tiene igual preferencia por agua y por el aceite.

Comprender el concepto de mojabilidad de la roca es importante para optimizar la recuperación del petróleo, el hecho de que una roca esta mojada por agua o petróleo incide en numerosos aspectos del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo, suponer que una formación esta mojada por agua cuando en realidad no lo está, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento.

³¹ CRAIG, Forrest F. Op. Cit., p.3.

Figura 17. Mojabilidad de un sistema Petr6leo-Agua-S6lido.



Fuente: COMUNIDAD PETROLERA. Características y Propiedades de los Yacimientos. Sec. Artículos Técnicos. 2008.

De acuerdo a ROMERO³², se encuentran varias clases de mojabilidad como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 1. Clasificación de la mojabilidad.

	Clasificación	Descripción
Mojabilidad según el fluido	Mojabilidad Uniforme	Uno de los fluidos moja toda la superficie de la roca.
	Mojabilidad Fraccional	Parte de a roca es mojada por agua y la otra parte es mojada por aceite.
	Mojabilidad Mixta	Es un tipo de mojabilidad fraccional en la cual las superficies mojadas por aceite forman canales o caminos continuos a través de la roca.
Mojabilidad en núcleos	Estado nativo	Núcleo que conserva la mojabilidad natural del yacimiento.
	Limpio	Núcleo sometido a limpieza de los fluidos y materia orgánica adsorbida, utilizando el flujo de solventes a través de los núcleos.
	Estado Restaurado	Núcleo al cual se le ha restaurado la mojabilidad del yacimiento mediante limpieza, saturación con salmuera, desplazamiento de crudo y finalmente calentamiento a la temperatura del yacimiento por un período de 1.000 horas.

Fuente: ROMERO, Adriangela, Ingeniero de Petr6leos. Diapositivas Yacimientos Estratificados, Propiedades de las rocas y de los fluidos, Fuerzas Capilares, Fuerzas Viscosas, Distribución de fluidos en el Yacimiento. p., 2, 2017, modificado por los autores.

2.2.4.3 Presión Capilar. Según Paris de Ferrer³³ la presión capilar hace referencia a la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. La presión capilar está dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Presión Capilar

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001, p., 39 – 41

³² ROMERO, Adriangela, Ingeniero de Petr6leos, Esp. en Geología Petrolera, MSC. en Ingeniería del Gas. Diapositivas Yacimientos Estratificados, Propiedades de las rocas y de los fluidos, Fuerzas Capilares, Fuerzas Viscosas, Distribución de fluidos en el Yacimiento. p., 2. Yacimientos III. Fundación Universidad de América, 2017.

³³ PARIS DE FERRER, Op. Cit., p., 39 – 41

Donde:

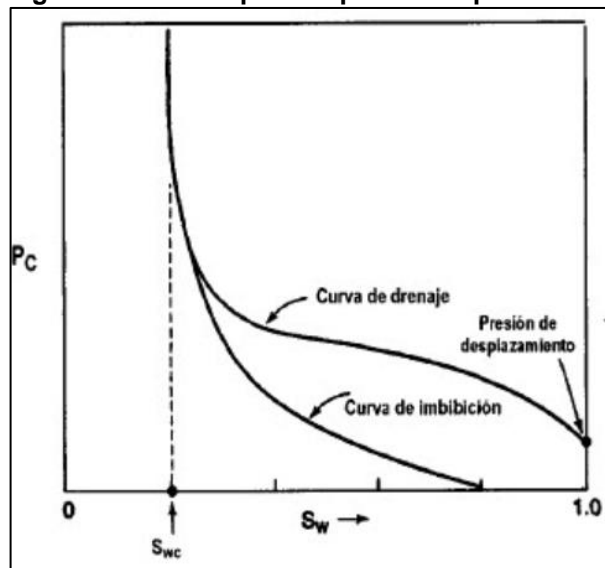
P_c : Presión capilar

P_{nm} : Presión de la fase no mojante

P_m : Presión de la fase mojante

Esto afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varía y se refleja en desplazamientos por imbibición y por drenaje; donde el primero se refiere al proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojante y el segundo al que ocasiona una disminución de saturación de la fase mojante. A continuación, se muestra una curva típica de presión capilar.

Figura 18. Curva típica de presión capilar.



Fuente: CRAIG, Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1ra Edición. New York.1982. p 7-16.

En la figura anterior se puede observar el comportamiento típico de una curva de presión capilar, en primer lugar es necesario entender que se requiere cierta presión capilar denominada presión mínima de desplazamiento, para que la fase mojante sea desplazada por la fase no mojante; adicionalmente, se puede establecer que la pendiente de la curva durante el drenaje, es una medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros, es decir, a mayor horizontalidad de la curva, mayor uniformidad del tamaño de los poros y finalmente se establece que las curvas de presión muestran el fenómeno de histéresis, es decir, dependen de la historia del proceso de saturación³⁴.

³⁴ INGENIERIA PETROLERA. Características de una curva de presión capilar. Sec. Artículos Técnicos. 2013. [En línea]. Recuperado el 27 de Enero del 2017, disponible en: <http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/2013/07/caracteristicas-de-una-curva-de-presion.html>

2.2.5 Potencial de Inyección de agua. El potencial de inyección (Q_{cobb}), se define como la capacidad que tiene un yacimiento para permitir que un fluido con menor viscosidad como el agua desplace el crudo a través de un medio poroso sin provocar fractura como método de recuperación secundaria, con el fin de aumentar la productividad en los pozos productores. En El Campo La Cira Infantas el índice de inyectividad en las diferentes arenas se conoce por análisis petrofísicos y se cuantifica por pruebas de inyección mediante sartas selectivas, la idea principal consiste en inyectar agua a presiones menores que la presión de fractura con el fin de mejorar el barrido en toda la formación, pero dicha inyectividad puede ser variable dependiendo de la arena en la que se esté inyectando, esto dependerá de las características petrofísicas de la misma.³⁵

La Operadora Occidental de Colombia LLC para efectos del análisis del potencial de inyección en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas, emplea la ecuación para el índice de inyectividad (I_w), presentada a continuación:

Ecuación 4. Índice de Inyectividad

$$I_w = \frac{0.00354(K_o)h\Delta P}{\mu_o \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5(si + sp) \right]}$$

Fuente: JACOB, C.E. Flow of Ground Water. In Engineering Hydraulics, H. Rouse, ed., John Wiley and Sons, New York. 1950.

Donde:

I_w : Índice de inyectividad (bbls/día/psi)

K_o : Permeabilidad relativa del petróleo (md)

h : Espesor de la arena (ft)

ΔP : Diferencia de presión en fondo de pozo entre la inyección y producción después del llenado (psi)

μ_o : Viscosidad del aceite (cP)

d : Distancia entre los pozos de inyección y productor (ft)

r_w : Radio del pozo (ft)

si : Daño de formación del pozo inyector

sp : Daño de formación del pozo productor

Una vez calculado el índice de inyectividad y teniendo en cuenta el estado mecánico y completamiento del pozo; el diseño de la sarta selectiva, la profundidad de los perforados, la ubicación de los empaques, mandriles, accesorios, los datos del análisis petrofísico como permeabilidad, porosidad, saturaciones, presiones, viscosidades, gradiente de fractura, daño de formación, volumen poroso, entre otros, y la interpretación de la columna estratigráfica, se procede a realizar los

³⁵ MOROS, Luis & SERRANO, Juan. Op. Cit.

respectivos cálculos para determinar el potencial de inyección (Qcobb) estimado para cada pozo³⁶.

2.2.6 Características del agua inyección. De acuerdo a Mejía y Palma³⁷, la caracterización del agua de inyección se realiza según su origen, el cual está en función de sus propiedades físicas, químicas y biológicas, el agua de inyección puede provenir de diversas fuentes ya sea de la producción de un yacimiento, acuíferos o aguas superficiales; por lo cual es necesario realizar análisis y tratamientos para poderla disponer como agua de inyección. Dichos análisis tienen como objeto identificar las propiedades fisicoquímicas del agua, en el siguiente cuadro se muestran los análisis más comunes.

Cuadro 2. Análisis más comunes realizados al agua de inyección.

Propiedad Evaluada	Descripción
Temperatura	Afecta la tendencia a la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de estroncio, el pH y la solubilidad de los gases en el agua.
Gravedad Específica	Es un indicativo de la cantidad de solidos disueltos en el agua, teniendo en que el agua contiene solidos disueltos su densidad tiende a ser mayor a 1g/ml.
Contenido de aceite	La presencia de aceite y grasa en el agua constituyen un grave problema en cuanto a la Inyectividad, pueden ocasionar taponamiento en las formaciones de interés.
Turbidez	Está relacionada con la transparencia del agua y su contenido de materiales no disueltos, aceite disperso o burbujas de gas, indica la posibilidad de obstrucción en los poros de la formación.
Solidos suspendidos	La concentración, distribución del tamaño de partículas, la naturaleza y composición de los sólidos, tienen una gran influencia en la tendencia al taponamiento.
pH	A mayor pH (alcalino) mayor es la tendencia a la formación de escamas, por el contrario si el pH disminuye (ácido) la tendencia a la formación de escamas disminuye pero la corrosividad aumenta.
Dureza	Se debe a la presencia de iones de calcio (Ca ⁺²) y magnesio (Mg ⁺²) en el agua, se manifiesta por la reacción a formar incrustaciones.
Gases Disueltos	Gases como oxígeno (O ₂), sulfuro de hidrogeno (H ₂ S) y dióxido de carbono (CO ₂) se encuentran disueltos en el agua de inyección como de producción, dependiendo de su concentración pueden generar efectos negativos.

Fuente: MEJIA, Jenny & PALMA, Jorge. Metodología para la evaluación y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de agua. Colombia. 2008, modificado por los autores.

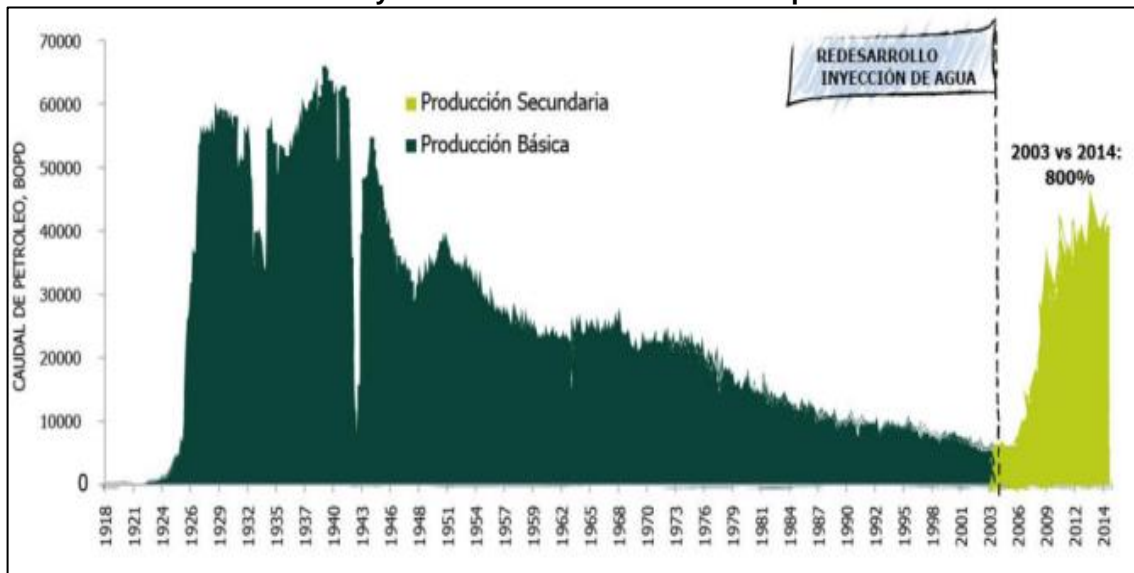
³⁶ OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Informe Técnico de Inyección Selectiva. Bogotá, Colombia. 2008.

³⁷ MEJIA, Jenny & PALMA, Jorge. Metodología para la evaluación y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de agua. Trabajo de Grado. Ingenieros de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2008. [En línea]. Recuperado el 27 de septiembre del 2017, disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128746.pdf>

2.3 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El Campo La Cira Infantas, como se describió en el capítulo de generalidades, inició su producción en 1918, diez años después ya producía en torno a los 60.000 barriles diarios y alcanzó su máximo en 1940 con casi 62.000 barriles diarios. A mediados de los años 50 hubo una primera inyección de agua para reducir la velocidad de la caída de producción que se venía presentando hasta entonces, lo cual consiguió mantener el nivel de producción más o menos estable hasta mediados de los 70. Desde entonces empezó un lento declive que lo llegó hasta los 5.000 barriles diarios en los años 2003 - 2006. Desde 2003 se redesarrolla la inyección de agua y aproximadamente en 2007, la producción se disparó hasta un 800% y recuperó niveles de los años 50, esto se consiguió gracias a las técnicas de recobro,³⁸ como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 1. Producción básica y Recobro secundario en El Campo La Cira Infantas

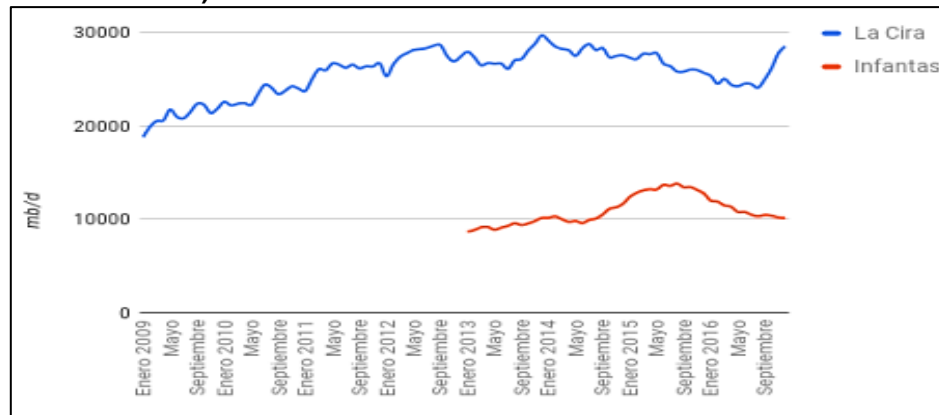


Fuente: Presentación de Ecopetrol en el II Foro Mundial de Recobro Mejorado, Colombia. 2014.

La anterior gráfica termina en el año 2014, pero también es importante ver lo que ha pasado desde entonces; entre finales de 2014 y principios de 2016 la producción volvió a retomar las caídas, al menos en La Cira; teniendo en cuenta que según las estadísticas de la ANH La Cira e Infantas son dos estructuras diferentes; estas caídas se vieron parcialmente compensadas por las subidas en Infantas en ese mismo momento, sin embargo ahora pasa justo lo contrario, Infantas vuelve a descender desde mediados de 2015 y La Cira vuelve a crecer desde mediados de 2016. En las siguientes gráficas se observa este comportamiento, en la gráfica 2 se ve el comportamiento de los campos por separado, mientras que en la gráfica 3 se observa el comportamiento en conjunto de ambas estructuras.

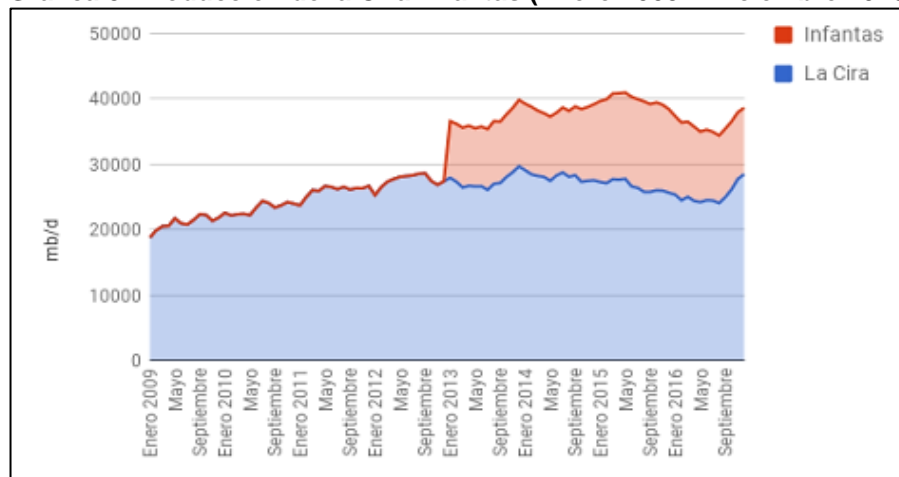
³⁸ ECOPETROL. II Foro Mundial de Recobro Mejorado “El camino para la transformación de la industria del petróleo”, Colombia, Bogotá. 2015

Gráfica 2. Producción del Campo La Cira y El Campo Infantas (Enero 2009 – Diciembre 2016)



Fuente: PEAK OIL COLOMBIA, Bogotá, Junio 2017.

Gráfica 3. Producción de la Cira-Infantas (Enero 2009 – Diciembre 2016)



Fuente: PEAK OIL COLOMBIA, Bogotá, Junio 2017.³⁹

Actualmente La Cira Infantas, el campo petrolero más antiguo de Colombia, superó el 31 de diciembre del 2016, la producción de 40.000 barriles por día, gracias a una campaña que se desarrolló desde septiembre del mismo año y recientemente se reportó para el 29 de diciembre del 2017 un record en la producción de petróleo, en el cual se alcanzó un máximo de 45.000 barriles por día, la cual incluyó la perforación de 20 nuevos pozos y la realización de 139 trabajos de acondicionamiento de pozos (workover), entre otros aspectos. El récord de producción es fundamental para el desarrollo de este campo, que al presente en el año 2018 cumple su primer centenario.

Responsable con el medio ambiente, La Cira Infantas realiza un uso eficiente del agua, reinyectando el 100% del agua de producción, con cero vertimientos,

³⁹ Ibid., Sec. Inicio.

de igual forma se construyeron nuevas plantas de inyección, para mayor capacidad de recobro secundario. En la última década La Cira Infantas ha realizado una inversión de 239 mil millones de pesos destinados a proyectos de inversión social orientados al fortalecimiento del desarrollo local y regional tales como apoyo para el suministro de agua potable, gas, mantenimiento de vías, erradicación del analfabetismo, mantenimiento de la infraestructura de escuelas, proyectos productivos y fortalecimiento a empresas locales, entre otros.⁴⁰

2.3.1 Patrón de inyección de agua en El Campo La Cira Infantas.

“El campo La Cira Infantas, está delimitado por fallas y dividido en 6 zonas en las cuales el patrón inicial estaba dado por 5 puntos normales, 6 puntos normales y Líneas Line Drive (Secuencia entre Productor-Inyector e Inyector-Productor). De acuerdo al plan de desarrollo del campo, en donde se analizan las fallas adyacentes a cada pozo y su transmisibilidad, el potencial de inyectividad, las curvas de permeabilidad, el volumen poroso máximo de cada roca, la saturación, los espesores de las arenas, la continuidad y la conectividad entre canales, se planteó un patrón invertido, ya que se evidenció la existencia de áreas con un nivel de producción más alto que otras.

... Debido a que los pozos del Campo La Cira Infantas se encuentran entre la comunidad y en muchos casos cercanos a las viviendas, se dificulta la realización de un polígono de forma perfecta, además se debe tener en cuenta que Occidental de Colombia, LLC llega a realizar un nuevo proceso de recuperación secundario en un campo que ya ha sido desarrollado y en el cual se reactivaron pozos viejos como inyector y en base a los cuales se establecieron los nuevos patrones de inyección, por tal motivo se observa que no se presentan patrones uniformes o iguales.⁴¹”

Según CASTRO & ZAPATA⁴², en el Campo se encuentran patrones desde 7 hasta 2 pozos productores por un inyector, esto varía dependiendo de la etapa de desarrollo en la que se encuentra cada área, por ejemplo, Cira Sur e Infantas Norte poseen la mayor inyección de agua de todo el campo, debido a que presentan un patrón completo sin posibilidad de expansión a causa del gran número de pozos perforados en la zona.

Los patrones de inyección utilizados en el sistema secundario del Campo La Cira Infantas, variaron para las diferentes áreas, líneas alternas para el área 2 y 3E, siete puntos para las áreas 4, 5, 6 y 7 y cinco puntos para la 3W y La Cira Norte, en la siguiente figura se muestra un mapa de las áreas del campo. Estos se hicieron

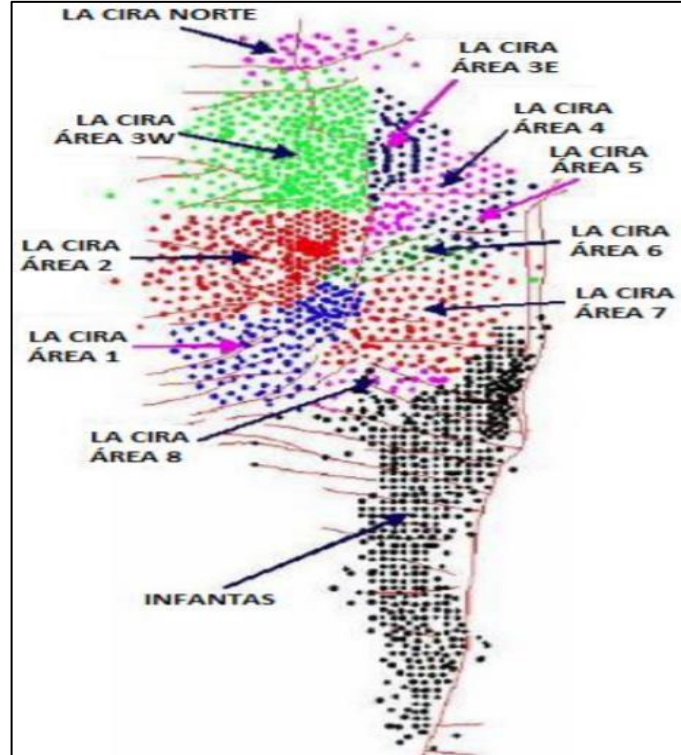
⁴⁰ ECOPETROL. “El Campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día”. Colombia. 2017. [En Línea]. Recuperado el 03 de enero del 2018, disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>

⁴¹ OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Op. Cit., p., 5-8.

⁴² CASTRO, Nicolás; ZAPATA, Johan. Evaluación técnico-financiera de la implementación del bombeo de un fluido de estimulación para el incremento de la inyección de agua en la sarta selectiva del pozo 2505 en El Campo La Cira Infantas. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2016. p., 75.

siguiendo patrones geométricos en superficie, sin considerar la geometría de los cuerpos, factor que ha influido en la eficiencia del sistema.

Figura 19. Mapa de áreas del Campo La Cira Infantas.



Fuente: CASTRO, Nicolás; ZAPATA, Johan. Evaluación técnico-financiera de la implementación del bombeo de un fluido de estimulación para el incremento de la inyección de agua en la sarta selectiva del pozo 2505 en El Campo La Cira Infantas. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2016. p., 75.

2.4 INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

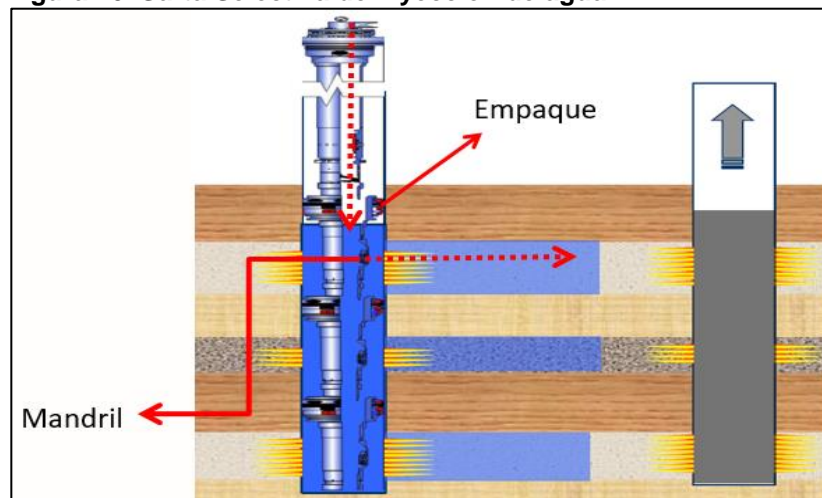
El sistema de inyección - producción ha presentado una disminución en su eficiencia con el tiempo por diversas causas y es así como en las épocas iniciales del desarrollo secundario se contaba con 205 pozos inyectoros y 500 pozos productores y con el tiempo alcanzó cifras iguales a 60 pozos inyectoros y 200 pozos productores⁴³. Cuando se inició el nuevo desarrollo del Campo La Cira Infantas, entre Occidental y Ecopetrol en el año 2005, se implementaron en los pozos

⁴³ CASTRO, Rubén & GORDILLO, Gustavo. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Universidad de América. Artículo. Bogotá, Colombia. 2014.

inyectores de agua, las sargas de inyección selectiva las cuales han sido un éxito en el mejoramiento del barrido del petróleo por agua en las arenas de estos campos.⁴⁴

Los programas de inyección selectiva de agua se desarrollaron con la llegada de la compañía Occidental de Colombia, LLC al Campo La Cira Infantas, esta tecnología permitió controlar y administrar la inyección de agua de cada arena generando un barrido completamente uniforme del petróleo permitiendo optimizar la eficiencia de recobro de reservas y aumentando así el factor de recobro en los pozos productores del campo⁴⁵. Adicionalmente, el uso de sarga selectiva de inyección de agua permitió aprovechar la longitud total de los intervalos perforados, proporcionando una selectividad mediante válvulas reguladoras de flujo (VRF) y empaques que aíslan las diferentes arenas de interés⁴⁶ como se muestra en la siguiente figura.

Figura 20. Sarga Selectiva de Inyección de agua.



Fuente: GOMEZ, Mónica; MOLINA, Luz & PINILLA, Jhon. Inyección Selectiva. U. Industrial de Santander. Bucaramanga. 2014. p., 5.

Este sistema está diseñado para regular volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión. El fluido es inyectado a través de cada válvula hacia el revestimiento y luego a la formación mediante los perforados, el sistema de empaques no permite que exista comunicación entre las diferentes zonas de inyección. Estos resultados se logran con la plena identificación estratigráfica para cada pozo de inyección, teniendo claro antes de cualquier intervención las profundidades de las arenas de interés, intervalos cañoneados y puntos de separación hidráulica entre las zonas de inyección. Sin embargo, el éxito de estas operaciones está ligado en su totalidad a la efectividad de las herramientas

⁴⁴ CASTRO, Nicolás; ZAPATA, Johan. Op. Cit., p., 75.

⁴⁵ GOMEZ, Mónica; MOLINA, Luz & PINILLA, Jhon. Inyección Selectiva. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2014. p., 5.

⁴⁶ OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Op. Cit., p., 10.

utilizadas, tanto de empaques, como mandriles, válvulas reguladoras de flujo, accesorios y demás componentes de la sarta selectiva.

Según Occidental de Colombia, LLC⁴⁷, cuando se tienen zonas donde se genera canalización del agua de inyección y no permiten un barrido vertical uniforme por la diferencia de permeabilidades y estratificación, es necesaria la implementación de un sistema de inyección selectiva para que cada zona reciba la tasa de agua deseada, permitiendo que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

El sistema de sarta selectiva está compuesto por un determinado número de mandriles y válvulas reguladoras de flujo que dependen del número de zonas en el pozo y permiten inyectar caudales en dichas zonas en el rango de 60 a 5.550 barriles de agua por día (BWPD) generando mejor eficiencia de barrido vertical.

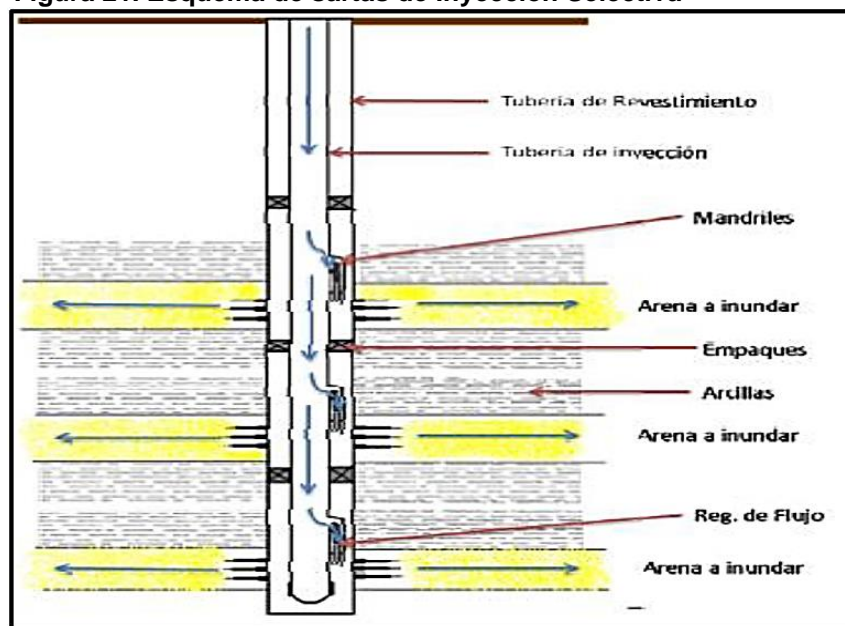
⁴⁷ Ibid., p.,10.

3. PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA EMPLEADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Los completamientos de múltiples zonas son una manera deseable para completar y explotar yacimientos complejos en los que se presentan diversas formaciones productoras y por lo tanto inyectoras. Los sistemas de inyección de sarta selectiva proveen la habilidad de controlar la inyección en cualquier zona de interés de un yacimiento con múltiples capas, permitiendo soluciones efectivas de aislamiento a través de diseños prácticos y versátiles que dependerán de dos tipos de variables, las del yacimiento y las del pozo (herramientas).

Por un lado, las variables de yacimiento comprenden factores tales como porosidad y permeabilidad, que definirán el comportamiento de las tasas de flujo dentro de la zona inyectada y por ende la eficiencia de barrido que se obtendrá de la operación; mientras que las variables de pozo relacionadas con las herramientas como la ubicación de los empaques, mandriles, válvulas reguladoras, juntas de expansión y accesorios de sarta influirán en la evaluación del comportamiento de la inyección respecto a la zona de perforados. En la siguiente figura se presenta un ejemplo de un esquema de este tipo de completamiento.

Figura 21. Esquema de sargas de Inyección Selectiva



Fuente: ALFONSO, Carlos. Optimización de la inyección de agua en los pozos con sarta selectiva, mediante la simulación de flujo en el Campo Casabe. Trabajo de Grado. Ingeniero de Petróleos. Universidad De América. Colombia.2009.

La implementación de este completamiento trae consigo diversas características y beneficios como lo son la reducción del número de pozos inyectoras, reducción de

equipos en superficie, así como la cantidad de sartas selectivas y el diámetro de los pozos, adicionalmente, la inyección de agua con sartas selectivas facilita entre otras cosas establecer la presión de inyección en superficie, mantener el caudal de flujo de inyección por zona y si se realiza un análisis cuidadoso de cada aspecto del completamiento es posible obtener una vida útil mayor a la esperada de cada pozo inyector.

De acuerdo con Alfonso⁴⁸, la inyección selectiva se logra aislando zonas mediante empaques, las cuales reciben flujo a través de mandriles ubicados entre los intervalos de empaques; estos mandriles albergan y tienen Válvulas Reguladoras de Flujo (VFR), lo que permite ir ajustando el caudal inyectado determinado en el plan de completamiento.

3.1 HERRAMIENTAS DEL COMPLETAMIENTO CON SARTAS SELECTIVAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El Campo La Cira Infantas actualmente lleva acabo muchos procesos de recuperación de petróleo a través de inyección selectiva de agua, el completamiento que emplea tiene una configuración similar en la mayoría de los pozos intervenidos con esta tecnología, en las que cuenta con las herramientas correctas que garantizan la máxima eficiencia en el proceso. “Las herramientas utilizadas en el campo son las elaboradas por la empresa TEXPROIL S.R.L., en general estos completamientos se componen de empaques especiales (mecánicos o hidráulicos), conectores On Off Tool (NF-1 & NF-3), juntas de expansión, accesorios (Cross-Over), mandriles y válvulas reguladoras de flujo”⁴⁹.

A continuación, se especifican en su gran mayoría herramientas que son indispensables para llevar a cabo este tipo de completamientos, sin embargo, es necesario aclarar que los componentes y partes de un completamiento se derivan de los requerimientos operacionales de cada uno de los campos, pozos y/o yacimientos para poder lograr eficiencia, seguridad y una producción-inyección económica.

3.1.1 Empaques. Los empaques en general se consideran como una de las herramientas más usadas e importantes en los pozos tanto productores como inyectores, ya que tienen como función principal aislar zonas de interés, sellando los anulares creados entre la tubería de revestimiento y la tubería de inyección, esto se logra por la acción de un elemento empacante-expandible. Este sello debe ser lo suficientemente competente para generar una barrera duradera al contacto de fluidos y gases provenientes tanto de superficie como del yacimiento.

⁴⁸ Ibid., p., 64.

⁴⁹ CASTRO, Nicolás; ZAPATA, Johan. Op. Cit., p., 66.

El propósito es aislar o separar las secciones por encima y por debajo del elemento empacante, una función secundaria pero igualmente importante, es servir como anclaje y soporte de la tubería. Los empaques son usados para confinar las presiones en el fondo del pozo, evitando que la presión de formación entre al anular, además, permiten proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección altas.

“Todos los empaques modernos combinan tres (3) elementos básicos, ellos son:

- Un mecanismo que permita correr el empaque y sentarlo a una profundidad determinada.
- Un elemento empacante que se expanda para llenar el espacio anular y efectúe un sello que soporte la presión diferencial existente, la temperatura y la acción química que se presente en el pozo.
- Un mandril o tubo de flujo que permita el paso de aceite, gas, agua o herramientas a través del empaque.”⁵⁰

Como se mencionó anteriormente los empaques constan de elementos sellantes los cuales son los sistemas fundamentales para lograr el aislamiento hidráulico, están constituidos bien sea por una pieza o varias, hasta tres anillos de elastómeros, construidos de nitrilo y que pueden ser fabricados de diferentes durezas de acuerdo con rangos de presión y temperaturas donde se vayan a usar. Cuando se asienta un empaque, el elemento sellante se comprime para formar un sello contra la tubería de revestimiento, durante la compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo del empaque y la pared de la tubería de revestimiento.

En la siguiente tabla se muestran la cantidad de elementos sellantes de un empaque de acuerdo con las condiciones de trabajo a las que se vean sometidos.

Tabla 1. Cantidad de elementos sellantes en un empaque de acuerdo con condiciones de trabajo.

Tipo	Elemento Sellante	Presión de Trabajo (psi)	Temp. de fondo (°F)
I	Uno	5000	250
II	Dos o más	6800 – 7500	275
III	Dos o más	10000	325
IV	Especiales para H ₂ S y CO ₂	15000	450

Fuente: RODRIGUEZ, Luis - CMPC CONSULTORES, C.A. Herramientas de completamiento Capítulo 2A [diapositivas]. Venezuela: Caracas, 2007. Diapositivas 34- 35 de 69, color.

La clasificación de estas herramientas varía en gran medida y están diseñadas para cubrir condiciones específicas, desde el uso en completamientos sencillos hasta completamientos con sartas selectiva. Por consiguiente, en la actualidad existe una gran diversidad de empaques en el mercado, pero todas ellos poseen básicamente la misma estructura. Existen varios tipos de empaques de producción que a la vez

⁵⁰ DELGADO, Juan. Especificaciones técnicas, manual – guía de empaque de operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Trabajo de Grado. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Colombia.2005. p 18

son usados para inyección. De acuerdo con el sistema de anclaje se pueden clasificar de la siguiente manera:


Cuadro 3. Clasificación de los Empaques.

Clasificación	Descripción	
Empaques Mecánicos	Este tipo de empaques son introducidos al pozo junto con la tubería, donde su asentamiento se logra girando la tubería en el sentido de las agujas del reloj. El número de vueltas necesarias para anclarlos está determinado por la profundidad y el diseño de cada fabricante. De acuerdo con las especificaciones de la operación en superficie para anclarlos se clasifican en:	
	Empaques Mecánicos de Compresión	Este tipo de empaques se caracterizan por ser sencillos, debido a que poseen solo un sistema de anclaje a la tubería de revestimiento, no tienen válvula interna de circulación y el elemento sellante puede trabajar hasta 250°F.
	Empaques Mecánicos de Tensión Sencillos	Son equipos recuperables y muy similares a los empaques de compresión sencillos, la diferencia es que presenta las cuñas y conos invertidos, por esta razón el sistema de anclaje es tensionando la tubería. Su mayor aplicación se encuentra en los pozos inyectoros de agua y en pozos productores someros y con tubería de completamiento de diámetros pequeños donde el peso de esta es insuficiente para asentar los obturadores de compresión o peso.
Empaques Hidráulicos	Este tipo de empaque se caracteriza ya que el mecanismo de anclaje es mediante un diferencial de presión. Adicionalmente en su mayoría, pueden ser reutilizados una vez terminado algún trabajo. Son los utilizados para aislar diferentes grupos de arenas a inyectar, específicamente se encuentran empaques hidráulicos recuperables los cuales son ideales en completamientos de múltiples empaques como sucede en las sartas selectivas. Existen dos tipos de empaques hidráulicos, los selectivos y no selectivos.	
Empaques Permanentes	Este tipo de empaque una vez asentado no puede ser retirado excepto con el uso de brocas para fresarlo. Son útiles en los distintos tipos de completamientos, pueden proteger la tubería de revestimiento de daños de corrosión, son utilizados en instalaciones de levantamiento artificial por gas y en pozos profundos de altas presiones. Estos equipos están diseñados para pozos de alta presión y temperatura, en completamientos donde se prevén trabajos de fractura en el futuro, en completamientos selectivos y principalmente en pozos exploratorios donde no se conocen las características del yacimiento.	


Fuente: El diseño del cuadro anterior fue realizado por autoría propia de las proponentes, sin embargo, la información fue tomada de RODRIGUEZ, Luis - CMPC CONSULTORES, C.A.

Los empaques utilizados en El Campo La Cira Infantas para la inyección selectiva de agua son los de asentamiento hidráulico con y sin cuñas, cada uno de los cuales es empleado en diferentes situaciones, como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 4. Empaques empleados en El Campo La Cira Infantas.

Empaque Recuperable Hidráulico DE CUÑAS PCS-5	Diseño del Empaque
<p>El Empaque Recuperable Hidráulico PCS-5 es un empaque de fijación hidráulica, empleado tanto en pozos inyectoros como en pozos productores. Está diseñado con una longitud reducida lo que permite que se libere con maniobras de giro mínimas.</p> <p>Este tipo de empaque se caracteriza por su tamaño reducido, lo que lo hace ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado, las distancias entre arenas son cortas o en aquellos pozos con cierto grado de desviación.</p> <p>El Empaque Recuperable PCS-5 es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su sistema de traba y tipo de mordaza. Su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura.</p> <ul style="list-style-type: none">• Longitud reducida y compacta.• Tres elementos empaquetadores.• Posición y empaquetadores no son afectados por variación de P y T.• La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior de la tubería de inyección mediante un dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.• Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.• Puede quedar tensionado, neutro o con peso debido a sus cuñas.• Sistema de bloqueo de accionamiento accidental y bajo costo de mantenimiento y reparación.	

Cuadro 4. (Continuación)

Empaque Hidráulico TANDEM C-5	Diseño del Empaque
<p>El Empaque Tándem Modelo C-5 es un empaquetador de fijación hidráulica de mínima longitud, lo que facilita maniobras de corrida y liberado, está diseñado principalmente para instalaciones selectivas tanto para pozos inyectoros como productores.</p> <p>La particularidad de este TANDEM es que se libera con maniobras de giro mínimas, ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado o donde las maniobras de rotación sean un inconveniente.</p> <p>El Empaque TANDEM C-5, es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, peso o neutro. Por su sistema de traba su empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura.</p> <p>El Empaque Hidráulico TANDEM C-5 tiene las mismas características que el empaque PCS-5 a diferencia de las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones de pozo.• La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing• Sistema de bloqueo de accionamiento accidental.• Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.• Económico dentro de los TANDEM de su categoría.• Este empaque puede ser bajado en con otros empaques C-5 en pozos con inyección y/o producción selectiva.• Es usado como empaquetador superior en instalaciones simples combinado con los empaques modelo PCS-5.	

Fuente: TEXPROIL, Catálogo de productos y servicios de completamiento. Edición 2012, modificado por los autores. Imágenes, Autores en visita de Campo La Cira - Infantas, Barrancabermeja.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente este tipo de herramientas son suministradas por la empresa TEXPROIL S.R.L. como se observa en la siguiente figura.

Figura 22. Empaques Hidráulicos tipo PCS-5 y C-5 de la empresa TEXPROIL S.R.L. en El Campo La Cira Infantas.



3.1.2 Empaque Cero. El empaque cero hace referencia a un empaque hidráulico de cuñas tipo PCS-5 anteriormente descrito, con la única diferencia que se ubica en el fondo del pozo; se ha ido implementando en los últimos años en algunos diseños de sartas selectivas de inyección de agua en El Campo La Cira Infantas con el fin de disminuir el problema de arenamiento en el fondo del pozo.

Según Schlumberger⁵¹, el arenamiento es una condición que tiene lugar cuando los sólidos transportados en un fluido de tratamiento, forman un puente a través de los disparos o un área de flujo restringido similar, produciendo una restricción súbita y significativa para el flujo de fluidos. Este problema se venía presentando con frecuencia en los pozos de inyección selectiva de agua del Campo, debido a que la inyección en la última sección del pozo (es decir en el fondo del pozo) el flujo de agua inyectada generaba el levantamiento de algunos sedimentos, taponando la zona perforada más cercana.

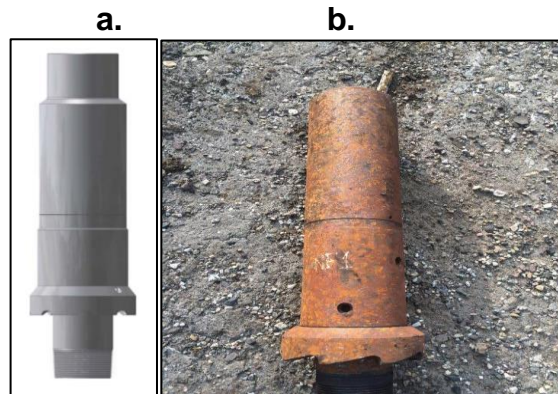
⁵¹ SCHLUMBERGER, OILFIELD SERVICES. Arenamiento – Glosario Petrolero Sec. Inicio. 2009. [En línea]. Recuperado el 28 de Febrero del 2018, disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>

3.1.3 Conector On-Off Tool. Los conectores On-Off Tools, son herramientas de fácil manejo y útiles en pozos con requerimientos especiales, estos dispositivos permiten acoplar y desacoplar la tubería manteniendo un sello confiable entre el interior y el exterior del mismo, pueden ser usados también como juntas de seguridad y ser colocados en cualquier posición deseada en la tubería de producción-inyección. Los conectores comúnmente utilizados en El Campo La Cira Infantas son el On-Off Tool NF-1 y el On-Off Tool NF-3, a continuación, se ponen en evidencia cada una de sus características.

3.1.3.1 Conector On-Off Tool NF-1 empleado en El Campo La Cira Infantas. El mecanismo de conexión del conector On-Off Tool NF-1 es automático; su diseño robusto y compacto es capaz de trabajar con tensión o peso y su resistencia total está por encima de los valores de resistencia de la tubería N-80. Está provisto de perfil interno para albergar diferentes tipos de conectores tales como F, N, S, R u otros.

- El conector ON-OFF modelo NF-1 tiene I.D. de diámetro total.
- Los elementos pueden mantener presiones de alrededor de 10.000 psi.
- Si es necesario, se puede proporcionar con un revestimiento interno de pintura epoxi.
- La desconexión puede ser necesaria para la rotación a la derecha.⁵²

Figura 23. On-Off Tool NF-1



Fuente: a. TEXPROIL, Catálogo de productos y servicios de completamiento. Edición 2012. Recuperado el 17 de Febrero del 2018 y b. Autores en Visita de Campo - La Cira Infantas, Barrancabermeja.

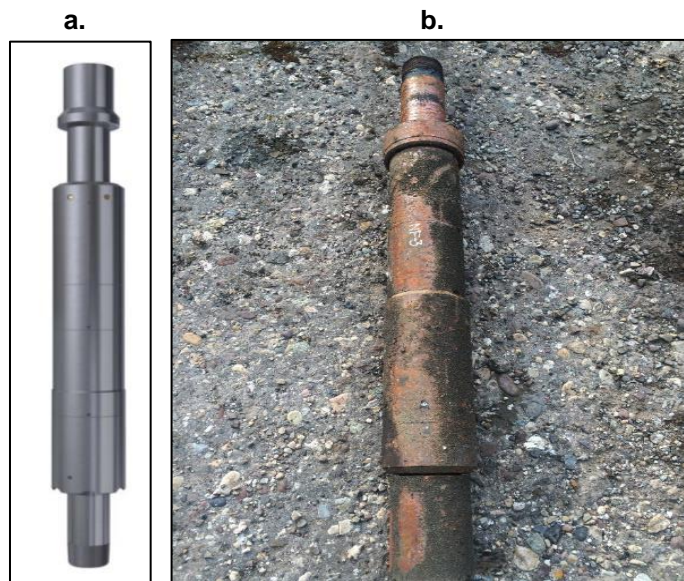
⁵² TEXPROIL, Catálogo de productos y servicios de completamiento. Edición 2012. [En línea]. Recuperado el 17 de Febrero del 2018.

<http://texproil.com.ar/pdf/Service%20Tools/151%20Conector%20NF-1.pdf>

3.1.3.2 Conector On-Off Tool NF-3 empleado en El Campo La Cira Infantas. El conector On-Off Tool NF-3 como cualquier conector convencional permite acoplar y desacoplar tubos manteniendo un sello confiable entre el área anular y el área de producción. El mecanismo de acoplamiento es entrada automática. Básicamente diseñado para trabajar con tensión también puede funcionar con peso, una vez que se ha cortado el pasador de seguridad para activar el sistema de enganche.

- Este tipo de conector es una herramienta especialmente diseñada para trabajar con los empaques hidráulicos de Cuñas tipo PCS-5 y los TANDEM C-5.
- Puede conectar dos o más etapas de instalación selectiva.
- A menos que se requiera, no transmite el torque al escenario inferior, mientras que la liberación de la herramienta se logra en el nivel superior.
- Se puede usar para conectar y desconectar tubos dejando una confiabilidad de sellado interno y externo.⁵³

Figura 24. On- Off Tool NF-3



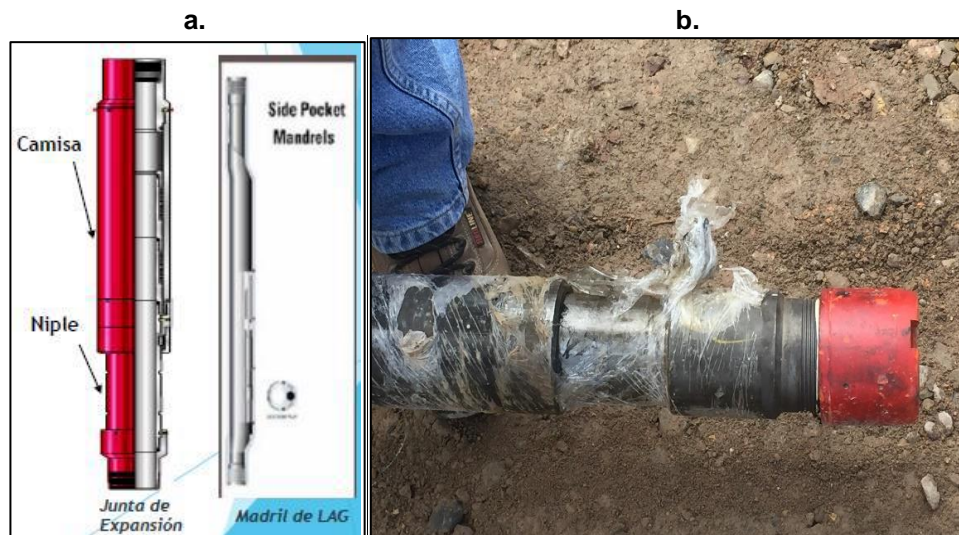
Fuente: a. TEXPROIL, Catálogo de productos y servicios de completamiento. Edición 2012. Recuperado el 17 de Febrero del 2018 y b. Autores en Visita de Campo - La Cira Infantas, Barrancabermeja.

⁵³ TEXPROIL, Catálogo de productos y servicios de completamiento. Edición 2012. [En línea]. Recuperado el 17 de Febrero del 2018.
<http://texproil.com.ar/pdf/Service%20Tools/152%20Conector%20NF-3.pdf>

3.1.4 Juntas de Expansión. Son dispositivos de terminación de pozos diseñados para permitir el movimiento relativo entre dos arreglos fijos en caso de expansión o contracción térmica; las fuerzas generadas por la expansión o la contracción térmica pueden ser significativas, por lo cual las juntas de expansión buscan prevenir la transmisión de cualquier movimiento o fuerza a los componentes fijos tales como empaques o colgadores en la sarta de inyección o producción⁵⁴.

Es una herramienta que está básicamente compuesta de dos componentes principales que son el cuerpo o camisa y el mandril, como se muestra en la siguiente figura. “Las juntas de expansión, son accesorios flexibles que se montan en las tuberías para absorber los movimientos causados por la dilatación térmica o vibración mecánica”⁵⁵.

Figura 25. Juntas de Expansión empleada en el Campo La Cira Infantas.



Fuente: a. RODRIGUEZ, Luis - CMPC CONSULTORES, C.A. Herramientas de completamiento Capítulo 2A. Venezuela: Caracas, 2007. Diapositivas 54 de 69. b. Autores; Visita de Campo - La Cira Infantas, Barrancabermeja).

⁵⁴ SCHLUMBERGER, OILFIELD SERVICES. Juntas de Expansión – Glosario Petrolero Sec. Inicio. 2009. [En línea]. Recuperado el 22 de Febrero del 2018, disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/expansion_joint.aspx

⁵⁵ FLEXILATINA. Juntas de Expansión metálicas. Sec. Inicio. [En línea]. Recuperado el 22 de Febrero del 2018, disponible en: <https://flexilatina.com/juntas-de-expansion-metalicas/>

3.1.5 Mandriles. En general un mandril o camisa es un medio o canal que permite mantener todas las secciones compuestas de varias herramientas como un sistema individual, la comunicación del flujo que proviene de la formación con la tubería de producción y continúa su recorrido hasta la estación de flujo, o al contrario, fluidos de inyección provenientes de superficie hasta la formación se da por medio del paso de fluidos dentro de la herramienta.

“Los mandriles son los equipos que alojan las válvulas reguladoras de flujo y permiten realizar operaciones de asentamiento y recuperación de la válvula relativamente fácil a través de operaciones de Slickline, así como realizar trabajos de perfilaje de la inyección a través de trazadores.”⁵⁶

Según Prato⁵⁷ los mandriles son dispositivos con apertura mecánica, los cuales constan de una compuerta interior, que se abre o se cierra por métodos de guaya, para permitir la comunicación o separación de los fluidos hacia la tubería. Estas permiten traer pozos a producción, matar pozos, lavar arenas y la producción de pozos de múltiples zonas. Cabe resaltar que el número de mandriles a utilizar, así como la distancia y posición de cada uno de ellos en la tubería de producción-inyección, se determina con el diseño de la instalación o el completamiento, pero dependen de forma imprescindible de la presión de inyección disponible en el sistema.

Los mandriles se pueden clasificar según su uso de la siguiente forma:

3.1.5.1 Camisas de circulación. Son dispositivos que se colocan sobre el primer empaque. Se inyecta a través del anular un fluido liviano que permita desplazar el fluido de completamiento y aligerar la columna de fluido existente en el pozo para crear un diferencial suficiente en el fondo del mismo y traerlo a producción. Se coloca en la tubería de menor diámetro y en caso de no tener mandriles de gas-lift se pueden usar para la inyección de gas.

3.1.5.2 Camisas de producción. Se colocan unos ft por debajo o por encima del horizonte productor, pero nunca frente, con el propósito de evitar que los fluidos lleguen directamente a la camisa de producción ocasionando flujo turbulento en la cara de la misma y como consecuencia una posible obstrucción al paso de fluidos. Existen tres tipos de mandriles principales como se presenta en el siguiente cuadro.

⁵⁶ALFONSO, Carlos. Op. Cit.

⁵⁷ PRATO, Ronald. Evaluación de equipos de completación de fondo de pozos profundos de alta presión y temperatura. Trabajo de Grado. Ingeniero Mecánico. Universidad Simón Bolívar, Venezuela 2012. p 16.

Cuadro 5. Clasificación de los Mandriles.

Clasificación	Descripción
<p style="text-align: center;">Mandril Convencional Lag</p>	<p>Este tipo de mandril fue el primero en usarse en la industria. Consta de un tubo con una conexión externa, en la cual se enrosca la válvula, con protector por encima de la válvula y otro por debajo. Para cambiar la válvula, se debe sacar la tubería. Arriba de la válvula tiene soldada una saliente protectora para facilitar una fácil recuperación de la línea de tubería⁵⁸, como se observa en la figura.</p>
<p style="text-align: center;">Mandril Concéntrico</p>	<p>Este tipo de mandril se caracteriza porque la válvula se instala en el centro del mandril y toda la producción o inyección del pozo tiene que pasar a través de ella. No es posible correr bombas de presión ni herramientas por debajo del primer mandril colocado. Estos son diseñados para instalarse en los controles de flujo, como válvulas para levantamiento artificial con gas, en la tubería de producción.⁵⁹</p>
<p style="text-align: center;">Mandril de Bolsillo</p>	<p>En este tipo de mandril, el diseño especial del bolsillo evita que en caudales altos se origine un jet de agua, que dañe el bolsillo y erosione las paredes del casing. La válvula se encuentra instalada en el interior del mandril, la cual puede ser fijada y recuperada con una guaya fina, sin necesidad de sacar la tubería.⁶⁰ Para la inyección de agua se recomienda utilizar este tipo de mandril dada su facilidad para sentar y retirar las válvulas con herramientas de Slick Line.</p>

Fuente: PRATO, Ronald & EVERETT, Díaz; WUILMARELYS, Adrián; ZÁRRGA, Jean; MAC, Marrufo; CANACHE Elisaul & SCHLUMBERGER COMPLETIONS, modificado por los autores.

⁵⁸ Ibid., p., 17

⁵⁹ EVERETT, Díaz; WUILMARELYS, Adrián; ZÁRRGA, Jean; MAC, Marrufo; CANACHE Elisaul Mandriles [diapositivas]. Venezuela: Caracas, 2012. Diapositivas 4 de 14

⁶⁰ SCHLUMBERGER COMPLETIONS. Manual de Completamiento. [sl.: Schulmberger, 2002, Pt. No. A2034-073-27009 p 35 de 80.

Los mandriles utilizados en el diseño de sargas selectivas del Campo La Cira Infantas son los mandriles de bolsillo lateral, ya que están hechos de tubos ovalizados sin costura de acero AISI 4130; los más empleados en El Campo son los mandriles de bolsillo serie M de 1 ½ ID. “Cada mandril empleado en el completamiento de un pozo inyector que cuente con una válvula ciega es hidráulicamente probado en su interior para cumplir con las rigurosas especificaciones API 11V1 y lleva el monograma API”.⁶¹ A continuación se observan los mandriles empleados en el Campo La Cira Infantas.

Cuadro 6. Mandriles empleados en El Campo La Cira Infantas.

Mandril Tipo MKW	Mandril Tipo MW
<p>El MKW, es un mandril con un bolsillo de 1 ½” soldado en un mandril tipo K con orificio reducido; estos se utilizan para operar un regulador de caudal (VRF) de 1 ½” de diámetro en un revestimiento de 5 ½” y una tubería de 2 ½”. La salida lateral del bolsillo de 1 ½” está templada para soportar mejor la erosión del agua.</p>	<p>Este mandril de orificio sin restricciones, está diseñado para ser operado en flujo de agua. Se caracteriza por tener un bolsillo de 1 ½” que tiene una camisa interna de carbono tungsteno en lugar de ser templado⁶².</p>

Fuente: El diseño del cuadro anterior fue realizado por autoría propia de las proponentes, sin embargo, la información fue tomada de BINNING OIL TOOLS S.A. Mandriles De Bolsillo Serie M.

En la siguiente figura se evidencia los mandriles empleados en el completamiento de sargas selectivas de inyección en El Campo La Cira Infantas.

Figura 26. Mandriles empleados en El Campo La Cira Infantas.



⁶¹ CASTRO, Nicolás; ZAPATA, Johan. Op. Cit. p., 69.

⁶² BINNING OIL TOOLS S.A. Mandriles De Bolsillo Serie M. [En línea]. Recuperado el 19 de Febrero del 2018, Disponible en: http://www.binning-oil-tools.com.ar/productos/serie_m.html

3.1.5.3 Válvulas reguladoras de flujo. Las válvulas reguladoras de flujo se ubican en el mandril de bolsillo lateral y son las herramientas que permiten el paso del flujo de inyección. Estas válvulas se caracterizan porque se componen de dos secciones básicas, la primera es la sección piloto, que es aquella que permite regular la cantidad de agua por inyectar al pozo (amplitud) y la segunda es la sección motriz, que es la que permite la inyección rápida del fluido regulado⁶³.

La función de las válvulas de inyección de fluidos, consiste que a través de un flujo inyectado a una determinada presión entra por la tubería y dependiendo de la calibración de la sección piloto accionara la sección motriz que a su vez comenzara a inyectar el fluido a alta presión.

En la siguiente figura se observan las válvulas cheques empleadas en el completamiento de sartas selectivas de inyección en El Campo La Cira Infantas, la imagen corresponde a válvulas removidas de un pozo inyector caducado, lo cual se hace evidente en el estado de las mismas.

Figura 27. Válvulas empleadas en El Campo La Cira Infantas.



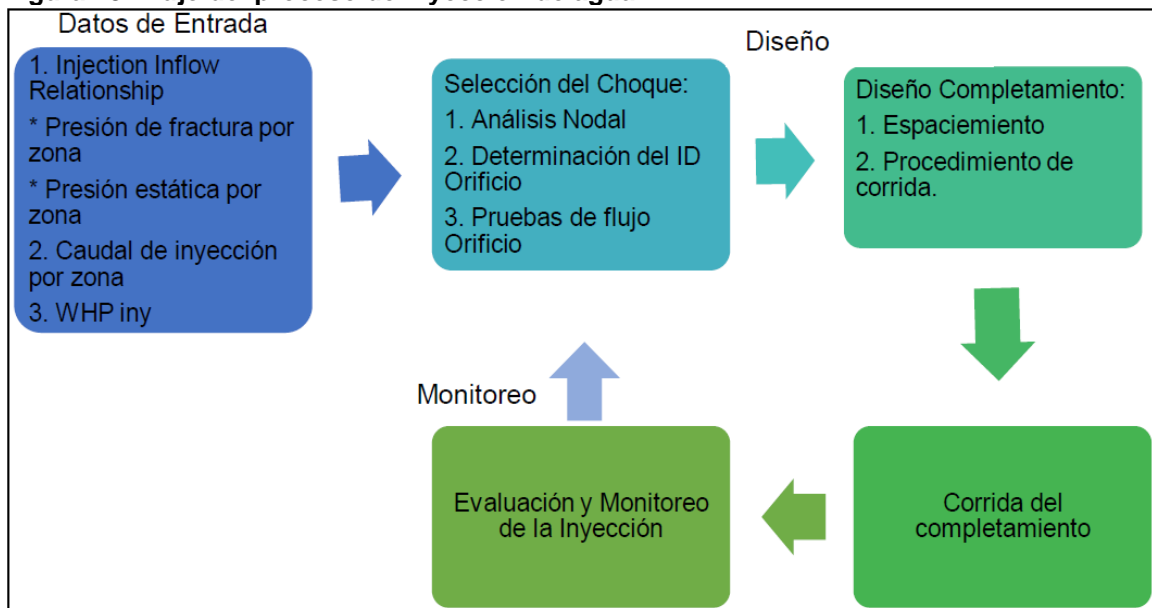
3.2 ESTADO MECÁNICO ACTUAL DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En la siguiente sección se presenta el proceso de diseño para llevar a cabo el completamiento de un pozo inyector, los parámetros a tener en cuenta en la selección del completamiento y se describe la forma en que se realiza el estado mecánico y el diseño de un pozo inyector con sarta selectiva

⁶³VYMISA. INGENIERIA, SERVICIOS Y MAQUINADOS S.A. Válvula convencional para inyección de agua montable en mandril convención y con bolsillo lateral. Sec. Inicio. México. 2016. [En línea]. Recuperado el 28 de Febrero del 2018. <http://www.gvymisa.com/index.php/productos/industria-petrolera/valvula-recuperable/item/65-petrolero>

3.2.1 Proceso de diseño. La selección de los componentes de la sarta de inyección selectiva requiere de un proceso de diseño consistente en un flujo de información que conlleve al diseño de la sarta de completamiento y posteriormente un flujo de actividades que finalizará con el completamiento preparado para la inyección de agua. El siguiente esquema presenta tanto el flujo de información como de actividades necesarias.

Figura 28. Flujo del proceso de inyección de agua



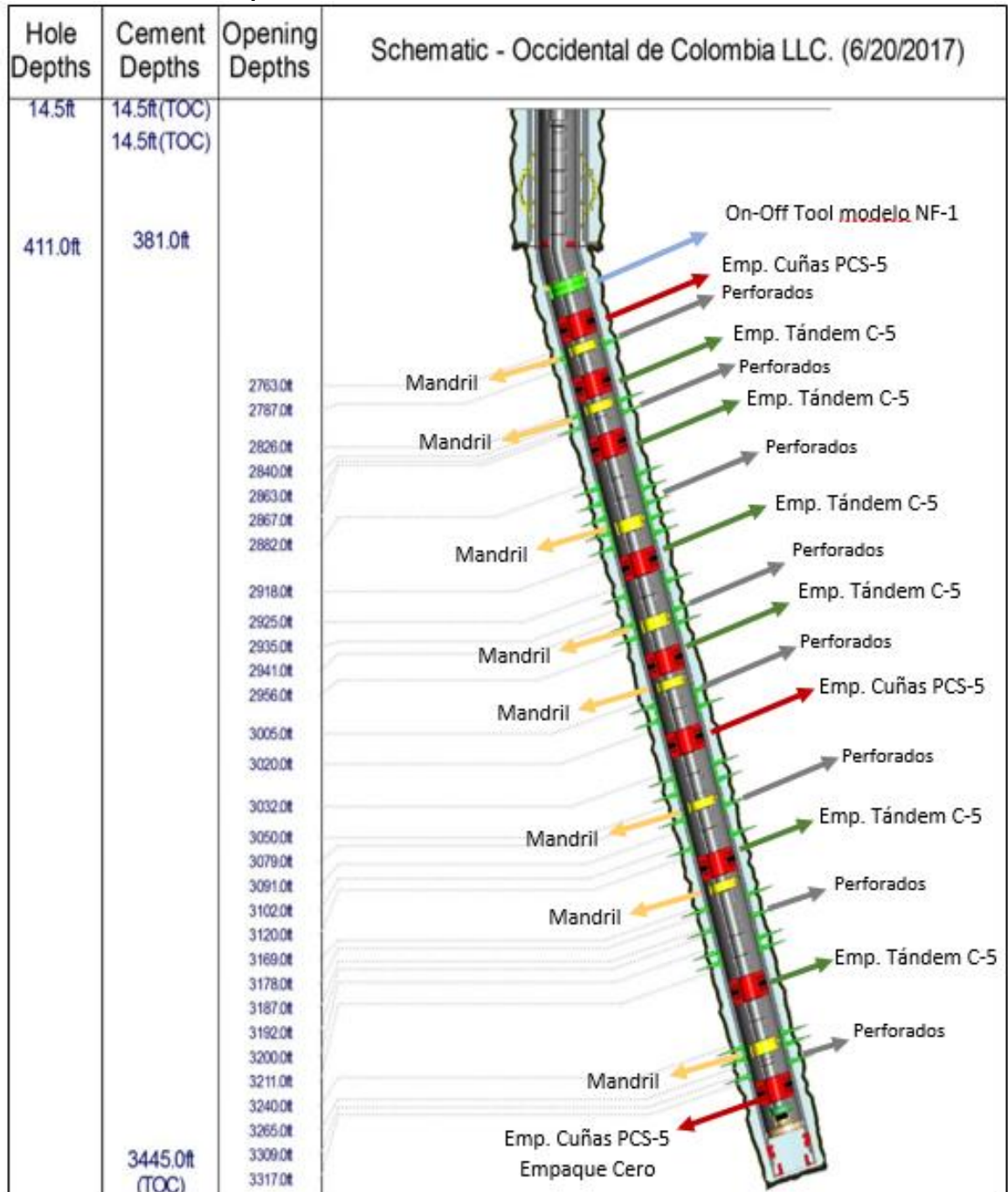
3.2.1.1 Selección del completamiento. Con la información de las zonas a completar y su espaciamiento se presenta una propuesta de ubicación de los elementos de completamiento de tal manera que cumpla los objetivos de los equipos técnicos. Consiguiente la empresa contratista ofrece un inventario suficiente según las proyecciones de trabajo requeridas.

Actualmente en El Campo La Cira Infantas el método de recuperación de petróleo de mayor prevalencia es a través de la inyección selectiva de agua, para esto se han desarrollado aproximadamente entre 80 y 120 pozos inyectoros anualmente, los cuales se caracterizan por tener una configuración en su completamiento muy similar; las herramientas que hacen parte de la sarta selectiva generalmente son:

- Empaques hidráulicos de cuñas y tándem.
- Mandriles de bolsillo con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo.
- Conectores On-Off Tool
- Juntas de expansión
- Tubería de trabajo (Tubing Joint)
- Accesorios (Pup Joint, Crossover, Camisas de circulación)

A continuación, se observa un ejemplo del estado mecánico y el diseño base de una sarta selectiva de inyección de agua de un pozo empleado en El Campo La Cira-Infantas.

Figura 29. Estado Mecánico del completamiento de Sartas Selectivas de Inyección de agua del Pozo A en El Campo La Cira Infantas.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017.

Tabla 2. Diseño del completamiento de Sartas Selectivas de Inyección de agua del Pozo A en El Campo La Cira Infantas.

Longitud (ft)	Prof. desde (ft)	Prof. hasta (ft)	DESCRIPCIÓN
16.00	0.00	16.00	Rotary table
0.62	16.00	16.62	Tubing Hanger
0.62	16.62	17.24	Cross over 3 1/2" EUE Pin x 2 7/8" EUE Pin
2708	17.24	2725.28	Tubing Joint (Cerca de 90 Tubos de 30 ft)
2.00	2725.28	2727.28	1 Pup joint de 2 ft
1.85	2727.28	2729.13	On-Off Tool modelo NF-1
10.00	2729.13	2739.13	1 Pup joint de 10 ft
0.00	2,741.11	2,741.11	Emp. Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
30.00	2743.88	2773.88	1 Tubo de 30 ft
8.88	2773.88	2782.76	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 8
10.00	2782.76	2792.76	1 Pup joint de 10 ft
0.00	2,794.42	2,794.42	Emp. Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
30.00	2796.27	2826.27	1 Tubo de 30 ft
8.88	2826.27	2835.15	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 7
30.00	2835.15	2865.15	1 Tubo de 30 ft
10.00	2865.15	2875.15	1 Pup joint de 10 ft
0.00	2,876.81	2,876.81	Emp. Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
12.00	2878.66	2890.66	1 Pup joint de 12 ft
10.00	2890.66	2900.66	1 Pup joint de 10 ft
8.88	2900.66	2909.54	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 6
10.00	2909.54	2919.54	1 Pup joint de 10 ft
0.00	2,921.20	2,921.20	Emp. Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
12.00	2923.05	2935.05	1 Pup joint de 12 ft
10.00	2935.05	2945.05	1 Pup joint de 10 ft
8.88	2945.05	2953.93	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 5
10.00	2953.93	2963.93	1 Pup joint de 10 ft
0.00	2,965.59	2,965.59	Emp. Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
30.00	2967.44	2997.44	1 Tubo de 30 ft
8.88	2997.44	3006.32	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 4
10.00	3006.32	3016.32	1 Pup joint de 10 ft
10.00	3016.32	3026.32	1 Pup joint de 10 ft
0.00	3,028.30	3,028.30	Emp. Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
6.00	3031.07	3037.07	1 Pup joint de 6 ft
10.00	3037.07	3047.07	1 Pup joint de 10 ft
30.00	3047.07	3077.07	1 Tubo de 30 ft
8.88	3077.07	3085.95	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 3
30.00	3085.95	3115.95	1 Tubo de 30 ft
10.00	3115.95	3125.95	1 Pup joint de 10 ft
0.00	3,127.61	3,127.61	Emp. Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
30.00	3129.46	3159.46	1 Tubo de 30 ft
8.88	3159.46	3168.34	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 2
30.00	3168.34	3198.34	1 Tubo de 30 ft
10.00	3198.34	3208.34	1 Pup joint de 10 ft
10.00	3208.34	3218.34	1 Pup joint de 10 ft
0.00	3,220.00	3,220.00	Emp. Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
10.00	3221.85	3231.85	1 Pup joint de 10 ft
10.00	3231.85	3241.85	1 Pup joint de 10 ft
8.88	3241.85	3250.73	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 1
30.00	3250.73	3280.73	1 Tubo de 30 ft
30.00	3280.73	3310.73	1 Tubo de 30 ft
10.00	3310.73	3320.73	1 Pup joint de 10 ft
0.00	3,322.71	3,322.71	Emp. Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" TEXPROIL
30.00	3325.48	3355.48	1 Tubo de 30 ft
0.86	3355.48	3356.34	Landing Nipple 2.25 R
0.50	3356.34	3356.84	2 7/8" Wire line Entry Guide Shoe
			Float Collar 3,606 FT

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017.

El completamiento de los pozos de inyección selectiva de agua actualmente realizados en El Campo La Cira Infantas, puede presentar algunas variaciones con respecto al estado mecánico y el diseño mostrado anteriormente, a razón de que con el tiempo se han implementado nuevas herramientas y se han eliminado el uso de otras.

Por ejemplo, se han realizado modificaciones en el uso de las juntas de corte y el landing nipple, cuando se emplea en la sarta selectiva de inyección el conector On-Off Tool NF-1 no es necesario emplear estas herramientas, por lo cual se eliminaría del diseño éstas herramientas, otro ejemplo de estas variaciones es el uso del conector On-Off Tool NF-3, esta herramienta se ha ido implementando poco a poco en el diseño de las sarts selectivas de inyección, por lo cual son pocos los pozos inyectoros que emplean actualmente esta herramienta, por lo cual sería muy común ver que algunos diseños tengan esta herramienta adicional; esto mismo pasa con el empaque cero, como se explicaba anteriormente, el empaque cero hace referencia al empaque hidráulico de cuñas tipo PCS-5, con la única diferencia que se ubica en el fondo del pozo con el fin de disminuir el problema de arenamiento, sin embargo los pozos inyectoros antiguos no tienen esta herramienta ya que no se concebía como una herramienta necesaria para el diseño de la sarta selectiva.

En el diseño del completamiento base observado en la figura anterior también es posible observar accesorios de los que no se ha profundizado mucho a lo largo del desarrollo del trabajo de grado como lo son los Cross-Over, los Pup Joint, los Landing Nipple y los Tubing Joint; estas herramientas son necesarias en las sarts selectivas de inyección de agua; a continuación, se observan algunas de sus características.

Cuadro 7. Características de los accesorios para el completamiento de sarts selectivas de inyección.

Herramienta	Descripción
<p data-bbox="444 1562 591 1591">Cross-Over</p>	<div data-bbox="680 1369 1370 1650">  </div> <p data-bbox="673 1656 1382 1776">Esta herramienta se caracteriza por tener roscas especiales en la caja y en el pin, para que permitan unir partes de la sarta de inyección que tienen roscas de diferente tipo de conexión o diseño y distinto tamaño.</p>

Cuadro 7. (Continuación)

<p>Landing Nipple</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>Esta herramienta también es conocida como nipple de alojamiento y sirve como sustituto para alojar herramientas de interior de tubing, tales como tapones, medidores de flujo o herramientas de perfilaje.</p>
<p>Tubing Joint</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>Tubería de diámetro específico que se corre en el pozo como conducto para transportar el agua de inyección.</p>
<p>Pup Joint</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>El pup Joint es un tubo de longitud más corta que Rango 1 (30ft) con la misma conexión, se usan para ajustar la longitud de la sarta con la longitud total requerida.</p>

Fuente: GARCIA, J. & BARBOSA, P. Manual Básico de Control de Pozo Petrolero. COINSPETROL LTDA. Villavicencio, Colombia. 2011; modificado por los autores. Imágenes, Autores en visita de Campo - La Cira Infantas, Barrancabermeja.

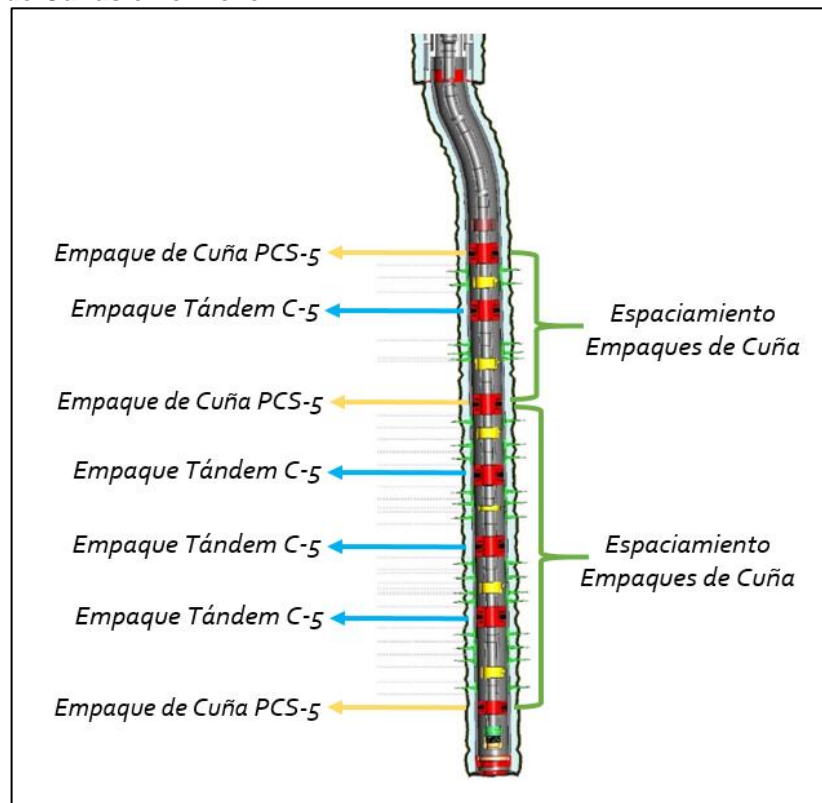
3.3 PARÁMETROS Y VARIABLES EVALUADOS EN EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN DE AGUA

El completamiento de las sarta de inyección selectiva de agua en el Campo La Cira Infantas emplean cada una de las herramientas anteriormente explicadas. Para el desarrollo del proyecto se tuvo como punto de partida cinco parámetros y variables principales las cuales fueron evaluadas en cada uno de los pozos analizados, a continuación, se explican detalladamente cada una de ellas:

3.3.1 Completamiento con Empaques Hidráulicos de Cuñas. Este parámetro es fundamental a la hora de llevar a cabo el estudio en los diseños de completamiento de sartas selectivas de inyección de agua corridos en el Campo La Cira Infantas, debido a que son herramientas ideales para pozos con instalaciones selectivas con un alto nivel de empaques y donde las distancias entre arenas son cortas; con este parámetro fue posible evaluar tres variables, en primer lugar, el espaciamiento entre empaques de cuñas, luego, la cantidad de empaques de cuñas por pozo y por último la cantidad de empaques de cuñas por pie (ft).

3.3.1.1 Espaciamiento entre Empaques de Cuñas. En las sartas selectivas de inyección de agua ésta variable hace referencia al espacio existente entre empaques hidráulicos de cuñas tipo PCS-5. En el completamiento de pozos inyectoros, es común ver que entre empaques hidráulicos de cuñas PCS-5 se posicionen los empaques hidráulicos tándem tipo C-5, sin embargo, es necesario precisar que esta variable solo hará referencia a la distancia entre los empaques de cuñas que se caracterizan por ser empaques de esfuerzo, obviando los empaques tándem, como se muestra en la siguiente figura.

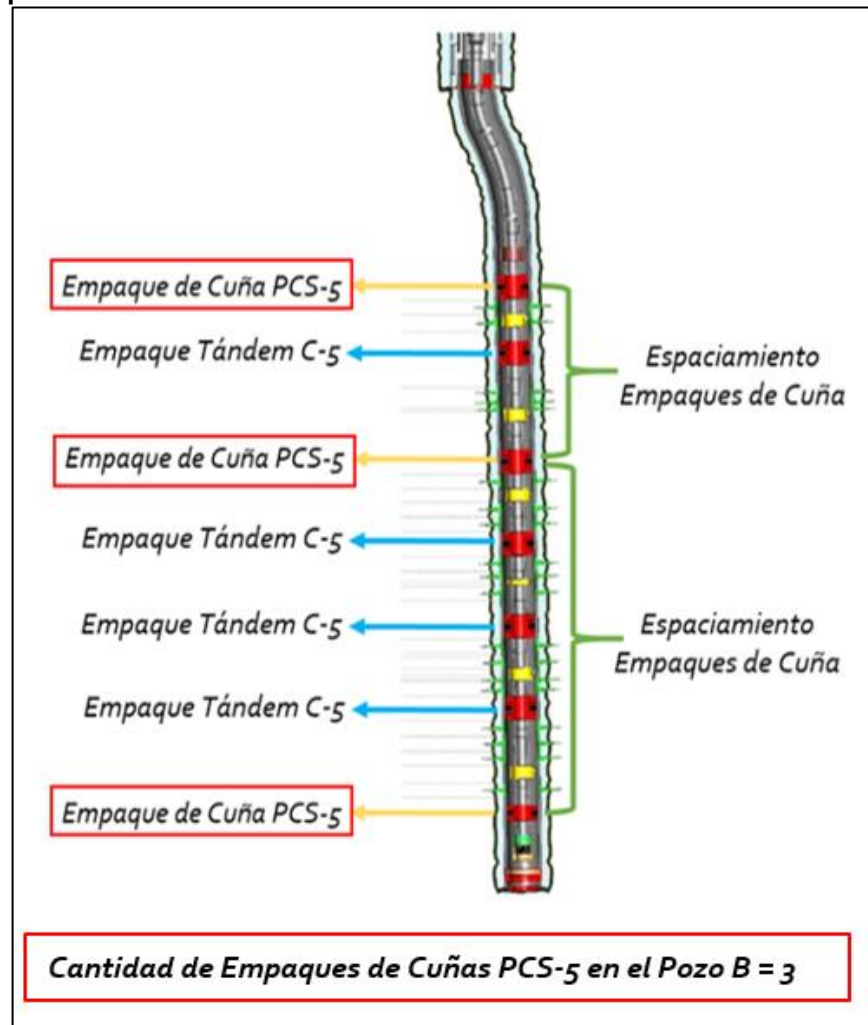
Figura 30. Ejemplo de la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas en el Pozo B.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

3.3.1.2 Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo. Con esta variable se pretende determinar la cantidad de empaques hidráulicos de cuñas PCS-5 que se emplean en cada pozo inyector, con el fin de poder observar si existe un comportamiento común en los diseños de sartas selectivas de inyección corridos hasta el momento en el Campo La Cira Infantas, es importante resaltar que esta variable está en función de la longitud total del pozo inyector la cual se evalúa como se muestra en la figura.

Figura 31. Ejemplo de la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo en el Pozo B.

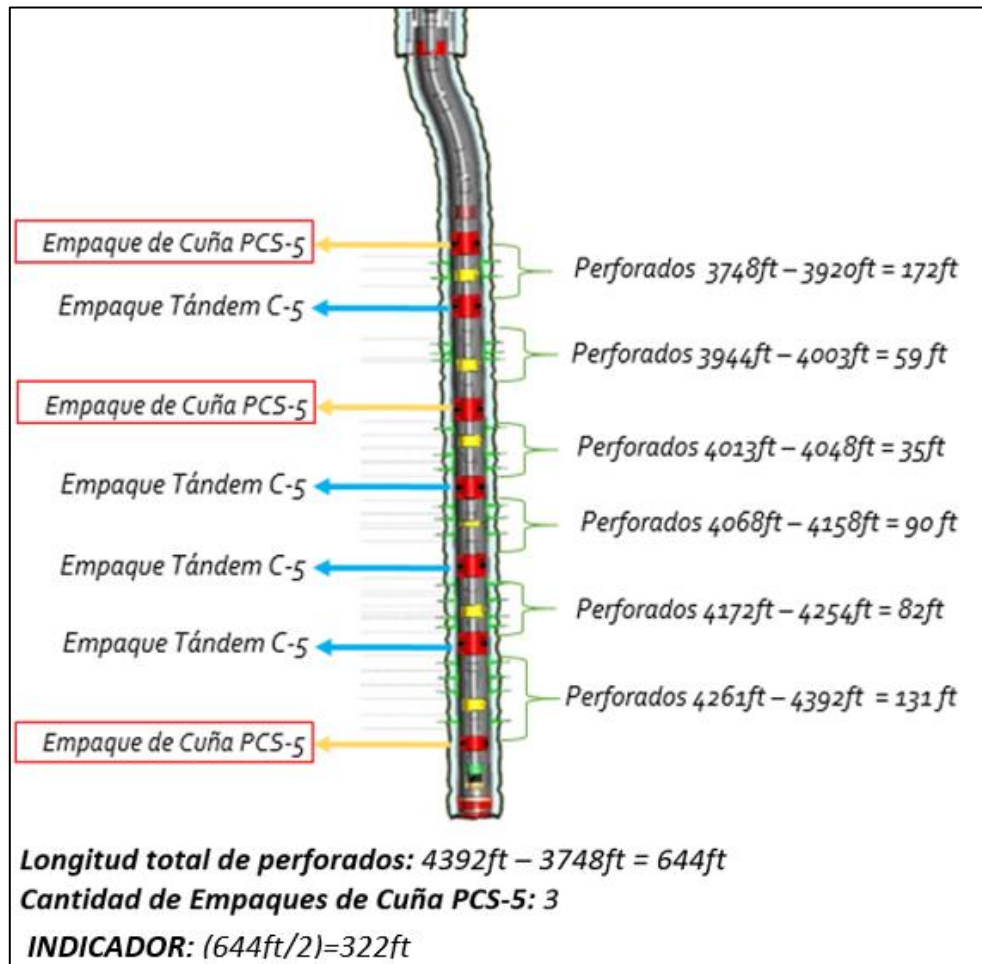


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

3.3.1.3 Cantidad de Empaques de Cuñas por Pie (ft). Esta variable está expresada como un indicador, en el cual se relaciona la longitud total de perforados, es decir la zona cañoneada en el pozo, con la cantidad de espaciamientos de empaques de cuñas PCS-5, es decir es la cantidad de empaques de cuña menos

uno presentes en el completamiento del pozo inyector. En la siguiente figura se hace evidente la forma en que se determina este indicador.

Figura 32. Ejemplo de la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por (ft) en el Pozo B.

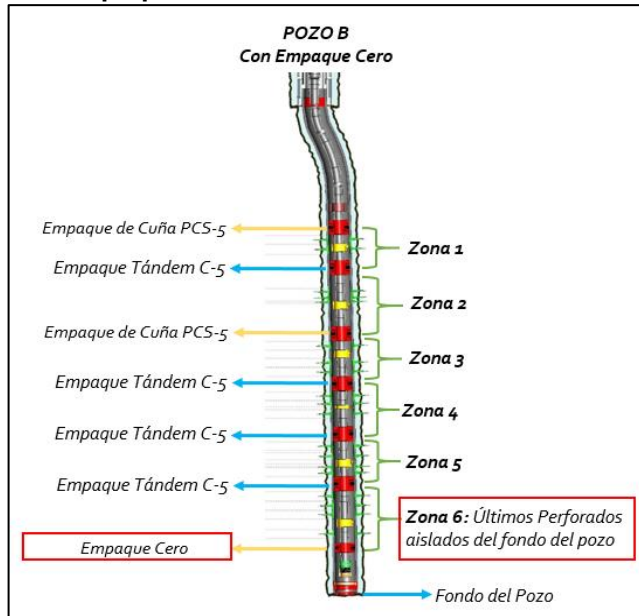


Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

3.3.2 Completamiento con/sin Empaque Cero. Esta variable consiste en establecer si en el completamiento de sarta selectiva de inyección de agua corridos en el Campo La Cira Infantas se emplea o no en el fondo del pozo un empaque hidráulico de cuñas PCS-5, denominado como empaque cero.

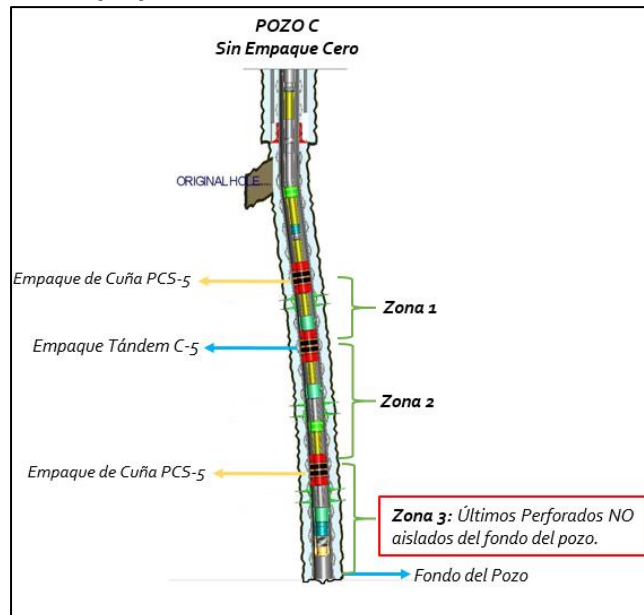
Con el empaque cero, se busca aislar el fondo del pozo de los últimos perforados, de esta forma se evita el arenamiento del pozo, por lo cual no se genera el taponamiento de la última zona cañoneada. En las siguientes figuras se observa el completamiento de un pozo con y sin empaque cero respectivamente.

Figura 33. Ejemplo de la variable Completamiento con Empaque Cero en el Pozo B.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

Figura 34. Ejemplo de la variable Completamiento sin Empaque Cero en el Pozo C.

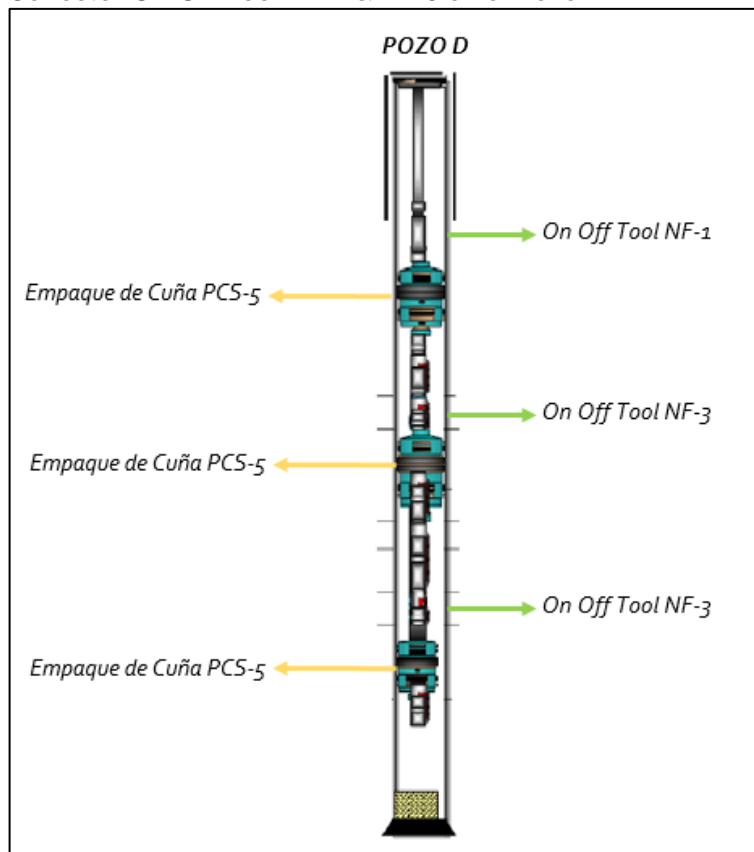


Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

3.3.3 Completamiento con/sin Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3. Con esta variable se pretende establecer si en el completamiento de sartas selectivas de inyección de agua corridos en el Campo La Cira Infantas se emplean o no estas herramientas de conexión On-Off Tool NF-1 & NF-3; al igual como pasa con el empaque cero anteriormente descrito, estas herramientas en la antigüedad no eran usadas, ya que se creía que no eran necesarias o simplemente se empleaban otras herramientas de conexión y desconexión no tan eficientes, recientemente los diseños de sartas selectivas de inyección se caracterizan por el uso de estos conectores.

Con esta variable se busca determinar el porcentaje de diseños de sartas selectivas de inyección que implementan tanto el conector On-Off Tool NF-1 como el conector On-Off Tool NF-3 y establecer si realmente aumentan la vida útil del pozo inyector y si aumentan la eficiencia del mismo. En la siguiente imagen se observa un diseño de una sarta selectiva de inyección que emplea estas herramientas.

Figura 35. Ejemplo de la variable Completamiento con Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3 en el Pozo D.

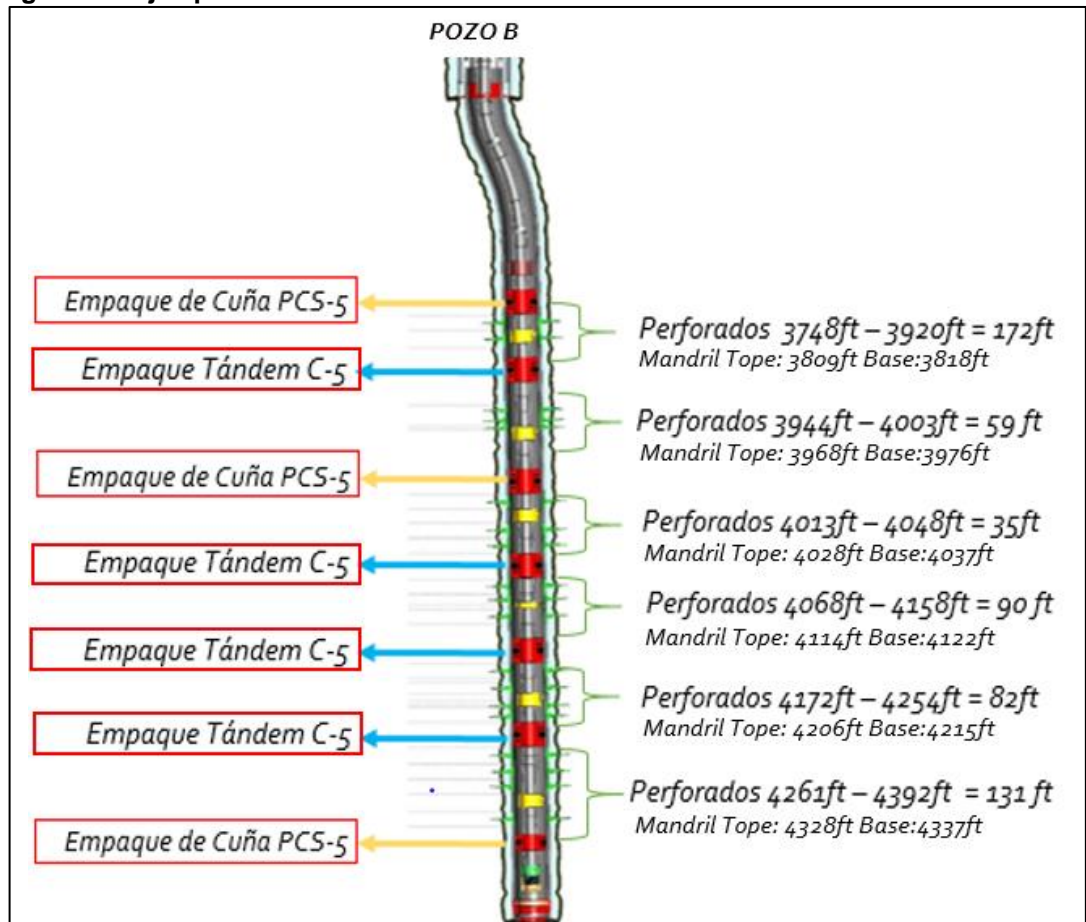


Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

3.3.4 Completamiento con/sin Junta de Expansión. Las juntas de expansión a lo largo de la historia de los completamientos de pozos inyectoros con sarta selectivas en el Campo La Cira Infantas han sufrido modificaciones, sin embargo, con esta variable se busca determinar el papel de esta herramienta en los diseños de sarta selectivas de inyección actualmente corridos en el Campo La Cira Infantas.

3.3.5 Ubicación del mandril en la zona. Esta variable está en función de la zona cañoneada (perforados) y la longitud del mandril, para realizar el estudio de esta variable se deben tener en cuenta dos parámetros, el primero es la ubicación del mandril con respecto al tope de la zona cañoneada y el segundo es el indicador de posición del mandril con respecto a la longitud total de la zona cañoneada como se muestra a continuación.

Figura 36. Ejemplo de la variable Ubicación del Mandril en la Zona en el Pozo B.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores

El primer parámetro que hace referencia a la ubicación del mandril con respecto al tope de la zona cañoneada, se determina con la diferencia entre la base del mandril

y el tope de la zona de perforados; mientras que el segundo parámetro que hacer referencia al indicador de posición del mandril con respecto a la longitud total de la zona cañoneada, se determina como la fracción entre el primer parámetro y la longitud total de la zona cañoneada. Esta variable es fundamental a la hora de llevar a cabo el diseño de las sartas selectivas de inyección, debido a que esta herramienta es la encargada de realizar el flujo de inyección de agua en la zona de interés.

4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DISEÑOS DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Para el desarrollo de este capítulo fue necesario realizar una revisión histórica de los últimos diseños de sartas selectivas de inyección utilizados en el Campo La Cira Infantitas en el año 2017. Según el estudio realizado, para ese año fueron corridos 80 pozos inyectoros con sartas selectivas de los cuales es importante resaltar su procedencia; algunos de ellos se habían perforado en años anteriores, sin embargo, en este año se les realizó alguna intervención en su diseño, otros pozos de la muestra de análisis pasaron de ser pozos productores a pozos inyectoros en ese año, mientras que otros eran pozos inyectoros con sartas selectivas completamente nuevos.

Inicialmente se efectuó la recopilación de la información necesaria para desarrollar la revisión histórica, esto se logró a través de visitas periódicas a las oficinas de Occidental de Colombia, también se realizó una salida al Campo La Cira Infantitas – Barrancabermeja en Enero del 2018 con el acompañamiento del Ingeniero de Petróleos Iván Camilo Gómez, adicionalmente se realizó una exhaustiva revisión bibliográfica, empleando recursos bibliotecarios ofrecidos por la Fundación Universidad de América, revistas, trabajos de grado, papers, entre otros y se contó con la asesoría de personal capacitado para la colaboración en el desarrollo de la parte técnica del proyecto ofrecido por la Fundación Universidad de América.

4.1 REVISIÓN HISTÓRICA DE PARÁMETROS Y VARIABLES EVALUADOS EN LOS POZOS INYECTORES DE ANÁLISIS

Para llevar a cabo la revisión histórica de los diseños de completamiento de sartas selectivas de inyección en el Campo La Cira Infantitas para la muestra de análisis de 80 pozos inyectoros, se empleó la herramienta ofimática Excel, la información recopilada se discriminó teniendo en cuenta los parámetros y variables que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 8. Parámetros y Variables evaluados en cada Pozo Inyector a través de la herramienta ofimática Excel.

Pozo			
ID Casings (in)			
Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5	Cantidad		
	Profundidad		
	Espaciamiento		
	Cantidad Empaques Cuñas / ft		
Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5	Cantidad		
	Profundidad		
	Espaciamiento		
Zona Cañoneada	Intervalos Totales	Longitud	
		Tope	
		Base	
	Zonas	Longitud	
		Tope	
		Base	

Cuadro 8. (Continuación)

Mandriles	Cantidad		
	Profundidad	Tope	
		Base	
	Ubicación Mandril vs Tope Zona		
Indicador posición Mandril			
Empaque Cero	Si / No		
Accesorios Especiales	On-Off Tool NF-1	Si / No	
		Cantidad	
		Tope	
		Base	
	On-Off Tool NF-3	Si / No	
		Cantidad	
		Tope	
		Base	
	Junta de Expansión	Si / No	
		Longitud	
		Tope	
		Base	
	Crossover	Si / No	
		Cantidad	
		Tope	
		Base	

Teniendo organizada la información de cada uno de los 80 pozos con sartas selectivas de inyección, se realizó el análisis estadístico, para esta parte se tuvo en cuenta el historial de cada pozo y su causal de falla según el caso, con este análisis se buscó encontrar un rango de operación óptimo para cada uno de los parámetros y variables en estudio.

4.2 DESARROLLO DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DISEÑOS DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN ESTUDIO

Para llevar a cabo el análisis estadístico de cada uno de los parámetros y variables involucrados en el diseño de sartas selectivas de inyección se empleó la hoja de cálculo desarrollada en la revisión histórica, adicionalmente se manejó de nuevo la herramienta ofimática Excel para sintetizar dicha información.

El análisis estadístico se desarrolló para cada uno de los parámetros y variables evaluados en el diseño de sartas selectivas de inyección de agua mencionados anteriormente, por esta razón se desglosará el análisis, como se muestra a continuación.

4.2.1 Completamiento con Empaques Hidráulicos de Cuñas. Como se explicó anteriormente este parámetro está en función de tres variables: Espaciamiento entre Empaques de Cuñas, Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo y Cantidad de Empaques de Cuñas por Pie (ft); a continuación, se muestra la forma en que se determinaron cada una de ellas con la información recopilada y sintetizada de los 80 pozos inyectoros de análisis.

4.2.1.1 Espaciamiento entre Empaques de Cuñas. Esta variable se evaluó teniendo en cuenta la cantidad y profundidad de cada empaque hidráulico de cuñas presentes en el pozo inyector analizado, empleando la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5

$$Espaciamiento = Profundidad_n - Profundidad_{n-1}$$

Fuente: Autores

Donde:

Profundidad_n: Es la profundidad del empaque hidráulico de cuñas PCS-5 más profundo a evaluar en el pozo inyector.

Profundidad_{n-1}: Es la profundidad del empaque hidráulico de cuñas PCS-5 anterior al empaque más profundo en estudio en el pozo inyector.

Una vez determinado el espaciamiento entre los diferentes empaques consecutivos se procede a calcular el promedio del espaciamiento entre empaques de cuñas, teniendo en cuenta la cantidad de estos en el pozo inyector, de la siguiente forma:

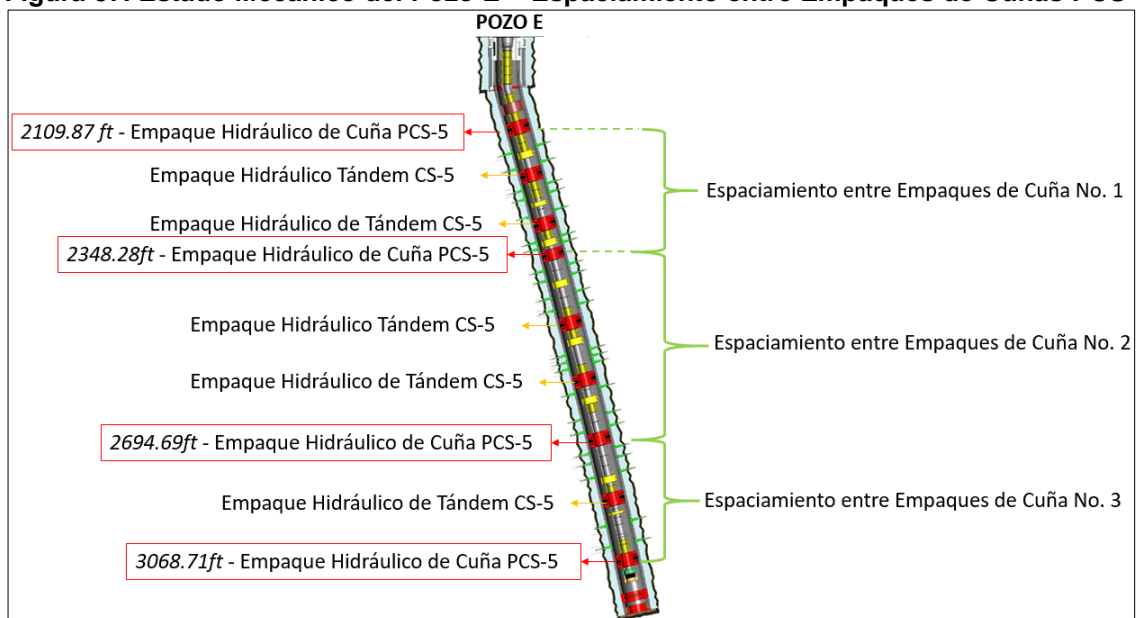
Ecuación 6. Promedio del Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5.

$$Promedio_{Espaciamiento} = \frac{\sum Espaciamiento}{n^{\circ} Empaques de Cuña en el Pozo - 1}$$

Fuente: Autores

A continuación, se muestra a través de un ejemplo, el procedimiento llevado a cabo para determinar el espaciamiento entre empaques de cuñas PCS-5 y su promedio.

Figura 37. Estado Mecánico del Pozo E – Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

Teniendo en cuenta que el Pozo E presenta en su diseño de sarta selectiva de inyección cuatro empaques hidráulicos de cuñas PCS-5, se deben determinar tres espaciamentos entre empaques empleando la ecuación 5 anteriormente enunciada de la siguiente forma:

- $Espaciamiento_1 = 2348.28ft - 2109.87ft$
 $Espaciamiento_1 = 238.41 ft$
- $Espaciamiento_2 = 2694.69ft - 2348.28ft$
 $Espaciamiento_2 = 346.41 ft$
- $Espaciamiento_3 = 3068.71ft - 2694.69ft$
 $Espaciamiento_3 = 374.02 ft$

Con los espaciamentos entre cuñas PCS-5 calculados, se puede determinar el promedio entre ellos, para esto se debe emplear la ecuación 6 mostrada anteriormente, de la siguiente forma:

$$Promedio_{Espaciamiento} = \frac{238.41ft+346.41ft+374.02ft}{3}$$

$$Promedio_{Espaciamiento} = 319.61 ft$$

Tabla 3. Determinación del Espaciamento entre Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 y su respectivo Promedio en el Pozo E.

<i>Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5</i>				
	Cantidad	Profundidad (ft)	Espaciamento (ft)	Promedio Espaciamento (ft)
POZO E	4	2109.87	-	319.61
		2348.28	238.41	
		2694.69	346.41	
		3068.71	374.02	

Este procedimiento se realizó de la misma forma en los 80 pozos inyectores analizados, los resultados obtenidos se clasificaron según el tamaño del casing; en la muestra de análisis se evidenciaron dos tamaños, uno de 7in y otro de 5,5in, de esta forma se realizó la clasificación.

Con los promedios de espaciamento entre empaques de cuñas PCS-5 obtenidos, se realizó una agrupación de datos con el fin de construir los intervalos de frecuencia de la muestra de análisis, para esto fue necesario seleccionar el número adecuado de intervalos y los límites entre ellos; actualmente, existen varias reglas empíricas que permiten hacerlo, siendo la más usada la Regla de Sturges cuya expresión es:

Ecuación 7. Regla de Sturges

$$K = 1 + 3.3 \text{ Log } n$$

Fuente: Universidad Autónoma de Aguascalientes, Estadística Descriptiva. Matemáticas IV, Estadística y Principios de Probabilidad. México. 2015

Donde:

n: Número de datos

K: Número de intervalos (Debe ser un número entero, por lo cual se debe aproximar).

Empleando la regla de Sturges se determinaron los intervalos de espaciamento entre los empaques hidráulicos de cuñas PCS-5; teniendo en cuenta los diámetros de casing de la muestra de análisis de la Tabla 2 (casing de 7in y casing de 5.5in), es necesario realizar el cálculo de la variable de la siguiente manera:

Tabla 4. Regla de Sturges en la variable Espaciamento entre Empaques de Cuñas para los 80 pozos inyectoros analizados.

	CSG 7 in	CSG 5.5 in
Número de Datos (n)	53	27
Regla de Sturges	$K = 1 + 3.3 \text{ Log } 53$ $K = 6.42$	$K = 1 + 3.3 \text{ Log } 27$ $K = 5.72$
Número de Intervalos Aprox. (K)	6	6
Rango de Operación	127.41 – 377.41	170.02 – 396.78

Una vez conocida la cantidad de intervalos necesarios se procede a determinar los límites del mismo, para esto se debe tener en cuenta el rango de operación según el tamaño del casing. En la tabla anterior se observa que en los dos casos, (Csg 7in y 5.5in) los intervalos necesarios para la discretización son 6 y el rango de operación es mayor a 100ft y menor a 400ft, por lo cual los intervalos se distribuirán en esos límites como se muestra a continuación:

Ecuación 8. Intervalos de Frecuencia

$$I = \frac{\Delta RO}{K}$$

$$\Delta RO = RO_{Máximo} - RO_{Mínimo}$$

$$I.F = RO_{Mínimo} + I \quad @Hasta I.F \rightarrow RO_{Máximo}$$

Fuente: Universidad Autónoma de Aguascalientes, Estadística Descriptiva. Matemáticas IV, Estadística y Principios de Probabilidad. México. 2015

Donde:

I: Amplitud del Intervalo.

K: Número de intervalos (Debe ser un número entero, por lo cual se debe aproximar).

ΔRO : Diferencia entre el rango máximo y mínimo de operación.

$RO_{Máximo}$: Rango de operación máximo.

$RO_{Mínimo}$: Rango de Operación mínimo.

I.F: Intervalos de Frecuencia.

En la siguiente tabla se evidencia la forma en que se determinaron los intervalos de frecuencia en la muestra de análisis para la variable Espaciamiento entre empaques de cuñas PCS-5, tanto para el casing de 7 in como para el casing de 5.5 in.

Tabla 5. Intervalos de frecuencia para la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas para los 80 pozos inyectores analizados.

CSG 7 in - CSG 5.5 in	
Rango de Operación Máximo ($RO_{Máximo}$)	400 ft
Rango de Operación Mínimo ($RO_{Mínimo}$)	100 ft
Diferencia de Operación (ΔRO)	$\Delta RO = 400ft - 100ft = 300ft$
Número de Intervalos (<i>K</i>)	6
Amplitud de Intervalos (<i>I</i>)	$I = \frac{300ft}{6} = 50ft$
Intervalos de Frecuencia	100ft – 150ft
	150ft – 200ft
	200ft – 250ft
	250ft – 300ft
	300ft – 350ft
	350ft – 400ft

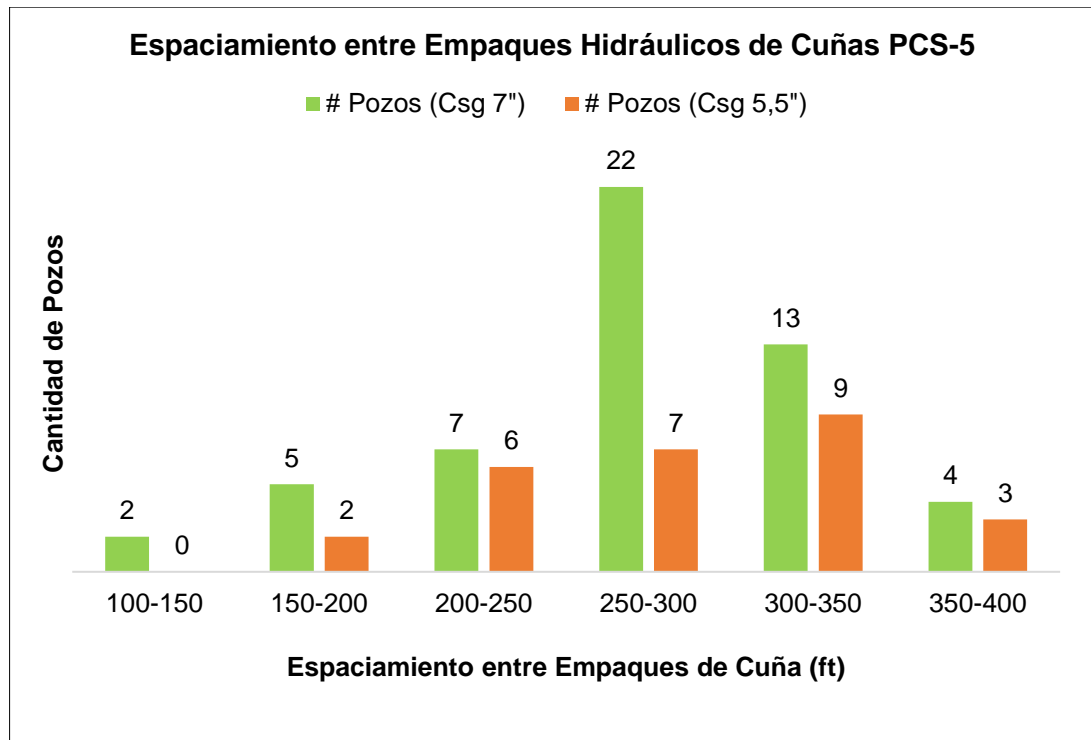
Con los intervalos de frecuencia definidos y con ayuda de la herramienta ofimática Excel, se procedió a clasificar la data en función de los intervalos, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Intervalos de frecuencia para la variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas para los 80 pozos inyectores analizados.

Intervalos de Frecuencia	Cantidad de Pozos (CSG 7in)	Cantidad de Pozos (CSG 5.5in)
100 – 150	2	0
150 – 200	5	2
200 – 250	7	6
250 – 300	22	7
300 – 350	13	9
350 – 400	4	3
TOTAL	53	27

La información anterior se registró en un gráfico de barras, discriminado por el tamaño del casing.

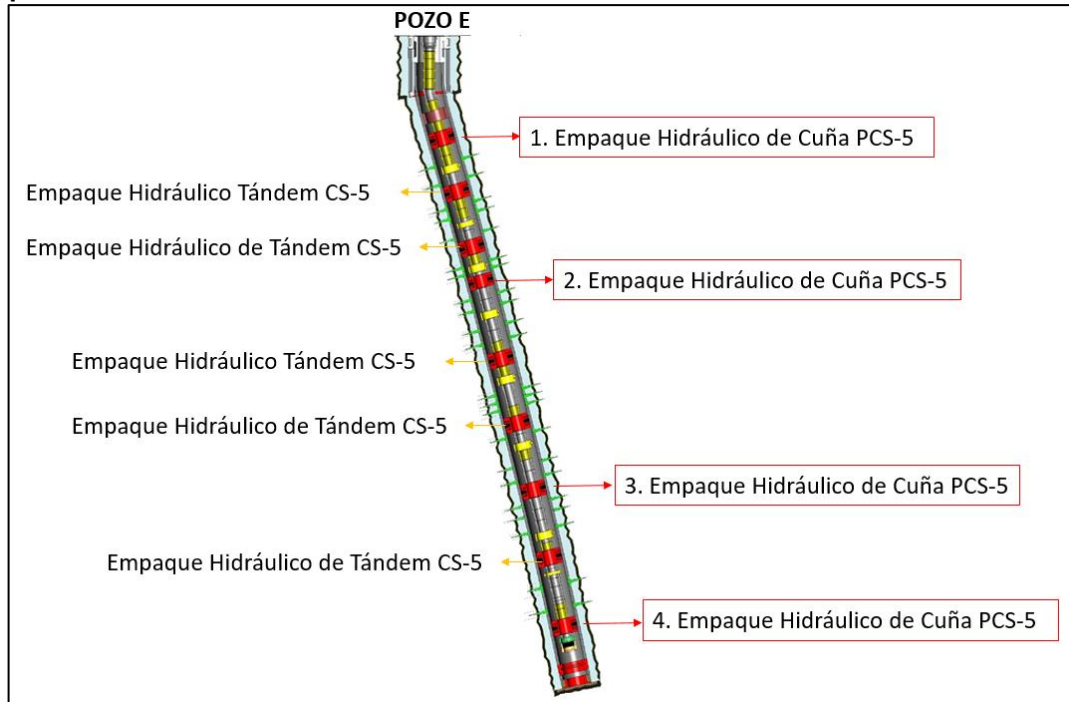
Gráfica 4. Espaciamiento entre Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 en los 80 pozos inyector de análisis.



Por medio de la gráfica anterior se observa que de la muestra de análisis estudiada el 66,3% corresponde a pozos con tamaño de casing de 7in mientras que el 33,7% corresponde a pozos con tamaño de casing de 5.5in; adicionalmente se puede establecer que cuando el tamaño del casing es de 7in, la mayoría de los empaques hidráulicos de cuñas PCS-5 están distanciados entre 250 – 300 ft, mientras que cuando el tamaño del casing es de 5.5in, la mayoría de los empaques hidráulicos de cuñas PCS-5 están distanciados entre 300 – 350 ft.

4.2.1.2 Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo. Esta variable se determinó en función del número de empaques de cuñas PCS-5 presentes en cada pozo inyector de análisis, siguiendo con el ejemplo del pozo E trabajado en la variable anterior, se puede observar que el pozo presenta 4 empaques de cuñas PCS-5, a continuación, se observa la forma de estudio de esta variable.

Figura 38. Estado Mecánico del Pozo E – Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 por Pozo.



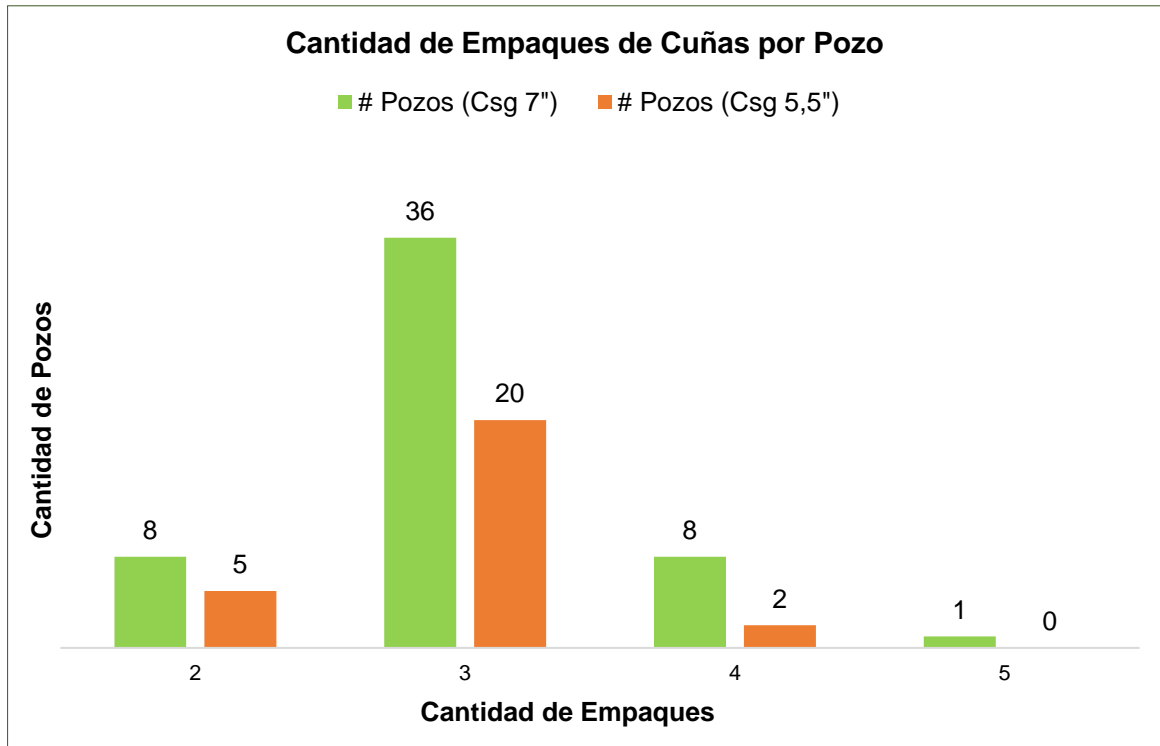
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

En cada uno de los 80 pozos inyectoros analizados se realizó el conteo de los empaques de cuñas PCS-5, esa información se clasificó según el tamaño del casing de 7in y de 5.5in, luego con los datos obtenidos se realizó una agrupación de datos con el fin de construir los intervalos de frecuencia de la muestra de análisis, teniendo en cuenta que el rango de operación de la cantidad de empaques de cuñas PCS-5 por pozo de la muestra de análisis únicamente puede tomar cuatro valores distintos (2, 3, 4 o 5 Empaques por Pozo) se tomaron esos intervalos de frecuencia para analizar la muestra. A continuación, se muestra la información clasificada teniendo en cuenta los intervalos de frecuencia, el tamaño del casing y la cantidad de empaques por pozo.

Tabla 7. Intervalos de frecuencia para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por pozo en los 80 pozos de análisis.

Cantidad Empaques	Cantidad de Pozos (CSG 7in)	Cantidad de Pozos (CSG 5.5in)
2	8	5
3	36	20
4	8	2
5	1	0
TOTAL	53	27

Gráfica 5. Cantidad de Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 en los 80 pozos inyectoros de análisis.



Con la gráfica anterior es posible establecer que la cantidad de empaques hidráulicos de cuñas PCS-5 predominante tanto en los pozos con casing de 7in como los de casing de 5.5in es igual a 3 empaques, representando un 70% de la muestra de análisis estudiada.

4.2.1.3 Cantidad de Empaques de Cuñas por Pie (ft). Esta variable está en función de la longitud de los perforados en el pozo inyector y la cantidad de empaques de cuñas PCS-5 presentes en él, con ayuda del estado mecánico del pozo fue posible conocer los intervalos cañoneados en cada uno de los pozos de la muestra de análisis y con ello se determinó la longitud de perforados; continuando con el ejemplo del pozo E, se exponen sus intervalos cañoneados.

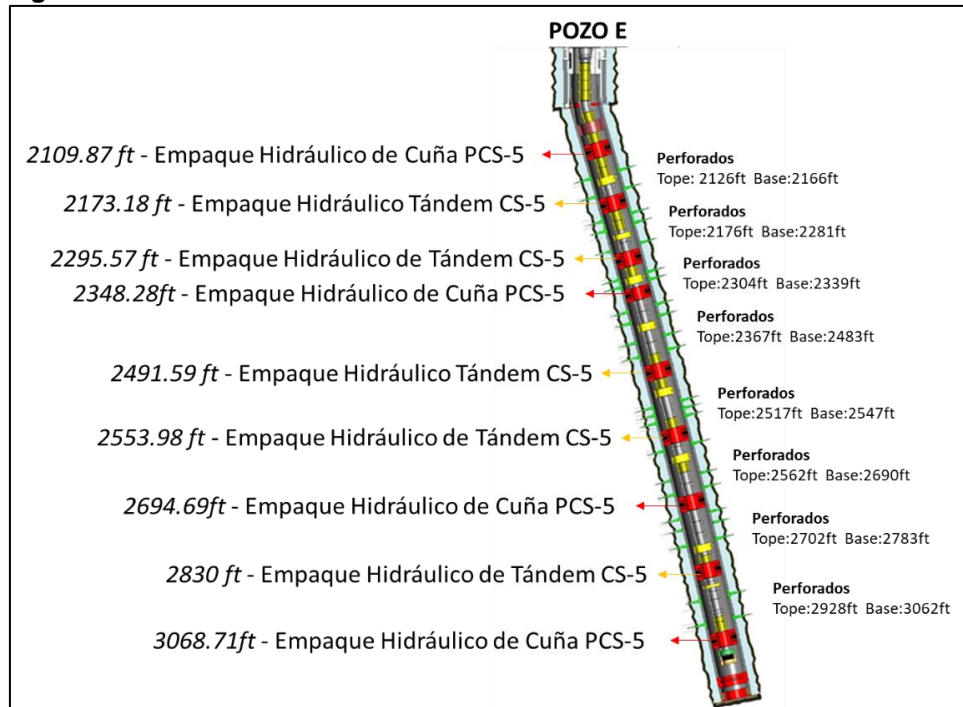
Tabla 8. Intervalos cañoneados del Pozo E.

Top MD(ft)	Bottom MD(ft)	Shot density(shot/ft)	Gun Type	Gun Size(in)	Charge Desc	Interval Type	Reason
2,126.0	2,134.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,157.0	2,166.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,176.0	2,181.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,184.0	2,207.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,268.0	2,281.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,304.0	2,339.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,367.0	2,380.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,397.0	2,404.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,437.0	2,443.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,470.0	2,475.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,478.0	2,483.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,517.0	2,522.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,525.0	2,533.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,537.0	2,547.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,562.0	2,589.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,635.0	2,645.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,678.0	2,690.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,702.0	2,715.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,728.0	2,736.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,777.0	2,783.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,928.0	2,936.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
2,953.0	2,963.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION
3,051.0	3,062.0	4.00	SCALLOP	4.625		PERFORATED	INJECTION

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017.

Una vez conocidos los intervalos perforados se procede a correlacionarlos con los empaques hidráulicos presentes en el pozo, para esto se tuvo en cuenta tanto los empaques tipo tándem como los empaques de cuñas, según el estudio realizado en el año 2011 por Occidental de Colombia LLC, es importante resaltar que los empaques no se deben ubicar en la zona cañoneada.

Figura 39. Estado Mecánico del Pozo E con los intervalos cañoneados.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

Con los intervalos perforados clasificados por zonas y una vez establecido su tope y su base se estableció la diferencia por zona para conocer su longitud de la siguiente forma:

Ecuación 9. Longitud de la zona cañoneada

$$L = Base_{Cañ.} - Tope_{Cañ.}$$

Fuente: Autores.

Donde:

L: Longitud de la zona cañoneada.

Base_{Cañ.}: Base de la zona cañoneada.

Tope_{Cañ.}: Tope de la zona cañoneada.

Para el Pozo E se determinaron las longitudes de las zonas cañoneadas empleando la ecuación anterior, como se muestra a continuación:

Tabla 9. Longitud de las zonas cañoneadas en el Pozo E en función de los intervalos perforados.

No. de Zonas Cañoneadas	Intervalos Perforados				
	Intervalos Totales		Zonas		Longitud (ft)
	Tope (ft)	Base (ft)	Tope (ft)	Base (ft)	
Zona Cañoneada 1	2126.00	2134.00	2126.00	2166.00	40
	2157.00	2166.00			
	2176.00	2181.00			
Zona Cañoneada 2	2184.00	2207.00	2176.00	2281.00	105
	2268.00	2281.00			
	2304.00	2339.00			
Zona Cañoneada 3	2304.00	2339.00	2304.00	2339.00	35
	2367.00	2380.00			
	2397.00	2404.00			
Zona Cañoneada 4	2437.00	2443.00	2367.00	2483.00	116
	2470.00	2475.00			
	2478.00	2483.00			
	2517.00	2522.00			
Zona Cañoneada 5	2525.00	2533.00	2517.00	2547.00	30
	2537.00	2547.00			
	2562.00	2589.00			
Zona Cañoneada 6	2635.00	2645.00	2562.00	2690.00	128
	2678.00	2690.00			
	2702.00	2715.00			
	2728.00	2736.00			
Zona Cañoneada 7	2728.00	2736.00	2702.00	2783.00	81
	2777.00	2783.00			
	2928.00	2936.00			
Zona Cañoneada 8	2953.00	2963.00	2928.00	3062.00	134
	3051.00	3062.00			

Luego se procede a determinar la longitud total de perforados, para esto se empleó la siguiente ecuación:

Ecuación 10. Longitud total de perforados

$$L_{total} = Base_{Cañ.x} - Tope_{Cañ.y}$$

Fuente: Autores.

Donde:

L_{total}: Longitud total de perforados.

Base_{Cañ.x}: Última Base de la zona cañoneada.

Tope_{Cañ.y}: Primer Tope de la zona cañoneada.

Para el caso del pozo E, la longitud total de perforados se determinó así:

$$L_{total} = Base_{Cañ.x} - Tope_{Cañ.y}$$

$$L_{total} = 3062ft - 2126ft$$

$$L_{total} = 936ft$$

Conociendo la longitud total de perforados y la cantidad de empaques de cuñas por pozo, (esta última representa la variable estudiada en el ítem anterior), se procedió a determinar el indicador, es decir, la cantidad de empaques de cuñas por ft, para esto se empleó la siguiente expresión:

Ecuación 11. Cantidad de Empaques de Cuñas por ft.

$$\frac{Emp}{ft} = \frac{L_{total}}{No. Emp Cuña - 1}$$

Fuente: Autores.

Donde:

Emp/ft: Indicador o Cantidad de Empaques de Cuñas por ft.

L_{total}: Longitud total de perforados.

No. Emp Cuñas: Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 por pozo.

Para el caso del Pozo E, se determinó la cantidad de empaques de cuñas PCS-5 por pie de la siguiente forma:

$$\frac{Emp}{ft} = \frac{L_{total}}{No. Emp Cuña - 1} = \frac{936 ft}{4 - 1} = 312 ft$$

Este procedimiento se realizó de la misma forma en los 80 pozos inyectores analizados, los resultados obtenidos se clasificaron según el tamaño del casing (Casing 7in y Casing 5,5in) y se agruparon con el fin de construir los intervalos de frecuencia de la muestra de análisis; para esto se empleó de nuevo la Regla de Sturges, evaluando la ecuación 7; teniendo en cuenta que la Regla de Sturges está en función del número de datos (n) los cuales son los mismos clasificando la información según el diámetro del casing (Número de datos (n) cuando el CSG 7 in es igual a 53 y Número de datos (n) cuando el CSG 5.5in es igual a 27), el número de intervalos (K) propuesto sería igual a 6 en ambos casos.

Conocida la cantidad de intervalos necesarios se procede a determinar los límites del mismo, para esto se debe tener en cuenta el rango de operación según el tamaño del casing. Cuando el tamaño del casing es igual a 7 in y a 5,5 in el rango de operación es mayor a 70 ft pero menor a 310 ft, por lo cual los intervalos se distribuirán en esos límites, para esto se empleó la ecuación 8 mostrada anteriormente.

En la siguiente tabla se evidencia la forma en que se determinaron los intervalos de frecuencia en la muestra de análisis para la variable cantidad de empaques de cuñas PCS-5 por pie (ft), tanto para el casing de 7 in como para el casing de 5.5 in.

Tabla 10. Intervalos de frecuencia para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por ft para los 80 pozos inyectoros analizados.

CSG 7 in - CSG 5.5 in	
Rango de Operación Máximo (RO _{Máximo})	600 ft
Rango de Operación Mínimo (RO _{Mínimo})	110 ft
Diferencia de Operación (ΔRO)	$\Delta RO = 600ft - 110ft = 490ft$
Número de Intervalos (K)	7
Amplitud de Intervalos (I)	$I = \frac{490ft}{7} = 70ft$
Intervalos de Frecuencia	110ft-180ft
	180ft -250ft
	250ft -320ft
	320ft -390ft
	390ft -460ft
	460ft -530ft
	530ft -600ft

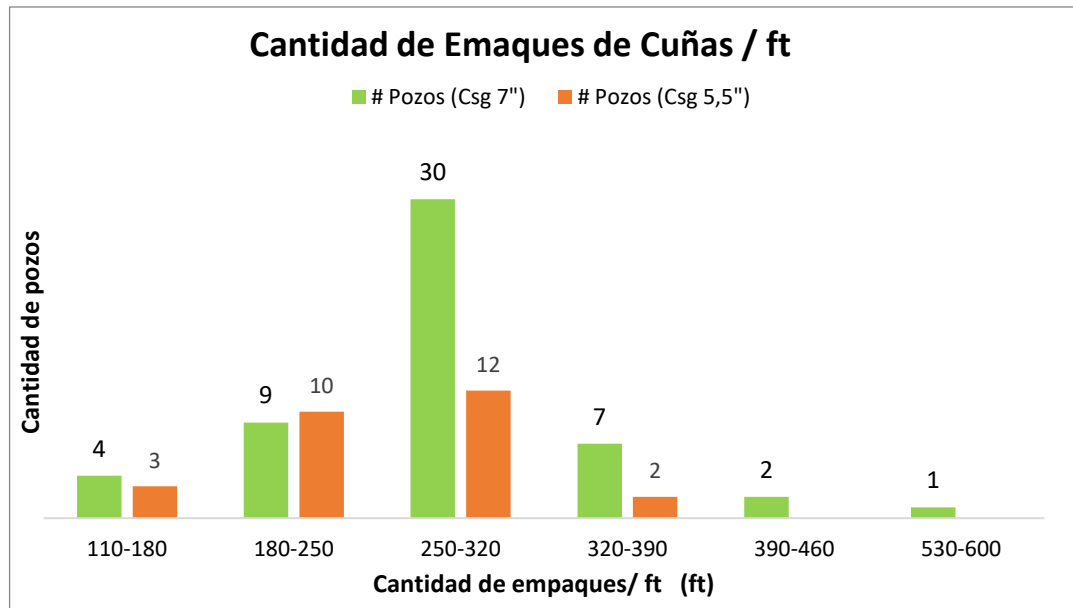
Con los intervalos de frecuencia definidos y con ayuda de la herramienta ofimática Excel, se procedió a clasificar la data en función de los intervalos, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 11. Intervalos de frecuencia para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 por Pie (ft) para los 80 pozos inyectoros analizados.

Cantidad Empaques de Cuñas PCS-5 por Pie (ft)	Cantidad de Pozos (CSG 7in)	Cantidad de Pozos (CSG 5.5in)
110-180	4	3
180-250	9	10
250-320	30	12
320-390	7	2
390-460	2	0
530-600	1	0
TOTAL	53	27

La información anterior se registró en un gráfico de barras, discriminado por el tamaño del casing (CSG 7 in y CSG 5.5 in) para la muestra de análisis de los 80 pozos inyectoros con sartas selectivas en el Campo La Cira Infantas.

Gráfica 6. Cantidad de Empaques Hidráulicos de Cuñas PCS-5 por Pie (ft) en los 80 pozos inyectoros de análisis.



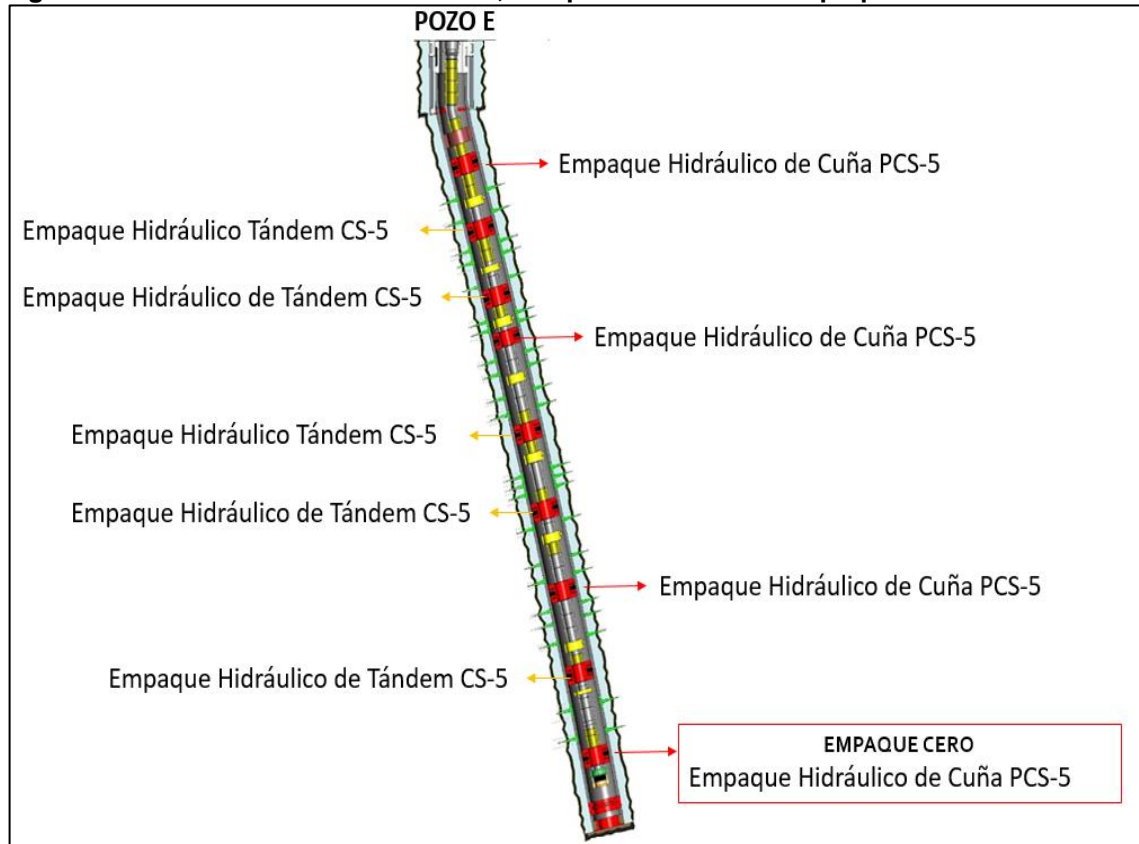
Por medio de la gráfica anterior se puede afirmar que en los pozos con casing de 7in el 56.6% tienen un empaque hidráulico de cuñas PCS-5 cada 250 - 320 ft, de manera similar el 44.44% de los pozos con casing de 5.5in tienen el mismo rango, por lo cual se puede establecer que ese rango se caracteriza por tener la mayor agrupación de datos.

4.2.2 Completamiento con/sin Empaque Cero. Esta variable se evaluó en los 80 pozos inyectoros analizados, realizando una revisión en su diseño para determinar si en su completamiento de sartas selectivas se emplea o no en el fondo del pozo un empaque hidráulico de cuñas PCS-5. Esta variable se discriminó como presencia (SI) o ausencia (NO) de la herramienta; continuando con el ejemplo del Pozo E, se muestra la forma de análisis de esta variable.

Tabla 12. Método de análisis para evaluar completamiento con/sin Empaque Cero.

POZO	Empaque Cero	
	SI	NO
Pozo E	X	

Figura 40. Estado Mecánico del Pozo E, completamiento con Empaque Cero.



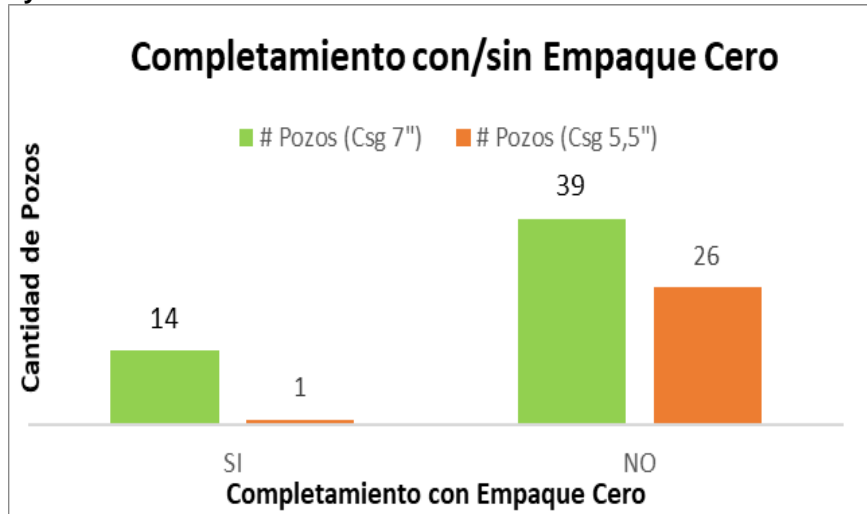
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

La data de los 80 pozos inyectoros se clasificó en función del tamaño del casing (7in y 5.5in); teniendo en cuenta que los datos solo podían tomar dos valores distintos (SI o NO), se procedió a realizar una gráfica de barras con esos intervalos de frecuencia basados en el diámetro de casing de cada pozo inyector involucrado, como se muestra a continuación:

Tabla 13. Intervalos de frecuencia para la variable Completamiento con/sin Empaque Cero en los 80 pozos inyectoros de análisis.

Empaque Cero	Cantidad de Pozos (CSG 7in)	Cantidad de Pozos (CSG 5.5in)
NO	39	26
SI	14	1
TOTAL	53	27

Gráfica 7. Completamiento con/sin Empaque Cero en los 80 pozos inyectoros de análisis.



Con la data analizada se puede afirmar que la mayoría de los pozos no cuentan con empaque cero debido a que el 81,25% de los pozos estudiados no presentan esta herramienta, contra un 18,75% que si cuenta con ella, sin embargo al discriminar la información según el tamaño del casing se puede establecer que cuando el casing es de 7in el 73,58% no presenta empaque cero y cuando el casing es de 5.5in el 96,29% no presenta empaque cero.

4.2.3 Completamiento con/sin Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3. Para evaluar esta variable se revisaron cada uno de los completamientos de sartas selectivas de inyección de los 80 pozos inyectoros de análisis para establecer si sus diseños presentaban la herramienta de conexión NF-1 y la herramienta de conexión NF-3. Al igual como se hizo con la variable Completamiento con/sin Empaque Cero, esta variable se discriminó como presencia (SI) o ausencia (NO) de la herramienta; a continuación, se muestra la forma de análisis de esta variable a través del ejemplo del Pozo E.

Tabla 14. Método de análisis para evaluar completamiento con/sin Conector NF-1.

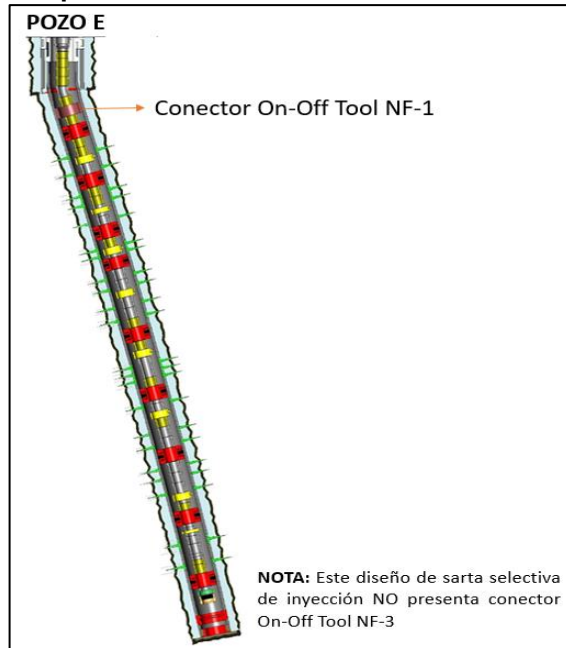
POZO	Conector On-Off Tool NF-1	
	SI	NO
Pozo E	X	

Tabla 15 Método de análisis para evaluar completamiento con/sin Conector NF-3.

POZO	Conector On-Off Tool NF-3	
	SI	NO
Pozo E		X

Continuando con el ejemplo del Pozo E, se puede observar el estado mecánico del mismo en el que se observa la herramienta de conexión NF-1.

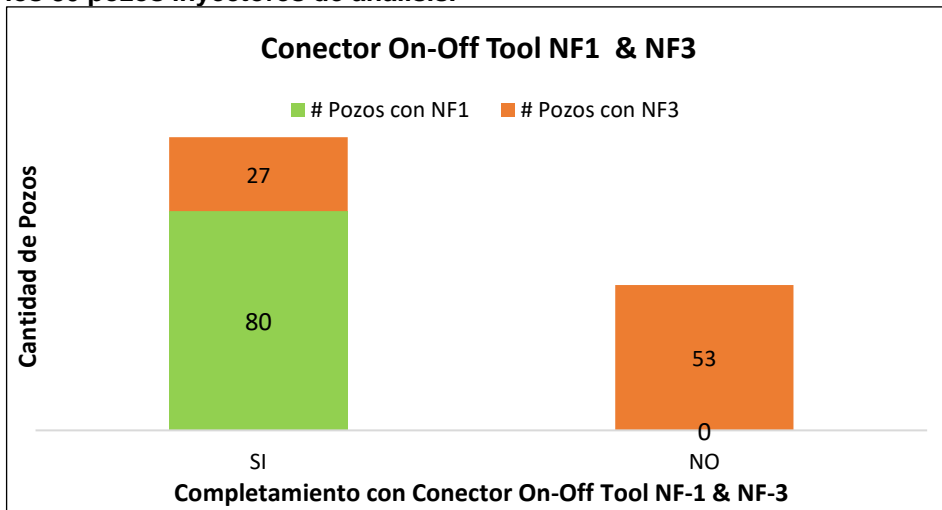
Figura 41. Estado Mecánico del Pozo E, completamiento con Conector On-Off Tool.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

Este procedimiento se realizó en cada uno de los pozos inyector de la muestra de análisis, los resultados obtenidos se clasificaron según los intervalos de frecuencia que podía tomar (SI o NO). Con la información recopilada se realizó un gráfico de barras con el cual se facilita la lectura de los datos recopilados de los 80 pozos inyector de análisis.

Gráfica 8. Completamiento con/sin Conector On-Off Tool NF-1 & NF-3 en los 80 pozos inyector de análisis.



Con el análisis estadístico mostrado a través de la gráfica anterior se puede observar que de la muestra escogida todos los pozos cuentan con el conector On-Off Tool NF-1; mientras que con el conector On-Off Tool NF-3 se hace evidente que el 66,3% de la muestra no cuenta con este accesorio, esto a razón de que es una herramienta que recientemente se ha implementado en los pozos del Campo LCI.

4.2.4 Completamiento con/sin Junta de Expansión. Con esta variable se pretende establecer los pozos con sarta selectiva de inyección que emplean o no la junta de expansión, sin embargo, es importante conocer si realmente hacen parten de los diseños de sarta selectiva o en su defecto su porcentaje de uso.

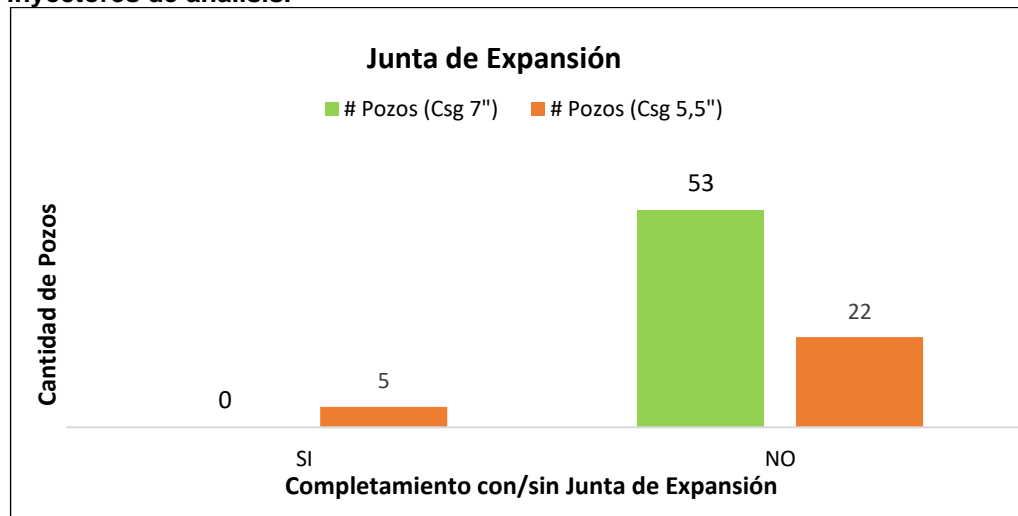
Para evaluar esta variable se revisaron cada uno de los completamientos de sartas selectivas de inyección de los 80 pozos inyectores de análisis para establecer si sus diseños presentaban el uso de la herramienta. Esta variable se discriminó como presencia (SI) o ausencia (NO) de la herramienta; a continuación, se muestra la forma de análisis de esta variable a través del ejemplo del Pozo E.

Tabla 16. Método de análisis para evaluar completamiento con/sin Junta de Expansión.

POZO	Junta de Expansión	
	SI	NO
Pozo E		X

El pozo de ejemplo (Pozo E) no presenta junta de expansión en su diseño de sarta selectiva, sin embargo, de esta forma se realizó el estudio en los 80 pozos inyectores y se clasificó la información según el tamaño del casing (CSG 7in y CSG 5.5in); con esa data se realizó un gráfico de barras para ver el comportamiento de la muestra de análisis con respecto al uso de la junta de expansión.

Gráfica 9. Completamiento con / sin Junta de Expansión en los 80 pozos inyectores de análisis.



Con la gráfica anterior se hace evidente que el 93,75% de la muestra de análisis no presenta la junta de expansión, mientras que el 6,25% si presenta esta herramienta en sus diseños.

4.2.5 Ubicación del mandril en la zona. Para evaluar este parámetro primero se realizó el conteo de los mandriles por pozo, esto se efectuó en cada uno de los pozos inyectoros con sarta selectiva de la muestra de análisis, normalmente este valor está en función de los intervalos cañoneados, es decir, por cada zona cañoneada se encontraría un mandril, como se ve a continuación en el Pozo E.

Tabla 17. Relación de la cantidad de zonas cañoneadas y la cantidad de mandriles en el Pozo E.

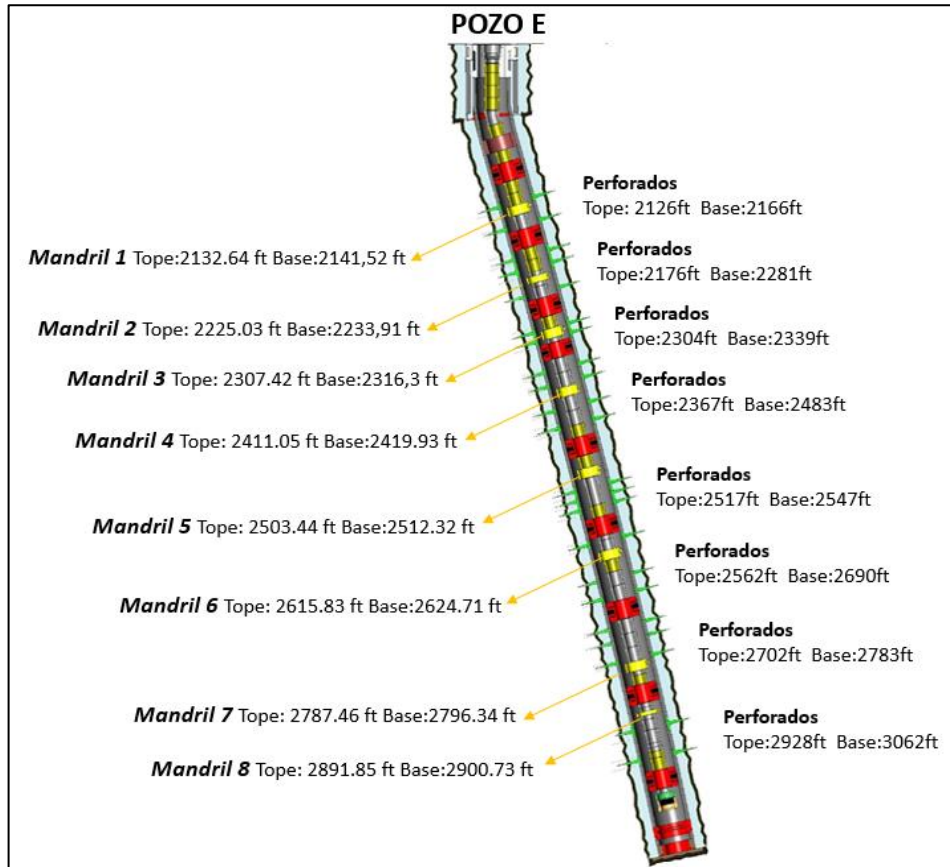
Zona	Zonas Cañoneadas		Mandriles
	Tope (ft)	Base (ft)	
I	2126	2166	8
II	2176	2281	
III	2304	2339	
IV	2367	2483	
V	2517	2547	
VI	2562	2690	
VII	2702	2783	
VIII	2928	3062	

Conociendo la cantidad de mandriles por pozo, se debe reconocer el tope y la base de cada uno de ellos en el pozo, con ayuda del estado mecánico del pozo y su diseño se evaluó este parámetro en cada uno de los 80 pozos inyectoros.

Tabla 18. Tope y Base del mandril en el Pozo E. Mandriles

Cantidad de Mandriles por Pozo	Profundidad	
	Tope (ft)	Base (ft)
8	2132.64	2141.52
	2225.03	2233.91
	2307.42	2316.30
	2411.05	2419.93
	2503.44	2512.32
	2615.83	2624.71
	2787.46	2796.34
	2891.85	2900.73

Figura 42. Estado Mecánico del Pozo E con sus respectivos mandriles.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017, modificado por los autores.

Una vez reconocido el tope y la base de cada uno de los mandriles presentes en el pozo, se procede a establecer la ubicación del mandril con respecto a los perforados del mismo, para lograr esto se empleó la siguiente expresión:

Ecuación 12. Ubicación del mandril en el Pozo

$$U = Base_{Mand.} - Tope_{Cañ.}$$

Fuente: Autores.

Donde:

U: Ubicación del mandril en el pozo.

Base_{Mand.}: Base del mandril de estudio.

Tope_{cañ.}: Tope de la zona cañoneada de estudio.

Continuando con el ejemplo del Pozo E, se muestra la forma en que se determinó la ubicación del mandril en el pozo empleando la ecuación anterior.

Tabla 19. Ubicación del mandril en el Pozo E.

Zonas	Intervalos Cañoneados		Ubicación del mandril
	Tope (ft)	Mandril Base (ft)	
I	2126	2141.52	15.52
II	2176	2233.91	57.91
III	2304	2316.30	12.30
IV	2367	2419.93	52.93
V	2517	2512.32	-4.68
VI	2562	2624.71	62.71
VII	2702	2796.34	94.34
VIII	2928	2900.73	-27.27

Los resultados obtenidos muestran valores tanto positivos como negativos, esto se debe a la forma en que se evaluó la ubicación del mandril, ya que se realizó con respecto al tope de los intervalos perforados, es decir, cuando se obtienen valores negativos, se puede establecer que el mandril se encuentra por encima del intervalo cañoneado, mientras que los valores positivos, establecen que el mandril se encuentra por debajo del intervalo cañoneado; este comportamiento se puede observar gráficamente a través el ejemplo del Pozo E en la figura inmediatamente anterior, al relacionar la ubicación del mandril con respecto al intervalo cañoneado en la Zona V y la Zona VIII se hace evidente que el mandril se encuentra en la parte superior de los perforados, mientras que en las demás zonas por el contrario el mandril se encuentra en la parte inferior de los perforados.

A partir de esos resultados fue posible determinar el Indicador de posición del mandril, para esto se relacionó la ubicación del mandril (Ecuación 12) con la longitud de la zona cañoneada (Ecuación 9), a continuación, se expone la ecuación necesaria para llevar a cabo este procedimiento:

Ecuación 13. Ubicación del mandril en el Pozo

$$I_{Posición} = \frac{U}{L} * 100\%$$

Fuente: Autores.

Donde:

$I_{Posición}$: Indicador de Posición del mandril en el pozo.

U: Ubicación del mandril en el pozo. $U = Base_{Mand.} - Tope_{Cañ.}$

L: Longitud de la zona cañoneada $L = Base_{Cañ.} - Tope_{Cañ.}$

Este indicador se presenta en porcentaje; continuando con el ejemplo del Pozo E, se muestra la forma en que se evaluó el indicador.

Tabla 20. Indicador de Posición del Mandril en el Pozo E.

	Intervalos	Ubicación	Indicador de Posición del Mandril		
	Perforados	del mandril			
	Tope (ft)	Base (ft)		Longitud (ft)	
Zona Cañoneada I	2126	2166	40	15.52	38.80%
Zona Cañoneada II	2176	2281	105	57.91	55.15%
Zona Cañoneada III	2304	2339	35	12.3	35.14%
Zona Cañoneada IV	2367	2483	116	52.93	45.63%
Zona Cañoneada V	2517	2547	30	-4.68	-15.60%
Zona Cañoneada VI	2562	2690	128	62.71	48.99%
Zona Cañoneada VII	2702	2783	81	94.34	116.47 %
Zona Cañoneada VIII	2928	3062	134	-27.27	-20.35%

Los resultados obtenidos en el indicador de posición del mandril muestran valores tanto negativos como positivos, estos valores permiten establecer varios puntos, entre ellos:

- Cuando los valores son negativos, es decir, menores al 0%, se establece que el mandril se encuentra por encima del intervalo cañoneado.
- Cuando los resultados toman valores entre 0%-100% indica que el mandril se encuentra ubicado en la zona cañoneada.
- Cuando se obtienen valores mayores al 100% se establece que el mandril está ubicado por debajo del intervalo perforado.

Este análisis se realizó en cada uno de los 80 pozos inyectoros de la muestra de análisis, el indicador de posición se determinó 518 veces teniendo en cuenta que cada pozo tiene varias zonas cañoneadas, por lo tanto, en un pozo inyector selectivo generalmente hay más de un mandril.

Con los resultados obtenidos se procedió a determinar los intervalos de frecuencia, para esta variable no se empleó la regla de Sturges debido a que los intervalos de frecuencia que se establecen con esta ley es de 9 intervalos, sin embargo, por decisión propia de los autores se decidieron realizar 17 intervalos de frecuencia teniendo en cuenta el rango de operación de la muestra de análisis, con el fin de poder discretizar mejor los datos obtenidos. A continuación, se muestran los resultados obtenidos según los intervalos de frecuencia propuestos.

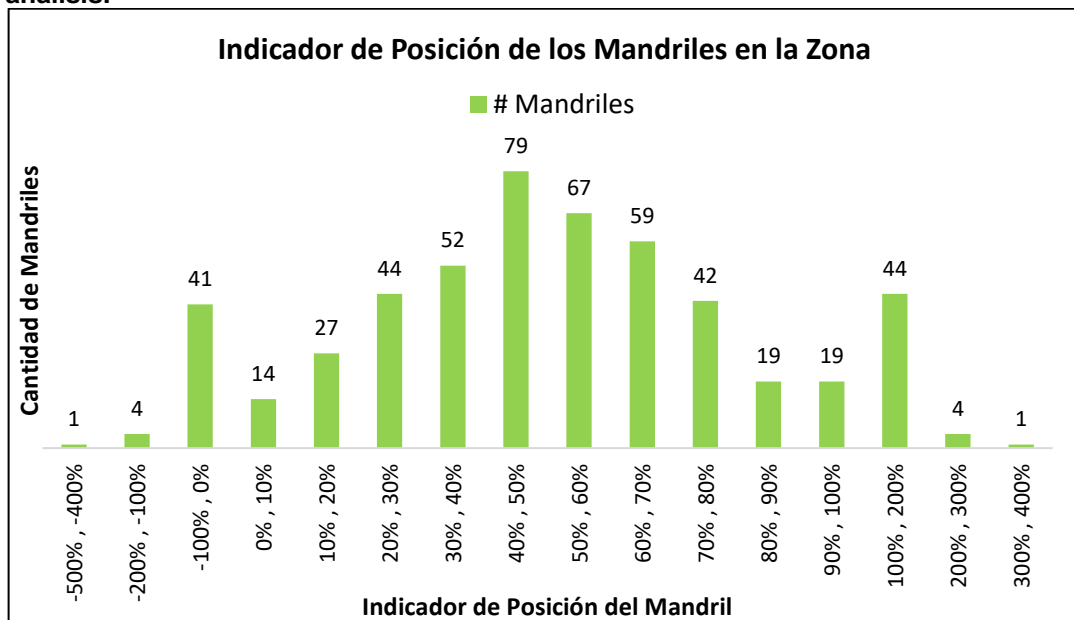
Tabla 21. Intervalos de frecuencia para el Indicador de posición de los mandriles por pozo de la muestra de análisis.

Indicador de Posición de los Mandriles por pozo

Intervalos de Frecuencia	Cantidad de Mandriles
-500% , -400%	1
-200% , -100%	4
-100% , 0%	41
0% , 10%	14
10% , 20%	27
20% , 30%	44
30% , 40%	52
40% , 50%	79
50% , 60%	67
60% , 70%	59
70% , 80%	42
80% , 90%	19
90% , 100%	19
100% , 200%	44
200% , 300%	4
300% , 400%	1
500% , 600%	1
TOTAL	518

Los valores que se encuentran en otro color, muestran que son resultados que se encuentran fuera del rango óptimo de operación, es decir, establecen que el mandril se encuentra por encima o por debajo de la zona perforada. Se empleó un gráfico de barras para mostrar la información anterior y hacer su lectura más fácil.

Gráfica 10. Indicador de Posición de los Mandriles en los 80 pozos inyectores de análisis.



A través de la gráfica anterior y teniendo en cuenta que la ubicación de la base de mandril se realizó en porcentaje con respecto al tope de la zona de perforados, se puede establecer que el 81,48% de los mandriles que componen los diseños de los pozos inyectoros analizados se encuentran ubicados en la zona cañoneada, mientras que el 8,88% de los mandriles se encuentran por encima del intervalo cañoneado y el 9,64% de los mandriles se encuentran por debajo del intervalo cañoneado. También es posible afirmar que de los mandriles que se encuentran dentro de la zona cañoneada la mayoría de ellos se ubican entre el 40% - 50% de la zona.

4.3 CUADRO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS PARÁMETROS Y VARIABLES PARA EL DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN

A cada uno de los parámetros y variables evaluados anteriormente que son cuantitativos (Espaciamiento entre empaques de Cuñas PCS-5, Cantidad de empaques PCS-5 por pozo, Cantidad de empaques PCS-5 por ft y Ubicación del mandril en la zona), se les realizó un cuadro de análisis estadístico descriptivo con el fin de recoger, organizar y analizar la información de los 80 pozos inyectoros con sarta selectiva de inyección en estudio, a las cuales se les determinó:

- Media Aritmética
- Mediana
- Moda
- Desviación Estándar
- Varianza de la muestra
- Curtosis
- Coeficiente de asimetría
- Rango
- Mínimo
- Máximo

4.3.1 Media Aritmética (\bar{X}). Según Orellana⁶⁴ la media es una de las medidas de posición más utilizadas en los análisis de estadística descriptiva, la cual se define como el punto medio del recorrido de la variable según la cantidad de valores obtenidos. Si tenemos una muestra de n observaciones y denotadas por X_1, X_2, \dots, X_n , definimos la media muestral \bar{X} empleando la siguiente ecuación:

⁶⁴ ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. Universidad Nacional Autónoma de México. México. 2001. Recuperado el 15 de abril del 2018 [En línea]
http://www.dm.uba.ar/materias/estadistica_Q/2011/1/modulo%20descriptiva.pdf

Ecuación 14. Media aritmética

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n}$$

Fuente: ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. México. 2001.

Donde:

\bar{x} : Media Aritmética

n : Número de datos

X_n : Datos de la muestra

4.3.2 Mediana (Me). “La mediana es el dato que ocupa la posición central en la muestra ordenada de menor a mayor”⁶⁵. El cálculo de la mediana depende en cierta medida de conocer si el número de conjunto de datos de la muestra es par o impar. Para determinar el valor de la mediana (Me) de un conjunto de datos n , si n es impar se procede a utilizar la siguiente formula:

Ecuación 15. Localización mediana cuando n es impar.

$$l = \frac{n + 1}{2}$$

Fuente: ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. México. 2001.

Donde:

l : Localización de la mediana

n : Número de datos

Cabe resaltar, que el resultado de esta fórmula no es la mediana, sino la localización de la mediana en el conjunto de datos ordenados. Según Parra⁶⁶ en el caso de que los datos ordenados n correspondan a un número par, la mediana recae en el promedio de los dos valores centrales

Ecuación 16. Localización mediana cuando n es par (Promedio de datos centrales).

$$l = \frac{X_1 + X_2}{2}$$

Fuente: PARRA, Juan. Medidas de Tendencia Central. Colegio de Bachilleres. México. 2014.

⁶⁵ Ibid., p., 34

⁶⁶ PARRA, Juan. Medidas de Tendencia Central. Colegio de Bachilleres. México. 2014. Recuperado el 15 de abril del 2018 [En línea]
<http://www.franciscojaviercruzariza.com/wp-content/uploads/2014/04/Medidas-Descriptivas-COBACH.pdf>

Donde:

I : Localización de la mediana

X_1 : Dato central 1

X_2 : Dato central 2

4.3.3 Moda (Mo). Según Parra⁶⁷ la moda (Mo) de un conjunto de datos es el valor de la variable aleatoria que aparece con mayor frecuencia; se habla de una distribución bimodal de los datos adquiridos cuando existen dos modas, es decir, dos datos que tengan la misma frecuencia absoluta máxima y una distribución trimodal de los datos cuando se encuentran tres modas.

4.3.4 Rango (R). El rango (R) hace referencia a la diferencia entre el valor mayor y el valor menor de los datos estudiados.⁶⁸

Ecuación 17. Rango

$$R = X_n - X_1$$

Fuente: PARRA, Juan. Medidas de Tendencia Central. Colegio de Bachilleres. México. 2014.

Donde:

R: Rango

X_n : Dato con el mayor valor.

X_1 : Dato con el menor valor.

4.3.5 Desviación estándar (S). La desviación estándar según Orellana, mide cuán lejos se encuentran los datos de la media muestral, es la medida más útil de la variación de datos puesto que da una razón de la dispersión de los datos. La dispersión de un conjunto de datos es pequeña, si los datos se reúnen muy cerca de la media y es grande si estos se dispersan altamente con respecto a la media.⁶⁹ Para el cálculo de la desviación estándar es necesario conocer la varianza y se determina a partir de la siguiente fórmula.

Ecuación 18. Cálculo de la desviación estándar en función de la varianza.

$$S = \sqrt{S^2}$$

Fuente: ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. México. 2001.

Donde:

S: Desviación estándar

S²: Varianza

⁶⁷ Ibid., p., 13.

⁶⁸ Ibid., p., 33, 34.

⁶⁹ ORELLANA, Liliana. Op. Cit., p. 41, 42.

4.3.6 Varianza (S^2). La varianza puede definirse como el promedio de las distancias de cada dato con la media al cuadrado⁷⁰.

Ecuación 19. Varianza

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}$$

Fuente: ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. México. 2001.

Donde:

S^2 : Varianza

X_i : Muestra

\bar{x} : Media aritmética

n : Número de muestra

4.3.7 Índice Curtosis (Cr). Según Oliva⁷¹ el concepto de curtosis de una distribución surge al comparar la forma de dicha distribución con la forma de la distribución normal.

Ecuación 20. Índice de Curtosis

$$Cr = \left[\frac{\sum X_i^4}{n \cdot S^4} \right] - 3$$

Fuente: OLIVA CANTERO, Julio. Estadística. Universidad de Sevilla. España. 2011. p., 22.

Donde:

Cr : Índice de Curtosis

$X_i^4 = (X_i - \bar{x})^4$

X_i : Muestra

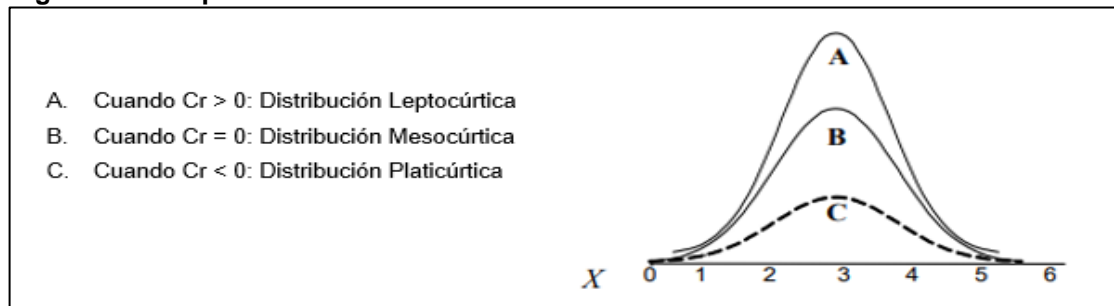
\bar{x} : Media Aritmética

n : Número de muestras

S : Desviación estándar

La interpretación de este índice se debe hacer de la siguiente manera:

Figura 43. Interpretación de la Curtosis.



Fuente: OLIVA CANTERO, Julio. Estadística. Universidad de Sevilla. España. 2011.

⁷⁰ Ibid., p., 42 - 44.

⁷¹ OLIVA CANTERO, Julio. Estadística. Universidad de Sevilla. España. 2011. p., 22.

4.3.8 Índice de asimetría (As). La asimetría de una distribución hace referencia al grado en que los datos se reparten por encima y por debajo de la tendencia central.⁷²

Ecuación 21. Índice de Curtosis

$$As = \left[\frac{\sum X_i^3}{n \cdot S^3} \right]$$

Fuente: OLIVA CANTERO, Julio. Estadística. Universidad de Sevilla. España. 2011. p., 22.

Donde:

As: Índice de Asimetría

$$X_i^3 = (X_i - \bar{x})^3$$

X_i: Muestra

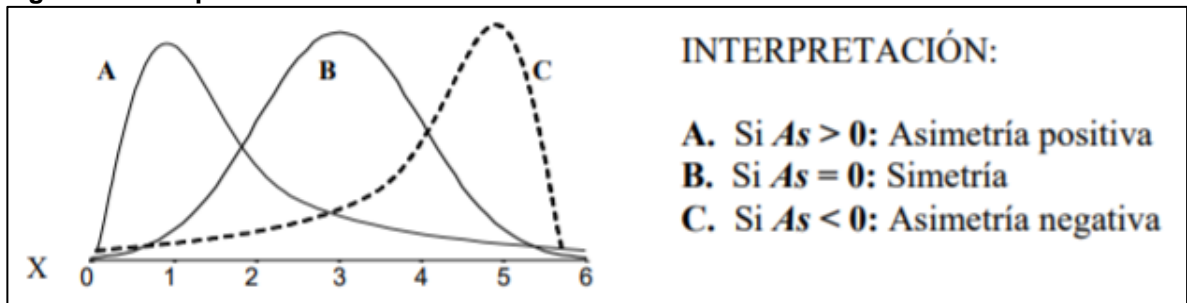
\bar{x} : Media Aritmética

n: Número de muestras

S: Desviación estándar

La interpretación de este índice se debe hacer de la siguiente manera:

Figura 44. Interpretación de la Curtosis.



Fuente: OLIVA CANTERO, Julio. Estadística. Universidad de Sevilla. España. 2011.

4.3.9 Mínimo y Máximo (mín & máx). Como lo indican sus nombres, el máximo (máx), es el mayor valor que toman los datos, mientras que el mínimo (mín), es el dato de menor valor que toma la muestra de análisis.

En la siguiente tabla se adjuntan los resultados obtenidos una vez evaluada la estadística descriptiva en los parámetros y variables cuantitativos estudiados durante el desarrollo del trabajo de grado.

⁷² Ibid., p., 5.

Tabla 22. Estadística descriptiva de los parámetros y variables de diseño de Sartas Selectivas de Inyección Cuantitativos.

Tamaño del Casing	Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5		Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo		Cantidad de Empaques de Cuñas / ft		Ubicación del mandril en la zona
	CSG 7in	CSG 5.5in	CSG 7in	CSG 5.5in	CSG 7in	CSG 5.5in	No discrimina
Media	272.3	281.7	3.04	2.89	281.7	256.9	50.98%
Mediana	284.4	282.2	3	3	278	263	49.63%
Moda	302.4	258.0	3	3	278	283	38.30%
Desviación estándar	57.0	57.2	0.62	0.51	74.8	51.7	0.550
Varianza de la muestra	3250.3	3267.4	0.38	0.26	5599.7	2674.3	0.302
Curtosis	0.19	-0.7	1.37	1.17	3.29	-0.91	29.97
	Leptocúrtica	Platicúrtica	Leptocúrtica	Leptocúrtica	Leptocúrtica	Platicúrtica	Leptocúrtica
Coeficiente de Asimetría	-0.65	0.0023	0.48	-0.24	0.88	0.02	1.04
	Asimetría Negativa	Asimetría Positiva	Asimetría Positiva	Asimetría Negativa	Asimetría Positiva	Asimetría Positiva	Asimetría Positiva
Rango	250.0	226.8	3	2	439.5	117.5	10.04
Mínimo	127.4	170.0	2	2	116.5	175	-411%
Máximo	377.4	396.8	5	4	556	352.5	593%

5. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS Y VARIABLES ADECUADOS DE DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS PARA POZOS INYECTORES EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Como es mencionado en el título superior, el quinto capítulo del presente trabajo de grado tiene como objetivo justificar los parámetros y variables apropiados, basados en el análisis estadístico descrito en el capítulo anterior y en aspectos fundamentales evaluados que podrían ser mejorados mediante el adecuado diseño de las sartas selectivas, como lo son; la vida útil de los pozos de inyección de agua, la reducción del tiempo y las dificultades en las operaciones de pesca, disminución de la cantidad de operaciones de limpieza por arenamiento, entre otros que serán especificados en cada una de las variables a continuación explicadas.

5.1 EMPAQUES HIDRÁULICOS DE CUÑAS

Esta variable se evaluó desde dos aspectos principales, para determinar si los parámetros usados actualmente son los correctos en la operación o si requieren de algún tipo de ajuste para mejorar la eficiencia de la inyección selectiva en el campo, el primero de estos fue la relación entre la cantidad de empaques por pozo y su influencia en las operaciones de pesca en pozos inyectores del Campo LCI, por otro lado el segundo fue hacer uso de información obtenida a partir de la principal empresa contratista (Texproil), encargada de proveer los empaques para la operación, esto a través de su experiencia y una serie de simulaciones que dicha empresa empleó.

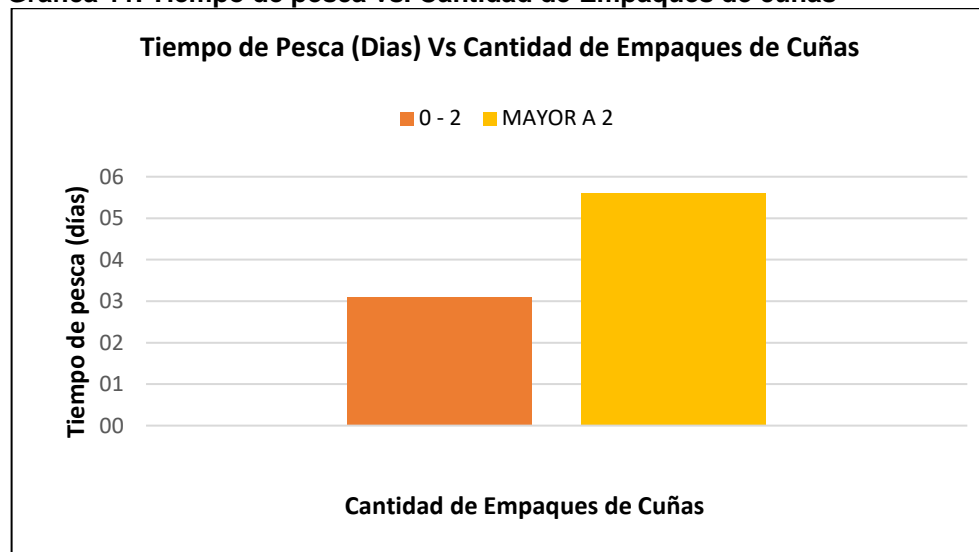
Como se ha explicado en los capítulos previos las sartas selectivas de inyección que han venido implementándose en las operaciones del Campo La Cira Infantas, son caracterizadas por tener empaques hidráulicos de tipo cuñas y tándem, los cuales son uno de los elementos que requieren de mayor delimitación en el diseño de la sarta, sin embargo, mediante el trabajo de grado realizado por López y Muñoz⁷³ donde mediante un análisis estadístico relacionado con las operaciones de pesca de una muestra de 72 pozos de inyección realizados en el 2016, lograron determinar dos cosas; en primer lugar, que los empaques tipo tándem no representan un contratiempo para las operaciones de pesca, debido a que están compuestos por gomas que son fácilmente liberadas, y en segundo lugar que la cantidad de empaques de cuñas que se instalan en una sarta, presentaban un patrón de comportamiento respecto a los días promedio que dura la pesca, esto debido a que el lugar en el que se encuentran ubicados estos empaques son puntos susceptibles a rupturas. Por lo anterior, el presente trabajo solo evalúa y estandariza los parámetros referentes a los empaques hidráulicos de cuñas y no los empaques

⁷³ LÓPEZ, Lina & MUÑOZ, Jose. Diseño de una matriz de decisión para la ejecución de operaciones de pesca en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas. Trabajo de Grado. Ingenieros de Petróleos.: Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América 2017.

tipo tándem al no ser ésta una variable que afecte directamente el diseño de la sarta selectiva.

Ahora bien, en la siguiente gráfica se expresa la relación del tiempo promedio en días que demora una operación de pesca dependiendo la cantidad de empaques que tenga, es decir, sarts que se conforman con menos de 2 empaques de cuñas, su tiempo promedio de pesca es de 3,1 días, mientras que cuando se instalan más de 2 empaques, el tiempo es de 5,61 días, lo que se interpreta como una relación directamente proporcional, donde a mayor cantidad de empaques de cuñas instalados, mayor es el tiempo que se tardará la operación de pesca.

Gráfica 11. Tiempo de pesca vs. Cantidad de Empaques de Cuñas



Fuente: LÓPEZ, Lina & MUÑOZ, Jose. Diseño de una matriz de decisión para la ejecución de operaciones de pesca en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas. Bogotá. 2017.

Como se describió en el Capítulo 3, los empaques usados actualmente son los empaques hidráulicos de cuñas PCS-5 suministrados por la empresa Texproil SRL. Se recomienda seguir usándolos debido a que desde su implementación se han realizado mejoras que han permitido adaptarse y aumentan el rendimiento de estos en el campo. Entre las mejoras se encuentran:

- Reducción de diámetros de la camisa hidráulica: esto permite mejor circulación y disminuye el arrastre de la sarta.
- Sistema de seguridad en la corrida: El rediseño de la camisa hidráulica evita que el empaque se fije accidentalmente en la corrida, o cuando se está posicionando para su fijación, permitiendo mayores rangos de trabajo antes que se siente en caso de encontrar restricciones o arrastres excesivos, de esta manera, se garantiza que el empaque PCS-5 sea fijado únicamente si se le está

aplicando presión hidráulica por directa lo cual evita asentamientos prematuros y por consiguiente pérdida de tiempo en las intervenciones.

- Sistema de pre-configuración de seteados: Tienen un mayor número y menor tamaño de pines de cizallamiento, lo que permite seleccionar presiones de asentamiento diferenciales y ajustarlos a las características del pozo.
- El sistema en “J” para asentamiento y desasentamiento está protegido por la camisa del empaque, lo que impide que se arene o deposite *scale* en dicha zona, facilitando las maniobras de desasentamiento de los mismos.
- Han mostrado eficiencia operativa en los completamientos de alta selectividad. Para sartas selectivas de alto número de empaques trabajan bien.

Adicionalmente Texproil, es una empresa argentina con experiencia en completamientos selectivos de hasta 18 zonas; en el pasado, *Pan American Energy LLC* empresa operadora creó un paper en conjunto con Texproil de la experiencia de correr 18 zonas en pozos de inyección selectiva en Argentina⁷⁴. Dicho documento muestra la experiencia adquirida de 401 pozos completados de inyección en los últimos 6 años, en donde se analizan los éxitos y los problemas encontrados con cada diseño de completamiento en diferentes condiciones de yacimiento, es decir, presiones diferenciales entre capas. Este paper bibliográficamente al ser el único en abordar el tema de esta forma, se creó con el objetivo de servir como una guía de referencia para los diseños de completamiento de pozos inyectores en campos de múltiples capas donde se pretende una expansión vertical de los proyectos de inyección de agua.

Debido al análisis de pescas con su directa relación a la cantidad de empaques de cuñas y la información suministrada por Texproil a través del paper mencionado anteriormente y su experiencia, los parámetros se estandarizan de la siguiente manera:

5.1.1 Espaciamiento entre Empaques de Cuñas. Según las simulaciones realizadas por Texproil y analizando el comportamiento de tubos de $2\frac{3}{8}$ in, (sellando un casing de $5\frac{1}{2}$ in, por debajo de 1500 psi de presión diferencial), bajo tensión y las fuerzas de compresión junto con el material técnico de los empaques, se desarrolló un nuevo diseño de finalización donde los empaques de cuñas deben colocarse a una distancia entre ellos no mayor a 698 ft y no más cerca de 202 ft.

La primera restricción de longitud atiende el problema de pandeo asegurando una longitud entre puntos anclados lo suficientemente cortos para que ningún tándem,

⁷⁴ E. MASSAGLIA, D. BALDASSA, C. PONCE, AND B. ZALAZAR, Pan American Energy LLC. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field: Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22–26 April 2006, SPE 99997.

entre esos dos puntos anclados, pueda empujarse lo suficiente como para comprimir el tubo hasta el punto en que se pandee.

La segunda restricción de longitud corresponde a la suma del problema del valor de corte del sistema de liberación, y es la distancia mínima entre los empaques de cuñas, calculada para poder liberar la instalación que tiene un valor de corte para cada empaque de 30.000 lbf.

Por lo tanto, este diseño podría usarse, sin ningún problema de pandeo, para completar pozos donde la presión diferencial en ciertas zonas es mayor que lo normal pero no lo suficiente como para empujar a los empaques tándem con la tensión necesaria para liberar los demás empaques. Otra opción podría ser identificar aquellas zonas donde la presión diferencial podría alcanzar este valor de liberación y usar empaques de cuñas para aislar esas zonas en lugar de tándems; solo si la distancia entre zonas permite hacerlo.

Sin embargo, un intervalo de espaciamiento entre 202 y 698 ft es muy grande para el objetivo que se está buscando en el presente trabajo, es por esto que se propone calcular un valor medio de estos dos valores para tener un rango de operación eficaz y seguro, este valor medio es de 450 ft obteniendo así el valor adecuado de operación del espaciamiento entre empaques de cuñas, con este se asegura el buen funcionamiento del sistema de liberación entre los empaques al momento de realizar las operaciones de pescas y se evita el pandeo de la sarta.

5.1.2 Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo. Ahora bien, para determinar este parámetro se deben tener en cuenta tres cosas, la primera es calcular la distancia entre el tope del primer perforado y la base del último perforado para así determinar la longitud total donde se pondrá el sistema de empaques, en segunda instancia se debe en lo posible ajustar el espaciamiento de los empaques de cuñas al valor de 450 ft y la tercera es tener en cuenta que este documento recomienda diseñar las sargas de inyección con empaques de cuñas en los extremos tanto inferior como superior, por lo anterior se estandarizan los siguientes valores:

- Si la distancia entre el tope del primer perforado y la base del último perforado es (importante tener en cuenta que la numeración de los empaques se realiza de abajo hacia arriba, es decir, el primer empaque es el más profundo):

Cuadro 9. Parámetros estandarizados para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo.

Distancias perforados- Rango de operación	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo
Caso 1: ≤ 450 ft	<ul style="list-style-type: none"> • Colocar dos empaques de cuñas en los extremos del pozo. • Ideal que la distancia entre primer empaque-base perforados y tope perforados- segundo empaque sea de 20 ft. Si al sumarle estos pies la distancia excede el caso de 450 ft, se deben ajustar las distancias de asentamiento de los empaques de manera que si se cumpla este rango.
Caso 2: > 450 y ≤ 900 ft	<ul style="list-style-type: none"> • Colocar tres empaques de cuñas por pozo, el segundo empaque en la mitad del primero y el último o máximo a una distancia de 3 empaques tándem consecutivos desde cualquiera de los otros empaques. • Se debe asegurar que las distancias entre el primer-segundo empaque y el segundo-tercer empaque sean similares (Empaques uniformemente distribuidos) • Ideal que la distancia entre primer empaque-base perforados y tope perforados- tercer empaque sea de 20 ft. Si al sumarle estos pies la distancia excede el caso de 900 ft, se deben ajustar las distancias de asentamiento del primer y tercer empaque de cuñas de manera que si se cumpla este rango.
Caso 3: > 900 y ≤1350 ft	<ul style="list-style-type: none"> • Colocar cuatro empaques de cuñas por pozo, el segundo 33.33% arriba del primer empaque y el tercero 33.33% debajo del cuarto empaque. • Se debe asegurar que las distancias entre el primer-segundo empaque, el segundo-tercer empaque y el tercer-cuarto empaque sean similares (Empaques uniformemente distribuidos). • Ideal que la distancia entre primer empaque-base perforados y tope perforados- cuarto empaque sea de 20 ft. Si al sumarle estos pies la distancia excede el caso de 1350 ft, se deben ajustar las distancias de asentamiento de los empaques de manera que si se cumpla este rango.
Caso 4: > 1350 ft	<ul style="list-style-type: none"> • Colocar cinco empaques de cuñas por pozo, el segundo 25% arriba del primer empaque el tercero 50% arriba del primer empaque y el cuarto empaque 25% debajo del quinto empaque. • Se debe asegurar que las distancias entre el primer-quinto empaque, el segundo-tercer empaque, el tercer-cuarto empaque y el cuarto-quinto empaque sean similares (Empaques uniformemente distribuidos). • Ideal que la distancia entre primer empaque-base perforados y tope perforados- segundo empaque sea de 20 ft.

Como ejemplo, se presenta el procedimiento de diseño de esta variable con los respectivos cálculos para los datos obtenidos de un pozo ejemplo:

1. Hallar la longitud total, con la que se determina el caso según el cuadro superior.

$$\begin{aligned}
 \text{Longitud total} &= \text{Base intervalo inferior} - \text{Tope intervalo superior} \\
 \text{Longitud total} &= 2938 \text{ ft} - 2340 \text{ ft} = 598 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

- Con la longitud total (distancia entre el tope del primer perforado y la base del último perforado) de 598 ft y observando el cuadro de estandarización, se puede establecer que este valor se encuentra en el Caso 2: Donde la longitud total de perforados está en el rango $> 450\text{ft}$ y $\leq 900\text{ft}$, es decir, se debe diseñar la sarta con tres empaques de cuñas, donde el segundo empaque en lo posible debe quedar en la mitad del primero y el último o máximo a una distancia de 3 empaques tándem consecutivos desde cualquiera de los otros empaques.
- Sumar 40 ft (ideal), distancia entre primer empaque-base perforados y tope perforados- segundo empaque de 20 ft

$$\text{Distancia final entre empaques} = 598\text{ft} + 40\text{ft} = 638\text{ft}$$

Al ser $638 \leq 900\text{ft}$ se deja la distancia de 20 ft de asentamiento para primer y tercer empaque.

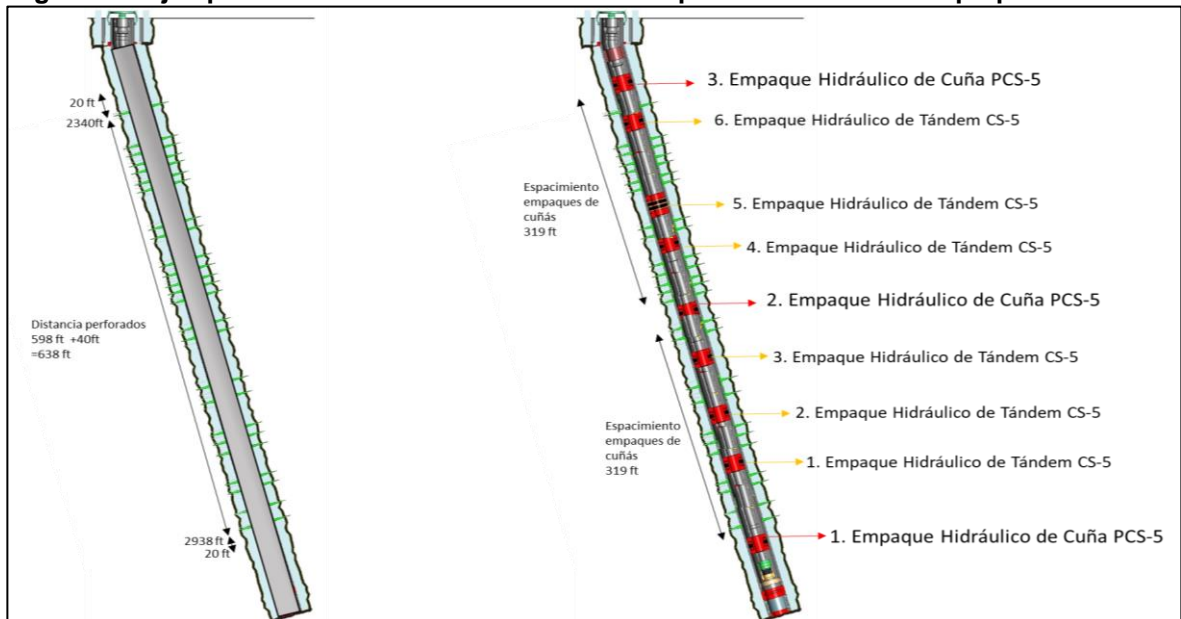
- Determinar la profundidad de asentamiento del segundo empaque

$$\text{Espaciamiento entre empaques de cuñas} = \frac{638\text{ft}}{2} = 319\text{ft}$$

La distancia no corresponde al espaciamiento de 450 ft, sin embargo, si con la premisa de empaques uniformemente distribuidos se acepta este valor, y adicional se asegura que entre dos empaques de cuñas solo hay tres empaques tándem.

$$\text{Profundidad asentamiento segundo empaque} = 2320\text{ft} + 319\text{ft} = 2639\text{ft}$$

Figura 45. Ejemplo diseño estandarizado Variable Espaciamiento entre Empaques de Cuñas



5.1.3 Cantidad de Empaques de Cuñas / ft. Este parámetro es dependiente de las dos anteriores debido a que hace referencia a la razón entre la longitud total de trabajo y el número de empaques que se diseñarán para cada caso, al igual que fue determinado en el capítulo 4 se determina de la siguiente manera, sin embargo, la longitud total esta será definida como la distancia entre primer y último empaque:

$$\frac{Emp}{ft} = \frac{Distancia\ final\ entre\ empaques}{No.\ Emp\ Cuñas - 1}$$

Es por esto que para el ejemplo planteado se tiene lo siguiente;

$$\frac{Emp}{ft} = \frac{Distancia\ final\ entre\ empaques}{No.\ Emp\ Cuñas - 1} = \frac{638\ ft}{3 - 1} = 319\ ft$$

Lo que significa que hay un empaque hidráulico de cuñas PCS-5 cada 319 ft.

Tabla 23. Parámetros estandarizados para la variable Cantidad de Empaques de Cuñas por pie

Distancias perforados- Rango de operación	No. Emp de Cuñas	Cálculos mínimos y máximos $\frac{Emp}{ft}$	Rango Cantidad de Empaques de Cuñas / ft
Caso 1: ≤ 450 ft	2	$\frac{Emp}{ft} = \frac{450\ ft}{2 - 1} = 450\ ft$	Máx 450 ft
Caso 2: > 450 y ≤ 900 ft		$\frac{Emp}{ft} = \frac{451\ ft}{3 - 1} = 225.5\ ft$	Mín 225.5 ft -450 ft
	3	$\frac{Emp}{ft} = \frac{900\ ft}{3 - 1} = 450\ ft$	
Caso 3: > 900 y ≤1350 ft		$\frac{Emp}{ft} = \frac{901\ ft}{4 - 1} = 300.33\ ft$	Mín 300.33 ft -450 ft
	4	$\frac{Emp}{ft} = \frac{1350\ ft}{4 - 1} = 450\ ft$	
Caso 4: > 1350 ft	5	$\frac{Emp}{ft} = \frac{1351\ ft}{5 - 1} = 337.75\ ft$	Mín 337.75 ft

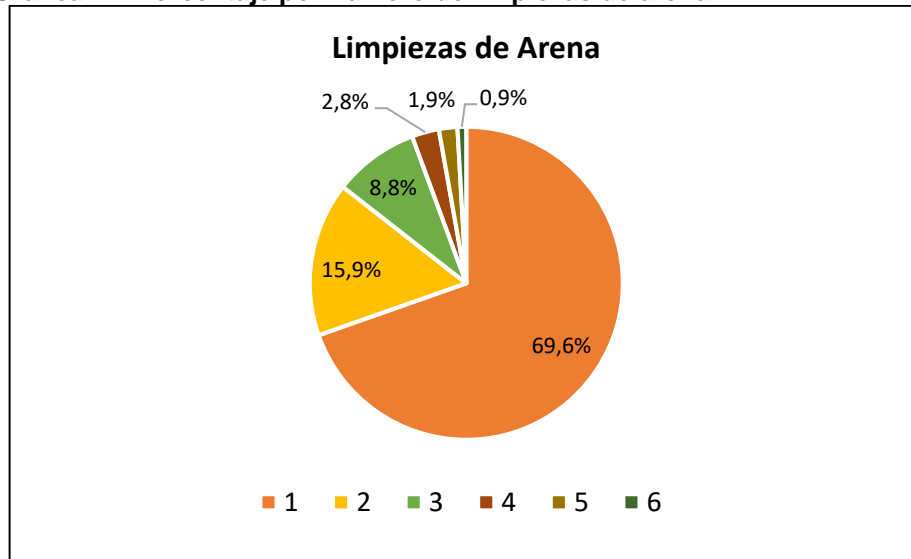
La anterior tabla representa las distancias mínimas y máximas en las se diseñarán los empaques de cuñas, es decir, entre estos rangos va a ir un empaque de cuñas con respecto a otro, por ejemplo, para el Caso 3 donde se implementan 4 empaques de cuñas, esta variable indica que si el espaciamiento es de 901 ft, habrá un empaque de cuñas cada 300.33 ft, mientras que para el mismo caso si el intervalo es de 1350 ft habrá un empaque de cuñas cada 450 ft.

5.2 EMPAQUE CERO

Para prevenir el taponamiento con arena de las zonas cañoneadas de manera anticipada, diseñar una sarta que contenga un empaque luego de los últimos cañoneos se convierte en una variable importante a tener en cuenta para evitar este problema y así disminuir la cantidad y la frecuencia de los trabajos de limpieza con coiled tubing en los pozos.

En la gráfica de abajo se representan las limpiezas promedio de arena por pozo que se realizan en el campo LCI, en la cual se observa que en la mayoría de estos solo se necesitó de una limpieza, sin embargo, un 15.9% de estos presentaron dos limpiezas y un 14.4% de tres a seis limpiezas.

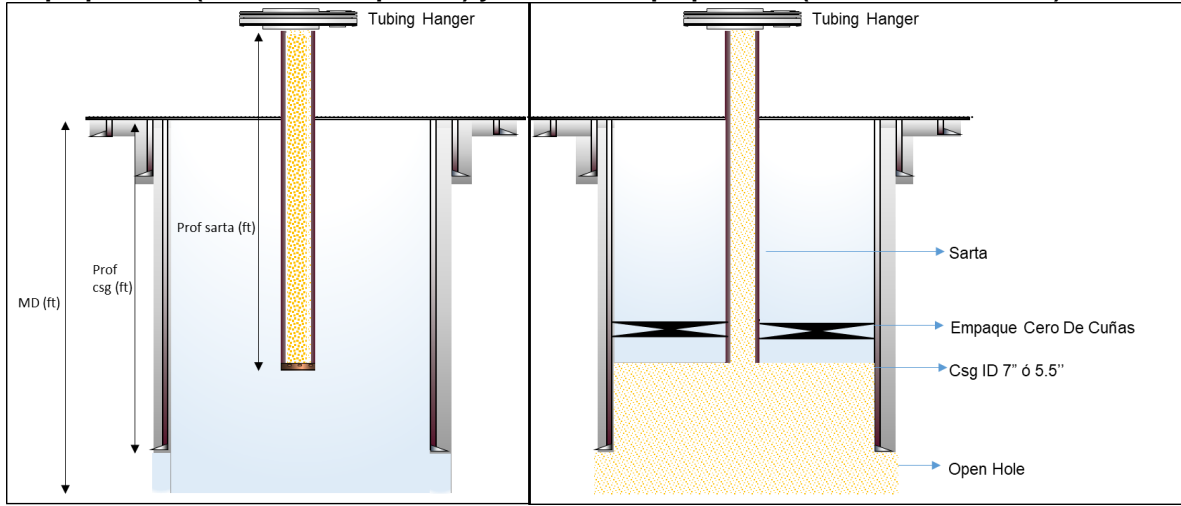
Gráfica 12. Porcentaje por número de limpiezas de arena



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.

Adicionalmente se realizan los siguientes cálculos de volumen para comparar la capacidad de arenamiento que tiene un pozo con empaque cero y otro sin esta herramienta, los datos de profundidades y diámetros se tomaron como ejemplo de dos de los pozos de la muestra de los 80 estudiados, diferenciándose por su tamaño de casing (7"y 5.5"), para cada una de estos se le hallaron las capacidades volumétricas asumiendo los dos escenarios (empaque cero o no) como se muestra en la siguiente figura y posteriormente, en la tabla se tabulan los datos generales necesarios para cada uno de los cálculos como lo son; profundidades finales correspondientes a la sarta de inyección, el casing, y la profundidad total del hueco perforado, así como también el diámetro interno de casing, el de Open Hole, también aparecen los resultados obtenidos.

Figura 46. Diferencias de las capacidades volumétricas disponibles entre un pozo sin empaque cero (ilustración izquierda) y uno con empaque cero (ilustración derecha)



**Tabla 24. Resumen datos del pozo ejemplo
Casing 7"**

Prof sarta (ft)	3699		BBLS
MD (ft)	3793	Volumen 1 (Sarta)- sin empaque	20,3
Prof csg (ft)	3783	Volumen 2a (Open Hole)	0.7
ID csg (in)	6.276	Volumen 2b (Casing)	3.21
ID open hole (in)	8.5	Volumen 2 con empaque	24.21
ID Sarta (in)	2.375		
		Indicador proporción Vol 1/ Vol 2	0.84
		Diferencia de Volúmenes	3.91
Casing 5,5"			
Prof sarta (ft)	3085.5		BBLS
MD (ft)	3415	Volumen 1 (Sarta)- sin empaque	16.91
Prof csg (ft)	3410	Volumen 2a (Open Hole)	0.35
ID csg (in)	4.778	Volumen 2b (Casing)	7.20
ID open hole (in)	8.5	Volumen 2 con empaque	24.46
ID Sarta (in)	2.375		
		Indicador proporción Vol 1/ Vol 2	0.69
		Diferencia de Volúmenes	7.55

Los cálculos se llevaron a cabo de la siguiente manera:

Ecuación 22. Cálculo de volúmenes

$$Volumen = \frac{Diametro^2}{1029.4} * MD$$

- Volumen 1 disponible Sin Empaque Cero: Hace referencia al volumen interno de la sarta de inyección únicamente.

$$\text{Volumen 1} = \frac{\text{Diametro interno de la sarta}^2}{1029.4} * \text{Prof. sarta}$$

Ejemplo de cálculo csg 7"

$$\begin{aligned} &= \frac{2.375^2}{1029.4} * 3699 \\ &= 20.3 \text{ BBLs} \end{aligned}$$

- Volúmen 2 disponible Con Empaque Cero: Hace referencia a la suma de los volúmenes de hueco abierto, interno al casing y al volumen interno de la sarta de inyección, los dos primeros son ganancia de espacio para deposición de la arena, evitando así arenamiento prematuro en los cañoneos.

Ejemplo de cálculo csg 7"

$$\begin{aligned} \text{Volumen 2a} &= \frac{\text{Diametro hueco}^2}{1029.4} * (\text{MD} - \text{Prof. Csg}) \\ &= \frac{8.5^2}{1029.4} * (3793 - 3783) = 0.70 \text{ BBLs} \\ \text{Volumen 2b} &= \frac{\text{Diametro interno del csg}^2}{1029.4} * (\text{Prof. Csg} - \text{Prof. sarta}) \\ &= \frac{6.276^2}{1029.4} * (3783 - 3699) = 3.21 \text{ BBLs} \\ \text{Volumen 2c} &= \text{Volumen 1} \\ \text{Volumen 2} &= \text{Volumen 2a} + \text{Volumen 2b} + \text{Volumen 2c} \\ &= 0.7 + 3.21 + 20.3 \\ &= \mathbf{24.21 \text{ BBLs}} \end{aligned}$$

Diferencia de capacidad de arenamiento $24.21 - 20.3 \text{ BBLs} = 3.91 \text{ BBLs}$

Otra manera, de observar el efecto es mediante un indicador donde se relacione el volumen que esta disponible sin empaque con respecto al volumen total disponible si se tiene empaque

$$\begin{aligned} \text{Indicador de proporción} &= \frac{\text{Volumen 1}}{\text{Volumen 2}} \\ \text{Indicador de proporción ejemplo csg 7"} &= \frac{20.3}{24.21} = 0.84 \end{aligned}$$

Como conclusión se observa que la proporción del volumen sin empaque cero está entre 0.84 y 0.69 del volumen con empaque, con una ganancia entre 1 y 6 barriles. Para la estandarización de esta variable se define su necesaria corrida en todos los diseños de sarta selectivas en los pozos inyectoros del Campo LCI de ahora en

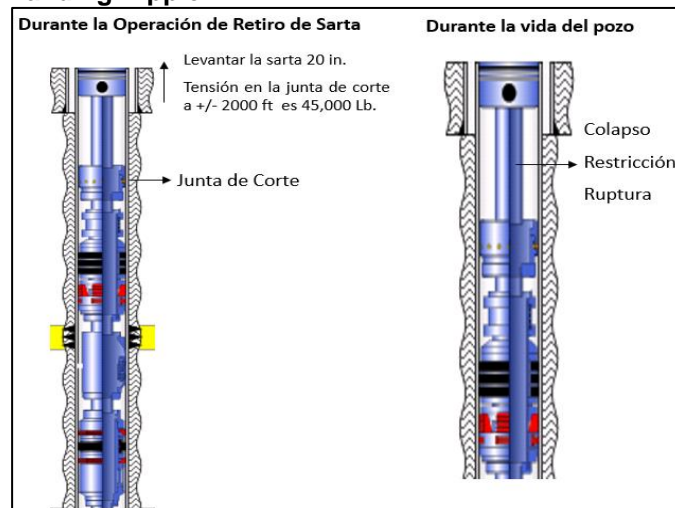
adelante, siendo su principal objetivo reducir el número de limpiezas de arena con Coiled Tubing por pozo, para este objetivo se recomienda que este empaque se diseñe a 20 ft por debajo de la base del último cañoneo, sin embargo, este valor puede ser ajustado según la variable de Espaciamiento entre empaques (índice 5.1.2)

5.3 CONECTORES ON OFF TOOL

5.3.1 Conector On Off Tool NF-1. Convencionalmente los completamientos de sartas selectivas de inyección de agua en el Campo La Cira Infantas emplean como sistema de conexión y desconexión un conjunto de herramientas compuesto por la junta de corte y el landing nipple, estas herramientas durante la vida útil del pozo presentan diferentes problemas en las operaciones llevadas a cabo en campo.

Caso de Estudio: Cuando se quiere hacer un trabajo de desasentamiento de empaques para retirar la sarta de inyección, ésta se debe levantar a 20in, luego se debe generar una fuerza de tensión de 45.000lb en la junta de corte a más o menos 2000ft lo que generará que las herramientas se vean expuestas a fuerzas no convencionales de colapso y ruptura, haciendo que la operación se complique al no cumplir con la función principal de la herramienta, como se hace evidente en la siguiente figura.

Figura 47. Completamiento con Junta de Corte y Landing Nipple.

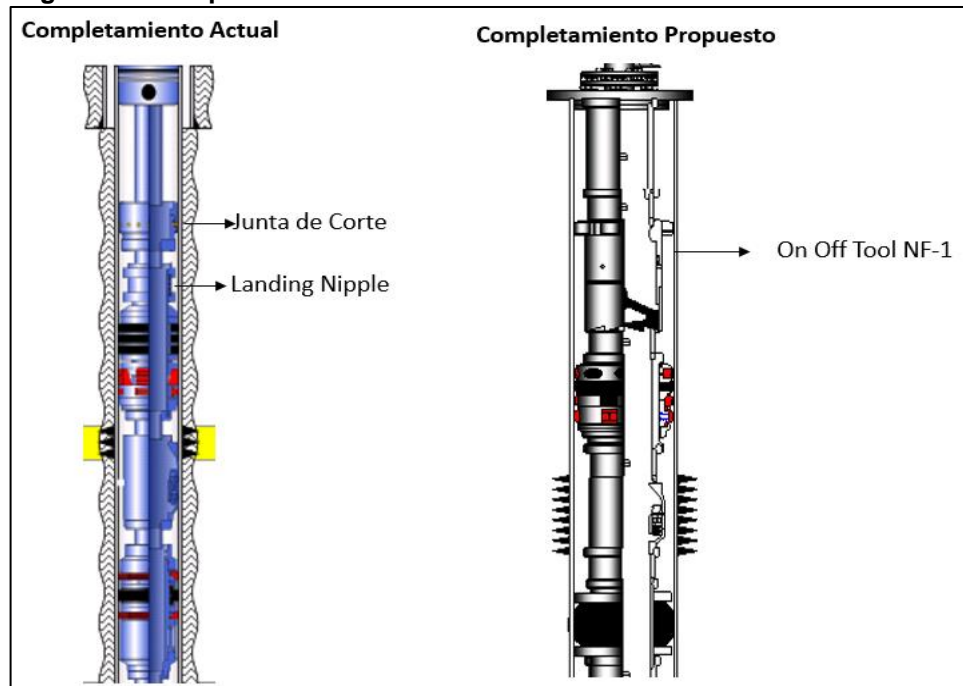


Fuente: RIVERA, Heraclio. Criterios de Diseño de Sartas Selectivas. Occidental de Colombia LLC. Barrancabermeja, Colombia, 2011.

Por esta razón se propone reemplazar la junta de corte y el landing nipple por el conector On Off Tool NF-1 ubicándola en la parte superior del BHA de 8 a 10 ft encima del empaque de cuñas, como se observa en la siguiente figura, esto traería muchos beneficios debido a que solo se implementaría una sola herramienta,

además las operaciones de desconexión de tubería se podrían realizar sin necesidad de retirar el BHA como ocurre en el caso contrario de emplear la junta de corte con el landing nipple y adicionalmente el uso del conector On Off Tool NF-1 evitaría una corrida adicional con tubería de trabajo.

Figura 48. Completamiento con conector On Off Tool NF-1.



Fuente: RIVERA, Heraclio. Criterios de Diseño de Sartas Selectivas. Occidental de Colombia LLC. Barrancabermeja, Colombia, 2011.

5.3.2 Conector On Off Tool NF-3. El conector On Off Tool NF-3 es un swivel el cual se ubica en el BHA de la sarta de inyección con el fin de separar sectores de zonas, ese sistema de swivel permite ubicar el On Off Tool y no transmitir el torque para liberar los empaques inferiores, por lo tanto y en teoría, este diseño es útil para cualquier tipo de terminación de pozos inyectores selectivos.

A continuación, se especifica un ejemplo de operación de desasentamiento de empaques donde tuvo que realizarse pesca debido a la alta corrosión de la sarta, lo que permitió el uso del On Off Tool NF-3 y así poder recuperar las herramientas con éxito, en la siguiente figura se muestra la herramienta en superficie luego de ser maniobrada eficazmente:

Figura 49. Conector On Off Tool NF-3 en superficie.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.

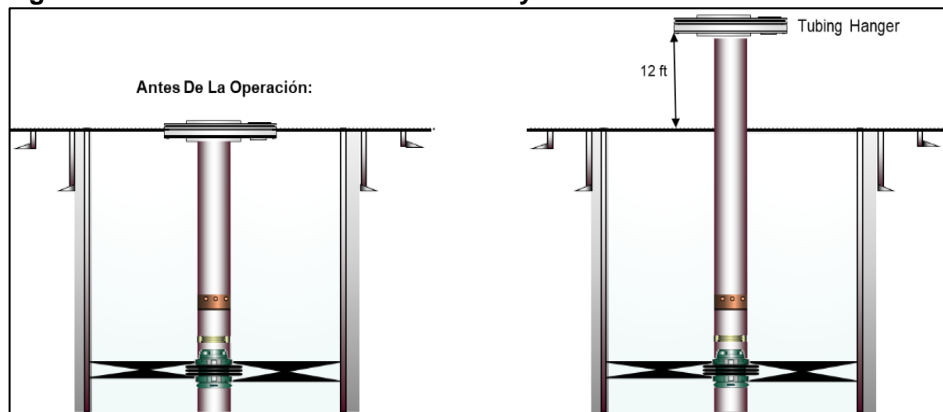
Caso de Estudio: Inicialmente se retiró el cabezal de inyección con dificultad por la alta corrosión, luego se realizó la maniobra de desasentamiento de juegos de empaques aumentando gradualmente parámetros de torque, peso sobre la broca, presión de la bomba y sobrepresión, generando de esta forma la liberación repentina de una parte de la sarta de inyección (Cross-over, un tubing joint, el set pup joint, 45 tubing joint y la parte superior de la sliding sleeve). Seguido a esto con el primer BHA de pesca se realizó la operación sin éxito ya que se sacó grapa con hilos quemados, posteriormente con un segundo BHA, se realizó de nuevo la operación de pesca pero la sarta no subió ni bajo, posiblemente porque el primer empaque de cuñas se encontraba entretallado, por esto se accionó el bumper y martillo durante 6 horas sin evidenciar avance, por lo cual se realizó desconexión de la NF-3 con éxito, por medio de esto logró recuperar el On Off Tool NF-1, tres empaques (uno de cuñas y dos Tándem), tres mandriles y la campana de la NF-3; el trabajo continuó de esta forma hasta conseguir la liberación de los siete empaques de la sarta.

Es por esta razón que se propone emplear el conector On Off Tool NF-3 en el diseño de las sarta selectivas de inyección, para esto se recomienda ubicarlo siempre por encima de cada empaque de cuñas PCS-5, con un espaciado entre 8ft a 10ft del empaque como rango de seguridad, a excepción del primer y último empaque de cuñas que componga la sarta de inyección, debido a que encima del primer empaque de cuñas se encontraría el conector On Off Tool NF-1 y en el último empaque de cuñas esta herramienta ya no cumpliría con ninguna funcionalidad, por lo cual se hace innecesaria usarla en pozos cortos.

5.4 JUNTA DE EXPANSIÓN

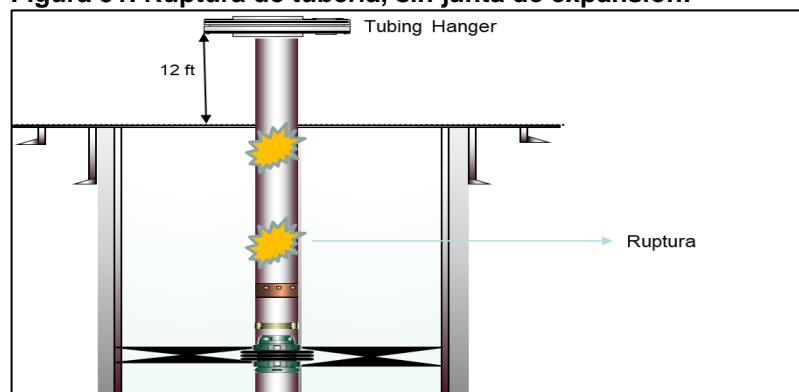
La sarta de inyección se tiene que levantar 12 ft como se representa en la siguiente figura, que busca representar varios momentos en las operaciones del pozo, es decir, en el esquema de la izquierda el pozo se encuentra sin intervención en superficie mientras que la de la derecha representa la elevación de 12 ft necesarios ya sea para desconectar tubing hanger, instalar Preventoras y/o conectar herramienta de rotación (power swivel) esto último para desasentamiento de empaques.

Figura 50. Elevación útil de la sarta de inyección.



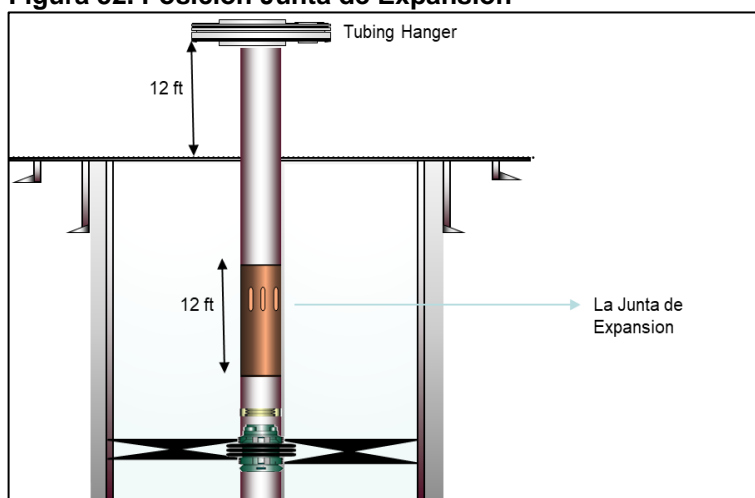
Esta elongación es la suministrada por las características de la junta expansión al ser implementada en la sarta, en el caso de que no se tenga junta de expansión la sarta se ve expuesta a 12 ft de elongación con sobretensiones hasta de 120.000 lbs, generando fallas y ruptura de la tubería sobre el primer empaque durante las operaciones de pesca como se ilustra en la siguiente figura.

Figura 51. Ruptura de tubería, sin junta de expansión.



Así entonces al tener la junta de expansión, esta mueve su cuerpo 12 ft, sin generar sobre tensiones en la tubería y permitiendo la ejecución de las operaciones de manera segura y efectiva.

Figura 52. Posición Junta de Expansión



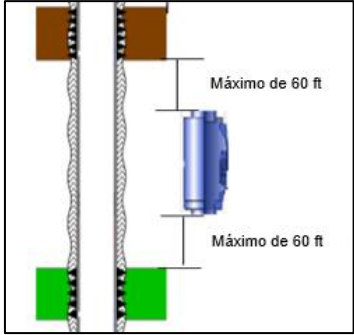
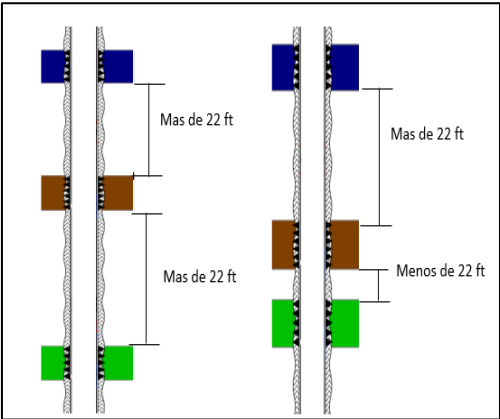
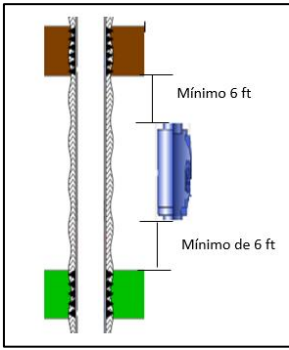
Por esta razón se propone emplear la junta de expansión en los diseños de sartas selectivas de inyección en el Campo La Cira Infantas, ubicándola por encima del conector On Off Tool NF-1, con el fin de garantizar que se puedan realizar con facilidad y sin sobretensiones los trabajos de pozo, adicionalmente es importante resaltar que esta herramienta se debe ubicar a una profundidad entre 300ft y 400ft de la superficie para que cumpla con su objetivo funcional.

5.5 UBICACIÓN DEL MANDRIL POR ZONA

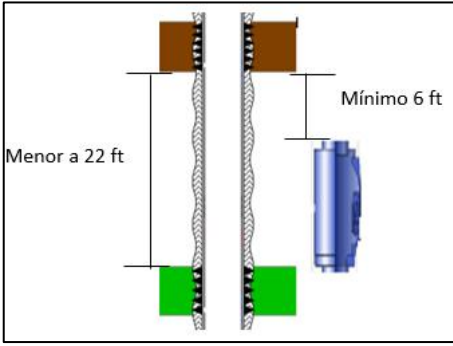
Los parámetros identificados alrededor de esta variable son fundamentados por los perfiles de inyección realizados mediante los trazadores radioactivos en pozos inyectoros con sarta selectiva, los cuales permiten hacer mediciones de caudales en la tubería de inyección y en el anular (entre la tubería de inyección y la tubería de revestimiento). Adicionalmente permiten hacer controles de hermeticidad de los empaques revisando que no haya comunicación entre grupos de intervalos cañoneados, o posibles problemas de comunicación entre arenas por problemas de cementación. Para realizar el cálculo del caudal se determina la velocidad del fluido que pasa a través de la zona a analizar. Esta velocidad es determinada a través de la inyección de una cantidad de material radioactivo al fluido a inyectar y midiendo el tiempo que tarda este material en pasar a través de dos detectores.

La medición de los caudales por el anular es un indicador utilizado recientemente para saber cómo es el comportamiento del caudal en el anular entre la tubería de inyección y el revestimiento. Esta medición ha permitido visualizar en un grupo de arenas que pertenecen a un intervalo inyectado por un solo mandril, cuál de estas está tomando el fluido. Ahora bien, a partir de lo anterior, se describen los parámetros estandarizados sobre la ubicación de los mandriles en el siguiente cuadro:

Cuadro 10. Parámetros estandarizados de la ubicación de los mandriles según intervalos cañoneados.

<p>Ubicación máxima del mandril de acuerdo con el espaciamiento entre los intervalos cañoneados</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • La debe ser de 60 ft, una distancia mayor no se logra detectar adecuadamente la gota del trazador.
<p>Ubicación mínima del mandril de acuerdo al espaciamiento entre los intervalos cañoneados</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • La mínima distancia entre intervalos cañoneados debe ser igual a 22 ft. • Para ubicar el mandril se debe identificar la zona de mayor espaciamiento entre intervalos cañoneados evitando de ser posible que éstos se enfrenten al mandril.
<p>Ubicación mínima del mandril en la zona cañoneada escogida</p> <p>Cuando el Espaciamiento > 22 ft</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • En la zona seleccionada mayor a 22 ft colocar el mandril 6 ft de diferencia respecto a los intervalos, es decir, ubicar el mandril asegurándose que los intervalos cañoneados cercanos tengan un espaciamiento mínimo de 6ft respecto al tope y base del mismo.

Cuadro 10. (Continuación).

<p>Ubicación mínima del mandril en la zona cañoneada escogida</p> <p>Cuando el Espaciamiento < 22 ft</p>	 <p>Menor a 22 ft</p> <p>Mínimo 6 ft</p> <ul style="list-style-type: none">• Si la distancia entre los perforados de una zona es menor a 22 ft y entre ellos se ubicará el mandril, se recomienda que entre la base del intervalo superior y el tope del mandril tenga mínimo 6ft, lo que permitirá discretizar el inferior por diferencia.• Sin importar si el mandril está en frente del perforado inferior éste se discretiza por diferencia.
--	---

6. MODELO DE ESTANDARIZACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES OPERACIONALES PARA EL ADECUADO DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LCI

Actualmente, la vida útil de los pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas, gira alrededor de tres (3) a cinco (5) años sin tener que realizar ninguna intervención, no obstante, este periodo de tiempo es más corto a lo esperado, por lo cual se espera poder establecer si con los parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de inyección estandarizados anteriormente, la vida útil de los pozos inyectoros aumenta; sin embargo el alcance de este trabajo de grado se limitará la evaluación únicamente a la efectiva corrida de la sarta selectiva de inyección, debido a que el rendimiento y la vida útil del pozo inyector están en función del tiempo, por lo tanto, quedarán en estudio y harán parte de las recomendaciones del trabajo de grado.

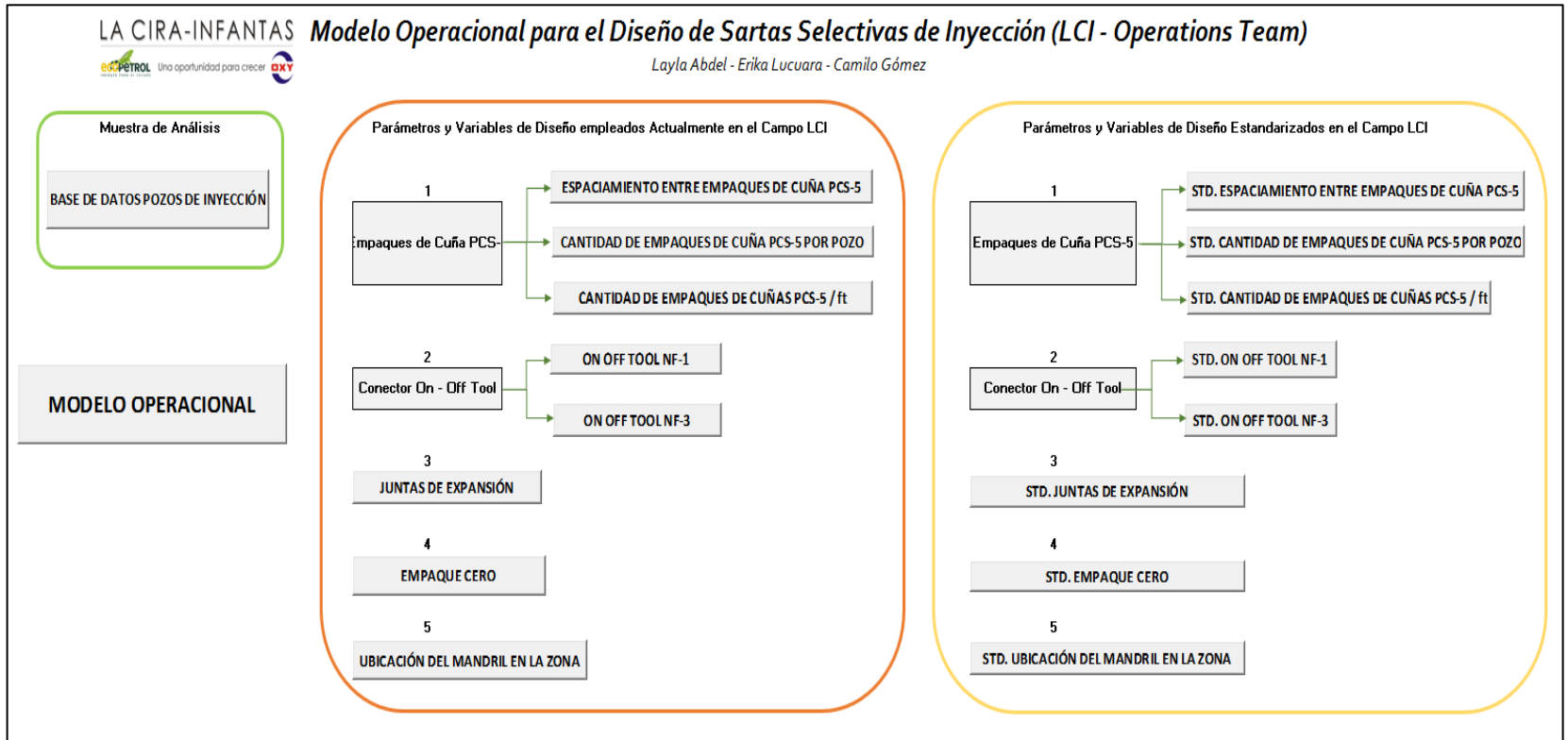
Una vez estandarizados los parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de inyección, se desarrolló un aplicativo operacional empleando la herramienta ofimática de Excel, esto con el fin de disminuir los tiempos no operacionales que se generan en el diseño, garantizar pozos inyectoros con una vida útil mayor y realizar la selección y corrida de la sarta de inyección de forma óptima y eficiente. A continuación, se presenta cada una de las secciones que hacen parte del modelo operacional de estandarización de parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de inyección.

El modelo operacional de estandarización inicia con el menú principal, en esta pestaña se observan cada una de las opciones que el ingeniero de operaciones y completamiento de pozos inyectoros de Occidental de Colombia o cualquier usuario que tenga acceso al modelo puede seleccionar, esta sección se conforma de las siguientes unidades:

- Muestra de Análisis; en esta unidad se encuentra la base de datos que contiene el histórico de cada uno de los pozos inyectoros con sarta selectiva de inyección corridos en el año 2017.
- Parámetros y Variables de Diseño empleados Actualmente en el Campo LCI; en esta unidad se presenta el análisis estadístico por cada uno de los parámetros y variables de los pozos inyectoros en estudio.
- Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI; en esta unidad se presentan los parámetros y variables estandarizados que generarán un mejor diseño de las sartas selectivas de inyección según los estudios realizados.
- Modelo Operacional; por último esta unidad presenta un aplicativo que según la necesidad del usuario y los parámetros y variables estandarizados presentará algunas recomendaciones de diseño.

Cada una de estas unidades presenta una sub-clasificación como me muestra en la siguiente figura.

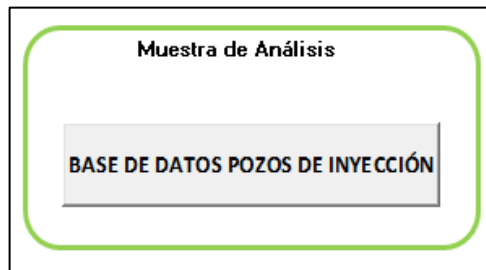
Figura 53. Menú Principal del Modelo Operacional de Estandarización.



6.1 MUESTRA DE ANÁLISIS

Esta es la primera unidad general que conforma el modelo operacional de estandarización de parámetros y variables para el diseño de sartas selectivas, la cual se caracteriza por contener en forma de base de datos la información de los 80 pozos inyectoros con sarta selectiva corridos en el año 2017. La unidad presenta un botón denominado “Base de Datos Pozos de Inyección”, que dirigirá al usuario al histórico de los pozos inyectoros estudiados.

Figura 54. Unidad Muestra de Análisis.



Una vez seleccionado el botón, se presentará un formulario en donde se hará evidente la revisión histórica de los pozos inyectoros de análisis, en el cual se enseñará por cada uno de los pozos en estudio su nombre, diámetro del casing, empaques de cuñas PCS-5, empaques tándem C-5, perforados, mandriles, empaque cero y presencia de accesorios como juntas de expansión y conectores On Off Tool NF-1 y NF-3 como se muestra a continuación.

Figura 55. Sección de Datos Generales del histórico de pozos de inyección con sarta selectiva.

LA CIRA-INFANTAS		Datos Generales de los Pozos de Inyección Selectiva en el Campo La Cira Infantas															INICIO																																			
CASINGS API		Empaques Cuñas Hidra.					Empaques Tandem Hidra.				Perforados					Mandriles - Cantidad de zonas				Empaque	Accesorios Especiales																															
POZO	ID(in)	Cantidad	Profundidad	ESPACIAMIENTO	Prom. Espaciamento	Cantidad Emp. Cuñas ± it	Cantidad	Profundidad	Distancia	Longitud	Intervalos Totales			Zonas		Cantidad	Profundidad		Ubicación Mandril Vrs Tope Zona	Indicador posición MANDRIL	SI / NO	NF-1			NF-3			Junta de expansión																								
											Topo	Base	Topo	Base	Longitud		Topo	Base				NF-1	Cantidad	Topo	Base	NF-3	Cantidad	Topo	Base	Junta	Longitud	Topo	Base																			
A	7	3	3220.79	-	200.61	154.67	5	3294.10	-	464.00	3230	3233	3230	3255	25	8	3234	3242	12.44	49.76%	NO	SI	1	3206.96	3208.81	NO	-	-	-	NO																						
			3431.20	210.41				3376.49	82.39	3249	3255	3318	3365	47	3306		3315	-3.17	-6.74%																																	
			3622.00	190.80				3474.51	98.02	3318	3339	3387	3424	37	3390		3399	12.22	33.03%																																	
								3504.90	30.39	3343	3349	3432	3467	35	3438		3447	14.85	42.43%																																	
								3561.29	56.39	3362	3365	3493	3501	8	3486		3495	2.24	28.00%																																	
										3387	3398	3517	3556	39	3517		3526	8.63	22.13%																																	
										3407	3424	3566	3617	51	3583		3592	26.02	51.02%																																	
										3432	3440	3627	3694	67	3655		3664	36.65	54.70%																																	
										3457	3467																																									
										3493	3501																																									
										3517	3527																																									
										3534	3541																																									
										3547	3556																																									
										3566	3576																																									
										3609	3617																																									
										3627	3631																																									
										3634	3644																																									
										3682	3694																																									
			B	7	3			2889.79	-	194.605	170.67	5	2943.10	-	512.00		2899	2905	2899	2939														40	8	2899	2907	8.44	21.10%	NO	SI	1	2875.96	2877.81	NO	-	-	-	NO			
								3052.20	162.41				2917	2939	2961		2986	25	2961	2970														8.83		35.32%																
3279.00	226.80					3105.51	114.02	2961	2986	2998			3044	46	3001	3010	12.22	26.57%																																		
						3133.90	28.39	2998	3015	3062			3102	40	3065	3074	11.85	29.63%																																		
						3186.29	52.39	3023	3044	3112			3130	18	3113	3122	10.24	56.89%																																		
								3062	3071	3145			3181	36	3146	3155	9.63	26.75%																																		
								3073	3082	3194			3264	70	3218	3227	33.02	47.17%																																		
								3088	3093	3294			3411	117	3372	3381	86.65	74.06%																																		
								3096	3102																																											
								3112	3130																																											
								3145	3155																																											
								3158	3166																																											
								3171.00	3181.00																																											

6.2 PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO EMPLEADOS EN EL CAMPO LCI ACTUALMENTE

Esta es la segunda unidad general que conforma el modelo operacional, se caracteriza por mostrar el análisis estadístico realizado con cada uno de los parámetros y variables evaluados durante el desarrollo del trabajo de grado los cuales están relacionados directamente con el diseño de las sartas selectivas de inyección de agua que actualmente se están empleando en el Campo La Cira Infantas.

La unidad está compuesta por varias secciones, la primera sección corresponde a los empaques de cuñas PCS-5, esta se caracteriza por tener una sub-clasificación la cual consta de tres botones, una vez el usuario selecciona alguno de estos lo dirige a los resultados estadísticos obtenidos, el primero se denomina “Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5”, el segundo “Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5” y por ultimo “Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 /ft”, como me muestra a continuación.

Figura 56. Primera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Empaques de Cuñas PCS-5.



En las siguientes figuras se observan los resultados estadísticos obtenidos una vez que el usuario selecciona alguno de los botones citados anteriormente.

Figura 57. Resultados Estadísticos – Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5.

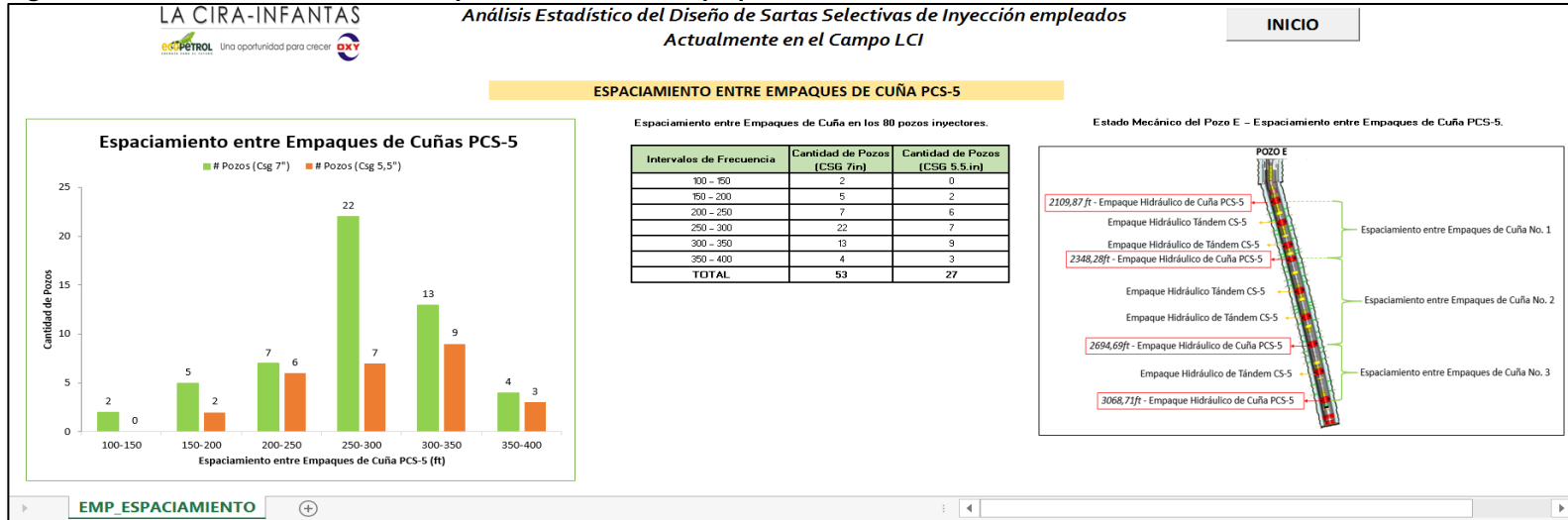


Figura 58. Resultados Estadísticos – Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 por Pozo.

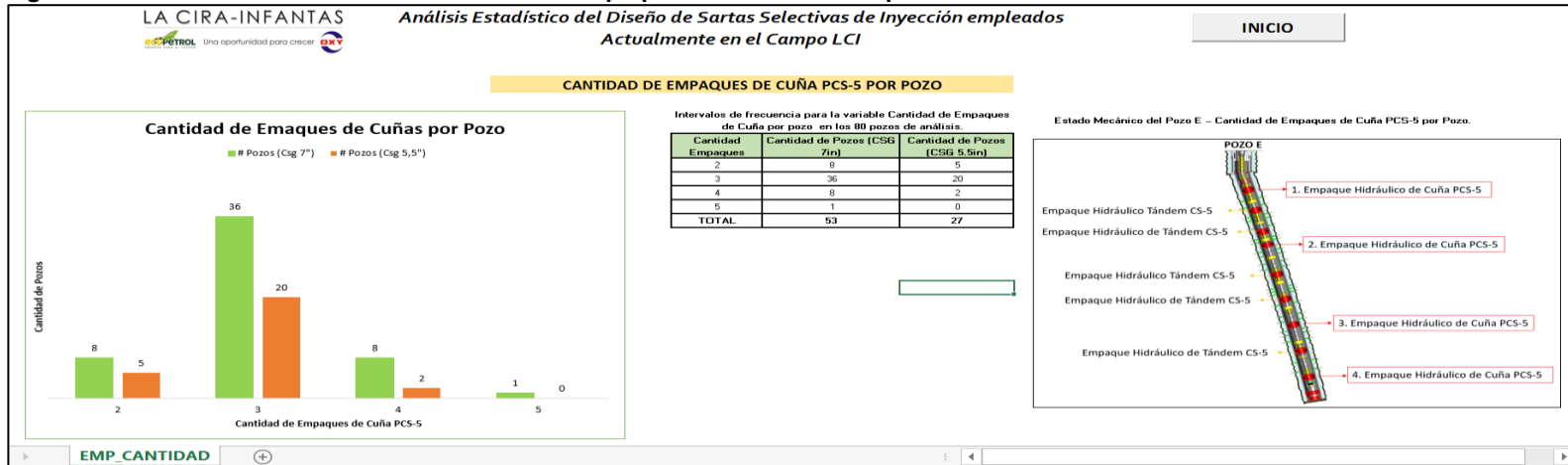
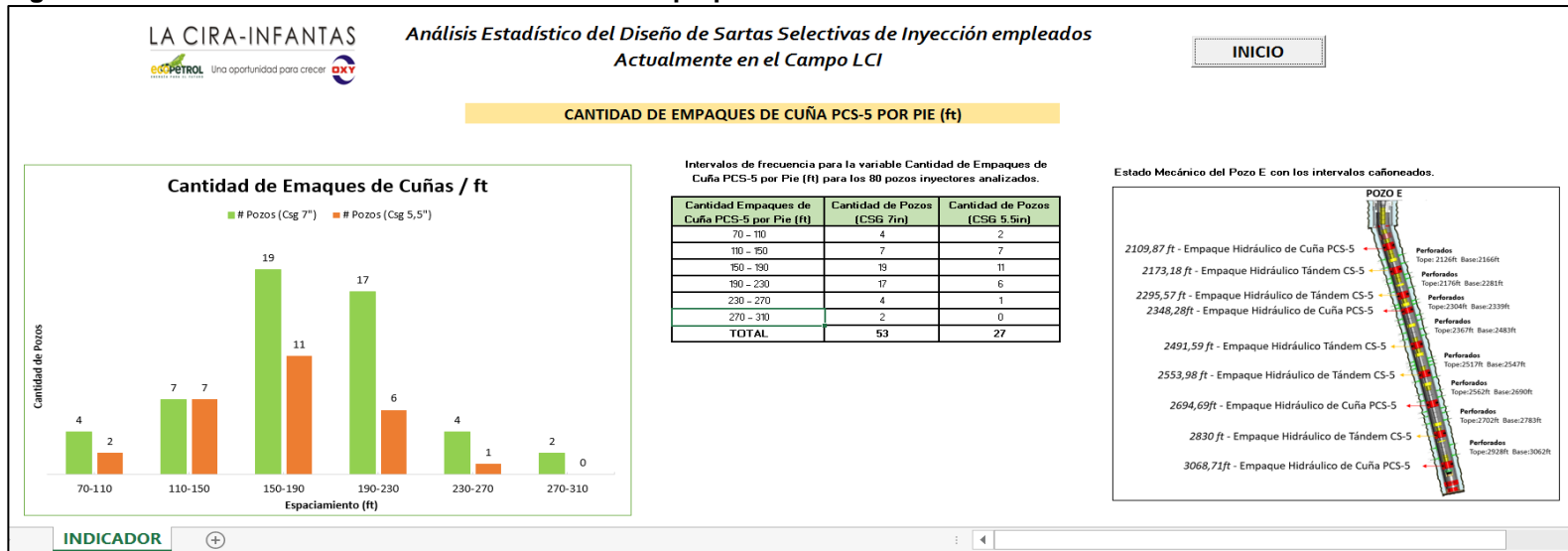
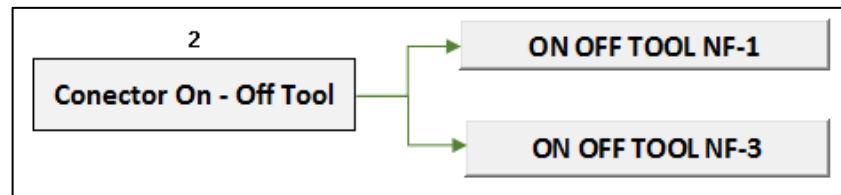


Figura 59. Resultados Estadísticos – Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 / ft.



La segunda sección de la unidad está compuesta por los conectores On Off Tool que se emplean en el diseño de sartas selectivas de inyección, esta sección también tiene una sub-clasificación, en primer lugar, se encuentra el botón denominado “On Off Tool NF-1” y en segundo lugar el botón “On Off Tool NF-3”, de la misma forma en que se describió en la sección anterior, una vez el usuario seleccione alguno de estos botones, lo dirigirá a los resultados estadísticos obtenidos.

Figura 60. Segunda Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Conectores On Off Tool.



En las siguientes figuras se observan los resultados estadísticos obtenidos una vez que el usuario selecciona alguno de los botones citados anteriormente.

Figura 61. Resultados Estadísticos – Conector On Off Tool NF-1.

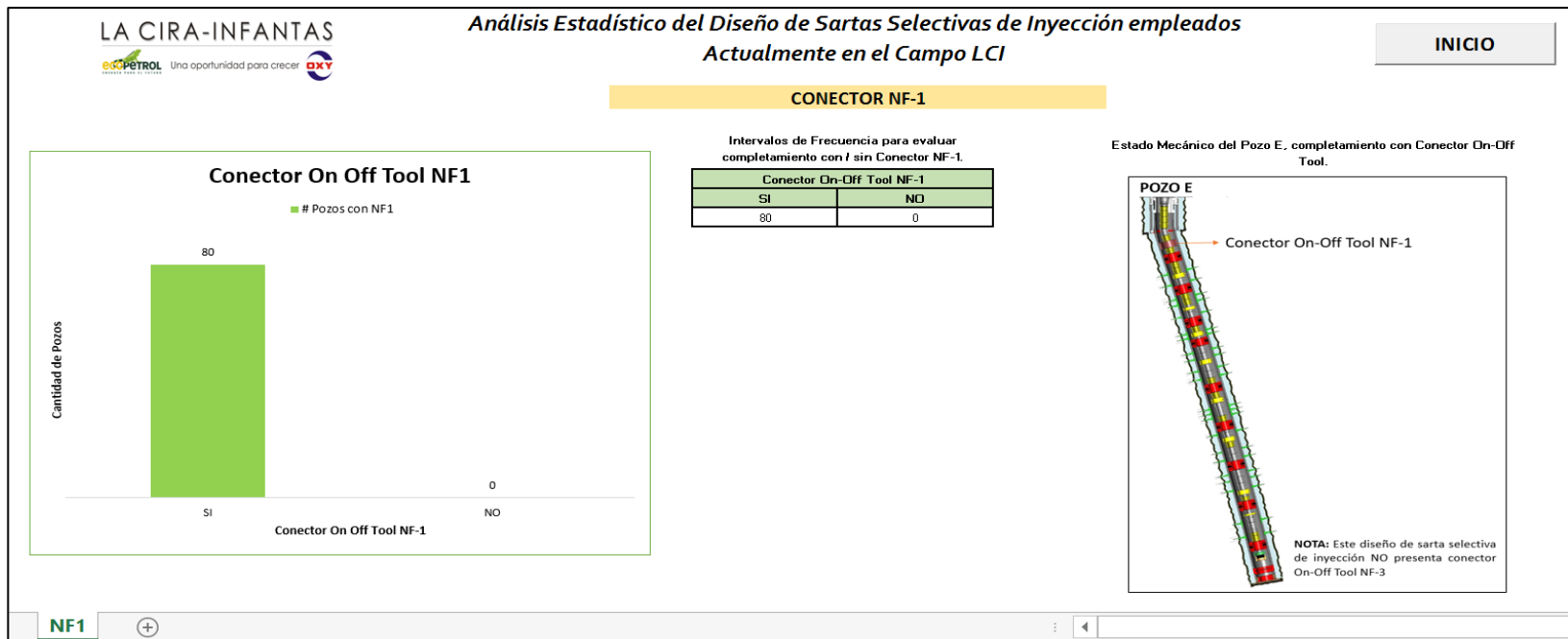
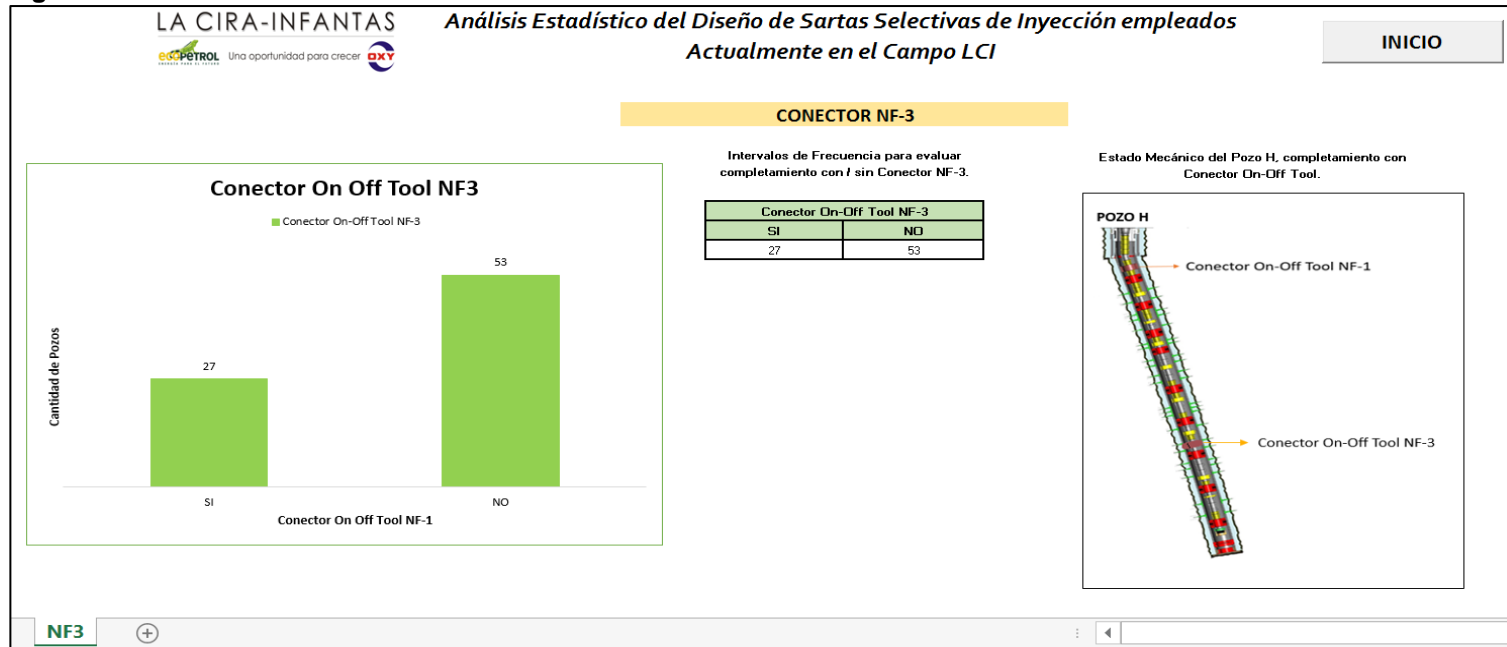
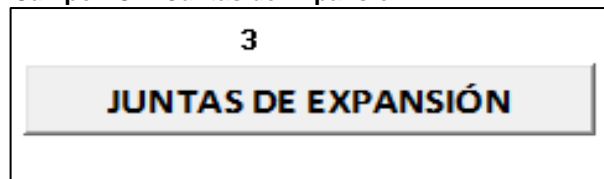


Figura 62. Resultados Estadísticos – Conector On Off Tool NF-3.



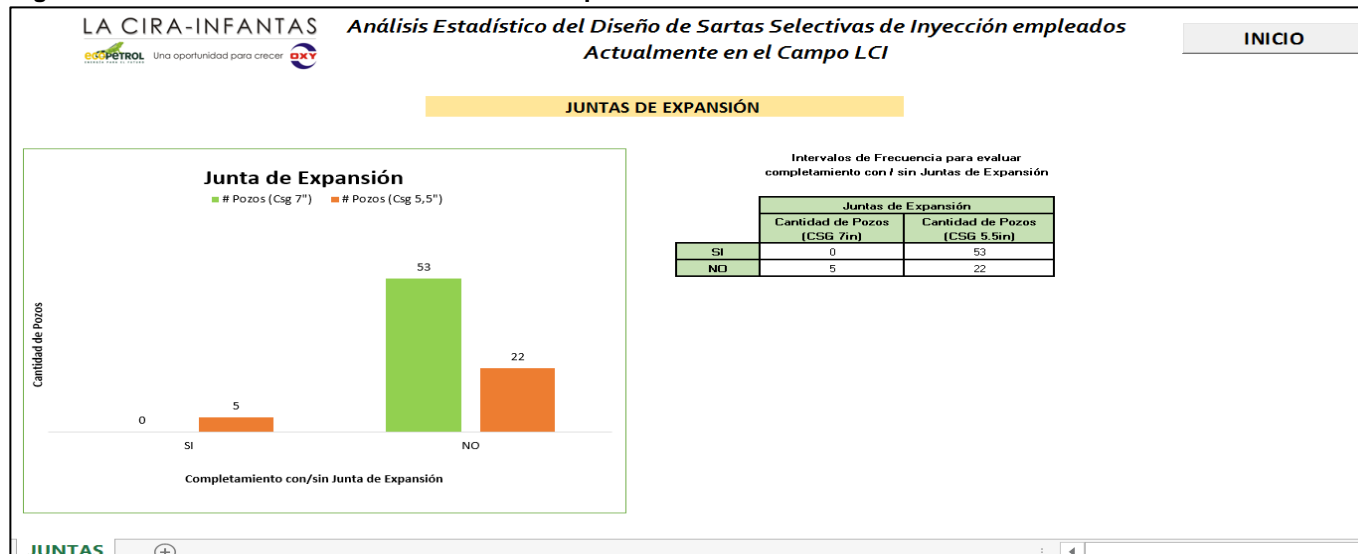
La tercera sección de la unidad general está compuesta por una herramienta fundamental en el diseño de las sartas de inyección selectiva, denominada “Juntas de Expansión”, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 63. Tercera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Juntas de Expansión.



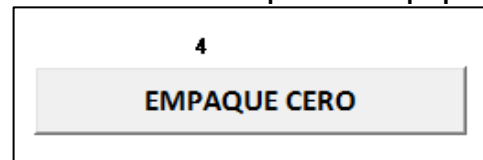
De la misma forma como ocurrió en las secciones anteriores, cuando el usuario selecciona el botón “Juntas de Expansión”, lo direccionará a los resultados estadísticos obtenidos.

Figura 64. Resultados Estadísticos – Juntas de Expansión.



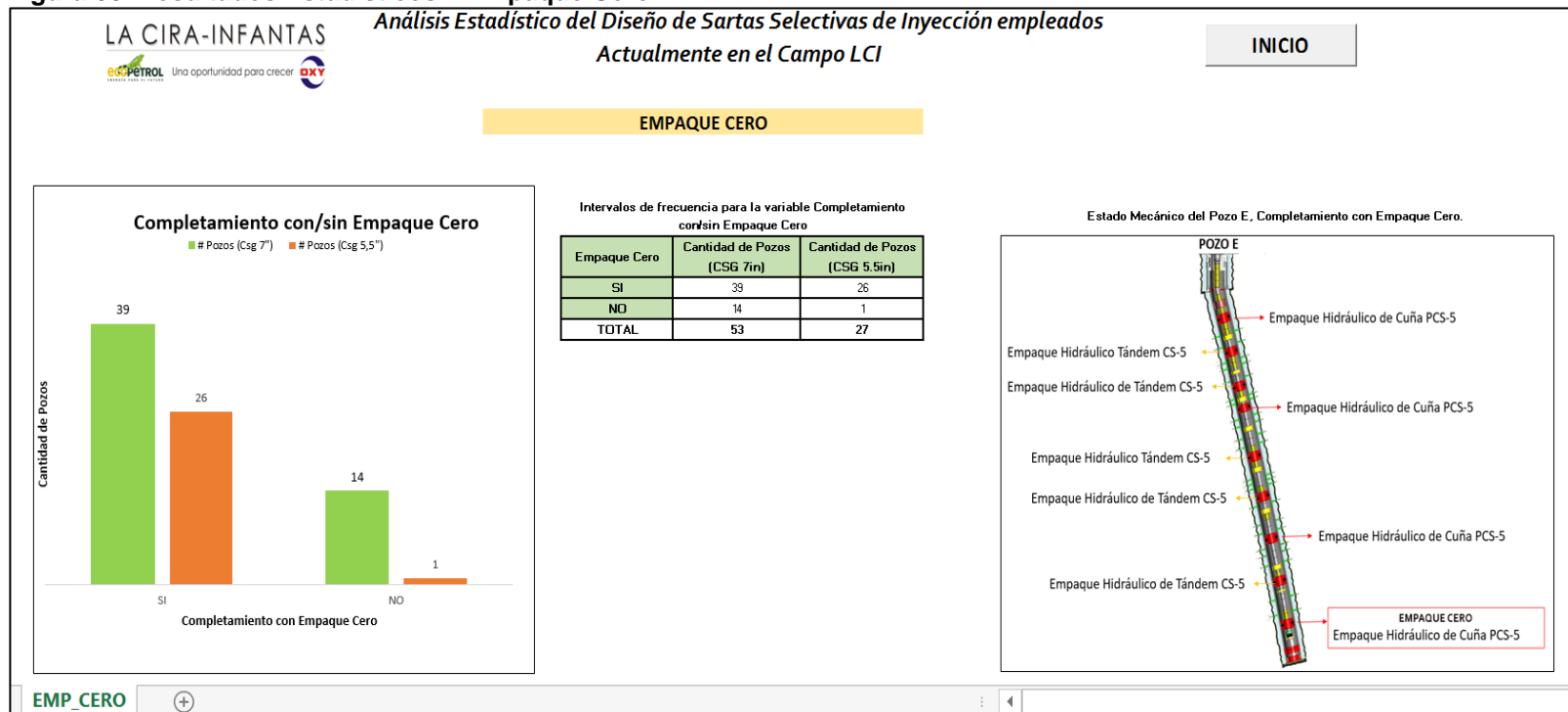
La cuarta sección corresponde al empaque de cuñas PCS-5 que se emplea en el fondo del pozo, en esta sección se establece el botón como “Empaque Cero”, como se observa en la siguiente figura.

Figura 65. Cuarta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Empaque Cero.



Una vez el usuario lo selecciona lo dirigirá inmediatamente a los resultados estadísticos obtenidos según la muestra de análisis estudiada, a continuación, se observa la página a la cual se direcciona al usuario.

Figura 66. Resultados Estadísticos – Empaque Cero.

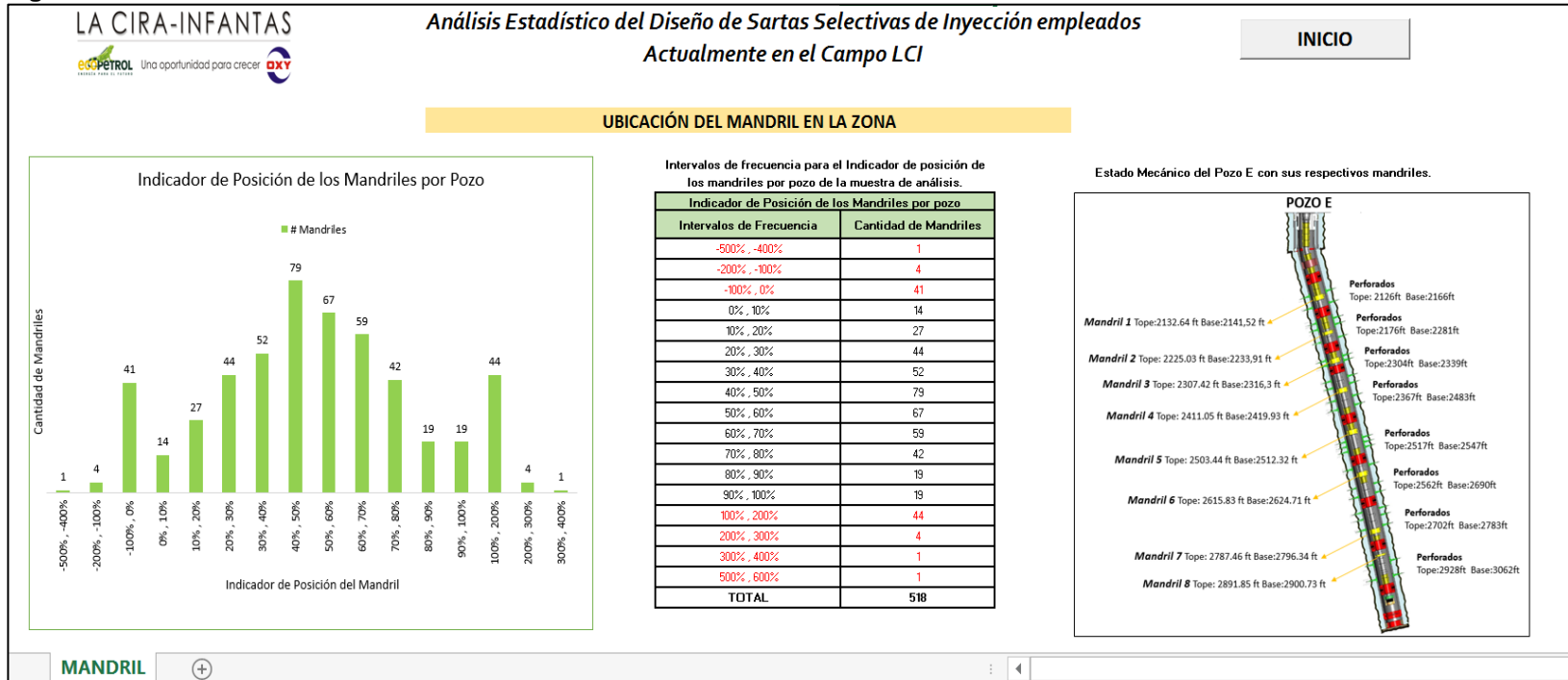


Por último, la unidad se compone de una quinta sección correspondiente a la ubicación del mandril en la zona, en esta sección también existe un botón denominado "Ubicación del mandril en la Zona" y de la misma forma en que se ocurrió en las secciones anteriores, este botón una vez seleccionado lo dirigirá a los resultados estadísticos obtenidos en el estudio de la muestra de análisis, como se observa en las siguientes figuras.

Figura 67. Quinta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Empleados Actualmente en el Campo LCI – Ubicación del Mandril en la Zona.



Figura 68. Resultados Estadísticos – Ubicación del Mandril en la Zona.



6.3 PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO ESTANDARIZADOS EN EL CAMPO LCI ACTUALMENTE

Esta es la tercera unidad general que conforma el modelo operacional, la cual se caracteriza por mostrar los parámetros y variables que a través del trabajo de grado fueron estandarizados para garantizar que los diseños de sartas selectivas de inyección en el Campo La Cira Infantas se realizarán de forma óptima y eficiente.

La unidad está compuesta al igual que la unidad anterior por varias secciones, entre ellas se encuentra la sección de los empaques de cuñas PCS-5, los conectores On Off Tool NF-1 y NF-3, las juntas de expansión, el empaque cero y la ubicación del mandril, todos ellos como parámetros y variables estandarizados.

La primera sección corresponde a los empaques de cuñas PCS-5, la cual a su vez está compuesta por tres botones, una vez el usuario selecciona alguno de estos lo dirige a los resultados estandarizados, el primero se denomina “STD. Espaciamiento entre Empaques de Cuñas PCS-5”, el segundo “STD. Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5” y por ultimo “Cantidad de Empaques de Cuñas PCS-5 /ft”, como se muestra a continuación.

Figura 69. Primera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Empaques de Cuñas PCS-5.

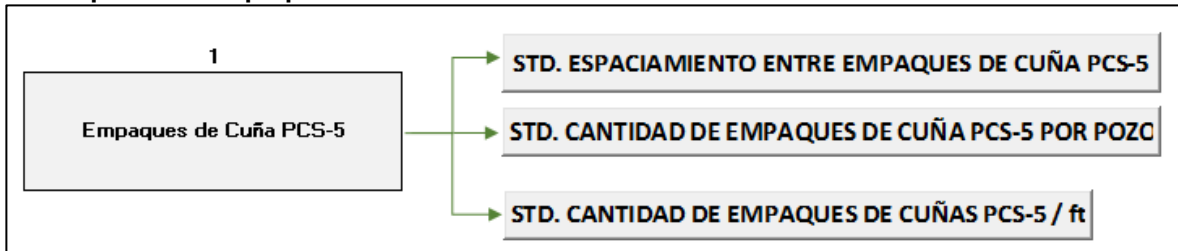


Figura 70. Resultados Estandarizados – Espaciamiento entre empaques de cuña PCS-5

LA CIRA-INFANTAS

Análisis Estadístico del Diseño de Sartas Selectivas de Inyección
Estandarizados en el Campo LCI

INICIO

ESPACIAMIENTO ENTRE EMPAQUES DE CUÑA PCS-5

CASOS DE ESTANDARIZACIÓN - Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo

Distancias perforados Rango de operación	Cantidad de Empaques de Cuñas por Pozo
Caso 1: ≤ 450 ft	<ul style="list-style-type: none"> · Colocar dos empaques de cuñas en los extremos del pozo. · Ideal que la distancia entre primer empaque-base perforados y tope perforados- segundo empaque sea de 20 ft. Si al sumarle estos pies la distancia excede el caso de 450 ft, se deben ajustar las distancias de asentamiento de los empaques de manera que si se cumpla este rango.
Caso 2: > 450 y ≤ 900 ft	<ul style="list-style-type: none"> · Colocar tres empaques de cuñas por pozo, el segundo empaque en la mitad del primero y el último o máximo a una distancia de 3 empaques tándem consecutivos desde cualquiera de los otros empaques. · Se debe asegurar que las distancias entre el primer-segundo empaque y el segundo-tercer empaque sean similares (Empaques uniformemente distribuidos) · Ideal que la distancia entre primer empaque-base

S. EMP. ESPACIAMIENTO

+

←

Figura 71. Resultados Estandarizados – Cantidad de empaques de cuña PCS-5 por pozo.

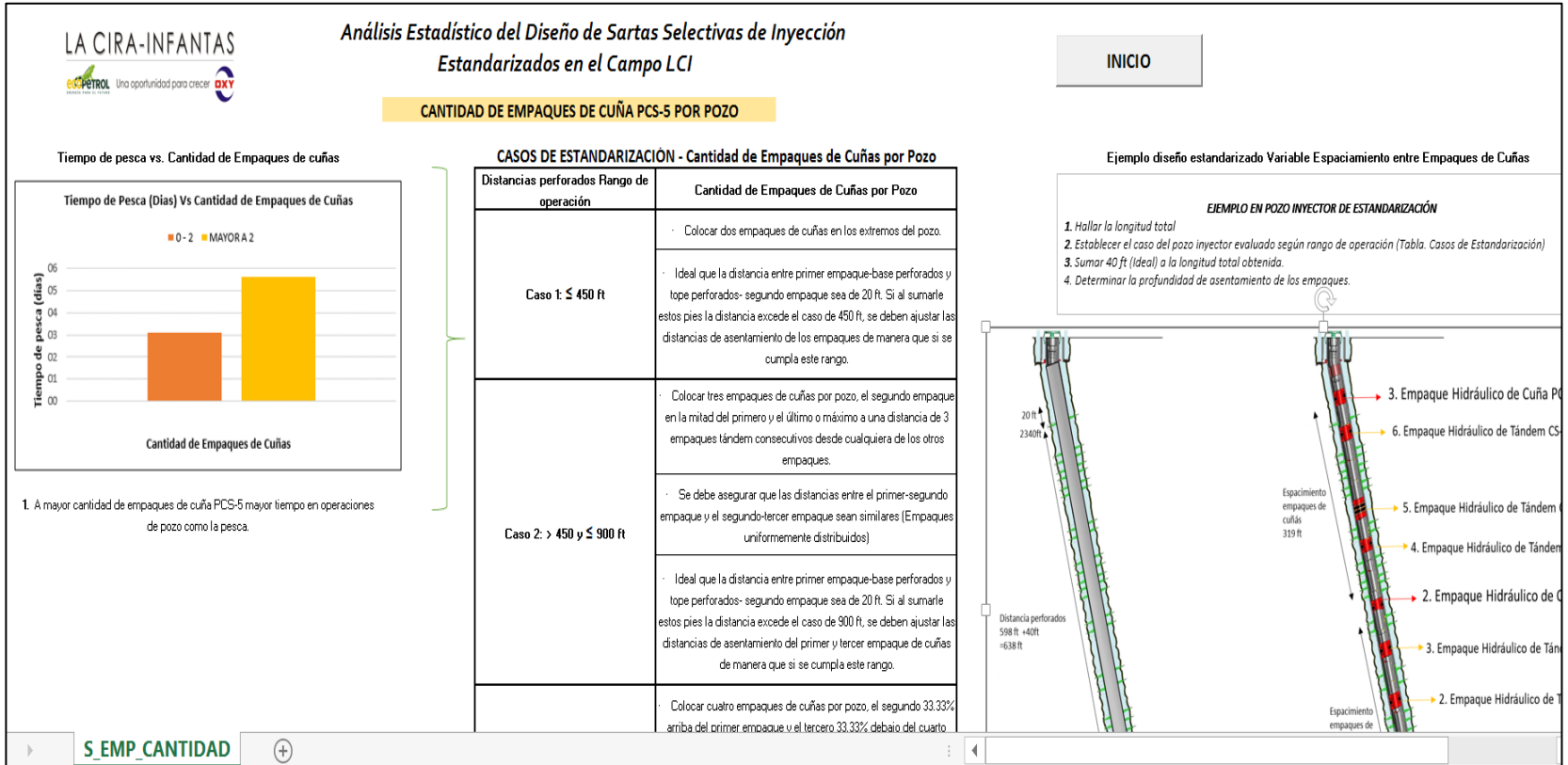


Figura 72. Resultados Estandarizados – Cantidad de empaques de cuña PCS-5 por pozo.

LA CIRA-INFANTAS
 PETROL Una oportunidad para crecer
 DXY

Análisis Estadístico del Diseño de Sartas Selectivas de Inyección Estandarizados en el Campo LCI

INICIO

CANTIDAD DE EMPAQUES DE CUÑA PCS-5 POR PIE

Distancias perforados Rango de operación	No. Empaques de Cuñas PCS-5	Cálculos mínimos y máximos (Emp/ft)	Rango Cantidad de Empaques de Cuñas / ft
Caso 1: ≤ 450 ft	2	$\frac{Emp}{ft} = \frac{450 ft}{2 - 1} = 450 ft$	Máx 450 ft
Caso 2: > 450 y ≤ 900 ft	3	$\frac{Emp}{ft} = \frac{451 ft}{3 - 1} = 225.5 ft$ $\frac{Emp}{ft} = \frac{900 ft}{3 - 1} = 450 ft$	Mín 225.5 ft -450 ft
Caso 3: > 900 y ≤1350 ft	4	$\frac{Emp}{ft} = \frac{901 ft}{4 - 1} = 300.33 ft$ $\frac{Emp}{ft} = \frac{1350 ft}{4 - 1} = 450 ft$	Mín 300,33 ft -450 ft
Caso 4: > 1350 ft	5	$\frac{Emp}{ft} = \frac{1351 ft}{5 - 1} = 337.75ft$	Mín 337,75 ft

S_INDICADOR

La segunda sección se compone por los conectores On Off Tool, esta sección al igual que en la unidad anterior se compone de dos botones “STD. On Off Tool NF-1” y “STD. On Off Tool NF-3”, a diferencia de ellos, estos botones se caracterizan por mostrar estos parámetros estandarizados, es decir, cuando el usuario selecciona alguno de los botones será dirigido a los resultados estandarizados obtenidos, como se muestra a continuación.

Figura 73. Segunda Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Conectores On Off Tool.

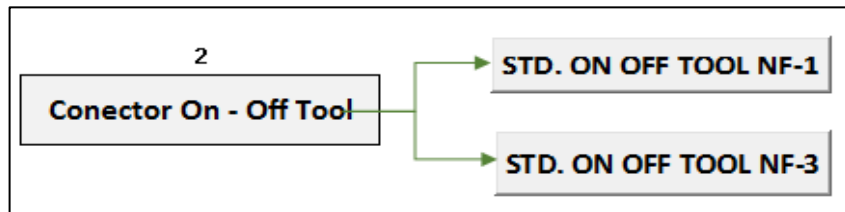


Figura 74. Resultados Estandarizados – Conector On Off Tool NF-1.

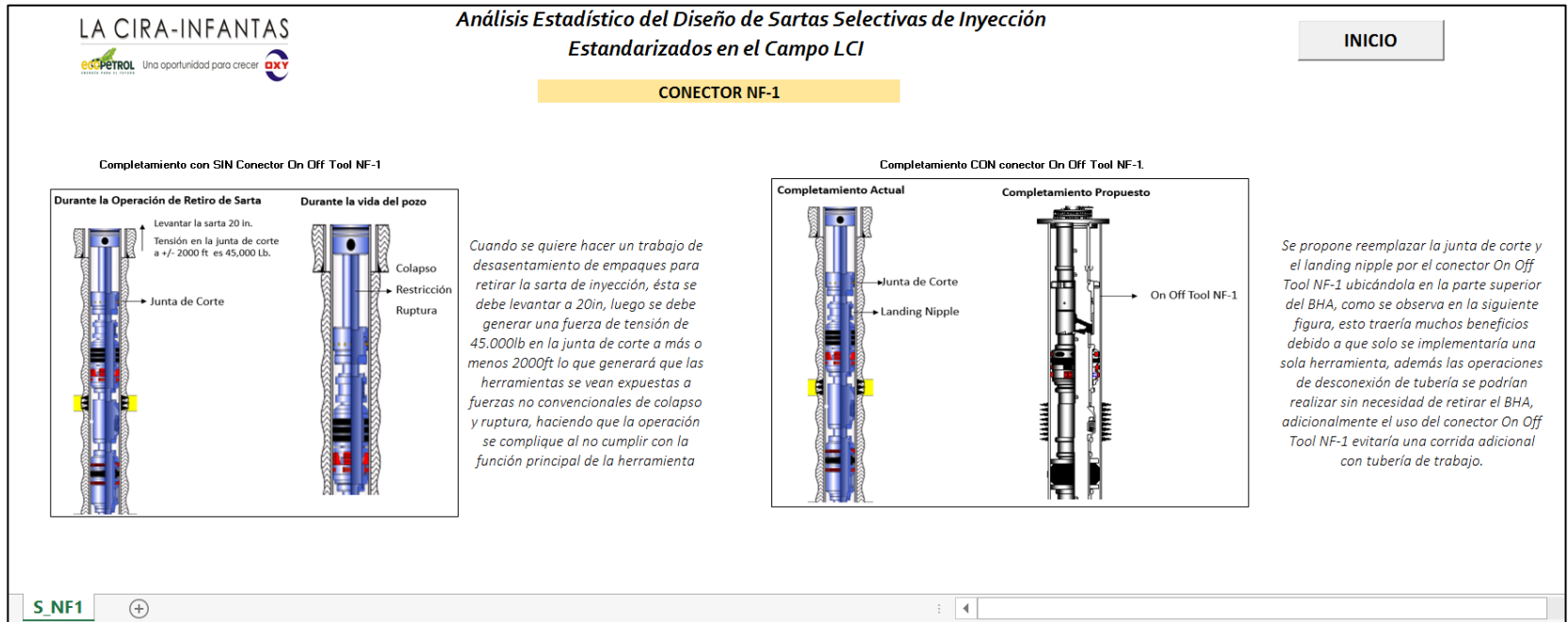
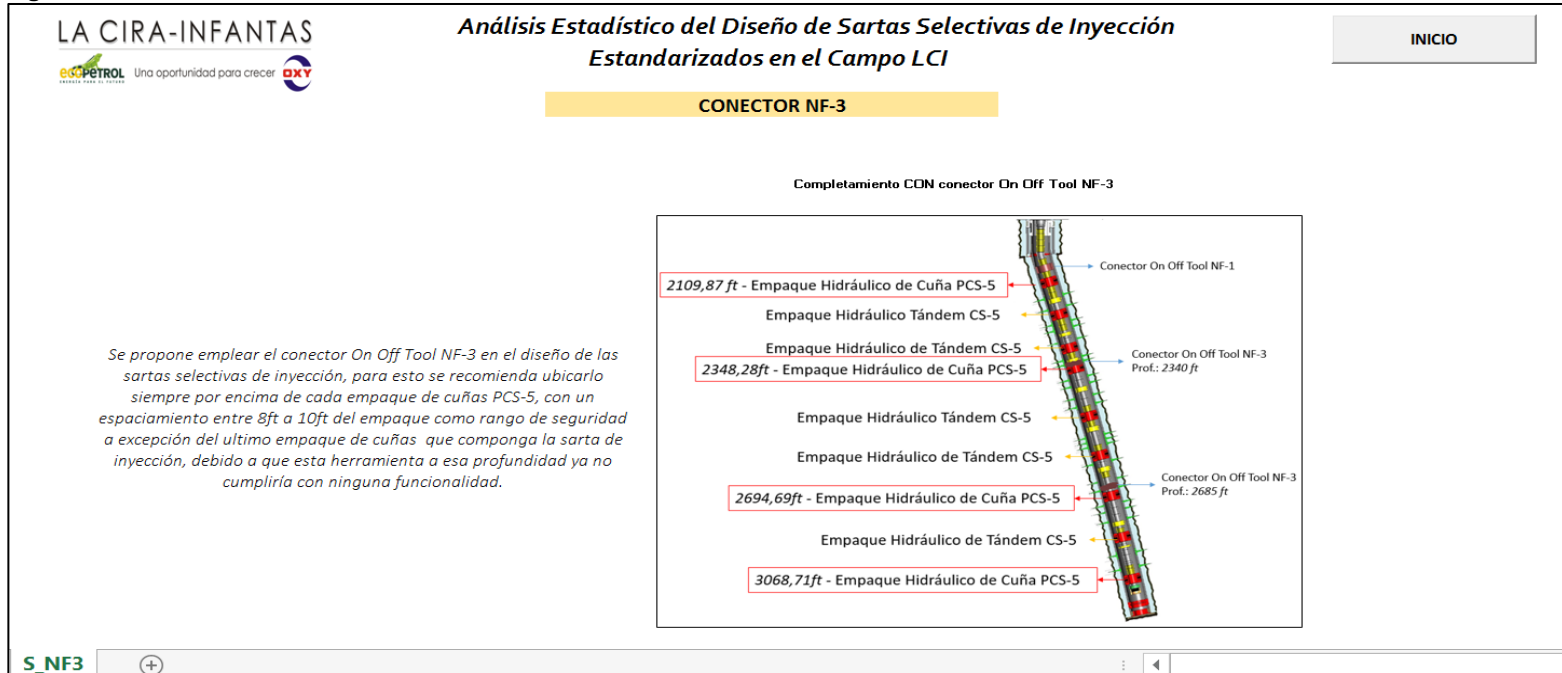


Figura 75. Resultados Estandarizados – Conector On Off Tool NF-3.



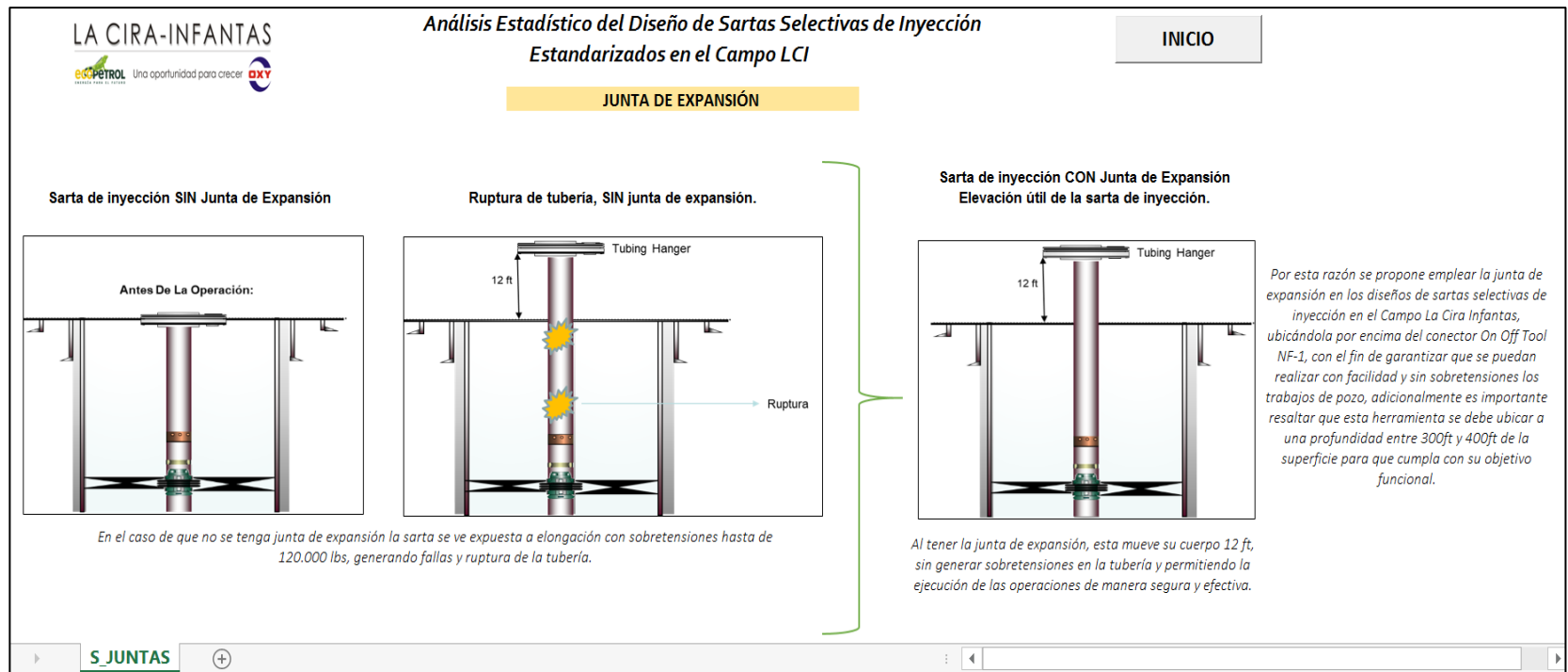
La tercera sección de la unidad general está compuesta por la herramienta de seguridad denominada “STD. Juntas de Expansión”, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 76. Tercera Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Juntas de Expansión.



De la misma forma como ocurrió en las secciones anteriores, cuando el usuario selecciona el botón “STD. Juntas de Expansión”, lo direccionará a los resultados estandarizados obtenidos como se muestra a continuación:

Figura 77. Resultados Estandarizados – Junta de Expansión.



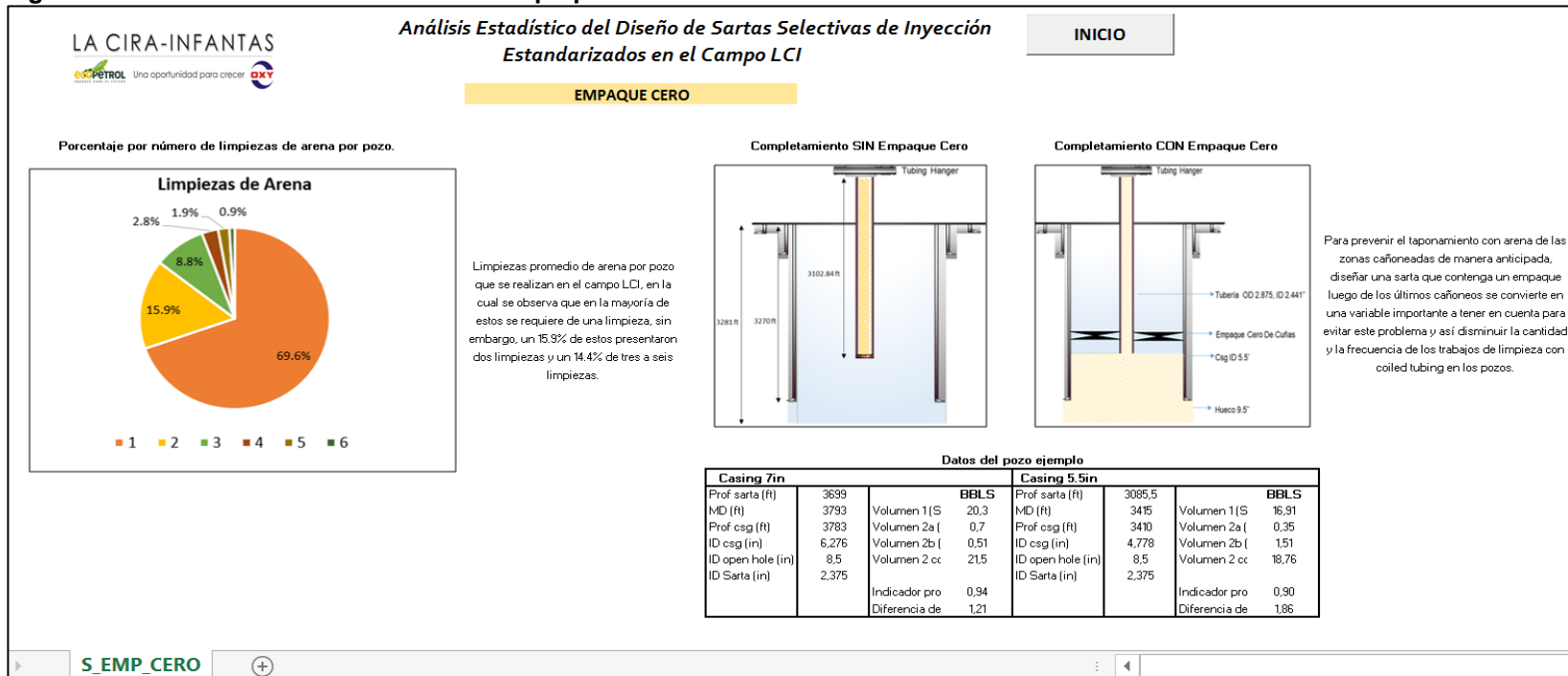
La cuarta sección corresponde al empaque de fondo del pozo, en esta sección se establece el botón como “STD. Empaque Cero”, como se observa en la siguiente figura.

Figura 78. Cuarta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Empaque Cero.



Una vez el usuario lo selecciona lo dirigirá inmediatamente a los resultados estandarizados obtenidos según la muestra de análisis estudiada, a continuación, se observa la página a la cual se direcciona al usuario.

Figura 79. Resultados Estandarizados – Empaque Cero.



La última sección correspondiente a la ubicación del mandril en la zona, en esta sección también existe un botón denominado “STD. Ubicación del mandril en la Zona” y de la misma forma en que se ocurrió en las secciones anteriores, este botón una vez seleccionado lo dirigirá a los resultados estandarizados obtenidos en el estudio, como se observa en las siguientes figuras.

Figura 80. Quinta Sección de la unidad Parámetros y Variables de Diseño Estandarizados en el Campo LCI – Ubicación del Mandril en la Zona.



Figura 81. Resultados Estandarizados – Ubicación del Mandril en la Zona.

LA CIRA-INFANTAS
CC PETROL Una oportunidad para crecer ENX

Análisis Estadístico del Diseño de Sartas Selectivas de Inyección Estandarizados en el Campo LCI

INICIO

UBICACIÓN DEL MANDRIL EN LA ZONA

CASO A. Cuando el Espaciamiento > 22 ft

CASO B. Cuando el Espaciamiento < 22 ft

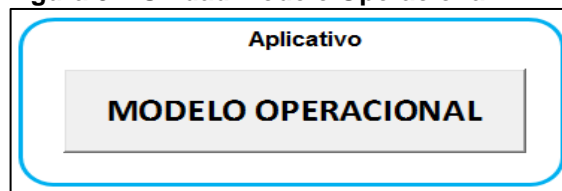
<p>Ubicación máxima del mandril de acuerdo con el espaciamiento entre los intervalos cañoneados</p> <p>La debe ser de 60 ft, una distancia mayor no se logra detectar adecuadamente la gota del trazador.</p>	<p>Ubicación mínima del mandril de acuerdo al espaciamiento entre los intervalos cañoneados</p> <p>La mínima distancia entre intervalos cañoneados debe ser igual a 22 ft. Para ubicar el mandril se debe identificar la zona de mayor espaciamiento entre intervalos cañoneados evitando de ser posible que éstos se enfrenten al mandril.</p>	<p>Ubicación mínima del mandril en la zona cañoneada escogida</p> <p>En la zona seleccionada mayor a 22 ft colocar el mandril 6 ft de diferencia respecto a los intervalos, es decir, ubicar el mandril asegurándose que los intervalos cañoneados cercanos tengan un espaciamiento mínimo de 6ft respecto al tope y base del mismo.</p>	<p>Ubicación mínima del mandril en la zona cañoneada escogida</p> <p>Si la distancia entre los perforados de una zona es menor a 22 ft y entre ellos se ubicara el mandril, se recomienda que entre la base del intervalo superior y el tope del mandril tenga mínimo 6ft, lo que permitirá discretizar el inferior por diferencia. Sin importar si el mandril está en frente del perforado inferior éste se discretiza por diferencia.</p>
<p>Máximo de 60 ft</p> <p>Máximo de 60 ft</p>	<p>Mas de 22 ft</p> <p>Mas de 22 ft</p> <p>Mas de 22 ft</p> <p>Menos de 22 ft</p>	<p>Mínimo 6 ft</p> <p>Mínimo de 6 ft</p>	<p>Menor a 22 ft</p> <p>Mínimo 6 ft</p>

S_MANDRIL

6.4 MODELO OPERACIONAL

Esta es la cuarta y última unidad general que conforma el modelo operacional, esta unidad consta de un aplicativo interactivo con el usuario en el cual se pretende que a partir de sus necesidades se genere un diseño de sarta selectiva de inyección de agua empleando los parámetros y variables estandarizados anteriormente, esta unidad inicia cuando el usuario selecciona el botón “Modelo Operacional”, como se muestra a continuación.

Figura 82. Unidad Modelo Operacional.



Una vez el usuario selecciona este botón, lo dirigirá a la página inicial del aplicativo, en el cual se debe diligenciar la información inicial para el desarrollo del diseño de la sarta selectiva de inyección, la información requerida en esta sección es el nombre del pozo, área del campo en el que se desarrollará el pozo (IN,IS,IC,CN, CS o CE), el tamaño del casing que se implementará (7 in o 5,5in), el número de zonas a intervenir (3, 4, 5, 6, 7, 8 o 9) y la profundidad del float collar en ft, como se observa en la siguiente figura.

Figura 83. Información inicial del Aplicativo.

La imagen muestra la interfaz de usuario de un aplicativo web. En la parte superior izquierda hay un logo de OXY. El título principal es "Diseño estandarización Sarta Selectiva Iny de Agua" y el subtítulo es "La Cira Infantas - Operations Team- 2018". Debajo del subtítulo se listan los nombres: "Layla Abdel - Erika Lucuara - Camilo Gómez". A la derecha hay dos botones: "INICIO" y "SIGUIENTE". En el centro hay un formulario con el título "INFORMACIÓN INICIAL" que contiene los siguientes campos: "Pozo" con el valor "7758", "Área del Campo" con un menú desplegable que muestra "CS", "Tamaño del casing (Diámetro Interno)" con un menú desplegable que muestra "5,5 in", "N° de Zonas" con un menú desplegable que muestra "3", y "Profundidad Float Collar" con el valor "2500 ft". Debajo del formulario hay un campo de "Notas" que dice: "Ingresar al menos los datos de N° de Zonas y Profundidad del Float Collar." En la parte inferior derecha hay el logo de "LA CIRA-INFANTAS" y el logo de "EUCOPETROL" con el slogan "Una oportunidad para crecer". En la parte inferior izquierda hay un botón "MODELO.OP" con un icono de plus.

Según la información diligenciada en la sección inicial del aplicativo se direccionará al usuario a otra sección, el cual estará en función del número de zonas escogidas por el usuario, a continuación, se muestra un caso donde el pozo inyector a diseñar será de 3 zonas, cuando el usuario selecciona el botón siguiente en la sección de

información inicial, el aplicativo lo direccionará a la sección de intervalos que para este caso es de tres zonas como se observa en la siguiente figura.

Figura 84. Sección de Intervalos – Caso para 3 zonas.

Diseño estandarización Sarta Selectiva Iny de Agua La Cira Infantas - Operations Team- 2018
Layla Abdel - Erika Lucuara - Camilo Gómez

Información General

Pozo	7758
Área del Campo	CS
Tamaño del casing (ID)	5.5 in
N° de Zonas	3
Prof. Float Collar	2500R

ZONAS

(ft)	3		2		1	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
INTERVALOS						

Notas:
 1. La Zona 3 es la más somera por lo tanto la Zona 1 es la más profunda.
 2. Si el valor del espaciamento entre intervalos toma valores negativos, no podrá continuar.
 3. Pegar intervalos de tope a base por zonas (pegado especial -> solo número), al igual que en las profundidades opcionales.
 4. Los intervalos no pueden tomar valores negativos. ■

Profundidades - Opcionales (FI)

Collares críticos

Recomendación Emp yacimientos

3 ZONAS

En esta sección el usuario debe ingresar la profundidad en ft de los intervalos cañoneados en las tres zonas, se debe ingresar el tope y la base de éstos y es importante tener en cuenta varios aspectos:

- La zona 3 hace referencia a la zona más somera mientras que la zona 1 a la más profunda.
- Los intervalos no pueden tomar valores negativos.
- El aplicativo no dejará continuar al usuario si no cumple con las especificaciones anteriores.
- Al lado derecho del aplicativo se puede diligenciar la profundidad de los collares críticos del pozo junto con la profundidad de los empaques que el área de yacimientos recomienda si se tiene esa información.

Figura 85. Sección de Intervalos diligenciado – Caso para 3 zonas.

Diseño estandarización Sarta Selectiva Iny de Agua La Cira Infantas - Operations Team- 2018
Layla Abdel - Erika Lucuara - Camilo Gómez

Información General

Pozo	7758
Área del Campo	CS
Tamaño del casing (ID)	5.5 in
N° de Zonas	3
Prof. Float Collar	2500R

ZONAS

(ft)	3		2		1	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
INTERVALOS	2302	2396	2460	2478	2528	2536
	2402	2406	2432	2514	2544	2556
	2408	2416			2564	2582

Notas:
 1. La Zona 3 es la más somera por lo tanto la Zona 1 es la más profunda.
 2. Si el valor del espaciamento entre intervalos toma valores negativos, no podrá continuar.
 3. Pegar intervalos de tope a base por zonas (pegado especial -> solo número), al igual que en las profundidades opcionales.
 4. Los intervalos no pueden tomar valores negativos. ■

Profundidades - Opcionales (FI)

Collares críticos

Recomendación Emp yacimientos

LA CIRA-INFANTAS
 ecPETROL Una oportunidad para crecer OXY

Una vez diligenciado el formato anterior el usuario debe seleccionar el botón siguiente para continuar, el aplicativo está diseñado para que según el espaciamiento entre las zonas lo direcciona a la sección de diseño de sarta selectivas de inyección correspondiente, como se observa a continuación:

Figura 86. Sección de Diseño – Caso para 3 Zonas.

Diseño estandarización Sarta Selectiva Iny de Agua
La Cira Infantas - Operations Team- 2018
Layla Abdel - Erika Luciana - Camilo Gómez

Información General

Pozo	7758
Área del Campo	CS
Tamaño del casing (ID)	5.5 in
N° de Zonas	3
Prof. Float Collar	2500ft

Notas:
 Completar celdas que tengan este formato.
 Si el espaciamiento entre empaques no esta entre el perforado de la zona y el empaque teórico +5 ft se pondra en rojo la celda de la columna F.
 Longitud de los tubos puede llenarse con 2,4,6,8,10,12,30,60,90,120 y 150 ft.
 Confirmar que la distancias coincidan con la estandarización (cuadro de la derecha). SI
 Mand-Inter es FALSO es porque el mandil se encuentra sobre el intervalo.
 Si las distancias teóricas de los empaques de cuñas no estan uniformemente distribuidas (según cuadro de la derecha) mover los empaques de

Distancias de abajo hacia arriba (Ft)

2 Emp de cuñas	200.00		
Emp de cuñas 0-3	200.41	217.00	16.59
Emp 3 - NF	03.98	8-10	
Expansion Joint	350.00		
Inter sup - Emp 3	2.00		
Emp 0 - Inter inf	15.00		

Se recomienda que deben estar en verde para cumplir con la estandarización

Insertar valores, rangos óptimos = 350 y 20 ft

z	O.D. (IN.)	I.D. (IN.)	Longitud (Ft.)	Profundidad desde (Ft)	Profundidad hasta (Ft.)	DESCRIPCIÓN	Emp - Interv	Top Inter	Base Inter	Prof Mand Teoric	Dist Interv	Mand- Interv	Mand- Mand	Emp- Emp	Prof Emp Teoric	h(ft)
			16.00	0.00	16.00	Rotary table										
		2.990	0.62	16.00	16.62	Tubing Hanger										
	3.000	2.441	0.62	16.62	17.24	Cross over 3 1/2" EUE Pin x 2 7/8" EUE Pin										
	2.875	2.441	333	17.24	350.00	Tubing Joint (Cerca a 11 Tubos de 30 Ft.)	11.09	3	330							
	3.652	2.310	15.20	350.00	365.20	EXPANSION JOINT - SPLINED 2 7/8" EUE (Stroke 10,05 Ft)										
	2.875	2.441	1982	365.20	2347.47	Tubing Joint (Cerca a 66 Tubos de 30 Ft.)	66.08	2	1980							
	3.800	2.441	1850	2347.470	2349.320	On-Off Tool modelo NF-1 (Weatherford)	09.98									

3 Zonas (1) Dis

Esta sección de diseño está en función de distintos condicionales que permitirán al usuario obtener un diseño de sarta selectiva de inyección; a continuación, se describe la forma correcta de completar la información del aplicativo:

- En primer lugar, el usuario debe asegurarse de la cantidad de empaques de cuñas que tendrá su diseño de sarta selectiva de inyección según los intervalos diligenciados en la sección anterior; esta información se encuentra en la parte superior derecha del aplicativo.

Continuando con el ejemplo anterior del pozo inyector de tres zonas, se observa que el espaciamiento entre intervalos, que no es más que la diferencia entre el máximo valor de la base en la zona 1 y el mínimo valor del tope en la zona 3 es de 200ft, el usuario debe asegurarse que esa casilla se encuentre en color verde, con esto se garantiza que se está cumpliendo con la estandarización. Según la clasificación de la cantidad de empaques de cuñas por pozo mostrada en el capítulo anterior, el diseño de sarta selectiva de este pozo corresponde al Caso I, donde el espaciamiento entre intervalos es menor a 450ft, por lo tanto, se recomienda colocar dos empaques de cuñas en los extremos del pozo, teniendo en cuenta que la distancia ideal entre el primer empaque - base perforados y tope perforados - segundo empaque será de 20 ft.

Figura 87. Identificación de cantidad de empaques de cuñas PCS-5 en el pozo y asignación de valores según recomendación.

2 Emp de cuñas		200,00	Se recomienda que deben estar en verde para cumplir con la estandarización	
Distancias de abajo hacia arriba (Ft)			Teorico - diseño	
	Diseño	Teórico		
Emp de cuñas 0-2	38,41	240,00	201,59	
Emp 2 - NF1	09,98	8-10		
Expansion Joint	350,00			
Inter sup - Emp 2	20,00			
Emp 0 - Inter inf	20,00			
			Insertar valores, rangos óptimos = 350 y 20 ft	

- En seguida, el usuario debe completar la información de las celdas que se encuentran en color azul, estas celdas corresponden a la longitud de tubería necesaria para diseñar la sarta selectiva de inyección, es importante tener en cuenta que la longitud de los tubos que pueden utilizarse son de 2, 4, 6, 8, 10, 12, 24, 30, 60, 90, 120 y 150 ft, las celdas que se deben completar son las que se encuentran señaladas con un recuadro rojo en la siguiente figura.

Figura 88. Asignación de longitud de tubería en la sarta selectiva de inyección.

z	O.D. (IN.)	I.D. (IN.)	Longitud (Ft.)	Profundidad desde (Ft.)	Profundidad hasta (Ft.)	DESCRIPCIÓN	Emp - Interv	Top Inter.	Base Inter	Prof Mand Teorico	Dist Interv	Mand-Interv	Mand-Mand	Emp-Emp	Prof Emp Teorico	h(f t)
			16,00	0,00	16,00	Rotary table										
		2,990	0,62	16,00	16,62	Tubing Hanger										
	3,000	2,441	0,62	16,62	17,24	Cross over 3 1/2" EUE Pin x 2 7/8" EUE Pin										
	2,875	2,441	333	17,24	350,00	Tubing Joint (Cerca a 11 Tubos de 30 ft)	11,09	3	330							
	3,652	2,310	15,20	350,00	365,20	EXPANSION JOINT - SPLINED 2 7/8" EUE (Stroke 10,05 ft)										
	2,875	2,441	218	365,20	2483,47	Tubing Joint (Cerca a 71 Tubos de 30 ft)	70,61	-12	2130							
	3,800	2,441	1,850	2483,470	2485,320	On-Off Tool modelo NF-1 (Weatherford)	09,98									
	2,875	2,441	8,00	2485,32	2493,32	Pup joint de 8 ft										
			1,98	2493,32	2495,30	Gomas Arriba										
3	5,875	2,335	0,00	2.495,30	2.495,30	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #ft) TEXPROIL				2402				38	2362	
			2,77	2495,30	2496,07	Gomas Abajo	-113	2362	2396	2402	6	102,07				14
				2498,07	2498,07				2406		2	92,07				4
				2498,07	2498,07				2408			82,07				8
				2498,07	2498,07											
	2,441	8,88		2498,07	2506,95	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 3								13		
				2506,95	2506,95											
				2506,95	2506,95											
				2506,95	2506,95											
				2506,95	2506,95											
			1,66	2506,95	2508,61	Gomas Arriba	93									
2	5,875	2,335	0,00	2.508,61	2.508,61	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #ft) TEXPROIL	44			2484				25	2438	

Al seguir con el ejemplo anterior del pozo inyector de tres zonas, se muestra la forma en que se completó esta información, es importante establecer que para completar la longitud de tubería necesaria para el diseño de la sarta selectiva, se deben comparar las casillas de profundidad del empaque teórico con la base de la

profundidad del empaque que se está evaluando, una vez que el rango sea el óptimo y cumpla la estandarización, las casillas de las profundidades del empaque real deben ponerse en color azul, como se muestra a continuación.

Figura 89. Diseño de Sarta Selectiva de Inyección de agua para Pozo Inyector de tres zonas.

Z	O.D. (IN.)	I.D. (IN.)	Longitud (Ft.)	Profundidad del Empaque Real		DESCRIPCIÓN	Emp - Interv	Top Inter.	Base Inter	Prof Mand Teori	Dist Interv	Mand - Interv	Mand - Mand	Emp - Emp	Profundidad del Empaque Teórico	
				Profundidad desde (Ft.)	Profundidad ad hasta (Ft.)										Prof Emp Teori	Mand - Mand
			16,00	0,00	16,00	Rotary table										
		2,950	0,62	16,00	16,62	Tubing Hanger										
	3,000	2,441	0,62	16,62	17,24	Cross over 3 1/2" EUE Pin a 2 7/8" EUE Pin										
	2,875	2,441	333	17,24	350,00	Tubing Joint (Cerca a 11 Tubos de 30 ft.)	11,09	3	320							
	3,652	2,310	15,20	350,00	365,20	EXPANSION JOINT - SPLINED 2 7/8" EUE (Stroke 10,05 ft)										
	2,875	2,441	1996	365,20	2351,47	Tubing Joint (Cerca a 66 Tubos de 30 ft.)	66,21	6	1900							
	3,600	2,441	1,650	2351,47	2353,120	Ja-Oh Tool modelo MF-1 (Weatherford)	09,36									
	2,875	2,441	8,00	2353,12	2361,12	Pup joint de 8 ft										
			1,98	2361,12	2363,10	Jomas Arriba										
3	5,875	2,335	0,00	2.363,30	2.363,30	Empaque Con Cuellos Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-3 #/ft) TEXPROIL				2402				238	2362	
			2,77	2363,30	2366,07	Jomas Abajo	19	2382	2396	2402	6	6,07				
	2,875	2,441	30,00	2366,07	2396,07	Tubo de 30 ft		2402	2406		2	FALSO				
	2,875	2,441	6,00	2396,07	2402,07	Pup joint de 6 ft		2408	2416			FALSO				
				2402,07	2402,07											
		2,441	8,88	2402,07	2410,95	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 3								75		
	2,875	2,441	12,00	2410,95	2422,95	Pup joint de 12 ft										
	2,875	2,441	12,00	2422,95	2434,95	Pup joint de 12 ft										
	2,875	2,441	2,00	2434,95	2436,95	Pup joint de 2 ft										
				2436,95	2436,95											
			1,05	2436,95	2438,01	Jomas Arriba	23									
2	5,875	2,335	0,00	2.438,61	2.438,61	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-3 #/ft) TEXPROIL	44			2484				163	2438	
			1,85	2438,61	2440,46	Jomas Abajo	21	2460	2470	2484	14	5,46				
	2,875	2,441	2,00	2440,46	2442,46	Pup joint de 2 ft		2482	2514			FALSO				
	2,875	2,441	12,00	2442,46	2454,46	Pup joint de 12 ft										
	2,875	2,441	30,00	2454,46	2484,46	Tubo de 30 ft										
		2,441	8,88	2484,46	2493,34	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 2								74	82	
	2,875	2,441	24,00	2493,34	2517,34	no es válido										
	2,875	2,441	2,00	2517,34	2519,34	Pup joint de 2 ft										
				2519,34	2519,34											
				2519,34	2519,34											
			1,05	2519,34	2521,00	Jomas Arriba	07									
1	5,875	2,335	0,00	2.521,00	2.521,00	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-3 #/ft) TEXPROIL	14			2562				81	2521	
			1,85	2521,00	2522,85	Jomas Abajo	07	2528	2536	2542	8	25,85				
	2,875	2,441	30,00	2522,85	2552,85	Tubo de 30 ft		2544	2556	2562	8	6,85				
	2,875	2,441	10,00	2552,85	2562,85	Pup joint de 10 ft		2564	2562			FALSO				
				2562,85	2562,85											
		2,441	8,88	2562,85	2571,73	Mandrel 2 7/8" Válvula 1 1/2" No. 1								70	81	
	2,875	2,441	24,00	2571,73	2595,73	no es válido										
	2,875	2,441	4,00	2595,73	2599,73	Pup joint de 4 ft										
				2599,73	2599,73											
				2599,73	2599,73											
			1,05	2599,73	2601,71	Jomas Arriba	20									
0	5,875	2,335	0,00	2.601,71	2.601,71	Empaque Con Cuellos Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-3 #/ft) TEXPROIL									2602	
			2,77	2601,71	2604,48	Jomas Abajo										
	2,875	2,441	8,00	2604,48	2612,48	Pup joint de 8 ft										
	3,800	2,197	0,58	2612,48	2613,34	Landing Nipple 2.25 ft										
	2,875	2,441	0,50	2613,34	2613,84	7 7/8" Wireline Entry Guide Shoe			-04							
						Float Collar 2.590 FT										

- Por último, se verifica que en la parte superior derecha del aplicativo las celdas que establecen el valor del espaciamiento entre empaques del diseño y el teórico se encuentren en color verde, con esto se validaría el cumplimiento de la estandarización, como se observa a continuación.

Figura 90. Validación del cumplimiento de la estandarización.

Distancias de abajo hacia arriba (Ft)		Teórico	Teórico - diseño
	Diseño	Teórico	
2 Emp de cuñas	200,00		
Emp de cuñas 0-2	236,41	240,00	03,59
Emp 2 - NF1	09,98	8-10	
Expansion Joint	350,00		
Inter sup - Emp 2	20,00		
Emp 0 - Inter inf	20,00		

Se recomienda que deben estar en verde para cumplir con la estandarización

Insertar valores, rangos óptimos = 350 y 20 ft

Siguiendo los pasos anteriores se puede obtener de la misma forma el diseño de la sarta selectiva de inyección de agua para pozos inyectoros de 4, 5, 6, 7, 8 y 9 zonas en el Campo La Cira Infantas.

7. IMPLEMENTACIÓN DE LOS NUEVOS PARÁMETROS Y VARIABLES DE DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LCI

Una vez diseñado y elaborado el modelo de estandarización operacional de los parámetros y variables evaluados, se realiza su implementación en cinco (5) pozos inyectoros en el Campo La Cira Infantas, en el cual su evaluación está sometida a la efectiva corrida de la sarta selectiva de inyección, como se muestra en el presente capítulo.

Como punto de partida para cada diseño se tiene el resumen de perforación donde están incluidos las propiedades y volúmenes de fluidos utilizados, diámetros respectivos de brocas usadas y de revestimientos, así como las profundidades de cada etapa; por otro lado se encuentra el área de yacimientos junto con el programa de completamiento, es decir tope - base de intervalos cañoneados con su unidad litológica correspondiente, así como los tiros por pie llevados a cabo por intervalos; de igual manera son suministradas las propiedades de las formaciones de interés para determinar las zonas que requieran de mandriles y el caudal recomendado de inyección.

7.1 POZO LE 1

El pozo LE1 se encuentra ubicado en La Cira Este del Campo, su perforación inició el 27 de Enero del 2018 y finalizó el 01 de Febrero del presente año, este pozo inyector se caracteriza por presentar dos secciones, a continuación, se presentan las propiedades del fluido de perforación, las características de los BHA empleados de acuerdo a la sección, los datos de surveys, los parámetros de perforación como el peso sobre la broca, la capacidad de bombeo de las bombas y el fluido de limpieza, de igual forma están las características del casing de superficie y por último los datos referentes a la cementación.

Para empezar en las dos tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la primera sección del pozo inyector LE 1, en el cual se emplea el BHA 1.

Tabla 25. Propiedades fluido de perforación Pozo LE1-BHA 1

Volumen Usado (Bbls)	350
Densidad (ppg)	8.6
Viscosidad Plastica VP (S/QT)	10
Punto cedente YP (Lbs/100ft²)	13
Gel (Lbs/100ft²)	6/7/8
Ph	8.5

Tabla 26. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 1- BHA 1

Broca PDC	11-5/8in
Boquillas	7 14/32
TFA	1.05 in ²
Profundidad total (ft)	420
Último Survey (ft)	352
Inclinación (°)	9.2
Azimuth (°)	251.60
WOB (Klps)	2 -10
Rango de Bombas (GPM)	320 -550
Rango de Bombas (SPM)	71 - 122
Fluido de limpieza – Píldora viscosa	
Rango de Bombas (GPM)	600 -120
Densidad (ppg)	9
Casing de superficie	
Diámetro externo	8 5/8"
Tipo	K-55
Peso (lb/ft)	24
Longitud (ft)	395
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	10
Volumen Lechada (bls)	45
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	80
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	7

De manera similar en las siguientes tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la segunda sección del pozo inyector LE1, en el cual se emplea el BHA 2.

Tabla 27. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 1- BHA 2

Volumen Usado (Bbls)	350
Densidad (PPG)	8.7
Viscosidad Plastic VP (cP)	10
Punto cedente YP (Lbs/100ft²)	17
VF (S/QT)	41
Ph	9.5

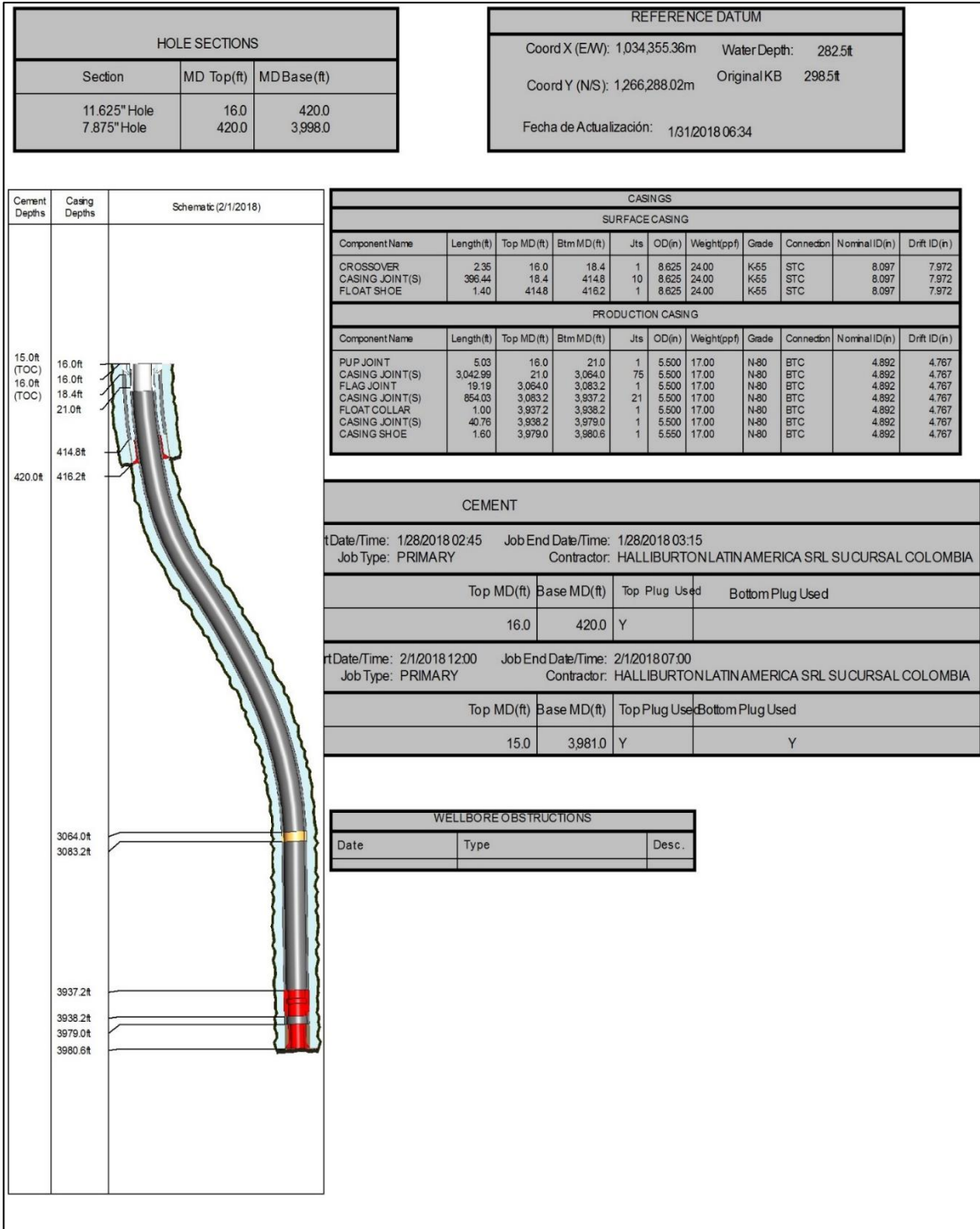
Tabla 28. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 1- BHA 2

Broca PDC	7-7/8"
Boquillas	6 15/32
TFA	1.035 in ²
Drilled Out (ft)	416.2 – 420
Profundidad total(ft)	3998
Último Survey (ft)	352
Inclinación (°)	1.2
Azimuth (°)	246.8
WOB (Klps)	15-30
Rango de Bombas (GPM)	600
Rango de Bombas (SPM)	133
Fluido de limpieza – Píldora viscosa	
Volumen (Blts)	30
Rango de Bombas (GPM)	600 -120
Densidad (ppg)	9.5
Casing de producción	
Diámetro externo	5 1/2"
Tipo	N -80 BTC
Peso (lb/ft)	17
Longitud (ft)	395
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	20
Volumen Tuned Spacer (bls) -11 ppg	30
Volumen Espaciador reactivo (bls)	14
Volumen Exteneagem slurry (bls) 40% en exceso de volumen, clase G	142
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	20
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	15

Posteriormente al resumen de perforación, se recibe el formato como se muestra en la siguiente figura con el estado mecánico del pozo, sus coordenadas y las características de las profundidades de las distintas secciones, así como también de la cementación.

Con el estado mecánico del Pozo LE1, se puede evidenciar que el pozo inyector es desviado, es decir es un pozo tipo J, donde el tamaño del casing es de 5,5in, este pozo tiene una profundidad de 3980ft.

Figura 91. Estado mecánico Pozo LE 1



Adicionalmente, se cuenta con el programa oficial de completamiento que se llevó a cabo el 02 de Febrero del 2018, en este se presentan las zonas que fueron cañoneadas junto con su profundidad y espesor.

Tabla 29. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 1

No.	Tope (MD)	Base (MD)	Espesor (ft)	Unidades	Shot/ft
1	3264	3272	8	C1-C	6TPP
2	3306	3313	7	C1-C	6TPP
3	3324	3330	6	C1Ab-C	6TPP
4	3333	3336	3	C1Ab-C	6TPP
5	3340	3349	9	C1Ab-C	6TPP
6	3362	3369	7	C2-C	6TPP
7	3383	3392	9	C2-C	6TPP
8	3395	3404	9	C2-C	6TPP
9	3414	3420	6	C2Dt-C	6TPP
10	3429	3435	6	C2Dt-C	6TPP
11	3452	3456	4	C2Dt-C	6TPP
12	3459	3467	8	Gtb-C	6TPP
13	3472	3475	3	Gtb-C	6TPP
14	3487	3500	13	Gtb-C	6TPP
15	3529	3537	8	C3-C	6TPP
16	3542	3545	3	C3-C	6TPP
17	3547	3554	7	C3-C	6TPP
18	3565	3570	5	C3-C	6TPP
19	3579	3586	7	C3Cb-C	6TPP
20	3596	3600	4	C3Cb-C	6TPP
21	3649	3654	5	C4-C	6TPP
22	3656	3672	16	C4-C	6TPP
23	3681	3684	3	C4-C	6TPP
24	3716	3718	2	C4Cb-C	6TPP
25	3720	3726	6	C4Cb-C	6TPP
TOTAL			164		
ZONA C			164		

Finalmente, del área de yacimientos se obtiene la cantidad de intervalos que tiene el pozo inyector intervenido, cada intervalo presenta la presión máxima de inyección, la presión de yacimientos, la permeabilidad, la permeabilidad efectiva, el potencial de inyección, el caudal de inyección recomendando y el espesor neto de arena a inyectar.

Como consideraciones se reciben datos adicionales como gradiente de fractura e inyectividad máxima por pie, en este caso es de 0.85 psi/ft y 25 bls/ft respectivamente, por último, se presentan recomendaciones de profundidades

tentativas correspondientes a los mandriles y a los empaques que se deben tener presentes en el diseño de la sarta.

Tabla 30. Datos recomendados según área de Yacimientos para el Pozo LE 1.

Mandril	Interval	Packer	Packer Depth Recom.	Max. Bottom Injection Pressure	Reservoir Pressure (psi)	K aire	Keff	II (bls/psi)	Injection Potential (bwipd)	Recommended RMT(bwipd)	Net sand (ft)
8	1	1	3.250	2.570	538	332	113	0,008	16	60	2
	2			2.603	538	282	50	0,015	31		5
7	3	2	3.318	2.616	754	383	149	0,033	61	93	6
	4			2.622	754	296	53	0,010	19		3
	5			2.630	754	332	61	0,065	122		8
	6			2.647	934	468	138	0,053	91		7
6	7	3	3.371	2.664	934	700	290	0,083	144	79	9
	8			2.673	934	320	142	0,040	69		9
5	9	4	3.408	2.687	972	253	51	0,015	26	51	6
	10			2.699	972	269	48	0,017	30		6
4	11	5	3.439	2.716	972	212	43	0,009	16	117	4
	12			2.723	805	466	98	0,085	163		8
	13			2.732	805	81	19	0,001	2		2
	14			2.747	805	525	191	0,101	196		13
3	15	6	3.504	2.778	767	63	6	0,005	11	65	8
	16			2.787	767	471	93	0,034	69		3
	17			2.792	767	82	25	0,004	8		7
2	18	7	3.558	2.805	767	420	78	0,055	112	56	5
	19			2.817	774	210	18	0,045	92		5
	20			2.829	774	456	84	0,048	98		4
1	21	8	3.621	2.871	526	243	20	0,031	72	107	4
	22			2.881	526	703	97	0,304	717		15
	23			2.896	526	364	74	0,113	268		3
	24			2.923	600	176	19	0,015	36		2
	25			2.928	600	875	151	0,413	961		5

A partir de la tabla anterior es posible establecer que este pozo cuenta con ocho zonas y teniendo en cuenta la información del completamiento del pozo se determina que la longitud de perforados es igual a 462ft por lo cual se requieren tres empaques de cuña PCS-5 en el pozo, teniendo en cuenta que cuando la longitud de perforados está entre 450ft y 900ft se deben emplear tres empaques de cuñas, dos en los extremos del pozo y otro en el medio del mismo.

El diseño de la sarta selectiva de inyección de agua para este pozo se realizó empleando el aplicativo desarrollado por los autores mostrado en el capítulo anterior, seleccionando la opción Modelo Operacional, este diseño se realizó según los parámetros y variables estandarizados mostrados en el quinto capítulo.

En la siguiente figura, se muestra el diseño de la sarta selectiva de inyección de agua obtenido para el Pozo LE1 propuesto por los autores y corrido en el Campo La Cira Infantas.

Figura 92. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 1 en el Campo La Cira Infantas.

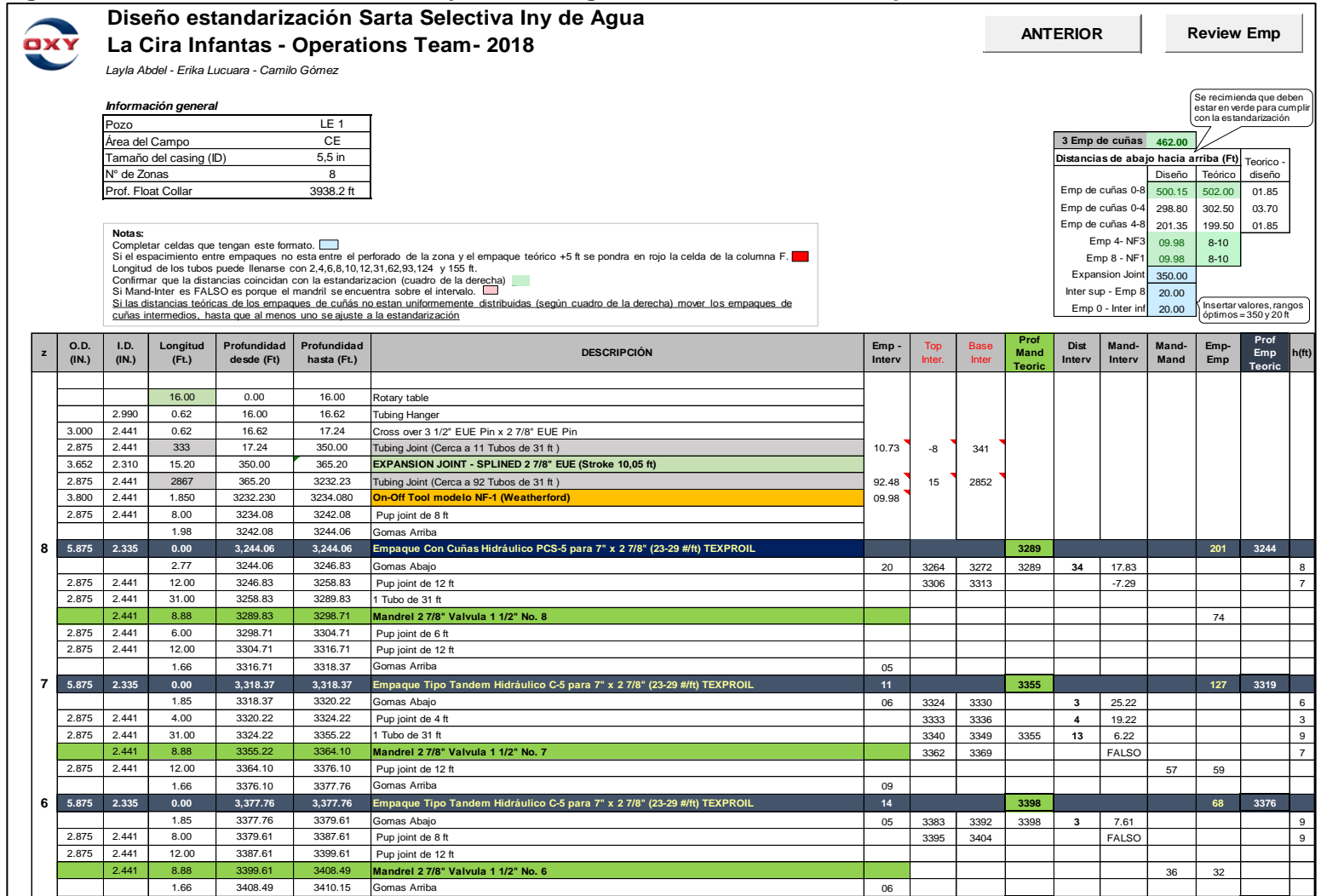


Figura 92. (Continuación)

z	O.D. (IN.)	I.D. (IN.)	Longitud (Ft.)	Profundidad desde (Ft.)	Profundidad hasta (Ft.)	DESCRIPCIÓN	Emp - Interv	Top Inter.	Base Inter	Prof Mand Teoric	Dist Interv	Mand-Interv	Mand-Mand	Emp-Emp	Prof Emp Teoric	h(ft)	
5	5.875	2.335	0.00	3,410.15	3,410.15	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	10			3426				35	3409		
			1.85	3410.15	3412.00	Gomas Abajo	04	3414	3420	3426	9	4					6
	2.875	2.441	12.00	3412.00	3424.00	Pup joint de 12 ft		3429	3435			FALSO		16	35		6
		2.441	8.88	3424.00	3432.88	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 5											
	5.500	2.370	2.55	3432.88	3435.43	Conector NF-3 Swivel & On- Off 7" x 2 7/8"											
	2.875	2.441	8.00	3435.43	3443.43	Pup joint de 8 ft											
4			1.98	3443.43	3445.41	Gomas Arriba	10										
	5.875	2.335	0.00	3,445.41	3,445.41	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	17			3481				299	3444		
	2.875	2.441	2.77	3445.41	3448.18	Gomas Abajo	07	3452	3456		3	25.18				4	
	2.875	2.441	2.00	3448.18	3450.18	Pup joint de 2 ft		3459	3467		5	14.18				8	
	2.875	2.441	31.00	3450.18	3481.18	1 Tubo de 31 ft		3472	3475	3481	12	6.18				3	
		2.441	8.88	3481.18	3490.06	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 4		3487	3500			FALSO					13
	2.875	2.441	12.00	3490.06	3502.06	Pup joint de 12 ft							48	70			
	2.875	2.441	12.00	3502.06	3514.06	Pup joint de 12 ft											
3			1.66	3514.06	3515.72	Gomas Arriba	16										
	5.875	2.335	0.00	3,515.72	3,515.72	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	29			3543				228	3515		
			1.85	3515.72	3517.57	Gomas Abajo	13	3529	3537	3543	5	6.57					8
	2.875	2.441	2.00	3517.57	3519.57	Pup joint de 2 ft		3542	3545		2	FALSO				3	
	2.875	2.441	12.00	3519.57	3531.57	Pup joint de 12 ft		3547	3554			FALSO				7	
	2.875	2.441	12.00	3531.57	3543.57	Pup joint de 12 ft											
2		2.441	8.88	3543.57	3552.45	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 3							54	44			
	2.875	2.441	6.00	3552.45	3558.45	Pup joint de 6 ft											
			1.66	3558.45	3560.11	Gomas Arriba	06										
	5.875	2.335	0.00	3,560.11	3,560.11	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	11			3592				120	3560		
			1.85	3560.11	3561.96	Gomas Abajo	05	3565	3570		9	21.96					5
	2.875	2.441	6.00	3561.96	3567.96	Pup joint de 6 ft		3579	3586	3592	10	5.96				7	
	2.875	2.441	12.00	3567.96	3579.96	Pup joint de 12 ft		3596	3600			FALSO				4	
	2.875	2.441	12.00	3579.96	3591.96	Pup joint de 12 ft											
		2.441	8.88	3591.96	3600.84	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 2							40	64			
	2.875	2.441	12.00	3600.84	3612.84	Pup joint de 12 ft											
1	2.875	2.441	8.00	3612.84	3620.84	Pup joint de 8 ft											
	2.875	2.441	2.00	3620.84	3622.84	Pup joint de 2 ft											
			1.66	3622.84	3624.50	Gomas Arriba	25										
	5.875	2.335	0.00	3,624.50	3,624.50	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	49			3700				120	3625		
			1.85	3624.50	3626.35	Gomas Abajo	25	3649	3654		2	46.35					5
	2.875	2.441	62.00	3626.35	3688.35	2 Tubos de 31 ft		3656	3672		9	28.35				16	
	2.875	2.441	12.00	3688.35	3700.35	Pup joint de 12 ft		3681	3684	3700	32	16.35				3	
		2.441	8.88	3700.35	3709.23	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 1		3716	3718		2	-6.77				2	
2.875	2.441	31.00	3709.23	3740.23	1 Tubo de 31 ft		3720	3726			-10.77	100	120		6		
0	2.875	2.441	2.00	3740.23	3742.23	Pup joint de 2 ft											
			1.98	3742.23	3744.21	Gomas Arriba	18										
	5.875	2.335	0.00	3,744.21	3,744.21	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL									3746		
			2.77	3744.21	3746.98	Gomas Abajo											
	2.875	2.441	31.00	3746.98	3777.98	1 Tubo de 31 ft											
	3.800	2.197	0.86	3777.98	3778.84	Landing Nipple 2.25 R											
2.875	2.441	0.50	3778.84	3779.34	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe		159										
					Float Collar 3938.20 FT												

7.2 POZO LE 2

El pozo LE 2 se encuentra ubicado en La Cira Sur del Campo, su perforación inició el 18 de Diciembre del 2017 y finalizó el día 22 del mismo mes, este pozo inyector se caracteriza por presentar dos secciones, a continuación, se presentan las propiedades del fluido de perforación, las características de los BHA empleados de acuerdo a la sección, los datos de surveys, los parámetros de perforación como el peso sobre la broca, la capacidad de bombeo de las bombas y el fluido de limpieza, de igual forma están las características del casing de superficie y por último los datos referentes a la cementación. Para empezar en las dos tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la primera sección del pozo inyector LE 2, en el cual se emplea el BHA 1.

Tabla 31. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 2 - BHA 1

Volumen Usado (Bbls)	440
Densidad (PPG)	8.7
Viscosidad Plástica VP (S/QT)	40
Punto cedente YP (Lbs/100ft ²)	12
Gel (Lbs/100ft ²)	4/5/6

Tabla 32. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 2- BHA 1

Broca PDC	10-5/8"
Boquillas	6 15/32
TFA	1.035 in ²
Profundidad total (ft)	513
WOB (Klps)	5-8
Rango de Bombas (GPM)	350 -700
Rango de Bombas (SPM)	119 - 239
Volumen (Bls)	30
Rango de Bombas (GPM)	700
Rango de Bombas (RPM)	120
Densidad (ppg)	9
Casing de superficie	
Diámetro externo	8 5/8"
Tipo	K-55
Peso (lb/ft)	24
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	10
Volumen Lechada (bls)	35
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	80
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	5

De manera similar en las tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la segunda sección del pozo inyector LE2, en el cual se emplea el BHA 2.

Tabla 33. Características de los fluidos empleados en el Pozo LE 2- BHA 2

Volumen Usado (Bbls)	350
Densidad (PPG)	8.7
Viscosidad Plastic VP (Cp)	10
Punto cedente YP (Lbs/100ft²)	17
VF (S/QT)	41
Ph	9.5

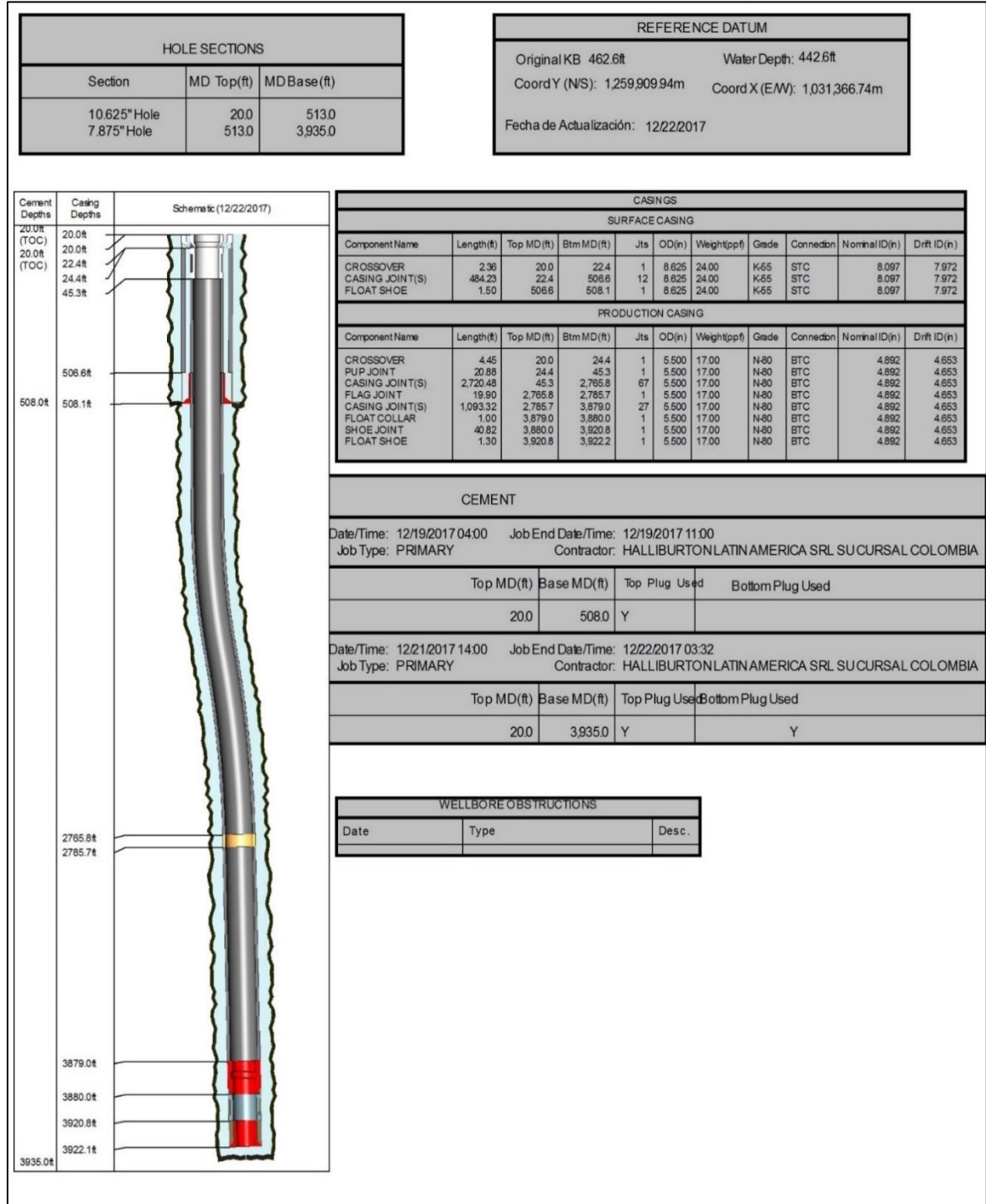
Tabla 34. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 2- BHA 2

Broca PDC	7-7/8"
Boquillas	6 de 15/32 y 4 de 16/32
TFA	1.13 in ²
Drilled Out (ft)	508 – 513
Profundidad total(ft)	3935
WOB (Klps)	14-21
Rango de Bombas (GPM)	600- 700
Rango de Bombas (SPM)	205-239
Fluido de limpieza – Píldora viscosa	
Volumen (Bls)	30
Rango de Bombas (GPM)	700
Densidad (ppg)	9.3
Casing de producción	
Diámetro externo	5 1/2"
Tipo	N -80 BTC
Peso (lb/ft)	17
Longitud (ft)	395
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	20
Volumen Tuned Spacer (bls) -11 ppg	50
Volumen Espaciador reactivo superflush (bls)	40
Volumen Extenegem slurry (bls) 50% en exceso de volumen, clase G	130
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	20
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	20

Posteriormente al resumen de perforación, se recibe el formato como se muestra en la siguiente figura con el estado mecánico del pozo, sus coordenadas y las características de las profundidades de las distintas secciones, así como también de la cementación. Con el estado mecánico del Pozo LE 2, se puede evidenciar que

el pozo inyector tiene una desviación muy pequeña, donde el tamaño del casing es de 5,5in, este pozo tiene una profundidad de 3922ft.

Figura 93. Estado mecánico del Pozo LE 2



Adicionalmente, se cuenta con el programa oficial de completamiento, en este se presentan las zonas que fueron cañoneadas junto con su profundidad y espesor.

Tabla 35. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 2

No.	Tope (MD)	Base (MD)	Espesor (ft)	Unidades	Shot/ft
1	3203	3213	10	C1-C	6TPP
2	3219	3234	15	C1-C	6TPP
3	3245	3258	13	C1-C	6TPP
4	3300	3308	8	C2-C	6TPP
5	3315	3329	14	C2-C	6TPP
6	3335	3347	12	C2-C	6TPP
7	3365	3375	10	C2Dt-C	6TPP
8	3382	3404	22	Gtb-C	6TPP
9	3416	3427	11	Gtb-C	6TPP
10	3434	3448	14	C3-C	6TPP
11	3462	3474	12	C3-C	6TPP
12	3480	3491	11	C3-C	6TPP
13	3503	3518	15	C3Cb-C	6TPP
14	3532	3541	9	C3Cb-C	6TPP
15	3629	3640	11	C4-C	6TPP
16	3647	3657	10	C4Cb-C	6TPP
17	3664	3668	4	C4Cb-C	6TPP
18	3674	3678	4	C4Cb-C	6TPP
TOTAL			205		
ZONA C			205		

Finalmente, del área de yacimientos se obtiene la cantidad de intervalos que tiene el pozo inyector intervenido, cada intervalo presenta la presión máxima de inyección, la presión de yacimientos, la permeabilidad, la permeabilidad efectiva, el potencial de inyección, el caudal de inyección recomendando y el espesor neto de arena a inyectar.

Como consideraciones se reciben datos adicionales como gradiente de fractura e inyektividad máxima por pie, en este caso es de 0.85 psi/ft y 20 bls/ft respectivamente, por último, se presentan recomendaciones de profundidades tentativas correspondientes a los mandriles y a los empaques que se deben tener presentes en el diseño de la sarta.

Tabla 36. Datos recomendados según área de Yacimientos para el Pozo LE 2.

Mandril	Interval	Packer	Packer Depth Recom.	Max. Bottom Injection Pressure	Reservoir Pressure (psi)	K aire	Keff	II (bls/psi)	Injection Potential (bwipd)	Recommended RMT(bwipd)	Net sand (ft)
6	1	1	3.170	2.717	265	157	14	0,030	73	390	9
	2			2.733	265	172	50	0,024	60		15
	3			2.754	265	141	32	0,017	43		12
	4			2.799	509	131	11	0,035	81		7
5	5	2	3.312	2.814	509	618	133	0,153	353	250	14
	6			2.830	509	402	111	0,079	184		11
4	7	3	3.354	2.855	703	1.285	238	0,215	463	320	8
	8			2.874	713	313	58	0,178	384		22
3	9	4	3.408	2.898	713	146	61	0,017	36	500	11
	10			2.915	747	292	28	0,079	172		14
	11			2.938	747	544	226	0,085	186		11
	12			2.952	747	382	75	0,101	223		11
2	13	5	3.495	2.974	786	901	137	1,034	2.262	250	14
	14			2.996	786	131	76	0,015	34		9
1	15	6	3.585	3.079	1.005	679	84	0,389	807	280	11
	16			3.093	1.118	267	26	0,123	243		9
	17			3.105	1.118	303	50	0,034	67		4
	18			3.114	1.118	771	113	0,236	470		4

A partir de la tabla anterior es posible establecer que este pozo cuenta con seis zonas y teniendo en cuenta la información del completamiento del pozo se determina que la longitud de perforados es igual a 475ft por lo cual se requieren tres empaques de cuña PCS-5 en el pozo, teniendo en cuenta que cuando la longitud de perforados está entre 450ft y 900ft se deben emplear tres empaques de cuñas, dos en los extremos del pozo y otro en el medio del mismo.

El diseño de la sarta selectiva de inyección de agua para este pozo se realizó empleando el aplicativo desarrollado por los autores mostrado en el capítulo anterior, seleccionando la opción Modelo Operacional, este diseño se realizó según los parámetros y variables estandarizados mostrados en el quinto capítulo.

En la siguiente figura, se muestra el diseño de la sarta selectiva de inyección de agua obtenido para el Pozo LE 2 propuesto por los autores y corrido en el Campo La Cira Infantas.

Figura 94. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 2 en el Campo La Cira Infantas.

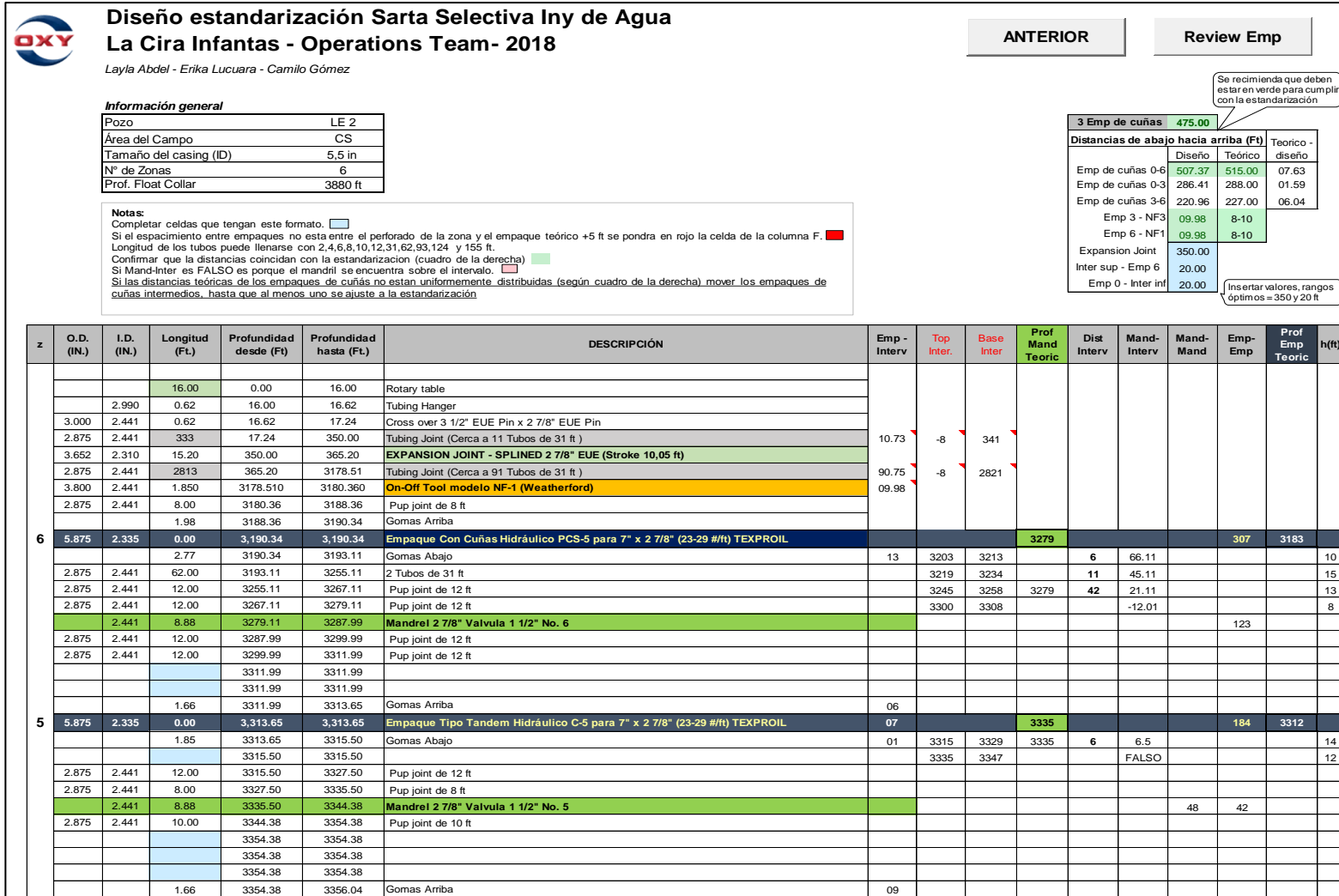


Figura 94. (Continuación)

z	O.D. (IN.)	I.D. (IN.)	Longitud (Ft.)	Profundidad desde (Ft)	Profundidad hasta (Ft.)	DESCRIPCIÓN	Emp - Interv	Top Inter.	Base Inter	Prof Mand Teoric	Dist Interv	Mand- Interv	Mand- Mand	Emp- Emp	Prof Emp Teoric	h(ft)	
4	5.875	2.335	0.00	3,356.04	3,356.04	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	18			3381				142	3356		
			1.85	3356.04	3357.89	Gomas Abajo	09	3365	3375	3381	7	6.89					10
	2.875	2.441	12.00	3357.89	3369.89	Pup joint de 12 ft		3382	3404			FALSO					22
	2.875	2.441	12.00	3369.89	3381.89	Pup joint de 12 ft											
		2.441	8.88	3381.89	3390.77	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 4								38	55		
	2.875	2.441	8.00	3390.77	3398.77	Pup joint de 8 ft											
	5.500	2.370	2.55	3398.77	3401.32	Conector NF-3 Swivel & On- Off 7" x 2 7/8"											
2.875	2.441	8.00	3401.32	3409.32	Pup joint de 8 ft												
		1.98	3409.32	3411.30	Gomas Arriba	07											
3	5.875	2.335	0.00	3,411.30	3,411.30	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	12			3454				86	3410		
			2.77	3411.30	3414.07	Gomas Abajo	05	3416	3427		7	28.07					11
	2.875	2.441	10.00	3414.07	3424.07	Pup joint de 10 ft		3434	3448	3454	14	7.07					14
	2.875	2.441	31.00	3424.07	3455.07	1 Tubo de 31 ft		3462	3474		6	FALSO					12
		2.441	8.88	3455.07	3463.95	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 3		3480	3491			-16.05					11
	2.875	2.441	12.00	3463.95	3475.95	Pup joint de 12 ft								64	86		
	2.875	2.441	10.00	3475.95	3485.95	Pup joint de 10 ft											
2.875	2.441	10.00	3485.95	3495.95	Pup joint de 10 ft												
		1.66	3495.95	3497.61	Gomas Arriba	07											
2	5.875	2.335	0.00	3,497.61	3,497.61	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	12			3524				200	3497		
			1.85	3497.61	3499.46	Gomas Abajo	05	3503	3518	3524	14	7.46					15
	2.875	2.441	12.00	3499.46	3511.46	Pup joint de 12 ft		3532	3541			FALSO					9
	2.875	2.441	2.00	3511.46	3513.46	Pup joint de 2 ft											
	2.875	2.441	12.00	3513.46	3525.46	Pup joint de 12 ft											
		2.441	8.88	3525.46	3534.34	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 2								62	87		
	2.875	2.441	31.00	3534.34	3565.34	1 Tubo de 31 ft											
2.875	2.441	12.00	3565.34	3577.34	Pup joint de 12 ft												
2.875	2.441	6.00	3577.34	3583.34	Pup joint de 6 ft												
		1.66	3583.34	3585.00	Gomas Arriba	44											
1	5.875	2.335	0.00	3,585.00	3,585.00	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	88			3663				113	3585		
			1.85	3585.00	3586.85	Gomas Abajo	44	3629	3640	3646	7	22.85					11
	2.875	2.441	2.00	3586.85	3588.85	Pup joint de 2 ft		3647	3657	3663	7	5.85					10
	2.875	2.441	12.00	3588.85	3600.85	Pup joint de 12 ft		3664	3668		6	FALSO					4
	2.875	2.875	62.00	3600.85	3662.85	2 Tubos de 31 ft		3674	3678			-2.27					4
		2.441	8.88	3662.85	3671.73	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 1								129	113		
	2.875	2.441	12.00	3671.73	3683.73	Pup joint de 12 ft											
2.875	2.441	12.00	3683.73	3695.73	Pup joint de 12 ft												
		1.98	3695.73	3697.71	Gomas Arriba	20											
0	5.875	2.335	0.00	3,697.71	3,697.71	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL									3698		
			2.77	3697.71	3700.48	Gomas Abajo											
	2.875	2.441	31.00	3700.48	3731.48	1 Tubo de 31 ft											
	3.800	2.197	0.86	3731.48	3732.34	Landing Nipple 2.25 R											
	2.875	2.441	0.50	3732.34	3732.84	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe		147									
					Float Collar 3880. FT												

7.3 POZO LE 3

El pozo LE 3 se encuentra ubicado en La Cira Sur del Campo, su perforación inició el 16 de Marzo del 2018 y finalizó el día 21 del mismo mes, este pozo inyector se caracteriza por presentar dos secciones, a continuación, se presentan las propiedades del fluido de perforación, las características de los BHA empleados de acuerdo a la sección, los datos de surveys, los parámetros de perforación como el peso sobre la broca, la capacidad de bombeo de las bombas y el fluido de limpieza, de igual forma están las características del casing de superficie y por último los datos referentes a la cementación. Para empezar en las dos tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la primera sección del pozo inyector LE 3, en el cual se emplea el BHA 1.

Tabla 37. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 3 - BHA 1

Volumen Usado (Bbls)	440
Densidad (PPG)	8.7
Viscosidad Plastic VP (Cp)	8
Punto cedente YP (Lbs/100ft ²)	12
Gel (Lbs/100ft ²)	7/8/9
pH	8.5

Tabla 38. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 3 - BHA 1

Broca PDC	10-5/8"
Boquillas	8 13/32
TFA	1.037 in ²
Profundidad total (ft)	696
WOB (Klps)	1-7
Rango de Bombas (GPM)	300 -700
Rango de Bombas (SPM)	102 - 239
Volumen (Bls)	40
Rango de Bombas (GPM)	700
Rango de Bombas (RPM)	120
Densidad (ppg)	8.9
Casing de Superficie	
Diámetro externo	8 5/8"
Tipo	K-55
Peso (lb/ft)	24
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	10
Volumen Lechada (bls)	47
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	80
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	6

De manera similar en las tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la segunda sección del pozo inyector LE 3, en el cual se emplea el BHA 2.

Tabla 39. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 3- BHA 2

Volumen Usado (Bbls)	350
Densidad (PPG)	8.7
Viscosidad Plastic VP (Cp)	10
Punto cedente YP (Lbs/100ft ²)	17
VF (S/QT)	41
Ph	9.5

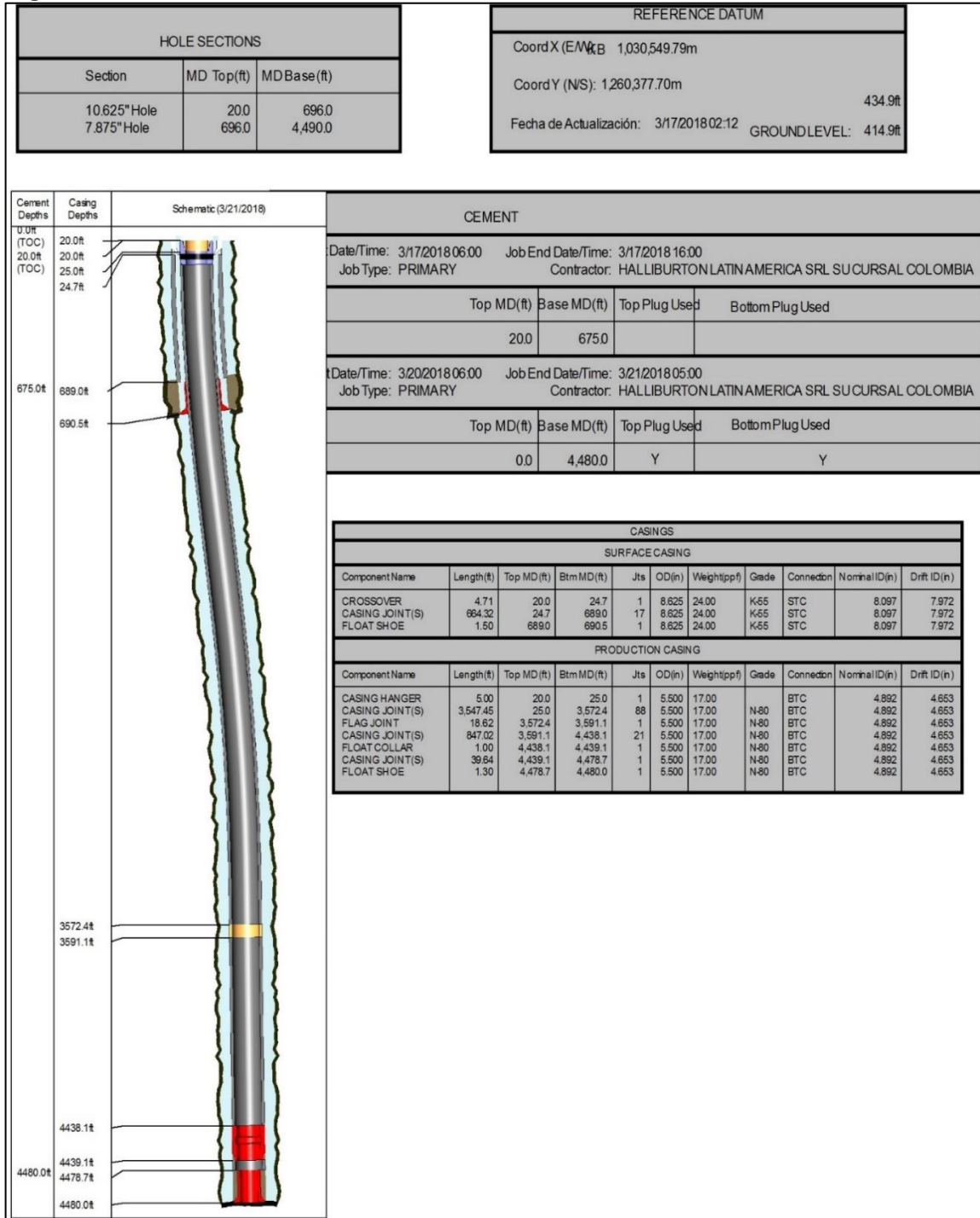
Tabla 40. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 3 - BHA 2

Broca PDC	7-7/8"
Boquillas	3 2 de 16/32
TFA	1.17 in ²
Drilled Out (ft)	690.5 –696
Profundidad total(ft)	4490
WOB (Klps)	18- 20
Rango de Bombas (GPM)	650- 680
Rango de Bombas (SPM)	221- 232
Fluido de limpieza – Píldora viscosa	
Volumen (Blis)	40
Densidad (ppg)	11
Casing de producción	
Casing de Producción	
Diámetro externo	5 1/2"
Tipo	N -80 BTC
Peso (lb/ft)	17
Longitud (ft)	395
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	20
Volumen Tuned Spacer (bls) -11 ppg	50
Volumen Espaciador reactivo superflush (bls)	30
Volumen Extenegem slurry (bls), 50% en exceso de volumen, clase G	197
Densidad Lechada (ppg)	50
Exceso volumen de lechada (%)	30
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	50

Posteriormente al resumen de perforación, se recibe el formato como se muestra en la siguiente figura con el estado mecánico del pozo, sus coordenadas y las características de las profundidades de las distintas secciones, así como también de la cementación. Con el estado mecánico del Pozo LE 3, se puede evidenciar que

el pozo inyector tiene una desviación mínima, donde el tamaño del casing es de 5,5in, este pozo tiene una profundidad de 4080ft.

Figura 95. Estado mecánico del Pozo LE 3.



Adicionalmente, se cuenta con el programa oficial de completamiento, en este se presentan las zonas que fueron cañoneadas junto con su profundidad y espesor.

Tabla 41. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 3.

No.	Tope (MD)	Base (MD)	Espesor (ft)	Unidades	Shot/ft
1	3722	3750	28	C1-C	6TPP
2	3753	3759	6	C1-C	6TPP
3	3796	3800	4	C2-C	6TPP
4	3808	3816	8	C2-C	6TPP
5	3830	3835	5	C2-C	6TPP
6	3851	3879	28	C2Dt-C	6TPP
7	3890	3894	4	C2Dt-C	6TPP
8	3910	3914	4	Gtb-C	6TPP
9	3955	3964	9	C3-C	6TPP
10	3980	3989	9	C3-C	6TPP
11	3997	4005	8	C3-C	6TPP
12	4071	4075	4	C3Cb-C	6TPP
13	4107	4111	4	C4-C	6TPP
14	4115	4123	8	C4-C	6TPP
15	4440	4447	7	D2	6TPP
TOTAL			136		
ZONA C			136		

Finalmente, del área de yacimientos se obtiene la cantidad de intervalos que tiene el pozo inyector intervenido, cada intervalo presenta la presión máxima de inyección, la presión de yacimientos, la permeabilidad, la permeabilidad efectiva, el potencial de inyección, el caudal de inyección recomendando y el espesor neto de arena a inyectar.

Como consideraciones se reciben datos adicionales como gradiente de fractura e inyektividad máxima por pie, en este caso es de 0.85 psi/ft y 20 bls/ft respectivamente, por último, se presentan recomendaciones de profundidades tentativas correspondientes a los mandriles y a los empaques que se deben tener presentes en el diseño de la sarta.

Tabla 42. Datos yacimiento Pozo LE 3.

Mandril	Interval	Packer	Packer Depth Recom.	Max. Bottom Injection Pressure	Reservoir Pressure (psi)	K aire	Keff	II (bls/psi)	Injection Potential (bwipd)	Recommended RMT(bwipd)	Net sand (ft)
6	1	1	3.692	3.154	354	215	25	0,094	264	250	26
	2			3.171	354	264	28	0,024	67		5
5	3	2	3.778	3.207	492	90	49	0,004	12	200	4
	4			3.218	492	382	159	0,046	124		8
	5			3.236	492	45	25	0,003	8		5
4	6	3	3.843	3.263	758	182	21	0,085	213	300	28
	7			3.286	758	177	92	0,009	23		4
3	8	4	3.902	3.303	770	205	53	0,008	20	200	4
	9			3.343	780	167	14	0,042	107		9
	10			3.364	780	129	13	0,019	50		8
2	11	5	3.993	3.378	780	610	131	0,093	241	150	8
	12			3.438	732	568	85	0,074	199		4
1	13	6	4.091	3.469	800	843	108	0,151	403	150	3
	14			3.477	800	341	46	0,110	295		7
	15			3.751	1.500	50	4	0,012	26		7

A partir de la tabla anterior es posible establecer que este pozo cuenta con seis zonas y teniendo en cuenta la información del completamiento del pozo se determina que la longitud de perforados es igual a 725 ft por lo cual se requieren tres empaques de cuña PCS-5 en el pozo, teniendo en cuenta que cuando la longitud de perforados se encuentra entre 450 y 900 ft se deben emplear dos empaques de cuña en los extremos del pozo y uno en el medio de estos.

El diseño de la sarta selectiva de inyección de agua para este pozo se realizó empleando el aplicativo desarrollado por los autores mostrado en el capítulo anterior, seleccionando la opción Modelo Operacional, este diseño se realizó según los parámetros y variables estandarizados mostrados en el quinto capítulo.

En la siguiente figura, se muestra el diseño de la sarta selectiva de inyección de agua obtenido para el Pozo LE 3 propuesto por los autores y corrido en el Campo La Cira Infantas.

Figura 96. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 3 en el Campo La Cira Infantas.

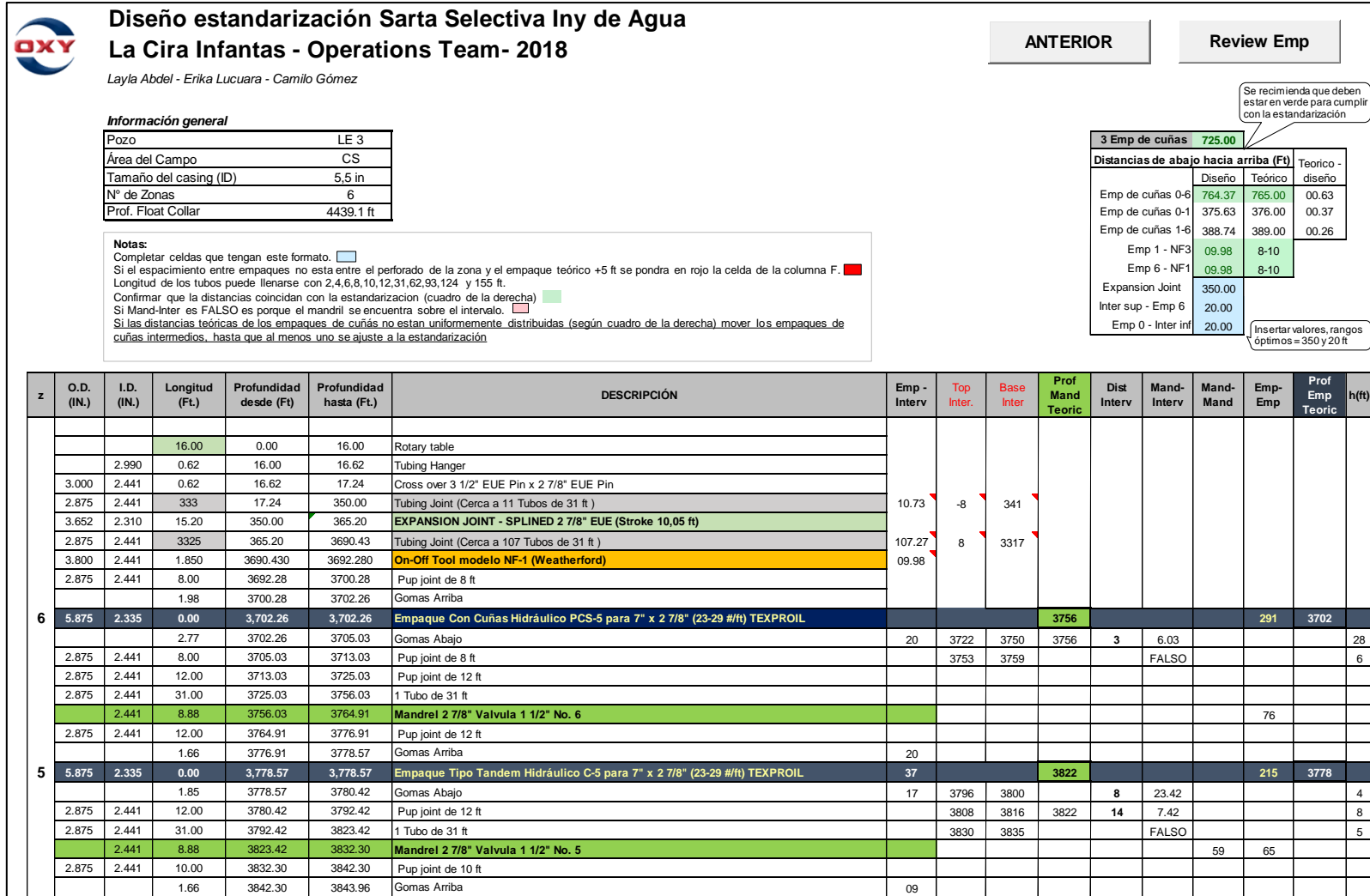


Figura 96. (Continuación)

4	5.875	2.335	0.00	3,843.96	3,843.96	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	16			3885				150	3843		
			1.85	3843.96	3845.81	Gomas Abajo	07	3851	3879	3885	11	7.81					28
	2.875	2.441	10.00	3845.81	3855.81	Pup joint de 10 ft		3890	3894			FALSO				4	
	2.875	2.441	31.00	3855.81	3886.81	1 Tubo de 31 ft											
		2.441	8.88	3886.81	3895.69	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 4							55	59			
3	2.875	2.441	6.00	3895.69	3901.69	Pup joint de 6 ft											
			1.66	3901.69	3903.35	Gomas Arriba	09										
	5.875	2.335	0.00	3,903.35	3,903.35	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	16			3935				90	3902		
			1.85	3903.35	3905.20	Gomas Abajo	07	3910	3914	3935	41	22.2					4
	2.875	2.441	31.00	3905.20	3936.20	1 Tubo de 31 ft		3955	3964		16	-9.92				9	
2		2.441	8.88	3936.20	3945.08	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 3		3980	3989			-34.92				9	
	2.875	2.441	31.00	3945.08	3976.08	1 Tubo de 31 ft											
	2.875	2.441	12.00	3976.08	3988.08	Pup joint de 12 ft							41	90			
	2.875	2.441	4.00	3988.08	3992.08	Pup joint de 4 ft											
			1.66	3992.08	3993.74	Gomas Arriba	05										
1	5.875	2.335	0.00	3,993.74	3,993.74	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	08			4038				473	3993		
			1.85	3993.74	3995.59	Gomas Abajo	03	3997	4005	4038	66	33.59					8
	2.875	2.441	12.00	3995.59	4007.59	Pup joint de 12 ft		4071	4075			-23.53				4	
	2.875	2.441	31.00	4007.59	4038.59	1 Tubo de 31 ft											
		2.441	8.88	4038.59	4047.47	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 2							94	97			
0	2.875	2.441	31.00	4047.47	4078.47	1 Tubo de 31 ft											
	5.500	2.370	2.55	4078.47	4081.02	Conector NF-3 Swivel & On-Off 7" x 2 7/8"											
	2.875	2.441	8.00	4081.02	4089.02	Pup joint de 8 ft											
			1.98	4089.02	4091.00	Gomas Arriba	16										
	5.875	2.335	0.00	4,091.00	4,091.00	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	32			4282				376	4091		
0			2.77	4091.00	4093.77	Gomas Abajo	16	4107	4111		4	170.77				4	
	2.875	2.441	2.00	4093.77	4095.77	Pup joint de 2 ft		4115	4123	4282	317	158.77				8	
	2.875	2.441	31.00	4095.77	4126.77	1 Tubo de 31 ft		4440	4447			-149.35				7	
	2.875	2.875	155.00	4126.77	4281.77	5 Tubos de 31 ft											
		2.441	8.88	4281.77	4290.65	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 1							234	376			
0	2.875	2.441	155.00	4290.65	4445.65	5 Tubos de 31 ft											
	2.875	2.441	12.00	4445.65	4457.65	Pup joint de 12 ft											
	2.875	2.441	7.00	4457.65	4464.65	No es válido											
			1.98	4464.65	4466.63	Gomas Arriba	20										
	5.875	2.335	0.00	4,466.63	4,466.63	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL										4467	
0			2.77	4466.63	4469.40	Gomas Abajo											
	2.875	2.441	31.00	4469.40	4500.40	1 Tubo de 31 ft											
	3.800	2.197	0.86	4500.40	4501.26	Landing Nipple 2.25 R											
	2.875	2.441	0.50	4501.26	4501.76	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe		-63									
					Float Collar 4439.1 FT												

7.4 POZO LE 4

El pozo LE 4 se encuentra ubicado en La Cira Norte del Campo, su perforación inició el 02 de Febrero del 2018 y finalizó el día 07 del mismo mes, este pozo inyector se caracteriza por presentar dos secciones, a continuación, se presentan las propiedades del fluido de perforación, las características de los BHA empleados de acuerdo a la sección, los datos de surveys, los parámetros de perforación como el peso sobre la broca, la capacidad de bombeo de las bombas y el fluido de limpieza, de igual forma están las características del casing de superficie y por último los datos referentes a la cementación. Para empezar en las dos tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la primera sección del pozo inyector LE 4, en el cual se emplea el BHA 1.

Tabla 43. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 4 - BHA 1

Volumen Usado (Bbls)	400
Densidad (PPG)	8.6
Viscosidad Plastic VP (Cp)	10
Punto cedente YP (Lbs/100ft²)	13
Gel (Lbs/100ft²)	6/7/8
pH	8.5

Tabla 44. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 4 - BHA 1

Broca PDC	11 5/8"
Boquillas	7 de 14/32
TFA	1.05 in ²
Profundidad total (ft)	1126
WOB (Klps)	2-3
Rango de Bombas (GPM)	320
Rango de Bombas (SPM)	71
Casing de Superficie	
Diámetro externo	8 5/8"
Tipo	K-55
Peso (lb/ft)	24
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	10
Volumen Lechada (bls)	120
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	80
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	12

De manera similar en las tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la segunda sección del pozo inyector LE 4, en el cual se emplea el BHA 2.

Tabla 45. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 4- BHA 2

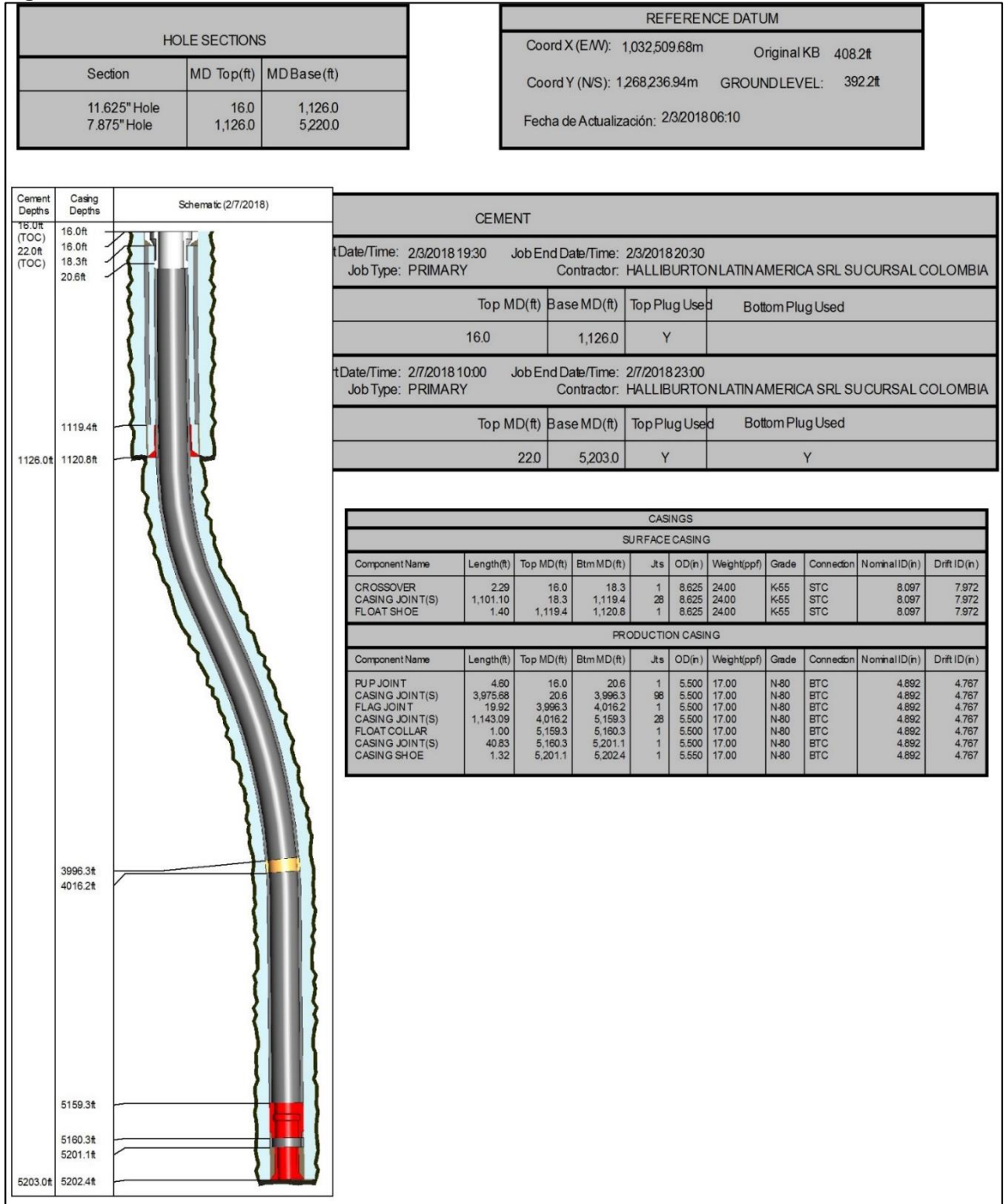
Densidad (PPG)	9
Viscosidad Plastic VP (Cp)	12
Punto cedente YP (Lbs/100ft ²)	18
VF (S/QT)	48
pH	9.6

Tabla 46. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 4 - BHA 2

Broca PDC	7 7/8"
Boquillas	6 de 16/32"
TFA	1.18
Drilled Out (ft)	1080
Profundidad total(ft)	5202.4
WOB (Klps)	4-12
Rango de Bombas (GPM)	320
Rango de Bombas (SPM)	71
Fluido de limpieza – Píldora viscosa	
Volumen (Blis)	30
Densidad (ppg)	10.5
Casing de Producción	
Diámetro externo	5 ½ "
Tipo	N 80
Peso (lb/ft)	17
Longitud (ft)	5202.4
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	20
Volumen Tuned Spacer (bls) -11 ppg	50
Volumen Espaciador reactivo superflush (bls)	30
Volumen ExteneGem slurry (bls), 50% en exceso de volumen, clase G	180
Densidad Lechada (ppg)	12.8
Exceso volumen de lechada (%)	40
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	12

Posteriormente al resumen de perforación, se recibe el formato como se muestra en la siguiente figura con el estado mecánico del pozo, sus coordenadas y las características de las profundidades de las distintas secciones, así como también de la cementación. Con el estado mecánico del Pozo LE 4, se puede evidenciar que el pozo inyector desviado tipo J, donde el tamaño del casing es de 5,5in, este pozo tiene una profundidad de 5203ft.

Figura 97. Estado mecánico del Pozo LE 4.



Adicionalmente, se cuenta con el programa oficial de completamiento del pozo que se realizó el 09 de Febrero del 2018, en este se presentan las zonas que fueron cañoneadas junto con su profundidad y espesor.

Tabla 47. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 4.

No.	Tope (MD)	Base (MD)	Espesor (ft)	Unidades	Shot/ft
1	4239	4242	3	C1-C	6TPP
2	4260	4280	20	C1-C	6TPP
3	4290	4295	5	C1-C	6TPP
4	4332	4338	6	C1Ab-C	6TPP
5	4346	4353	7	C2-C	6TPP
6	4355	4372	17	C2-C	6TPP
7	4377	4384	7	C2-C	6TPP
8	4397	4400	3	C2Dt-C	6TPP
9	4418	4435	17	C2Dt-C	6TPP
10	4441	4456	15	Gtb-C	6TPP
11	4479	4500	21	C3-C	6TPP
12	4510	4514	4	C3-C	6TPP
13	4538	4542	4	C3-C	6TPP
14	4604	4611	7	C3Cb-C	6TPP
15	4616	4622	6	C3Cb-C	6TPP
16	4703	4707	4	C4Cb-C	6TPP
17	4717	4720	3	C4Cb-C	6TPP
18	4745	4751	6	C4Cb-C	6TPP
19	4761	4764	3	C4Cb-C	6TPP
TOTAL			158		
ZONA C			158		

Finalmente, del área de yacimientos se obtiene la cantidad de intervalos que tiene el pozo inyector intervenido, cada intervalo presenta la presión máxima de inyección, la presión de yacimientos, la permeabilidad, la permeabilidad efectiva, el potencial de inyección, el caudal de inyección recomendando y el espesor neto de arena a inyectar.

Como consideraciones se reciben datos adicionales como gradiente de fractura e inyectividad máxima por pie, en este caso es de 0.87 psi/ft y 22 bls/ft respectivamente, por último, se presentan recomendaciones de profundidades tentativas correspondientes a los mandriles y a los empaques que se deben tener presentes en el diseño de la sarta.

Tabla 48. Datos yacimiento Pozo LE 4.

Mandril	Interval	Packer	Packer Depth Recom.	Max. Bottom Injection Pressure	Reservoir Pressure (psi)	K aire	Keff	II (bls/psi)	Injection Potential (bwipd)	Recommended RMT(bwipd)	Net sand (ft)
5	1	1	4.230	3.588	1.485	429	190	0,006	12	250	1
	2			3.613	1.485	189	79	0,035	74		18
	3			3.632	1.485	277	115	0,007	15		3
	4			3.668	1.622	515	295	0,022	44		3
4	5	2	4.341	3.680	1.569	174	102	0,014	30	300	6
	6			3.692	1.569	251	45	0,048	101		17
	7			3.707	1.569	107	31	0,003	7		3
	8			3.722	1.585	202	17	0,020	42		3
3	9	3	4.409	3.745	1.585	134	97	0,035	75	450	16
	10			3.764	1.591	133	62	0,020	43		14
	11			3.799	1.575	106	69	0,032	71		21
2	12	4	4.505	3.818	1.575	64	33	0,001	3	200	2
	13			3.841	1.575	267	61	0,005	12		2
	14			3.898	1.723	310	105	0,028	61		6
	15			3.908	1.723	489	81	0,069	151		5
	16	5	4.665	3.981	1.000	676	98	0,046	138	150	3
1	17			3.992	1.000	632	87	0,028	84		2
	18			4.017	1.000	279	32	0,024	73		6
	19			4.029	1.000	200	46	0,002	6		1

A partir de la tabla anterior es posible establecer que este pozo cuenta con cinco zonas y teniendo en cuenta la información del completamiento del pozo se determina que la longitud de perforados es igual a 525ft por lo cual se requieren de tres empaques de cuña PCS-5 en el pozo, teniendo en cuenta que cuando la longitud de perforados está entre 450ft y 900ft se deben emplear tres empaques de cuña.

El diseño de la sarta selectiva de inyección de agua para este pozo se realizó empleando el aplicativo desarrollado por los autores mostrado en el capítulo anterior, seleccionando la opción Modelo Operacional, este diseño se realizó según los parámetros y variables estandarizados mostrados en el quinto capítulo.

En la siguiente figura, se muestra el diseño de la sarta selectiva de inyección de agua obtenido para el Pozo LE 4 propuesto por los autores y corrido en el Campo La Cira Infantas.

Figura 98. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 4 en el Campo La Cira Infantas.

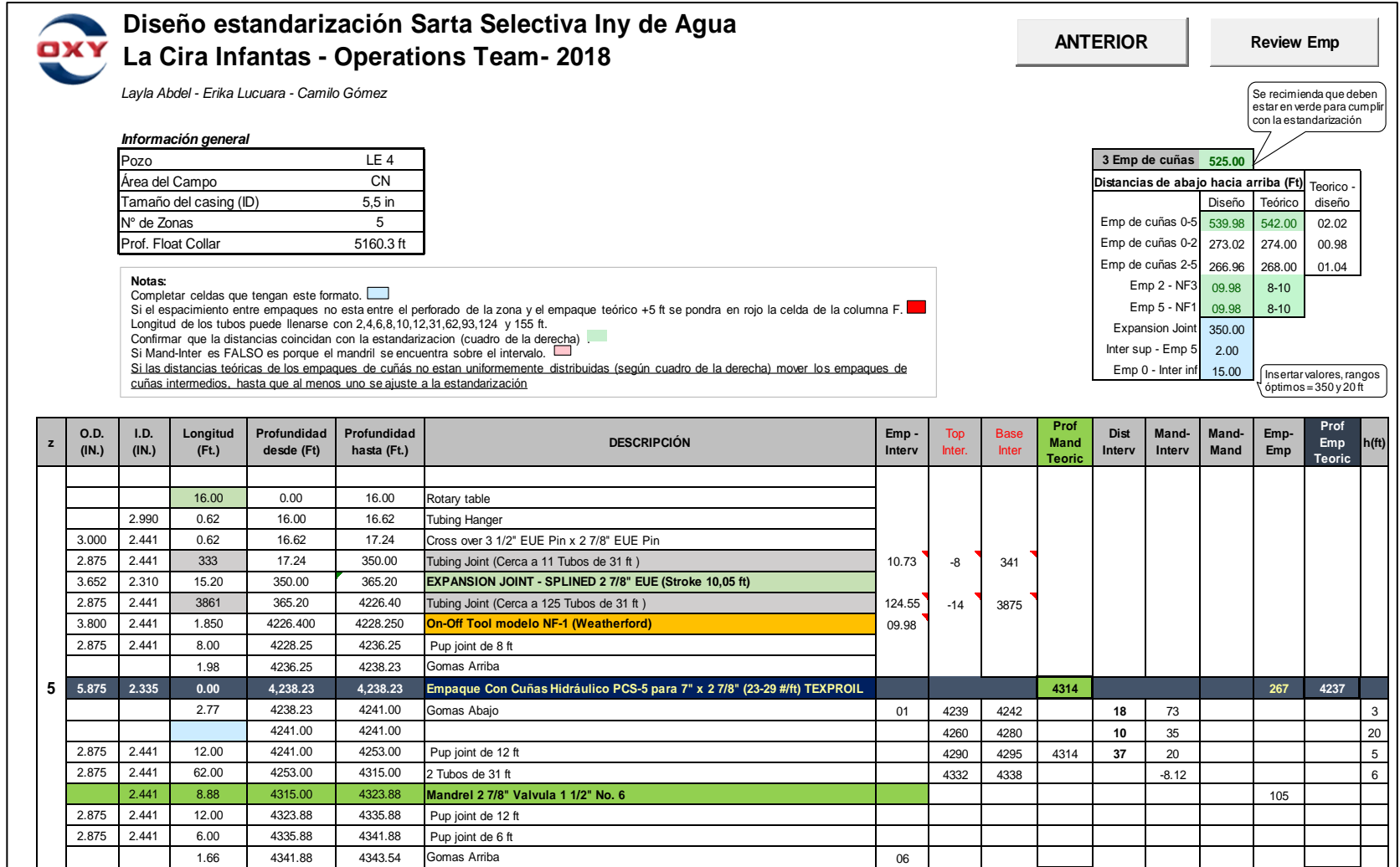


Figura 98. (Continuación)

4	5.875	2.335	0.00	4,343.54	4,343.54	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	08			4390				162	4342		
			1.85	4343.54	4345.39	Gomas Abajo	02	4346	4353		2	37.39				7	
	2.875	2.441	2.00	4345.39	4347.39	Pup joint de 2 ft		4355	4372		5	18.39				17	
	2.875	2.441	12.00	4347.39	4359.39	Pup joint de 12 ft		4377	4384	4390	13	6.39				7	
	2.875	2.441	31.00	4359.39	4390.39	1 Tubo de 31 ft		4397	4400			FALSO				3	
	2.441	8.88	4390.39	4399.27	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 5								67	67			
	2.875	2.441	10.00	4399.27	4409.27	Pup joint de 10 ft											
			1.66	4409.27	4410.93	Gomas Arriba	11										
3	5.875	2.335	0.00	4,410.93	4,410.93	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	18			4468				94	4409		
			1.85	4410.93	4412.78	Gomas Abajo	07	4418	4435		6	32.78				17	
	2.875	2.441	12.00	4412.78	4424.78	Pup joint de 12 ft		4441	4456	4468	23	11.78				15	
	2.875	2.441	12.00	4424.78	4436.78	Pup joint de 12 ft		4479	4500			-2.34				21	
	2.875	2.441	31.00	4436.78	4467.78	1 Tubo de 31 ft											
		2.441	8.88	4467.78	4476.66	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 3								69	94		
	2.875	2.441	12.00	4476.66	4488.66	Pup joint de 12 ft											
	2.875	2.441	4.00	4488.66	4492.66	Pup joint de 4 ft											
	5.500	2.370	2.55	4492.66	4495.21	Conector NF-3 Swivel & On-Off 7" x 2 7/8"											
	2.875	2.441	8.00	4495.21	4503.21	Pup joint de 8 ft											
		1.98	4503.21	4505.19	Gomas Arriba	05											
2	5.875	2.335	0.00	4,505.19	4,505.19	Empaque Con Cuiñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	10			4573				273	4505		
			2.77	4505.19	4507.96	Gomas Abajo	05	4510	4514		24	59.96				4	
	2.875	2.441	4.00	4507.96	4511.96	Pup joint de 4 ft		4538	4542	4573	62	31.96				4	
	2.875	2.441	62.00	4511.96	4573.96	2 Tubos de 31 ft		4604	4611		5	-21.16				7	
		2.441	8.88	4573.96	4582.84	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 2		4616	4622			-33.16				6	
	2.875	2.441	62.00	4582.84	4644.84	2 Tubos de 31 ft							97	157			
	2.875	2.441	12.00	4644.84	4656.84	Pup joint de 12 ft											
	2.875	2.441	4.00	4656.84	4660.84	Pup joint de 4 ft											
		1.66	4660.84	4662.50	Gomas Arriba	41											
1	5.875	2.335	0.00	4,662.50	4,662.50	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	81			4733				116	4663		
			1.85	4662.50	4664.35	Gomas Abajo	41	4703	4707		10	27.35				4	
	2.875	2.441	8.00	4664.35	4672.35	Pup joint de 8 ft		4717	4720	4733	25	14.35				3	
	2.875	2.875	62.00	4672.35	4734.35	2 Tubos de 31 ft		4745	4751		10					6	
		2.441	8.88	4734.35	4743.23	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 1		4761	4764			-17.77				3	
	2.875	2.441	31.00	4743.23	4774.23	1 Tubo de 31 ft							152	116			
	2.875	2.441	2.00	4774.23	4776.23	Pup joint de 2 ft											
		1.98	4776.23	4778.21	Gomas Arriba	14											
0	5.875	2.335	0.00	4,778.21	4,778.21	Empaque Con Cuiñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL									4779		
			2.77	4778.21	4780.98	Gomas Abajo											
	2.875	2.441	31.00	4780.98	4811.98	1 Tubo de 31 ft											
	3.800	2.197	0.86	4811.98	4812.84	Landing Nipple 2.25 R											
	2.875	2.441	0.50	4812.84	4813.34	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe		347									
					Float Collar 5160.3 FT												

7.5 POZO LE 5

El pozo LE 5 se encuentra ubicado en La Cira Este del Campo, su perforación inició el 14 de Febrero del 2018 y finalizó el día 20 del mismo mes, este pozo inyector se caracteriza por presentar dos secciones, a continuación, se presentan las propiedades del fluido de perforación, las características de los BHA empleados de acuerdo a la sección, los datos de surveys, los parámetros de perforación como el peso sobre la broca, la capacidad de bombeo de las bombas y el fluido de limpieza, de igual forma están las características del casing de superficie y por último los datos referentes a la cementación. Para empezar en las dos tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la primera sección del pozo inyector LE 5, en el cual se emplea el BHA 1.

Tabla 49. Propiedades fluido de perforación Pozo LE 5 - BHA 1

Volumen Usado (Bbls)	560
Densidad (PPG)	8.6
Viscosidad Plastic VP (Cp)	10
Punto cedente YP (Lbs/100ft ²)	12
Gel (Lbs/100ft ²)	6/8/10
pH	8.5

Tabla 50. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 5 - BHA 1

Broca PDC	10 5/8
Boquillas	"8 de 13/32
TFA	1.037 in ²
Profundidad total (ft)	648
WOB (Klps)	4-12
Rango de Bombas (GPM)	300-700
Rango de Bombas (SPM)	67-111
Volumen (Bls)	30
Rango de Bombas (GPM)	700
Rango de Bombas (RPM)	120
Densidad (ppg)	9
Casing de Superficie	
Díámetro externo	8 5/8 "
Tipo	K-55
Peso (lb/ft)	24
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	10
Volumen Lechada (bls)	44.2
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	80
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	9

De manera similar en las tablas que se muestran a continuación se ponen en evidencia las características de la segunda sección del pozo inyector LE 5, en el cual se emplea el BHA 2.

Tabla 51. Características de los fluidos empleados en el pozo LE 5 - BHA 2

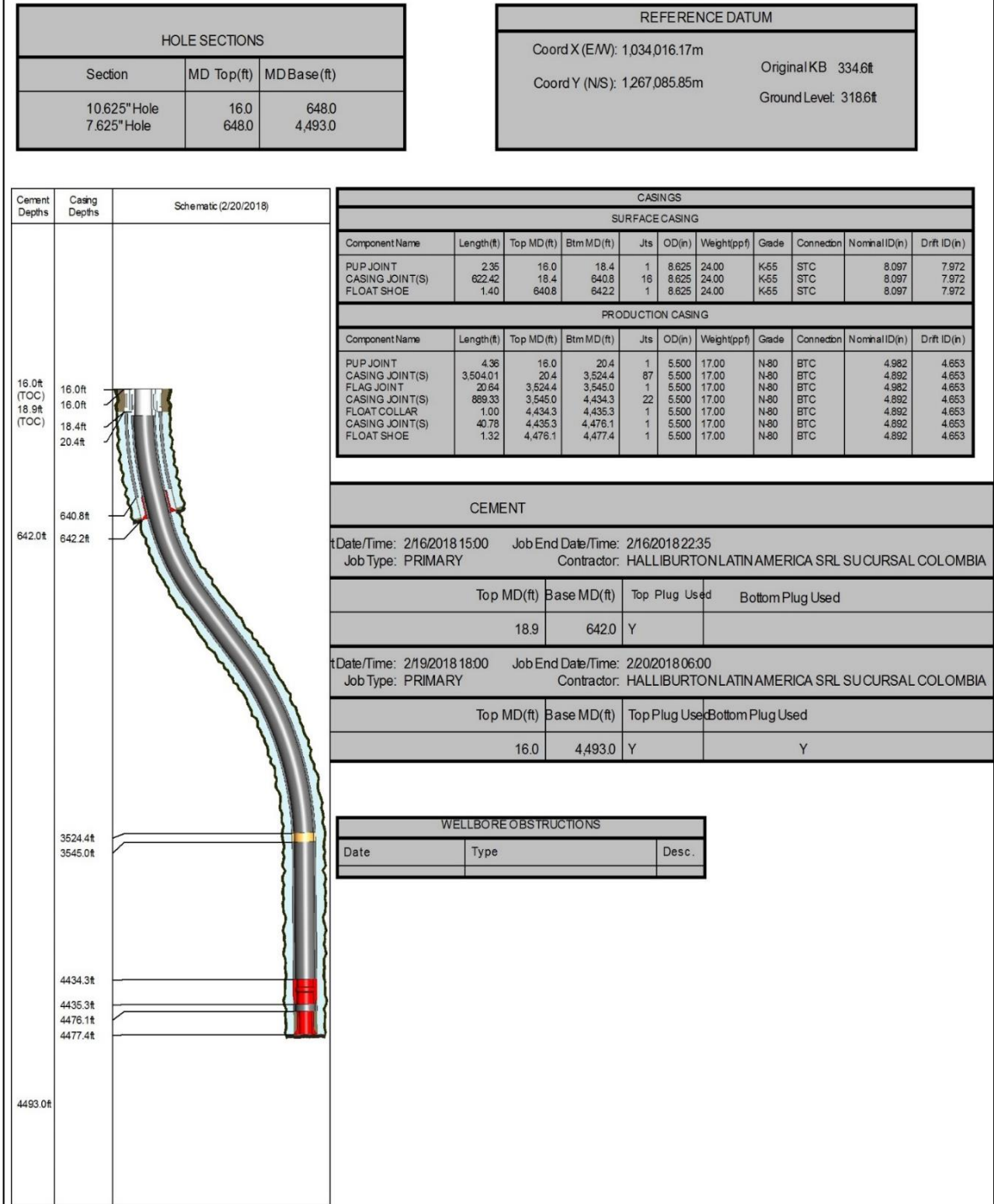
Densidad (PPG)	8.7
Viscosidad Plastic VP (Cp)	40
Punto cedente YP (Lbs/100ft ²)	17
VF (S/QT)	40
Ph	9.1

Tabla 52. Características de perforación, casing de la sección y Cementación en el pozo LE 5 - BHA 2

Broca PDC	7 7/8"
Boquillas	4 de 18/38"
TFA	0.994
Drilled Out (ft)	642-648
Profundidad total(ft)	4493
WOB (Klps)	16-22
Rango de Bombas (GPM)	700
Rango de Bombas (SPM)	156
Fluido de limpieza – Píldora viscosa	
Volumen (Bls)	30
Densidad (ppg)	9.5
Casing de Producción	
Diámetro externo	5 ½"
Tipo	N-80
Peso (lb/ft)	17
Cementación	
Volumen usado espaciador- Agua fresca (bls)	20
Volumen Tuned Spacer (bls) -11 ppg	50
Volumen Espaciador reactivo superflush (bls)	30
Volumen Extenezem slurry (bls), 50% en exceso de volumen, clase G	172
Densidad Lechada (ppg)	14.6
Exceso volumen de lechada (%)	20
Clase Cemento	G
Retorno en superficie (bls)	15

Posteriormente al resumen de perforación, se recibe el formato como se muestra en la siguiente figura con el estado mecánico del pozo, sus coordenadas y las características de las profundidades de las distintas secciones, así como también de la cementación. Con el estado mecánico del Pozo LE 5, se puede evidenciar que el pozo inyector desviado tipo J, donde el tamaño del casing es de 5,5in, este pozo tiene una profundidad de 4493ft.

Figura 99. Estado mecánico del Pozo LE 5.



Adicionalmente, se cuenta con el programa oficial de completamiento del pozo que se realizó el 28 de Febrero del 2018, en este se presentan las zonas que fueron cañoneadas junto con su profundidad y espesor.

Tabla 53. Programa Oficial de Completamiento del Pozo LE 5.

No.	Tope (MD)	Base (MD)	Espesor (ft)	Unidades	Shot/ft
1	3734	3737	3	C1-C	4 TPP
2	3784	3788	4	C1-C	4 TPP
3	3793	3812	19	C1-C	4 TPP
4	3822	3831	9	C1Ab-C	4 TPP
5	3836	3840	4	C1Ab-C	4 TPP
6	3842	3849	7	C1Ab-C	4 TPP
7	3858	3877	19	C2-C	4 TPP
8	3883	3893	10	C2-C	4 TPP
9	3896	3905	9	C2-C	4 TPP
10	3917	3920	3	C2Dt-C	4 TPP
11	3924	3930	6	C2Dt-C	4 TPP
12	3932	3940	8	C2Dt-C	4 TPP
13	3951	3980	29	C2Dt-C	4 TPP
14	3988	4006	18	Gtb-C	4 TPP
15	4041	4054	13	C3-C	4 TPP
16	4066	4090	24	C3-C	4 TPP
17	4206	4214	8	C4Cb-C	4 TPP
18	4221	4226	5	C4Cb-C	4 TPP
19	4233	4249	16	C4Cb-C	6 TPP
20	4283	4287	4	C5-C	6 TPP
21	4340	4344	4	C5-C	6 TPP
TOTAL			222		
ZONA C			222		

Finalmente, del área de yacimientos se obtiene la cantidad de intervalos que tiene el pozo inyector intervenido, cada intervalo presenta la presión máxima de inyección, la presión de yacimientos, la permeabilidad, la permeabilidad efectiva, el potencial de inyección, el caudal de inyección recomendando y el espesor neto de arena a inyectar.

Como consideraciones se recibe datos adicionales como gradiente de fractura en este caso es de 0.85 psi/ft, por último, se presentan recomendaciones de profundidades tentativas correspondientes a los mandriles y a los empaques que se deben tener presentes en el diseño de la sarta.

Tabla 54. Datos yacimiento Pozo LE 5.

Mandril	Interval	Packer	Packer Depth Recom.	Max. Bottom Injection Pressure	Reservoir Pressure (psi)	K aire	Keff	II (bls/psi)	Injection Potential (bwipd)	Recommend RMT (bwipd)
7	1	1	3.720	2.777	177	172	44	0,003	9	200
	2			2.816	195	166	20	0,030	78	
	3			2.829	201	200	40	0,027	72	
6	4	2	3.819	2.847	210	279	45	0,151	397	150
	5			2.856	214	189	67	0,100	265	
	6			2.862	217	601	104	0,063	165	
5	7	3	3.852	2.879	224	476	151	0,098	259	200
	8			2.895	232	187	54	0,204	544	
	9			2.904	236	651	99	0,101	270	
4	10	4	3.910	2.918	243	177	52	0,083	223	200
	11			2.925	246	193	17	0,048	129	
	12			2.932	249	58	83	0,354	951	
3	13	5	3.945	2.954	260	386	52	0,468	1.262	450
	14			2.979	271	340	49	0,155	419	
2	15	6	4.015	3.018	289	450	153	0,061	165	400
	16			3.041	300	207	24	0,054	147	
1	17	7	4.157	3.143	347	603	74	0,175	490	400
	18			3.153	352	605	80	0,133	372	
	19			3.167	358	317	41	0,183	515	
	20			3.201	374	181	17	0,025	70	

A partir de la tabla anterior es posible establecer que este pozo cuenta con siete zonas y teniendo en cuenta la información del completamiento del pozo se determina que la longitud de perforados es igual a 610ft por lo cual se requieren de tres empaques de cuña PCS-5 en el pozo, teniendo en cuenta que cuando la longitud de perforados está entre 450ft y 900ft se deben emplear tres empaques de cuña.

El diseño de la sarta selectiva de inyección de agua para este pozo se realizó empleando el aplicativo desarrollado por los autores mostrado en el capítulo anterior, seleccionando la opción Modelo Operacional, este diseño se realizó según los parámetros y variables estandarizados mostrados en el quinto capítulo.

En la siguiente figura, se muestra el diseño de la sarta selectiva de inyección de agua obtenido para el Pozo LE 5 propuesto por los autores y corrido en el Campo La Cira Infantas.

Figura 100. Diseño de sarta selectiva de inyección de agua del Pozo LE 5 en el Campo La Cira Infantas.

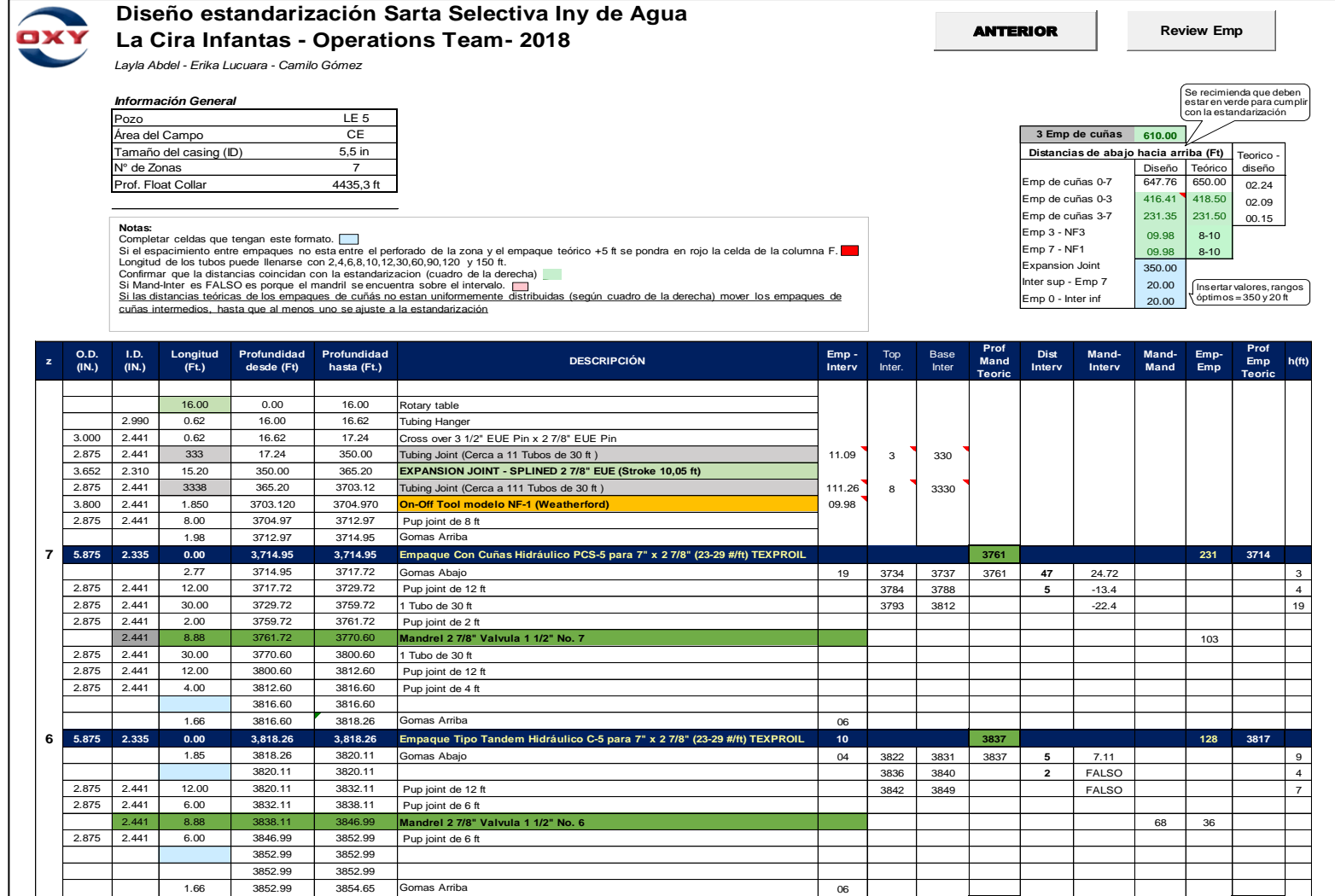


Figura 100. (Continuación)

5	5.875	2.335	0.00	3,854.65	3,854.65	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	09			3883					92	3854		
				1.85	3854.65	3856.50	Gomas Abejo	03	3858	3877	3883	6	7.5					19
	2.875	2.441	12.00	3866.50	3868.50	Pup joint de 12 ft		3883	3893		3	FALSO					10	
	2.875	2.441	12.00	3868.50	3890.50	Pup joint de 12 ft		3896	3905			-2.62					9	
	2.875	2.441	4.00	3880.50	3884.50	Pup joint de 4 ft												
		2.441	8.88	3884.50	3893.38	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 5									38	56		
	2.875	2.441	4.00	3893.38	3897.38	Pup joint de 4 ft												
	2.875	2.441	12.00	3897.38	3909.38	Pup joint de 12 ft												
				3909.38	3909.38													
				3909.38	3909.38													
4	5.875	2.335	0.00	3,911.04	3,911.04	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	12			3926					35	3911		
				1.85	3911.04	3912.89	Gomas Abajo	06	3917	3920	3926	4	2.89					3
	2.875	2.441	10.00	3912.89	3922.89	Pup joint de 10 ft		3924	3930		2	FALSO					6	
				3922.89	3922.89			3932	3940			-0.23						8
				3922.89	3922.89													
		2.441	8.88	3922.89	3931.77	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 4									30	35		
	2.875	2.441	2.00	3931.77	3933.77	Pup joint de 2 ft												
				3933.77	3933.77													
	5.500	2.370	2.55	3933.77	3936.32	Conector NF-3 Swivel & On- Off 7" x 2 7/8"												
	2.875	2.441	8.00	3936.32	3944.32	Pup joint de 8 ft												
			1.98	3944.32	3946.30	Gomas Arriba	06											
3	5.875	2.335	0.00	3,946.30	3,946.30	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	11			3986					416	3946		
				2.77	3946.30	3949.07	Gomas Abajo	05	3951	3980	3986	8	7.07					29
	2.875	2.441	30.00	3949.07	3979.07	1 Tubo de 30 ft		3988	4006			FALSO					18	
	2.875	2.441	8.00	3979.07	3987.07	Pup joint de 8 ft												
				3987.07	3987.07													
		2.441	8.88	3987.07	3995.95	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 3									55	79		
	2.875	2.441	4.00	3995.95	3999.95	Pup joint de 4 ft												
	2.875	2.441	12.00	3999.95	4011.95	Pup joint de 12 ft												
	2.875	2.441	12.00	4011.95	4023.95	Pup joint de 12 ft												
				4023.95	4023.95													
2				1.66	4023.95	4025.61	Gomas Arriba	20										
	5.875	2.335	0.00	4,025.61	4,025.61	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	35			4060					337	4024		
				1.85	4025.61	4027.46	Gomas Abajo	15	4041	4054	4060	12	7.46					13
	2.875	2.441	12.00	4027.46	4039.46	Pup joint de 12 ft		4066	4090			FALSO					24	
	2.875	2.441	12.00	4039.46	4051.46	Pup joint de 12 ft												
	2.875	2.441	10.00	4051.46	4061.46	Pup joint de 10 ft												
		2.441	8.88	4061.46	4070.34	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 2									66	122		
	2.875	2.441	30.00	4070.34	4100.34	1 Tubo de 30 ft												
	2.875	2.441	30.00	4100.34	4130.34	1 Tubo de 30 ft												
	2.875	2.441	12.00	4130.34	4142.34	Pup joint de 12 ft												
1	5.875	2.335	0.00	4,148.00	4,148.00	Empaque Tipo Tandem Hidráulico C-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL	116			4314					215	4148		
				1.85	4148.00	4149.85	Gomas Abajo	58	4206	4214		7	101.85					8
	2.875	2.441	16.00	4149.85	4165.85	No es válido		4221	4226		7	89.85					5	
	2.875	2.441	120.00	4165.85	4285.85	4 Tubos de 30 ft		4233	4249		34	66.85						16
	2.875	2.875	30.00	4285.85	4315.85	1 Tubo de 30 ft		4283	4287	4314	53	28.85						4
		2.441	8.88	4315.85	4324.73	Mandrel 2 7/8" Valvula 1 1/2" No. 1		4340	4344			-15.27	246	215				4
	2.875	2.441	30.00	4324.73	4354.73	1 Tubo de 30 ft												
	2.875	2.441	6.00	4354.73	4360.73	Pup joint de 6 ft												
				4360.73	4360.73													
				4360.73	4360.73													
0				1.98	4360.73	4362.71	Gomas Arriba	19										
	5.875	2.335	0.00	4,362.71	4,362.71	Empaque Con Cuñas Hidráulico PCS-5 para 7" x 2 7/8" (23-29 #/ft) TEXPROIL												4364
				2.77	4362.71	4365.48	Gomas Abajo											
		2.441	30.00	4365.48	4395.48	1 Tubo de 30 ft												
	3.800	2.197	0.86	4395.48	4396.34	Landing Nipple 2.25 R												
2.875	2.441	0.50	4396.34	4396.84	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe		#####											
					Float Collar 4435.3 ft													

Cero Flujo
Rat Hole

8. ANALISIS FINANCIERO

Las sartas de inyección selectiva de agua en el Campo La Cira Infantas se han implementado desde el año 2005 con la colaboración de Ecopetrol y Occidental de Colombia, sin embargo, desde entonces no se han realizado los estudios necesarios para desarrollar una estandarización de los parámetros y variables que faciliten el diseño de las sartas selectivas de inyección empleadas en el Campo, por lo tanto y a través del desarrollo de este trabajo de grado se presenta una alternativa de estandarización de parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de inyección que logran disminuir el tiempo de diseño por pozo inyector, así como los costos de mantenimiento de los mismos, las fallas mecánicas y aumentan el rendimiento y vida de útil de cada pozo inyector intervenido, incrementando así la rentabilidad de proyectos de este tipo.

La evaluación financiera de este proyecto tiene como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano (USD), además y teniendo en cuenta la posición de la empresa Occidental de Colombia LLC la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) es igual al 15% efectivo anual, el horizonte de evaluación del proyecto está definido para dieciséis años y el indicador financiero empleado es el Valor Presente Neto (VPN). La evaluación financiera del proyecto se va a trabajar bajo dos contextos, uno teniendo en cuenta la forma en que se diseñan las sartas selectivas de inyección de agua actualmente y el otro basado en los diseños que emplean la estandarización de parámetros y variables desarrollados y propuestos en el trabajo de grado.

8.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX hace referencia a la cantidad de inversiones a bienes de capitales realizadas para llevar a cabo los mantenimientos, adiciones y construcciones de las actividades que se lleven a cabo en campo con el fin de mantener la producción o mantener funcionando el negocio; están relacionados con la inversión inicial requerida por la empresa para adquirir o mejorar los bienes de capital y del cual se espera una rentabilidad en un tiempo determinado.

Para este caso, la compañía no requiere hacer ninguna inversión adicional en ninguno de los dos contextos, es decir, si decide seguir realizando los diseños de sartas selectivas de inyección con el proceso actual o si por el contrario decide emplear los diseños de sartas selectivas de inyección utilizando los parámetros y variables estandarizados en el proyecto, esto a razón de que en ambos casos se requieren las mismas actividades operacionales para llevar a cabo un pozo inyector.

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX también conocido como costos de operación o costos de funcionamiento, hacen referencia a las actividades que no están sujetas a ser capitalizables y

generan costos asociados al funcionamiento de un sistema, están relacionados a los desembolsos realizados para llevar a cabo el proyecto.

8.2.1 Costos de Intervención. En primer lugar, para llevar a cabo el completamiento de un pozo inyector con sarta selectiva se deben tener en cuenta una serie de actividades operacionales, las cuales fueron llevadas a valores monetarios (USD). Es importante resaltar que el análisis financiero se realizó en dos contextos diferentes, contextos que para esta categoría se denominaron Completamiento Inicial Actual y Completamiento Inicial Propuesto, donde el primero hace referencia a la actividad que actualmente realiza la empresa para el completamiento de pozos inyectores con sarta selectiva sin ninguna modificación e intervención distinta a la que ellos realizan, mientras que el segundo se refiere al completamiento de los pozos inyectores empleando los parámetros y variables que se propusieron en el desarrollo del trabajo de grado, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 55. Costos de Intervención para llevar a cabo el Completamiento de los Pozos Inyectores con Sarta Selectiva en el Campo La Cira Infantas.

ACTIVIDADES OPERACIONALES	COMPLETAMIENTO INICIAL	
	ACTUAL	PROPUESTO
Rig Supervisor	USD 1.745	USD 1.745
Servicios de la Unidad de Bombeo (Superficie)	USD 7.300	USD 7.300
Servicios de Perforación – Wireline	USD 68.737	USD 68.737
Servicios Slickline	USD 3.279	USD 3.279
Costos de la Plataforma de Servicios	USD 19.675	USD 19.675
Servicios Rig Move	USD 8.846	USD 8.846
Servicios de Cementación (Squeeze)	USD 0	USD 0
Alquiler de Vehículos	USD 4.871	USD 4.871
Alquiler de Equipos y Herramientas de Perforación	USD 0	USD 0
Otros Equipos de Fondo de Pozo (Equipo de Inyección)	USD 71.461	USD 86.721
Materiales para fluidos de completamiento	USD 445	USD 445
Materiales (Bits / Rmrs / Scrapers – Reamers)	USD 1.457	USD 1.457
Otros químicos	USD 0	USD 0
Impuestos IVA (Impuesto sobre el Valor Añadido)	USD 35.685	USD 38.585
COSTO TOTAL (Impuestos Incluidos)	USD 223.502	USD 241.661

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.

Por medio de la tabla anterior se hace evidente que la mayoría de las actividades operacionales para llevar a cabo el completamiento de los pozos inyectores con sarta selectiva en el Campo LCI tienen el mismo valor monetario a excepción de los equipos de inyección de fondo del pozo; para el Completamiento Inicial Actual ésta actividad representa USD71.461, mientras que para el Propuesto representa

USD86.721, esta diferencia radica en que los diseños de sartas selectivas de inyección que emplean los parámetros y variables estandarizados utilizan adicional a las herramientas de completamiento convencionales necesarias el empaque cero, el conector On Off Tool NF-3, la junta de expansión y se elimina el uso de un empaque de cuñas PCS-5, en la siguiente tabla se observa el costo de estas herramientas y por el cual se genera dicha diferencia.

Tabla 56. Costos de las herramientas de completamiento de pozos

HERRAMIENTAS DE COMPLETAMIENTO	COSTO (USD)
(-) Empaque de Cuñas PCS-5	-USD 1.000
(+) Empaque Cero	+USD 4.900
(+) Junta de Expansión	+USD 5.760
(+) Conector On Off Tool NF-3	+USD 5.600
TOTAL	USD 15.260

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.

Adicionalmente, en los costos de intervención también se hace necesario evaluar el beneficio que genera realizar los pozos inyectores selectivos con los parámetros y variables estandarizados, esto se traduce en las actividades de Well Service, específicamente en las actividades de pesca; al emplear sartas selectivas de inyección sin realizar ninguna modificación, es decir, empleando los diseños que se corren actualmente en el campo la pesca se demora en promedio 6 (seis) días y esto se debe realizar cada 3 (tres) años, mientras que si se empleara el diseño de sartas selectivas propuesto la duración de la pesca se reduciría a 4 (cuatro) días, al llevar esto a unidades monetarias quedaría representado de la siguiente forma:

Tabla 57. Costos de Intervención con actividades de Well Service.

	Completamiento Inicial Actual	Completamiento Inicial Propuesto
Tiempo de Pesca (Días)	6	4
Pesca (USD)	USD 234.398	USD 203.203

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.

Otra actividad a tener en cuenta en los costos de intervención son las limpiezas de arena en los pozos inyectores que se realizan con coiled tubing, como se explicaba en los capítulos anteriores emplear el empaque cero reduciría esta práctica significativamente, si se continuara realizando los diseños de sartas selectivas de inyección como se hace actualmente se debería hacer como mínimo dos limpiezas de arenas por pozo en el año, mientras que si se decide utilizar los parámetros y variables estandarizados las limpiezas por arenamiento solo se realizarían una vez en el año, en la siguiente tabla se pone en valores monetarios esta actividad.

Tabla 58. Costos de Intervención por limpieza de arenas con Coiled Tubing.

	Coiled Tubing / Año (USD)
Completamiento Inicial Actual	USD 33.000
Completamiento Inicial Propuesto	USD 16.500

8.2.2 Costos de Levantamiento. En segundo lugar, se deben tener en cuenta los costos de levantamiento y la producción diaria de petróleo, para esto se debe tener en cuenta que el costo de levantamiento diario por barril de petróleo es de 14 USD, con esa información y empleando la siguiente ecuación se determina el costo de levantamiento mensual y anualmente respectivamente.

Ecuación 23. Costo de levantamiento mensualmente.

$$C.L.M = CL * P * n$$

Fuente: Autores.

Donde:

C.L.M: Costo de Levantamiento mensual (USD)

CL: Costo de levantamiento de un barril de petróleo diario (USD/BO)

P: Producción del petróleo diaria en barriles (BOPD)

n: Días del mes (n:30 días)

Ecuación 24. Costo de levantamiento anualmente.

$$C.L.A = \sum_{n=360}^i C.L.M i$$

Fuente: Autores.

Donde:


C.L.A: Costo de Levantamiento Anualmente (USD)

C.L.M i: Costo de Levantamiento mensual en los 360 días del año (USD)

El costo de levantamiento anual es el mismo para cada uno de los contextos estudiados, esto debido a que el costo de levantamiento anual está en función de la producción de petróleo y el costo de levantamiento diario, los cuales son valores constantes que no cambian en función del tipo de completamiento o diseño de inyección que se vaya a implementar en el pozo.

8.2.3 Ingresos. Los ingresos del proyecto están en función de la producción diaria de petróleo y el precio del barril en el mercado; para discriminar el precio del barril de petróleo fue necesario tener en cuenta que el Campo La Cira Infantas queda ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y de acuerdo al estudio realizado por Malagón⁷⁵, la participación de esta cuenca en la producción total de crudo en el país es del 15,2%, del cual el 64,5% corresponde a crudos pesados mientras que el 25,5% a crudos medianos; según la escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (API), un crudo se considera pesado cuando su gravedad va de 10 – 21,9 unidades y mediano cuando su gravedad se encuentra entre 22 – 29,9 unidades; el sistema de fluidos de las arenas productoras de la cuenca del VMM es petróleo negro, con un rango de gravedad API entre 19 y 27 unidades, adicionalmente se caracteriza por ser un crudo agrio debido a que el porcentaje de azufre es de 1,65% como se hace evidente en la siguiente tabla.

Tabla 59. Especificaciones del Crudo del Valle Medio del Magdalena.

ANÁLISIS 	ESPECIFICACIONES DEL CRUDO DE MAGDALENA										
	CRUDO	NAFTA 1	NAFTA 2	NAFTA 3	NAFTA 4	KEROSENO	DIESEL LIVIANO	DIESEL PESADO	DESTILADO LIVIANO	DESTILADO MEDIO	DESTILADO PESADO
	°C	15-60	60-107	107-152	152-199	199-249	249-315	315-371	371-427	427-482	482-521
	°F	59-140	140-225	225-305	305-390	390-480	480-600	600-700	700-800	800-900	900-970
API 15,6 (60°F)	19,4	87,8	63,5	52,9	43,4	35,5	29	24,4	20	18	16
Densidad a 15 °C (g/cc)	0,9374	0,6451	0,7255	0,7671	0,8085	0,8469	0,881	0,9074	0,9336	0,946	0,9587
Azúfre (%w)	1,65	0,014	<0,01	0,019	0,138	0,323	0,829	1,27	1,51	1,58	1,8
RCC (%w)	10,1								<0,1	0,11	1
Número Ácido (mg KOH/g)	1,362		<0,1	<0,1	0,213	0,202	0,646	3,466			
Presión de Vapor Reid RVP (psi)	3,56	M.I.	M.I.	0,88	0,32						
Punto de Fluidez (°C)	-30					N/D	-33	-3	18	33	42
Constante de Gravedad de Viscosidad (VCG)	0										
Heptano Insoluble (%)	6,9								0,05	0,12	0,1
Factor K (UOP)	11,62	12,77	11,93	11,69	11,52	11,4	11,35	11,38	11,47	11,51	11,63
Temperatura 1 °C	40					40	40	40	40	80	80
Viscosidad Cinemática @t1 °C (cSt)	145,6					1,89	4,32	13,66	67,38	26,52	72,48
Temperatura 2 °C	50					50	50	50	50	100	100
Viscosidad Cinemática @t2 °C (cSt)	86,39					1,62	3,4	9,48	39,6	13,15	30,56
V50	28,86					5,59	12,57	19,61	26,28	28,64	32,48
Ceniza (%w)	0,055										
Agua Destilada (%v)	0,29										
BSW (%v)	0,01										
Sal (lb/1000 BLS)	8,72										
Vanadio (ppm)	189								0,04	0,08	0,56
Níquel (ppm)	59,32								0,04	0,04	0,21
Sodio (ppb)	6,66										
Hierro (ppm)	5,96										
Cobre (ppm)	0,04										
Aluminio (ppm)	1,06										

Fuente: ECOPETROL. Especificaciones del Crudo del Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012. https://www.ecopetrol.com.co/documentos/upload/Especificaciones_Crudo_Magdalena_Medio.pdf

⁷⁵ MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del Sector de Hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). Colombia. 2016. [En línea], Recuperado el 01 de Mayo del 2018.

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Gestin%20Documental/La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20e%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia.pdf>

Normalmente al crudo producido en el campo se le realiza un análisis S.A.R.A, que es un método de caracterización de petróleo pesado basado en el fraccionamiento, de modo que cada fracción presenta una composición distinta, con este análisis se pretende cuantificar por medio de la elusión, los diferentes compuestos presentes en el crudo de análisis entre los cuales los más importantes son los saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, este análisis se le realiza al petróleo producido en el Campo La Cira Infantas, a continuación se observa un estimado de los resultados obtenidos de esta pruebas según un estudio de Ecopetrol.

Tabla 60. Análisis S.A.R.A. del crudo producido en el Valle Medio del Magdalena.

ANÁLISIS S.A.R.A.	
Saturado (%w)	19,6
Aromáticos (%w)	38,6
Resinas (%w)	13,2
Asfaltenos (%w)	7,2

Fuente: ECOPETROL. Especificaciones del Crudo del Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012.
https://www.ecopetrol.com.co/documentos/upload/Especificaciones_Crudo_Magdalena_Medio.pdf

Es importante resaltar que de la amplia variedad de petróleos que existen en el mundo, los más utilizados en las transacciones internacionales y los más representativos son cuatro, el Brent, el West Texas Intermediate (WTI), el Dubai y la denominada Cesta OPEP, por efectos de estudio y teniendo en cuenta la confidencialidad en sus transacciones, Occidental de Colombia LLC, establece el precio del barril de petróleo en sus evaluaciones económicas igual a 60 USD/BO para el año 2018 como un valor estándar, adicional emplea como crudo de referencia en el mercado el WTI, con esa información se determinaron las ganancias empleando la siguiente ecuación:

Ecuación 25. Ingresos del proyecto.

$$I = P * WTI * n$$

Fuente: Autores.

Donde:

- I:** Ingresos del proyecto (USD)
- WTI:** Precio del barril de petróleo (USD/BO)
- P:** Producción del petróleo diaria en barriles (BOPD)
- n:** Días del mes (n:30 días)

Los ingresos son los mismos para cada uno de los contextos estudiados, esto debido a está en función de la producción diaria de petróleo y el precio del barril de petróleo, los cuales son valores constantes que no cambian en función del tipo de completamiento o diseño de inyección que se vaya a implementar en el pozo.

En las siguientes tablas se pone como ejemplo la forma en que se llevó a cabo la síntesis de la información explicada anteriormente, por lo cual se evidencia los ingresos y los egresos para los dos primeros años en los dos contextos estudiados, los resultados completos se encuentran en el Anexo 1.

Tabla 61. Ingresos (Ganancias) y Egresos (Costos de levantamiento & Costos de Intervención) empleando el diseño se sartas selectivas de inyección Propuesto.

DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN PROPUESTO						
Años	Mes	Producción (BO)	Ganancias	Costos de Levantamiento	Costos Intervención	
2018	0.1	1	347	USD 623.700	-USD 145.530	-USD 241.661
	0.2	2	343	USD 617.400	-USD 144.060	
	0.3	3	340	USD 611.100	-USD 142.590	
	0.3	4	336	USD 604.800	-USD 141.120	
	0.4	5	333	USD 598.500	-USD 139.650	
	0.5	6	329	USD 592.200	-USD 138.180	
	0.6	7	326	USD 585.900	-USD 136.710	
	0.7	8	322	USD 579.600	-USD 135.240	
	0.8	9	319	USD 573.300	-USD 133.770	
	0.8	10	315	USD 567.000	-USD 132.300	
	0.9	11	312	USD 560.700	-USD 130.830	-USD 16.500
	1.0	12	308	USD 554.400	-USD 129.360	
2019	1.1	13	305	USD 548.100	-USD 127.890	
	1.2	14	301	USD 541.800	-USD 126.420	
	1.3	15	298	USD 535.500	-USD 124.950	
	1.3	16	294	USD 529.200	-USD 123.480	
	1.4	17	291	USD 522.900	-USD 122.010	
	1.5	18	287	USD 516.600	-USD 120.540	
	1.6	19	284	USD 510.300	-USD 119.070	
	1.7	20	280	USD 504.000	-USD 117.600	
	1.8	21	277	USD 497.700	-USD 116.130	
	1.8	22	273	USD 491.400	-USD 114.660	
1.9	23	270	USD 485.100	-USD 113.190	-USD 16.500	
2.0	24	266	USD 478.800	-USD 111.720		

Tabla 62. Ingresos (Ganancias) y Egresos (Costos de levantamiento & Costos de Intervención) empleando el diseño se sartas selectivas de inyección actual.

DISEÑO DE SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN ACTUAL						
Años	Mes	Producción (BO)	Ganancias	Costos de Levantamiento	Costos Intervención	
2018	0.1	1	347	USD 630.000	-USD 147.000	-USD 223.502
	0.2	2	343	USD 623.700	-USD 145.530	
	0.3	3	340	USD 617.400	-USD 144.060	
	0.3	4	336	USD 611.100	-USD 142.590	
	0.4	5	333	USD 604.800	-USD 141.120	
	0.5	6	329	USD 598.500	-USD 139.650	-USD 16.500
	0.6	7	326	USD 592.200	-USD 138.180	
	0.7	8	322	USD 585.900	-USD 136.710	
	0.8	9	319	USD 579.600	-USD 135.240	
	0.8	10	315	USD 573.300	-USD 133.770	
	0.9	11	312	USD 567.000	-USD 132.300	
	1.0	12	308	USD 560.700	-USD 130.830	-USD 16.500

Tabla 62. (Continuación)

2019	1.1	13	305	USD 548.100	-USD 127.890	
	1.2	14	301	USD 541.800	-USD 126.420	
	1.3	15	298	USD 535.500	-USD 124.950	
	1.3	16	294	USD 529.200	-USD 123.480	
	1.4	17	291	USD 522.900	-USD 122.010	-USD 16.500
	1.5	18	287	USD 516.600	-USD 120.540	
	1.6	19	284	USD 510.300	-USD 119.070	
	1.7	20	280	USD 504.000	-USD 117.600	
	1.8	21	277	USD 497.700	-USD 116.130	
	1.8	22	273	USD 491.400	-USD 114.660	
	1.9	23	270	USD 485.100	-USD 113.190	-USD 16.500
	2.0	24	266	USD 478.800	-USD 111.720	

Este proceso se realizó de la misma forma para llevar a cabo la proyección en los próximos dieciséis años, a continuación, se observan los resultados totalizados anualmente para los dos contextos en estudio junto con el flujo de caja neto determinado como la diferencia entre ingresos y egresos.

Tabla 63. Proyección de Ingresos y Egresos (Flujo de Caja Neto) al emplear los diseños de sargas selectivas con los parámetros y variables estandarizados.

TIEMPO	DISEÑO PROPUESTO			FLUJO NETO
	INGRESOS	EGRESOS		
Años	Ganancia	Costos de Levantamiento	Costos Intervención	Flujo de Caja Neto
2018	USD 7.698.600	-USD 1.796.340	-USD 258.161	USD 5.644.099
2019	USD 6.161.400	-USD 1.437.660	-USD 16.500	USD 4.707.240
2020	USD 5.254.200	-USD 1.225.980	-USD 16.500	USD 4.011.720
2021	USD 4.573.800	-USD 1.067.220	-USD 219.703	USD 3.286.877
2022	USD 4.536.000	-USD 1.058.400	-USD 16.500	USD 3.461.100
2023	USD 4.044.600	-USD 943.740	-USD 16.500	USD 3.084.360
2024	USD 3.364.200	-USD 784.980	-USD 219.703	USD 2.359.517
2025	USD 3.326.400	-USD 776.160	-USD 16.500	USD 2.533.740
2026	USD 3.263.400	-USD 761.460	-USD 16.500	USD 2.485.440
2027	USD 2.532.600	-USD 590.940	-USD 219.703	USD 1.721.957
2028	USD 2.116.800	-USD 493.920	-USD 16.500	USD 1.606.380
2029	USD 2.116.800	-USD 493.920	-USD 16.500	USD 1.606.380
2030	USD 2.079.000	-USD 485.100	-USD 219.703	USD 1.374.197
2031	USD 1.398.600	-USD 326.340	-USD 16.500	USD 1.055.760
2032	USD 907.200	-USD 211.680	-USD 16.500	USD 679.020
2033	USD 907.200	-USD 211.680	-USD 219.703	USD 475.817

Tabla 64. Proyección de Ingresos y Egresos (Flujo de Caja Neto) con los diseños de sartas selectivas de inyección empleados actualmente.

TIEMPO	DISEÑO ACTUAL			FLUJO NETO
	INGRESOS	EGRESOS		
Años	Ganancia	Costos de Levantamiento	Costos Intervención	Flujo de Caja Neto
2018	USD 7.698.600	-USD 1.796.340	-USD 256.502	USD 5.645.758
2019	USD 6.161.400	-USD 1.437.660	-USD 33.000	USD 4.690.740
2020	USD 5.254.200	-USD 1.225.980	-USD 33.000	USD 3.995.220
2021	USD 4.573.800	-USD 1.067.220	-USD 267.398	USD 3.239.182
2022	USD 4.536.000	-USD 1.058.400	-USD 33.000	USD 3.444.600
2023	USD 4.044.600	-USD 943.740	-USD 33.000	USD 3.067.860
2024	USD 3.364.200	-USD 784.980	-USD 267.398	USD 2.311.822
2025	USD 3.326.400	-USD 776.160	-USD 33.000	USD 2.517.240
2026	USD 3.263.400	-USD 761.460	-USD 33.000	USD 2.468.940
2027	USD 2.532.600	-USD 590.940	-USD 267.398	USD 1.674.262
2028	USD 2.116.800	-USD 493.920	-USD 33.000	USD 1.589.880
2029	USD 2.116.800	-USD 493.920	-USD 33.000	USD 1.589.880
2030	USD 2.079.000	-USD 485.100	-USD 267.398	USD 1.326.502
2031	USD 1.398.600	-USD 326.340	-USD 33.000	USD 1.039.260
2032	USD 907.200	-USD 211.680	-USD 33.000	USD 662.520
2033	USD 907.200	-USD 211.680	-USD 267.398	USD 428.122

8.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera del proyecto se realiza a través de la metodología del valor presente neto (VPN) para determinar la viabilidad del proyecto financieramente.

8.3.1 Valor Presente Neto (VPN). Como lo indica Miranda⁷⁶, la metodología del valor presente neto (VPN) es el método más usado para evaluar la factibilidad financiera de una actividad, debido a que todos los ingresos y egresos futuros de la operación son transformados a pesos de hoy y así facilita ver si los ingresos son mayores a los egresos. El valor presente neto es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo, ya que permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero de maximizar la inversión, esta metodología indica si el proyecto es factible económicamente o no.

Para establecer criterios de decisión tomando como instrumento el VPN.

- $VPN > 0$ El proyecto es factible, el valor de la inversión tendrá un incremento equivalente al monto del valor presente neto. (Ganancia)

⁷⁶ MIRANDA, Juan José. La evaluación financiera. Sec. Inicio [en línea]. Bogotá D.C.2013 Cap. 9.p. 15 – 20. [En línea]. Recuperado el 27 de mayo del 2018 http://antioquia.gov.co/banco-proyectos/9_evaluacion_financiera.pdf

- VPN = 0 El proyecto es indiferente, la empresa no modificará el monto de su valor.
- VPN < 0 El proyecto no es factible, la inversión reducirá su riqueza en el valor que arroje el valor presente neto. (Pérdida)

El cálculo del VPN suele ser muy sencillo pues se trata de aplicar una fórmula aritmética, la parte que resulta menos fácil desde luego es la selección de la tasa a utilizar, que no es otra que la tasa de oportunidad. Es importante tener en cuenta que el valor presente neto depende de la inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dura el proyecto como se evidencia en la siguiente ecuación:

Ecuación 26. Fórmula general del Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = -In + \frac{FCN\ 1}{(1+i)^1} + \frac{FCN\ 2}{(1+i)^2} + \frac{FCN\ n}{(1+i)^n}$$

Fuente: ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. México. 2001.

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

In: Inversión inicial

FCN: Flujo de caja neto según el periodo

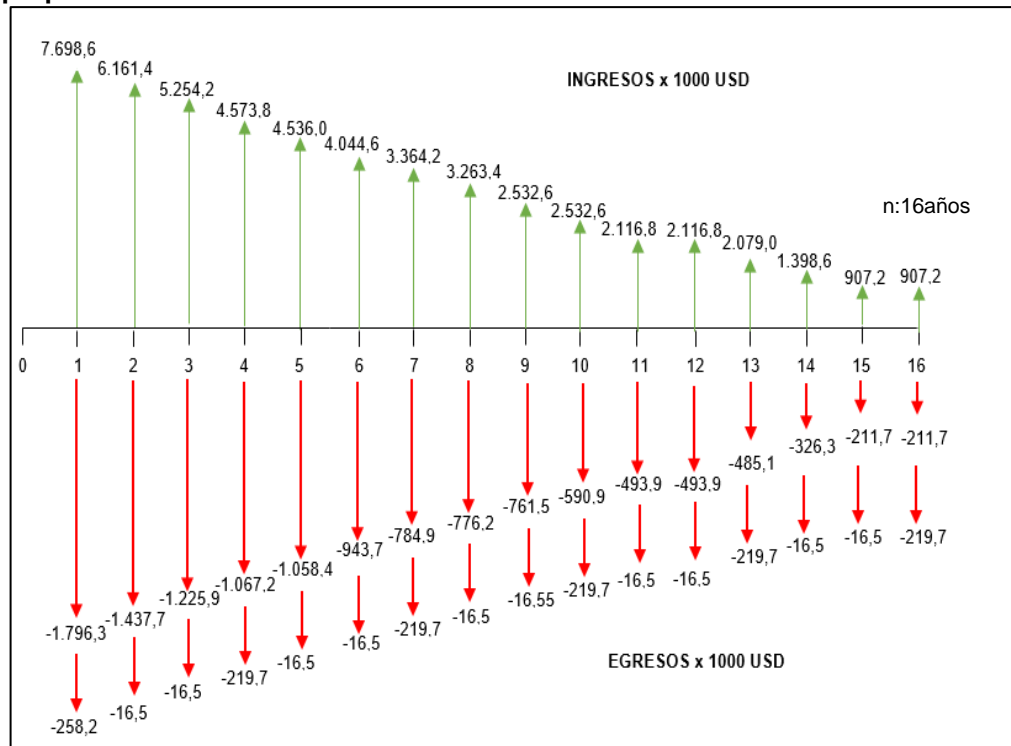
i: Tasa interna de Oportunidad

Para aplicar esta metodología a la actividad financiera de Occidental de Colombia, se tuvo en cuenta la tasa interna de oportunidad (TIO), es decir la tasa de interés mínima que la empresa está dispuesto a ganar al invertir en el proyecto, esta tasa interna de oportunidad es igual al 15% efectivo anual de acuerdo a las decisiones gerenciales y confidenciales de Occidental de Colombia LLC.

8.3.2 Valor Presente Neto para los diseños de sartas selectivas de inyección empleando los parámetros y variables estandarizados en el Campo LCI.

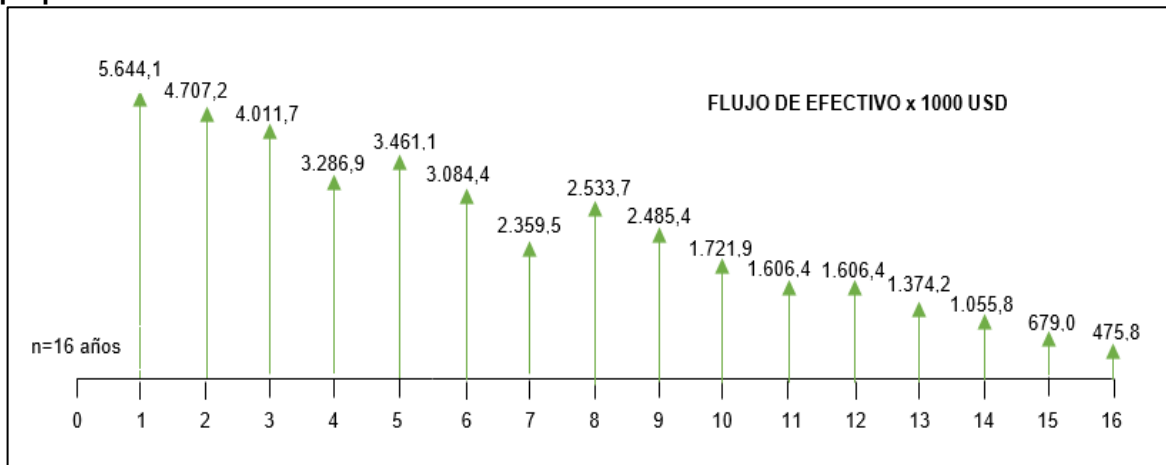
Para calcular el valor presente neto en este contexto es necesario determinar el flujo de caja, que no es más que la representación gráfica de un proyecto que indica los periodos en los cuales se generan ingresos y se requieren recursos, partiendo de un tiempo dado y con una moneda definida, a continuación, se muestra el flujo de caja cuando se emplean los parámetros y variables estandarizados en el diseño de las sartas selectivas de inyección propuestos en el desarrollo del trabajo de grado.

Figura 101. Ingresos y Egresos en los diseños de sartas selectivas de inyección propuestos.



Con esta información se desarrolló el flujo de caja neto como la diferencia entre los ingresos los egresos y de la misma forma en que se realizó anteriormente se representó gráficamente como se observa en la siguiente gráfica.

Figura 102. Flujo de Efectivo cuando se emplean los diseños de sartas selectivas de inyección propuestos.



Con esa data se determina el valor presente neto empleando la fórmula general del Valor Presente Neto (VPN).

$$\begin{aligned}
 VPN = -0 + & \frac{5.644.099}{(1 + 0,15)^1} + \frac{4.707.240}{(1 + 0,15)^2} + \frac{4.011.720}{(1 + 0,15)^3} + \frac{3.286.877}{(1 + 0,15)^4} + \frac{3.461.100}{(1 + 0,15)^5} + \frac{3.084.360}{(1 + 0,15)^6} + \frac{2.359.517}{(1 + 0,15)^7} \\
 & + \frac{2.533.740}{(1 + 0,15)^8} + \frac{2.485.440}{(1 + 0,15)^9} + \frac{1.721.957}{(1 + 0,15)^{10}} + \frac{1.606.380}{(1 + 0,15)^{11}} + \frac{1.606.380}{(1 + 0,15)^{12}} + \frac{1.374.197}{(1 + 0,15)^{13}} \\
 & + \frac{1.055.760}{(1 + 0,15)^{14}} + \frac{679.020}{(1 + 0,15)^{15}} + \frac{475.817}{(1 + 0,15)^{16}}
 \end{aligned}$$

VPN = 20.038.394,8 USD

El valor obtenido del (VPN) fue igual a 20.038.394,8 USD tomando un valor mayor a cero, lo que quiere decir que el proyecto generará riqueza para la empresa, clasificándolo como un proyecto financieramente viable.

8.3.3 Valor Presente Neto para los diseños de sartas selectivas de inyección empleados actualmente en el Campo LCI.

De la misma forma se determina el valor presente neto cuando se emplean los diseños de sartas selectivas de inyección que se han usado convencionalmente hasta el momento en el Campo La Cira Infantas, a continuación, se muestra la relación entre los ingresos y egresos cuando no se le hace ninguna modificación a el diseño de las sartas selectivas de inyección que corridos actualmente en el Campo y su respectivo flujo de caja.

Figura 103. Ingresos y Egresos de los diseños de sarta selectiva de inyección empleados actualmente.

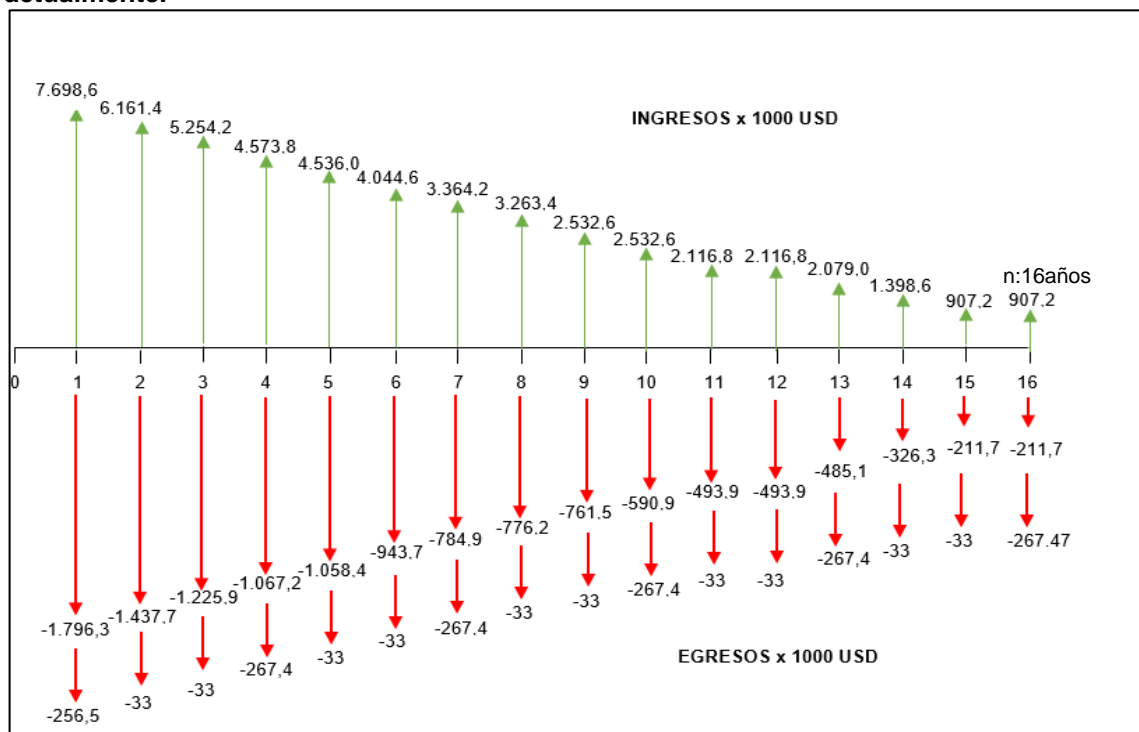
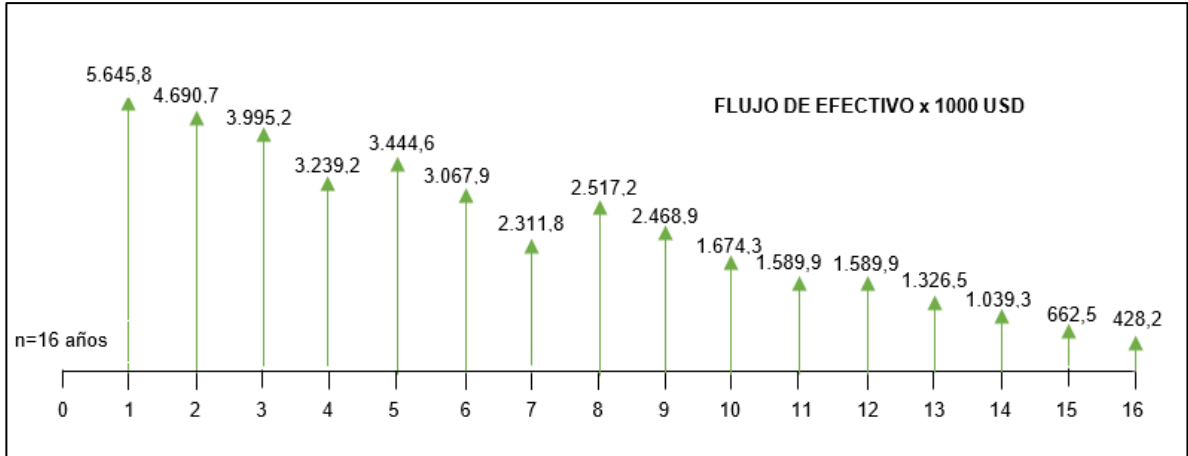


Figura 104. Flujo de Efectivo de los diseños de sarta selectiva de inyección empleados actualmente.



Con esa data se determina el valor presente neto empleando la fórmula general del Valor Presente Neto (VPN).

$$\begin{aligned}
 VPN = -0 + & \frac{5.645.758}{(1 + 0,15)^1} + \frac{4.690.740}{(1 + 0,15)^2} + \frac{3.995.220}{(1 + 0,15)^3} + \frac{3.239.182}{(1 + 0,15)^4} + \frac{3.444.600}{(1 + 0,15)^5} + \frac{3.067.860}{(1 + 0,15)^6} \\
 & + \frac{2.311.822}{(1 + 0,15)^7} + \frac{2.517.240}{(1 + 0,15)^8} + \frac{2.468.940}{(1 + 0,15)^9} + \frac{1.674.262}{(1 + 0,15)^{10}} + \frac{1.589.880}{(1 + 0,15)^{11}} \\
 & + \frac{1.589.880}{(1 + 0,15)^{12}} + \frac{1.326.502}{(1 + 0,15)^{13}} + \frac{1.039.260}{(1 + 0,15)^{14}} + \frac{662.520}{(1 + 0,15)^{15}} + \frac{428.122}{(1 + 0,15)^{16}}
 \end{aligned}$$

VPN = 19.910.262,9 USD

El valor obtenido del (VPN) fue igual a 19.910.262,9 USD tomando un valor mayor a cero, lo que quiere decir que el proyecto generará riqueza para la empresa, clasificándolo como un proyecto financieramente viable.

El valor presente neto es la metodología que genera mayor confianza en la determinación de los indicadores de viabilidad a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo, debido a que permite determinar el beneficio de rentabilidad, esta metodología indica si el proyecto es factible financieramente o no y al comparar los resultados obtenidos en el estudio de los dos contextos (Completamiento Inicial Actual y Completamiento Inicial Propuesto), se puede establecer que las dos alternativas son financieramente viables, sin embargo si la empresa Occidental de Colombia LLC decide emplear los diseños de sertas selectivas de inyección con los parámetros y variables estandarizados propuestos, la empresa obtendría 128.131,92 USD adicionales en comparación de seguir empleando los diseños de sertas selectivas convencionales.

8.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Los diseños de sartas selectivas de inyección empleando los parámetros y variables estandarizados son viables financieramente para Occidental de Colombia LLC, esto teniendo en cuenta el análisis financiero desarrollado, de acuerdo a la proyección realizada para los próximos 16 años la empresa tendría una ganancia al emplear estos diseños del 0,64% anualmente, representados en 128.131,92 USD adicionales en comparación de seguir empleando los diseños de sartas selectivas convencionales.

9. CONCLUSIONES

- Las sartas selectivas de inyección de agua en el Campo La Cira Infantas han aumentado la eficiencia de recobro de reservas de crudo en las arenas del Campo en comparación con las sartas de inyección convencionales o sencillas, esto gracias a que su configuración permite aislar las zonas de interés a intervenir a través de una serie de herramientas de completamiento que al ubicarlas bien aumentan el rendimiento del pozo inyector, generando así que el barrido de petróleo en las arenas del Campo sea mucho mayor.
- Los diseños de sartas selectivas de inyección de agua se ven afectados por distintos parámetros y variables, entre ellos el espaciamiento entre empaques de cuñas PCS-5, la cantidad de empaques de cuñas PCS-5 por pozo y por pie, el uso de herramientas de conexión/desconexión como las On-Off Tool NF-1 & NF-3, la implementación de las juntas de expansión, el uso del empaque cero y la ubicación de los mandriles en las zonas de interés; los cuales se deben tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un diseño de completamiento de un pozo inyector con sarta selectiva.
- En los diseños de sartas selectivas de inyección corridos en el Campo La Cira Infantas, es necesario el uso de herramientas de completamiento adicionales como: el empaque cero que no es más que un empaque de cuñas PCS-5 ubicado en el fondo del pozo para evitar el arenamiento del mismo, la junta de expansión que es una herramienta que permitiría tener un rango de seguridad operacional de la sarta y herramientas On-Off Tool NF-1 & NF-3 que facilitarían las operaciones de conexión y desconexión de la sarta selectiva de inyección.
- En cuanto al parámetro de los empaques de cuñas y sus respectivas variables, se puede establecer en primer lugar con respecto al espaciamiento de empaques de cuñas PCS-5 que lo ideal es ubicar los empaques con un intervalo de espaciamiento de 450 ft, con esto se asegura el buen funcionamiento del sistema de liberación entre los empaques; en segundo lugar en cuanto a la cantidad de empaques de cuña PCS-5 por pozo es importante entender que este parámetro está en función de la distancia de los perforados y según el intervalo se presentan distintos casos que discriminan por pozo la cantidad óptima de empaques que debe contener y su correcta ubicación; por último con respecto a la cantidad de empaques de cuña por pie se evidencia que esta variable está en función de las dos variables anteriores.
- Con respecto a la ubicación de los mandriles es importante establecer que este parámetro está en función de los intervalos cañoneados, se debe tener en cuenta la máxima y mínima ubicación del mandril de acuerdo a los perforados con el fin de que el perfil de inyección de agua sea el adecuado.

- La estandarización de parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de inyección en el Campo La Cira Infantas junto con el modelo operacional propuesto, permiten realizar diseños de completamiento de pozos inyectoros con sartas selectivas de forma más eficiente, segura, económica y rápida según las necesidades de los ingenieros de completamiento de pozos.
- La implementación en los cinco pozos inyectoros de los parámetros y variables de diseño de sartas selectivas de inyección de agua estandarizados a través del desarrollo del trabajo de grado se realizaron de forma eficiente y sin contratiempo, la evaluación de estos pozos se limitó únicamente a la efectiva corrida de la sarta selectiva de inyección, debido a que el rendimiento y la vida útil del pozo inyector están en función del tiempo.
- Actualmente, las herramientas de completamiento de pozos inyectoros con sarta selectiva en el Campo La Cira Infantas son corridas indiscriminadamente, generando mayores fallas mecánicas y tiempos no productivos, es decir, al continuar empleando los diseños de sartas selectivas de inyección convencionales, se requerirán de por lo menos dos limpiezas de pozo con coiled tubing por año y las operaciones de pesca por pozo durarían aproximadamente 6 días.
- Al implementar los diseños de sartas selectivas de inyección propuestos por los autores en el Campo La Cira Infantas, las limpiezas de pozo se reducirían a una por año y las operaciones de pesca tendrían un periodo de duración de 4 días por pozo, lo cual sería más beneficioso para Occidental de Colombia LLC tanto operativa como financieramente, teniendo en cuenta que los costos de intervención se reducirían un 50% en las limpiezas de pozo con coiled tubing y un 62,6% en las operaciones de pesca.

10. RECOMENDACIONES

- Se deben correr registros periódicamente ya sean de trazadores a los pozos implementados para determinar el comportamiento de estos con los nuevos parámetros, adicionalmente con estos hacer controles de hermeticidad de los empaques revisando que no haya comunicación entre grupos de intervalos cañoneados. Del mismo modo, también se pueden efectuar pruebas de inyección para dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua, determinar si existe daño a la formación (causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados).
- Determinar la vida útil de los pozos pasado dos años de inyección y compararlas con el promedio de vida útil de los pozos completados en años anteriores al modelo operacional.
- Complementar el estudio con el análisis de otros parámetros para el diseño de sartas selectivas como lo son el espaciamiento mínimo de cada zona, espaciamiento mínimo entre zonas, espaciamiento mínimo base del mandril a Landing Nipple, profundidad de Seating Nipple, entre otros.
- Es importante llevar a cabo las corridas de las simulaciones, en varios escenarios de espaciamiento entre empaques, debido a que esto conllevará a facilidades en las operaciones y eficiencia en la inyección de agua en el campo, con escenarios cercanos a la realidad.
- Realizar un software con el modelo operacional de los parámetros y variables para el diseño de sartas selectivas en pozos de inyección de agua en el Campo La Cira Infantas propuesto por los autores.
- Realizar un estudio de fallas asociados a otros parámetros que puedan afectar la efectividad de la inyección selectiva de agua.

BIBLIOGRAFÍA

ALFONSO, Carlos. Optimización de la inyección de agua en los pozos con sarta selectiva, mediante la simulación de flujo en el Campo Casabe. Trabajo de Grado. Ingeniero de Petróleos. Universidad De América. Colombia.2009.

ALVARADO, Juan Carlos, et al. Campo petrolero La Cira – Infantas. EDUPETROL. Bogotá, Colombia. 2014. p 2.

ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca VMM Pozo Infantas-1613, Catalina-1 y Cocuyo-1. Colombia. 2012. p 27.

ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> />. Citado por MOROS, Luis y SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas. Bogotá.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2016, p. 26

AUGUSTO, Cesar. Modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la Formación colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2012. p 24.

BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007.

BELTRAN, Eliana. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la Formación colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2012.

BINNING OIL TOOLS S.A. Mandriles De Bolsillo Serie M. [En línea]. Recuperado el 19 de Febrero del 2018, Disponible en:
http://www.binning-oil-tools.com.ar/productos/serie_m.html

CASTRO, Nicolás; ZAPATA, Johan. Evaluación técnico-financiera de la implementación del bombeo de un fluido de estimulación para el incremento de la inyección de agua en la sarta selectiva del pozo 2505 en El Campo La Cira Infantas. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2016. p., 75.

CASTRO, Rubén & GORDILLO, Gustavo. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Universidad de América. Artículo. Bogotá, Colombia. 2014.

CHAPARRO, L; GUERRERO, F & VERGARA, F. Pruebas de Inyectividad en Pozos Inyectores, PLT. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. 2012.

COMUNIDAD PETROLERA. Características y Propiedades de los Yacimientos. Sec. Artículos Técnicos. 2008.

COMUNIDAD PETROLERA. Clasificación de los pozos de acuerdo a F.H. Lahee. Sec. Artículos Técnicos. 2009. [En línea]. Recuperado el 28 de Septiembre del 2017, disponible en:
<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html>

CORDOBA, Fabio, et al. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena. ECOPETROL. Bogotá, Colombia. 2000. p 603.

CRAIG, Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1ra Edición. New York.1982. p 1-2.

DELGADO, Juan. Especificaciones técnicas, manual – guía de empaque de operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Trabajo de Grado. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Colombia.2005. p 18

ECOPETROL. II Foro Mundial de Recobro Mejorado “El camino para la transformación de la industria del petróleo”, Colombia, Bogotá. 2015

ECOPETROL. “El Campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día”. Colombia. 2017. [En Línea]. Recuperado el 03 de enero del 2018, disponible en:
<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>

ECOPETROL. Especificaciones del Crudo del Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012. [En Línea]. Recuperado el 01 de mayo del 2018, disponible en:
https://www.ecopetrol.com.co/documentos/upload/Especificaciones_Crudo_Magdalena_Medio.pdf

ECOPETROL. Presentación en el II Foro Mundial de Recobro Mejorado, Colombia. 2014.

ECOPETROL. Taller de Pozos de Inyección, Generalidades sobre Pozos Inyectores. Bogotá, Colombia. 2016.

E. MASSAGLIA, D. BALDASSA, C. PONCE, AND B. ZALAZAR, Pan American Energy LLC. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field: Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22–26 April 2006, SPE 99997.

EVERETT, Díaz; WUJLMARELYS, Adrián; ZÁRRGA, Jean; MAC, Marrufo; & CANACHE Elisaul. Diapositivas Mandriles. Venezuela: Caracas, 2012. Diapositivas 4 de 14.

GARCIA, J. & BARBOSA, P. Manual Básico de Control de Pozo Petrolero. COINSPETROL LTDA. Villavicencio, Colombia. 2011; modificado por los autores. Imágenes, Autores en visita de Campo - La Cira Infantas, Barrancabermeja.

GÓMEZ, Luis, et al. Cartografía geológica y muestreo geoquímico, escala 1:100.000 de la plancha 119 – Barrancabermeja. Ministerio De Minas Y Energía, Instituto Colombiano De Geología Y Minería, Ingeominas. Colombia. 2008

GOMEZ, Mónica; MOLINA, Luz & PINILLA, Jhon. Inyección Selectiva. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2014. p., 5.

GONZALEZ, Mario, et al. Evaluación del potencial hidrocarburiífero de las cuencas colombianas. Informe ejecutivo. Colombia: Universidad Industrial De Santander, FONADE-UIS-ANH. 2009. p 79.

INGENIERIA PETROLERA. Características de una curva de presión capilar. Sec. Artículos Técnicos. 2013. [En línea]. Recuperado el 27 de Enero del 2017, disponible en:
<http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/2013/07/caracteristicas-de-una-curva-de-presion.html>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Norma técnica Colombiana-NTC 1486. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación.

JACOB, C.E. Flow of Ground Water. In Engineering Hydraulics, H. Rouse, ed., John Wiley and Sons, New York. 1950.

JULIVERT, M. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. [s.l.]. p 40

LÓPEZ, Lina & MUÑOZ, Jose. Diseño de una matriz de decisión para la ejecución de operaciones de pesca en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas. Trabajo de Grado. Ingenieros de Petróleos.: Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América 2017.

MADERO, Hernán, et al. Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del Campo Llanito. Boletín de Geología, [S.l.], v. 32, n. 1, oct. 2010. ISSN 2145-8553. [En línea] Recuperado el 05 de febrero del 2018. <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/1007>.

MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del Sector de Hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). Colombia. 2016. [En línea], Recuperado el 01 de Mayo del 2018. <http://www.anh.gov.co/la-anh/Gestin%20Documental/La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia.pdf>

MEJIA, Jenny & PALMA, Jorge. Metodología para la evaluación y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de agua. Trabajo de Grado. Ingenieros de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2008. [En línea]. Recuperado el 27 de septiembre del 2017, Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128746.pdf>

MIRANDA, Juan José. La evaluación financiera. Sec. Inicio [en línea]. Bogotá D.C.2013 Cap. 9.p. 15 – 20. [En línea]. Recuperado el 27 de mayo del 2018. Disponible en: http://antioquia.gov.co/banco-proyectos/9_evaluacion_financiera.pdf

Modificado de BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH. Colombia. 2007. p 79. y de MALAVET, Mónica y RODRÍGUEZ, Andrés. Generación de un modelo estadístico aplicado al cálculo de tiempo entre fallas en los pozos con sistemas de levantamiento artificial del Campo La Cira Infantas. Bogotá.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. p 32.

MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 1990. p 50.

MOROS, Luis & SERRANO, Juan. Evaluación Técnico Financiera de la Implementación de una Herramienta Pulsante con la Tecnología PowerWave para la Estimulación en Pozos Inyectores del Campo La Cira Infantas. Trabajo de Grado. Ingenieros de Petróleos. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2016. [En línea] Recuperado el 27 de septiembre del 2017, disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/357/1/1020771541-2016-2IP%20%283%29.pdf>

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico de Pozo Inyector con Sarta Selectiva.2017.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Informe Técnico de Inyección Selectiva. Bogotá, Colombia. 2008.

OLIVA CANTERO, Julio. Estadística. Universidad de Sevilla. España. 2011. p., 22.

ORELLANA, Liliana. Estadística Descriptiva. Universidad Nacional Autónoma de México. México. 2001. Recuperado el 15 de abril del 2018 [En línea]
http://www.dm.uba.ar/materias/estadistica_Q/2011/1/modulo%20descriptiva.pdf

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. p 1-3.

PARÍS, G. y ROMERO J, Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas, citado por MOROS, Luis y SERRANO, Juan. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del Campo La Cira Infantas. Bogotá.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2016, p. 32

PARRA, Juan. Medidas de Tendencia Central. Colegio de Bachilleres. México. 2014. Recuperado el 15 de abril del 2018 [En línea]
<http://www.franciscojaviercruzariza.com/wp-content/uploads/2014/04/Medidas-Descriptivas-COBACH.pdf>

PDVSA CIED. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. Maracaibo, Venezuela. 1997. Capítulo 2. P 2-3

PRATO, Ronald. Evaluación de equipos de completación de fondo de pozos profundos de alta presión y temperatura. Trabajo de Grado. Ingeniero Mecánico. Universidad Simón Bolívar, Venezuela 2012. p 16.

RIVERA, Heraclio. Criterios de Diseño de Sartas Selectivas. Occidental de Colombia LLC. Barrancabermeja, Colombia, 2011

RODRIGUEZ, Luis - CMPC CONSULTORES, C.A. Herramientas de completamiento Capítulo 2A [diapositivas]. Venezuela: Caracas, 2007. Diapositivas 34- 35 de 69, color.

ROJAS, Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Bogotá, Colombia.: Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias. 2011 p 21.

ROMERO, Adriangela. Diapositivas Introducción al Recobro Mejorado. Yacimientos III. Fundación Universidad de América, 2017.

ROMERO, Adriangela. Diapositivas Yacimientos Estratificados, Propiedades de las rocas y de los fluidos, Fuerzas Capilares, Fuerzas Viscosas, Distribución de fluidos en el Yacimiento. p., 2. Yacimientos III. Fundación Universidad de América, 2017.

ROYERO, José y CLAVIJO, Jairo. Mapa Geológico Generalizado Departamento de Santander. Memoria Explicativa. Ingeominas. Colombia. 2001.

SCHLUMBERGER COMPLETIONS. Manual de Completamiento. [sl.: Schulmberger, 2002, Pt. No. A2034-073-27009 p 35 de 80.

SCHLUMBERGER, OILFIELD SERVICES. Arenamiento – Glosario Petrolero Sec. Inicio. 2009. [En línea]. Recuperado el 28 de Febrero del 2018, disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>

SCHLUMBERGER, OILFIELD SERVICES. Juntas de Expansión – Glosario Petrolero Sec. Inicio. 2009. [En línea]. Recuperado el 22 de Febrero del 2018, disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/expansion_joint.aspx

SEPULVEDA, Omar. Evaluación de las oportunidades de perforación Underbalanced en el campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Colombia: Bucaramanga. 2010

TEXPROIL, Catálogo de productos y servicios de completamiento. Edición 2012. [En línea]. Recuperado el 17 de Febrero del 2018. <http://texproil.com.ar/pdf/Service%20Tools/151%20Conector%20NF-1.pdf>
<http://texproil.com.ar/pdf/Service%20Tools/152%20Conector%20NF-3.pdf>

THAKUR Ganesh & SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998 En Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

VENNGAGE. Mezclas y sus tipos. Bogotá, Colombia. 2002.

VYMISA. INGENIERIA, SERVICIOS Y MAQUINADOS S.A. Válvula convencional para inyección de agua montable en mandril convención y con bolsillo lateral. Sec. Inicio. México. 2016. [En línea]. Recuperado el 28 de Febrero del 2018. <http://www.gvymisa.com/index.php/productos/industria-petrolera/valvula-recuperable/item/65-petrolero>

_____. Norma técnica Colombiana-NTC 5613. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura.

_____. Norma técnica Colombiana-NTC 4490. Referencias documentales para fuentes de información electrónica.

ANEXOS

ANEXO A

PROYECCIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO EVALUADO A 16 AÑOS.

				Costo Levantamiento	14	USD/BO			
				TIR	15	%			
				VTI	60	USD/BO			
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)		
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion
0,1	1	347	347	USD 623.700	-USD 145.530		USD 623.700	-USD 145.530	
0,2	2	343	343	USD 617.400	-USD 144.060		USD 617.400	-USD 144.060	
0,3	3	340	340	USD 611.100	-USD 142.590		USD 611.100	-USD 142.590	
0,3	4	336	336	USD 604.800	-USD 141.120		USD 604.800	-USD 141.120	
0,4	5	333	333	USD 598.500	-USD 139.650		USD 598.500	-USD 139.650	-USD 16.500
0,5	6	329	329	USD 592.200	-USD 138.180		USD 592.200	-USD 138.180	
0,6	7	326	326	USD 585.900	-USD 136.710		USD 585.900	-USD 136.710	
0,7	8	322	322	USD 579.600	-USD 135.240		USD 579.600	-USD 135.240	
0,8	9	319	319	USD 573.300	-USD 133.770		USD 573.300	-USD 133.770	
0,8	10	315	315	USD 567.000	-USD 132.300		USD 567.000	-USD 132.300	
0,9	11	312	312	USD 560.700	-USD 130.830	-USD 16.500	USD 560.700	-USD 130.830	-USD 16.500
1,0	12	308	308	USD 554.400	-USD 129.360		USD 554.400	-USD 129.360	
1,1	13	305	305	USD 548.100	-USD 127.890		USD 548.100	-USD 127.890	
1,2	14	301	301	USD 541.800	-USD 126.420		USD 541.800	-USD 126.420	
1,3	15	298	298	USD 535.500	-USD 124.950		USD 535.500	-USD 124.950	
1,3	16	294	294	USD 529.200	-USD 123.480		USD 529.200	-USD 123.480	
1,4	17	291	291	USD 522.900	-USD 122.010		USD 522.900	-USD 122.010	-USD 16.500
1,5	18	287	287	USD 516.600	-USD 120.540		USD 516.600	-USD 120.540	
1,6	19	284	284	USD 510.300	-USD 119.070		USD 510.300	-USD 119.070	
1,7	20	280	280	USD 504.000	-USD 117.600		USD 504.000	-USD 117.600	
1,8	21	277	277	USD 497.700	-USD 116.130		USD 497.700	-USD 116.130	
1,8	22	273	273	USD 491.400	-USD 114.660		USD 491.400	-USD 114.660	
1,9	23	270	270	USD 485.100	-USD 113.190	-USD 16.500	USD 485.100	-USD 113.190	-USD 16.500
2,0	24	266	266	USD 478.800	-USD 111.720		USD 478.800	-USD 111.720	

				Costo Levantamiento	14	USD/BO				
				TIR	15	%				
				VTI	60	USD/BO				
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)			
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	
2,1	25	263	263	USD 472.500	-USD 110.250		USD 472.500	-USD 110.250		
2,2	26	259	259	USD 466.200	-USD 108.780		USD 466.200	-USD 108.780		
2,3	27	256	256	USD 459.900	-USD 107.310		USD 459.900	-USD 107.310		
2,3	28	252	252	USD 453.600	-USD 105.840		USD 453.600	-USD 105.840		
2,4	29	249	249	USD 447.300	-USD 104.370		USD 447.300	-USD 104.370	-USD 16.500	
2,5	30	245	245	USD 441.000	-USD 102.900		USD 441.000	-USD 102.900		
2,6	31	242	242	USD 434.700	-USD 101.430		USD 434.700	-USD 101.430		
2,7	32	238	238	USD 428.400	-USD 99.960		USD 428.400	-USD 99.960		
2,8	33	235	235	USD 422.100	-USD 98.490		USD 422.100	-USD 98.490		
2,8	34	231	231	USD 415.800	-USD 97.020		USD 415.800	-USD 97.020		
2,9	35	228	228	USD 409.500	-USD 95.550	-USD 16.500	USD 409.500	-USD 95.550	-USD 16.500	
3,0	36	224	224	USD 403.200	-USD 94.080		USD 403.200	-USD 94.080		
3,1	37	221	221	USD 396.900	-USD 92.610		USD 396.900	-USD 92.610		
3,2	38	217	217	USD 390.600	-USD 91.140	-USD 203.203	USD 390.600	-USD 91.140	-USD 234.398	
3,3	39	214	214	USD 384.300	-USD 89.670		USD 384.300	-USD 89.670		
3,3	40	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
3,4	41	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200	-USD 16.500	
3,5	42	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
3,6	43	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
3,7	44	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
3,8	45	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
3,8	46	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
3,9	47	210	210	USD 378.000	-USD 88.200	-USD 16.500	USD 378.000	-USD 88.200	-USD 16.500	
4,0	48	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		

				Costo Levantamiento	14	USD/BO				
				TIR	15	%				
				VTI	60	USD/BO				
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)			
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	
4,1	49	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,2	50	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,3	51	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,3	52	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,4	53	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200	-USD 16.500	
4,5	54	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,6	55	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,7	56	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,8	57	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,8	58	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
4,9	59	210	210	USD 378.000	-USD 88.200	-USD 16.500	USD 378.000	-USD 88.200	-USD 16.500	
5,0	60	210	210	USD 378.000	-USD 88.200		USD 378.000	-USD 88.200		
5,1	61	207	207	USD 371.700	-USD 86.730		USD 371.700	-USD 86.730		
5,2	62	203	203	USD 365.400	-USD 85.260		USD 365.400	-USD 85.260		
5,3	63	200	200	USD 359.100	-USD 83.790		USD 359.100	-USD 83.790		
5,3	64	196	196	USD 352.800	-USD 82.320		USD 352.800	-USD 82.320		
5,4	65	193	193	USD 346.500	-USD 80.850		USD 346.500	-USD 80.850	-USD 16.500	
5,5	66	189	189	USD 340.200	-USD 79.380		USD 340.200	-USD 79.380		
5,6	67	186	186	USD 333.900	-USD 77.910		USD 333.900	-USD 77.910		
5,7	68	182	182	USD 327.600	-USD 76.440		USD 327.600	-USD 76.440		
5,8	69	179	179	USD 321.300	-USD 74.970		USD 321.300	-USD 74.970		
5,8	70	175	175	USD 315.000	-USD 73.500		USD 315.000	-USD 73.500		
5,9	71	172	172	USD 308.700	-USD 72.030		USD 308.700	-USD 72.030	-USD 16.500	
6,0	72	168	168	USD 302.400	-USD 70.560	-USD 16.500	USD 302.400	-USD 70.560		

				Costo Levantamiento	14	USD/BO				
				TIR	15	%				
				VTI	60	USD/BO				
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)			
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	
6,1	73	165	165	USD 296.100	-USD 69.090		USD 296.100	-USD 69.090		
6,2	74	161	161	USD 289.800	-USD 67.620		USD 289.800	-USD 67.620		
6,3	75	158	158	USD 283.500	-USD 66.150	-USD 203.203	USD 283.500	-USD 66.150	-USD 234.398	
6,3	76	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
6,4	77	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	
6,5	78	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
6,6	79	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
6,7	80	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
6,8	81	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
6,8	82	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
6,9	83	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	
7,0	84	154	154	USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	USD 277.200	-USD 64.680		
7,1	85	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,2	86	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,3	87	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,3	88	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,4	89	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	
7,5	90	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,6	91	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,7	92	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,8	93	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,8	94	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
7,9	95	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	
8,0	96	154	154	USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	USD 277.200	-USD 64.680		

				Costo Levantamiento	14	USD/BO				
				TIR	15	%				
				VTI	60	USD/BO				
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)			
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	
8,1	97	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,2	98	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,3	99	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,3	100	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,4	101	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680	-USD 16.500	
8,5	102	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,6	103	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,7	104	154	154	USD 277.200	-USD 64.680		USD 277.200	-USD 64.680		
8,8	105	151	151	USD 270.900	-USD 63.210		USD 270.900	-USD 63.210		
8,8	106	147	147	USD 264.600	-USD 61.740		USD 264.600	-USD 61.740		
8,9	107	144	144	USD 258.300	-USD 60.270		USD 258.300	-USD 60.270	-USD 16.500	
9,0	108	140	140	USD 252.000	-USD 58.800	-USD 16.500	USD 252.000	-USD 58.800		
9,1	109	137	137	USD 245.700	-USD 57.330		USD 245.700	-USD 57.330		
9,2	110	133	133	USD 239.400	-USD 55.860		USD 239.400	-USD 55.860		
9,3	111	130	130	USD 233.100	-USD 54.390	-USD 203.203	USD 233.100	-USD 54.390	-USD 234.398	
9,3	112	126	126	USD 226.800	-USD 52.920		USD 226.800	-USD 52.920		
9,4	113	123	123	USD 220.500	-USD 51.450		USD 220.500	-USD 51.450		
9,5	114	119	119	USD 214.200	-USD 49.980		USD 214.200	-USD 49.980	-USD 16.500	
9,6	115	116	116	USD 207.900	-USD 48.510		USD 207.900	-USD 48.510		
9,7	116	112	112	USD 201.600	-USD 47.040		USD 201.600	-USD 47.040		
9,8	117	109	109	USD 195.300	-USD 45.570		USD 195.300	-USD 45.570		
9,8	118	105	105	USD 189.000	-USD 44.100		USD 189.000	-USD 44.100		
9,9	119	102	102	USD 182.700	-USD 42.630		USD 182.700	-USD 42.630		
10,0	120	98	98	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	

				Costo Levantamiento	14	USD/BO				
				TIR	15	%				
				VTI	60	USD/BO				
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)			
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	
10,1	121	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,2	122	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,3	123	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,3	124	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,4	125	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,5	126	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	
10,6	127	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,7	128	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,8	129	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,8	130	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
10,9	131	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,0	132	98	98	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	
11,1	133	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,2	134	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,3	135	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,3	136	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,4	137	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,5	138	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	
11,6	139	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,7	140	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,8	141	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,8	142	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
11,9	143	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,0	144	98	98	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	

				Costo Levantamiento	14	USD/BO				
				TIR	15	%				
				VTI	60	USD/BO				
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)			
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	
12,1	145	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,2	146	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,3	147	98	98	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 203.203	USD 176.400	-USD 41.160	-USD 234.398	
12,3	148	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,4	149	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,5	150	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160	-USD 16.500	
12,6	151	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,7	152	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,8	153	98	98	USD 176.400	-USD 41.160		USD 176.400	-USD 41.160		
12,8	154	95	95	USD 170.100	-USD 39.690		USD 170.100	-USD 39.690		
12,9	155	91	91	USD 163.800	-USD 38.220		USD 163.800	-USD 38.220		
13,0	156	88	88	USD 157.500	-USD 36.750	-USD 16.500	USD 157.500	-USD 36.750	-USD 16.500	
13,1	157	84	84	USD 151.200	-USD 35.280		USD 151.200	-USD 35.280		
13,2	158	81	81	USD 144.900	-USD 33.810		USD 144.900	-USD 33.810		
13,3	159	77	77	USD 138.600	-USD 32.340		USD 138.600	-USD 32.340		
13,3	160	74	74	USD 132.300	-USD 30.870		USD 132.300	-USD 30.870		
13,4	161	70	70	USD 126.000	-USD 29.400		USD 126.000	-USD 29.400		
13,5	162	67	67	USD 119.700	-USD 27.930		USD 119.700	-USD 27.930	-USD 16.500	
13,6	163	63	63	USD 113.400	-USD 26.460		USD 113.400	-USD 26.460		
13,7	164	60	60	USD 107.100	-USD 24.990		USD 107.100	-USD 24.990		
13,8	165	56	56	USD 100.800	-USD 23.520		USD 100.800	-USD 23.520		
13,8	166	53	53	USD 94.500	-USD 22.050		USD 94.500	-USD 22.050		
13,9	167	49	49	USD 88.200	-USD 20.580		USD 88.200	-USD 20.580		
14,0	168	46	46	USD 81.900	-USD 19.110	-USD 16.500	USD 81.900	-USD 19.110	-USD 16.500	

				Costo Levantamiento	14	USD/BO					
				TIR	15	%					
				VTI	60	USD/BO					
Años	Meses	Aceite POT	Aceite Actual	Diseño Mejorado			Actual (No Hacer Nada)				
				Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion	Ganancia POT	Costos de Levantamiento POT	Costos Intervencion		
14,1	169	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,2	170	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,3	171	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,3	172	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,4	173	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,5	174	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640		-USD 16.500	
14,6	175	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,7	176	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,8	177	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,8	178	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
14,9	179	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,0	180	42	42	USD 75.600	-USD 17.640	-USD 16.500	USD 75.600	-USD 17.640		-USD 16.500	
15,1	181	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,2	182	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,3	183	42	42	USD 75.600	-USD 17.640	-USD 203.203	USD 75.600	-USD 17.640		-USD 234.398	
15,3	184	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,4	185	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,5	186	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640		-USD 16.500	
15,6	187	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,7	188	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,8	189	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,8	190	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
15,9	191	42	42	USD 75.600	-USD 17.640		USD 75.600	-USD 17.640			
16,0	192	42	42	USD 75.600	-USD 17.640	-USD 16.500	USD 75.600	-USD 17.640		-USD 16.500	