

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE DEPLOYMENT DE LONGITUD EXTENDIDA PARA TRABAJOS DE
CAÑONEO CON COILED TUBING EN POZOS VIVOS DEL BLOQUE
PIEDEMONTE

VALERIA BERNAL BRICEÑO

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

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE DEPLOYMENT DE LONGITUD EXTENDIDA PARA TRABAJOS DE
CAÑONEO CON COILED TUBING EN POZOS VIVOS DEL BLOQUE
PIEDEMONTE

VALERIA BERNAL BRICEÑO

Proyecto Integral de Grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JOSUÉ HIGUERA BARAJAS
Ingeniero de Petróleos

Co-Director
JOSÉ FERNANDO PORTELA SARMIENTO
Ingeniero Mecánico

Orientador
IVÁN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Presidente

Adriángela Chiquinquirá Romero Sánchez

Laydy Paola Mora Parrado

Edinson Enrique Jiménez Bracho

Bogotá D.C. Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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 al autor.

*A mi familia, por ser mi mayor riqueza,
y a la ingeniería de petróleos, por
mejorar y transformar la sociedad.*

*“La honestidad es la mejor de todas las
artes perdidas”*

Mark Twain.

AGRADECIMIENTOS

Gracias especialmente a la empresa Equión Energía Limited, y a cada una de las maravillosas personas que la componen, por ser ejemplo de calidez humana y excelencia operacional; los admiro por promover el valor por la vida, hacer las personas felices y ser esos líderes transformadores e íntegros que necesita el país.

Infinitas gracias a mi director, el Ingeniero Josué Higuera, y mi co-director, Ingeniero José Fernando Portela, por su confianza, disposición y por compartirme su valioso conocimiento. Gracias por su paciencia, comprensión y por estar siempre ahí a pesar de las circunstancias, esa acción significó todo para mí. Me llevo la máxima admiración y una gratitud infinita hacia ustedes por ser esas increíbles personas desde el punto de vista profesional y humano.

Gracias al Grupo de Intervención de Pozos, liderado por Mónica Torres y Josué Higuera, a los ingenieros en campo y en Bogotá, por acogerme, por sus valiosas enseñanzas, por su amistad y por brindarme la mejor experiencia. Me llevo los mejores recuerdos, una gran admiración y cariño inmenso por cada uno de ustedes.

Gracias a aquellas personas de la Universidad de América honestas, íntegras y con calidez humana. Aprovecho para recordarles que su labor debe estar orientada en el desarrollo integral de las potencialidades del ser humano, de la formación académica y profesional encausada a despertar en los educandos un espíritu reflexivo permeado de principios éticos y morales. Son ustedes quienes tienen la carga de mejorar y encaminar la formación de sus propios educandos, por lo tanto, procuren sembrar una buena semilla, para evitar que a posteriori se comenten esos actos que tanto daño le hacen a nuestra sociedad. Les doy un cálido agradecimiento a los profesores que me brindaron grandes enseñanzas y aportaron a mi desarrollo como profesional. Gracias a mi orientador, el Ingeniero Iván Peñaloza, por su amistad, colaboración y acompañamiento durante el desarrollo del proyecto.

Por último, pero no por eso menos importante, gracias a mi familia, por su esfuerzo, amor y apoyo incondicional. Son ustedes mi motor y por ustedes me he llenado de fortaleza para vencer cada obstáculo que la vida ha puesto en mi camino.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	38
OBJETIVOS	40
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL BLOQUE PIEDEMONTA	41
1.1 HISTORIA BLOQUE PIEDEMONTA	41
1.2 LOCALIZACIÓN BLOQUE PIEDEMONTA	42
1.3 MARCO GEOLÓGICO	44
1.3.1 Columna estratigráfica.	44
1.3.2 Estratigrafía	45
1.3.2.1 Formación Une..	45
1.3.2.2 Formación Gachetá.	45
1.3.2.3 Formación Guadalupe..	45
1.3.2.4 Formación Barco..	45
1.3.2.5 Formación Los Cuervos.	46
1.3.2.6 Formación Mirador	46
1.3.2.7 Formación Carbonera.	46
1.3.2.8 Formación León..	47
1.3.2.9 Formación Guayabo.	47
1.3.3 Geología Estructural	47
1.3.4 Geología del petróleo	48
1.3.4.1 Roca Generadora.	48
1.3.4.2 Migración.	48
1.3.4.3 Trampa.	48
1.3.4.4 Rocas Sello	49
1.3.4.5 Rocas Reservorio	49
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO	50
1.4.1 Método de producción	50
1.4.2 Tiempo de producción	50
1.4.3 Número de pozos	50
1.4.4 Producción de crudo y gas	50
2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE CAÑONEO IMPLEMENTADAS EN EL BLOQUE PIEDEMONTA	52
2.1 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL CAÑONEO	53
2.2 TÉCNICAS DE CAÑONEO	55
2.2.1 Cañoneo mecánico.	55
2.2.2 Cañoneo convencional o tipo bala.	56
2.2.3 Cañoneo con cargas dimensionadas tipo chorro.	56
2.2.3.1 Cargas.	57
2.2.3.2 Explosivo.	58

2.2.3.3	Cañón.	59
2.2.3.4	Cabeza de disparo.	63
2.2.3.5	Cordón detonante.	64
2.2.4	Cañoneo abrasivo..	64
2.2.5	Cañoneo con propelentes.	66
2.3	FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO	67
2.3.1	Asociada a la geometría del cañoneo..	68
2.3.1.1	Densidad del disparo	69
2.3.1.2	Ángulo de fase.	69
2.3.1.3	Diámetro del hueco.	70
2.3.1.4	Longitud de Penetración..	70
2.3.2	Asociados a la zona objetivo.	70
2.3.2.1	Estrés in situ.	70
2.3.2.2	Resistencia a la compresión de la roca.	71
2.3.2.3	Saturación poro-fluido	71
2.3.2.4	Condiciones mecánicas del pozo.	72
2.3.2.5	Temperatura.	72
2.3.2.6	Diferencial de presión.	72
2.3.2.7	Daño de formación. .	77
2.4	MÉTODOS DE TRANSPORTE PARA OPERACIONES DE CAÑONEO	89
2.4.1	Tubing Conveyed Perforating (TCP).	89
2.4.1.1	TCP disparar y sacar.	90
2.4.1.2	TCP disparar y soltar..	91
2.4.2	Unidad de cable (Wireline).	91
2.4.2.1	Casing gun..	93
2.4.2.2	Thru Tubing gun..	93
2.4.3	Unidad de tubería flexible (Coiled Tubing)..	95
2.4.3.1	Casing Gun..	99
2.4.3.2	Thru Tubing gun.	99
3.	LIMITACIONES DE LOS MÉTODOS DE TRANSPORTE IMPLEMENTADOS EN EL BLOQUE PIEDEMONTE	102
3.1	FACTORES ASOCIADOS AL POZO	103
3.1.1	Geometría del pozo.	103
3.1.2	Fuerzas del pozo.	103
3.1.2.1	Fuerza ejercida por la presión del pozo (F_{wp}).	104
3.1.2.2	Fuerza de boyanza y levantamiento (F_b).	105
3.1.2.3	Fuerza de fricción del pozo (F_f).	105
3.2	REQUERIMIENTOS OPERATIVOS	105
3.2.1	Número de intervalos.	105
3.2.2	Selectividad.	106
3.2.3	Control de profundidad.	106
3.2.4	Método de cañoneo.	107
3.2.4.1	Técnica de cañoneo	107

3.2.4.2	Diferencial de presión.	109
3.3	CONTROL DE PRESIÓN	110
3.3.1	Durante el Rig up/Rig down y Make Up/Lay Down.	110
3.3.2	Durante la corrida.	111
3.4	CAPACIDAD PARA LUBRICAR	112
3.4.1	Método Thru Tubing convencional.	113
3.4.2	Método Thru Tubing longitud extendida	115
3.5	LIMITACIONES MECÁNICAS DEL MÉTODO DE TRANSPORTE	115
3.5.1	Unidad de cable.	115
3.5.1.1	Capacidad del cabrestante.	115
3.5.1.2	Resistencia del cable.	115
3.5.2	Tubería flexible..	118
3.5.2.1	Capacidad de la cabeza de inyección	118
3.5.2.2	Resistencia de la tubería flexible	120
3.6	TIEMPOS OPERATIVOS	128
3.7	PRODUCCIÓN / INYECCIÓN	128
3.7.1	Beneficio en producción.	128
3.7.2	Impacto en producción.	129
3.8	COSTOS OPERATIVOS / VPN	129
4.	FUNDAMENTOS DEL DEPLOYMENT	131
4.1	HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DEPLOYMENT	133
4.2	PRINCIPALES SISTEMAS DE DEPLOYMENT PARA OPERACIONES DE CAÑONEO	133
4.2.1	Técnicas con conectores manuales	134
4.2.1.1	Isolation Sub Assembly (ISA)™	134
4.2.1.2	Pressure Deployment Coiled Tubing System™	137
4.2.1.3	Sistema Ratchet™.	141
4.2.2	Técnicas con conectores actuados por la BOP.	144
4.2.2.1	Completion Insertion and Removal under Pressure (CIRP)™	145
4.2.2.2	Sistema AutoLatch™.	150
5.	DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE CAÑONEO PARA EL POZO 1	154
5.1	FACTORES ASOCIADOS AL POZO	155
5.1.1	Geometría del pozo	155
5.1.2	Fuerzas del pozo	156
5.2	REQUERIMIENTOS OPERATIVOS	157
5.2.1	Numero de intervalos.	158
5.2.2	Selectividad	158
5.2.3	Control de profundidad	158
5.2.4	Método de cañoneo	159
5.2.4.1	Técnica de cañoneo	159

5.2.4.2	Diferencial de presión.	160
5.3	CONTROL DE PRESIÓN	164
5.3.1	Sistema de Deployment.	164
5.3.2	Tubería flexible convencional	165
5.3.3	Cable eléctrico convencional	165
5.4	CAPACIDAD DE LUBRICAR	166
5.4.1	Sistema de Deployment.	166
5.4.2	Tubería flexible convencional.	167
5.4.3	Cable eléctrico convencional	167
5.5	LIMITACIONES MECÁNICAS	168
5.5.1	Sistema de Deployment.	170
5.5.1.1	Diseño del BHA de cañoneo	170
5.5.1.2	Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas	170
5.5.2	Tubería flexible convencional	173
5.5.2.1	Diseño del BHA de cañoneo.	173
5.5.2.2	Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas	174
5.5.3	Cable eléctrico convencional	176
5.5.3.1	Diseño del BHA de cañoneo.	176
5.5.3.2	Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas	177
5.6	TIEMPOS OPERATIVOS	179
5.6.1	Sistema de Deployment	180
5.6.2	Tubería flexible convencional	181
5.6.3	Cable eléctrico convencional.	181
5.7	PRODUCCIÓN	182
5.7.1	Beneficio en producción.	182
5.7.2	Impacto en producción	183
5.8	COSTOS OPERATIVOS	183
5.8.1	Sistema de Deployment.	184
5.8.2	Tubería flexible convencional.	184
5.8.3	Cable eléctrico convencional.	185
6.	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE DEPLOYMENT PARA LA OPERACIÓN DE CAÑONEO EL POZO 1	186
6.1	ASEGURAMIENTO OPERATIVO	186
6.1.1	Pruebas iniciales y verificación de medidas	186
6.2	RESULTADOS OPERATIVOS	189
6.2.1	Arme unidad y pruebas de equipos	189
6.2.2	Corrida de desplazamiento y ajuste de bajo balance	189
6.2.3	Arme de BHA con Sistema de Deployment.	189
6.2.4	Corrida de cañoneo.	190
6.2.5	Desarme del BHA con Sistema de Deployment.	191
6.3	VALIDACIÓN DEL DISEÑO	192

6.3.1	Resistencia de la tubería flexible	192
6.3.2	Tiempos operativos	193
6.3.3	Producción	195
6.3.4	Costos operativos.	195
7.	DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE CAÑONEO PARA EL POZO 2	197
7.1	FACTORES ASOCIADOS AL POZO.	198
7.1.1	Geometría del pozo.	198
7.1.2	Fuerzas del pozo	200
7.2	REQUERIMIENTOS OPERATIVOS	202
7.2.1	Numero de intervalos.	202
7.2.2	Selectividad.	202
7.2.3	Control de profundidad	203
7.2.4	Método de cañoneo.	204
7.2.4.1	Técnica de cañoneo.	204
7.2.4.2	Diferencial de presión	205
7.3	CONTROL DE PRESIÓN	207
7.3.1	Sistema de Deployment	207
7.3.2	Tubería flexible convencional	210
7.3.3	Cable eléctrico convencional	210
7.4	CAPACIDAD DE LUBRICAR	211
7.4.1	Sistema de Deployment.	211
7.4.2	Tubería flexible convencional	212
7.4.3	Cable eléctrico convencional	213
7.5	LIMITACIONES MECÁNICAS	214
7.5.1	Sistema de Deployment.	214
7.5.1.1	Diseño del BHA de cañoneo.	214
7.5.1.2	Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas	215
7.5.2	Tubería flexible convencional	218
7.5.2.1	Diseño del BHA de cañoneo	218
7.5.2.2	Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.	219
7.5.3	Cable eléctrico convencional.	222
7.5.3.1	Diseño del BHA de cañoneo.	222
7.5.3.2	Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.	223
7.6	TIEMPOS OPERATIVOS	225
7.6.1	Sistema de Deployment	225
7.6.1.1	Fibra óptica y monoconductor eléctrico.	225
7.6.1.2	Fibra óptica.	226
7.6.1.3	Correlación tocando una profundidad conocida	226
7.6.1.4	Correlación con memorias	227
7.6.2	Tubería flexible convencional	228
7.6.2.1	Fibra óptica y monoconductor eléctrico.	228

7.6.2.2	Fibra óptica	228
7.6.2.3	Correlación tocando una profundidad conocida	229
7.6.2.4	Correlación con memorias.	229
7.6.3	Cable eléctrico convencional	230
7.6.3.1	Conductor eléctrico.	230
7.7	PRODUCCIÓN	231
7.7.1	Beneficio en producción	231
7.7.1.1	Sistema de Deployment.	233
7.7.1.2	Tubería flexible convencional	233
7.7.1.3	Cable eléctrico convencional	233
7.7.2	Impacto en producción.	234
7.7.2.1	Sistema de Deployment	234
7.7.2.2	Tubería flexible convencional	235
7.7.2.3	Cable eléctrico convencional	235
7.8	COSTOS OPERATIVOS	235
7.8.1	Sistema de Deployment.	236
7.8.2	Tubería flexible convencional.	236
7.8.3	Cable eléctrico convencional	237
8.	EFICIENCIA DEL SISTEMA DE DEPLOYMENT PARA OPERACIONES DE CAÑONEO	238
8.1	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DURANTE LA ETAPA DE PLANEACIÓN	238
8.1.1	Matriz de Selección.	238
8.1.2	Descripción y calificación de los factores claves de la matriz de selección.	239
8.1.2.1	Factores asociados al pozo	240
8.1.2.2	Requerimientos operativos	242
8.1.2.3	Control de presión	243
8.1.2.4	Capacidad para lubricar.	243
8.1.2.5	Limitaciones mecánicas del método de transporte	244
8.1.2.6	Tiempos operativos.	245
8.1.2.7	Producción o inyección	246
8.1.2.8	Costos operativos.	247
8.1.3	Implementación de la matriz de selección	248
8.1.3.1	Pozo 1...	249
8.1.3.2	Pozo 2	252
9.	EVALUACIÓN FINANCIERA	257
9.1	ANÁLISIS DE INGRESOS	257
9.2	ANÁLISIS DE EGRESOS	259
9.2.1	Costos de inversión (CAPEX)	259
9.2.1.1	Costos directos.	259
9.2.1.2	Costos por asignación "allocation".	260
9.2.2	Costos de operación (OPEX)	261

9.2.2.1	Costo de levantamiento (Lifting cost)	261
9.3	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	262
9.3.1	Tasa Interna de Oportunidad (TIO).	262
9.3.2	Flujo de caja	263
9.3.2.1	Sistema de Deployment.	263
9.3.2.2	Tubería flexible convencional.	264
9.3.2.3	Cable eléctrico convencional	265
9.3.3	Valor Presente Neto (VPN)	266
9.3.3.1	Sistema de Deployment	267
9.3.3.2	Tubería flexible convencional	268
9.3.3.3	Cable eléctrico convencional.	269
9.4	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	269
10.	CONCLUSIONES	271
11.	RECOMENDACIONES	274
	BIBLIOGRAFÍA	275
	ANEXOS	281

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificaciones técnicas para el cañón expuesto de 2 1/8”.	59
Tabla 2. Tamaño de cañón recomendado según el ID de la tubería del pozo.	62
Tabla 3. Especificaciones del cañón de 2 7/8”	62
Tabla 4. Desempeño de las cargas DP con cañón de 2 7/8” para un casing de 4 1/2”, según la sección I de la norma API RP 19B.	63
Tabla 5. Especificaciones técnicas de algunos modelos de inyector.	120
Tabla 6. Especificaciones técnicas de la tubería QT-1000 de 1.75” y 2”	122
Tabla 7. Especificaciones técnicas de los Isolation Sub Assembly. (ISA 2 3/4” x 2”)	135
Tabla 8. Información sobre la geometría del pozo 1.	155
Tabla 9. Información sobre las fuerzas del pozo 1 para la operación de cañoneo.	157
Tabla 10. Intervalos requeridos para cañoneo en el pozo 1.	158
Tabla 11. Simulación de penetración de cargas pozo 1.	160
Tabla 12. Propiedades de la formación objetivo para cañoneo en el pozo 1.	160
Tabla 13. Diferencial de presión para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.	161
Tabla 14. Variables de trabajo con la tubería en fondo con Sistema de Deployment para el pozo 1.	173
Tabla 15. Variables de trabajo con la tubería en fondo con tubería flexible convencional para el pozo 1.	176
Tabla 16. Variables de trabajo tubería en fondo con Sistema de Deployment para pozo 1.	179
Tabla 17. Pull Test registrados durante la corrida de cañoneo en el pozo 1.	190
Tabla 18. Información sobre la geometría del pozo 2.	198
Tabla 19. Información sobre las fuerzas del pozo 2 para la operación de cañoneo.	201
Tabla 20. Intervalos requeridos para cañoneo en el pozo 2.	202
Tabla 21. Simulación de penetración de cargas pozo 2.	205
Tabla 22. Propiedades de la formación objetivo para cañoneo en el pozo 2.	205
Tabla 23. Diferencial de presión para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.	206
Tabla 24. Variables de trabajo con la tubería en fondo con Sistema de Deployment para el pozo 2.	218
Tabla 25. Variables de trabajo con la tubería en fondo con tubería flexible convencional para el pozo 2.	222

Tabla 26. Variables de trabajo tubería en fondo con Sistema de Deployment para pozo 2.	225
Tabla 27. Propiedades de entrada para determinación del daño por cañoneo en el pozo 2.	231
Tabla 28. Impacto en producción esperado para el escenario con Sistema de Deployment en el pozo 2.	234
Tabla 29. Impacto en producción esperado para el escenario con tubería flexible convencional en el pozo 2.	235
Tabla 30. Impacto en producción esperado para el escenario con cable eléctrico convencional en el pozo 2.	235
Tabla 31. Matriz de selección para la operación de cañoneo en el pozo 1.	251
Tabla 32. Matriz de selección para la operación de cañoneo en el pozo 2.	255
Tabla 33. AIOR estimado producto de la operación de cañoneo en el pozo 2.	258
Tabla 34. Ingresos por venta estimados por producción incremental neta producto de la operación de cañoneo en el pozo 2.	259
Tabla 35. Costos directos estimados para la operación de cañoneo en el pozo 2.	260
Tabla 36. Costos asignados estimados para la operación de cañoneo en el pozo 2.	261
Tabla 37. Costos de levantamiento estimados para la operación de cañoneo en el pozo 2.	262
Tabla 38. Valor Presente Neto determinado para los escenarios de cañoneo en el pozo 2.	269

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Tipos de cargas huecas o dimensionadas.	57
Cuadro 2. Tipos de cabeza de disparo.	63
Cuadro 3. Técnicas con condición bajo balance en operaciones de cañoneo.	74
Cuadro 4. Técnicas con condición sobre balance en operaciones de cañoneo.	75
Cuadro 5. Comparación entre cañoneo Thru Tubing y Casing Gun.	94
Cuadro 6. Equipo de Control de Presión (PCE) de la unidad de tubería flexible.	98
Cuadro 7. Filosofía de doble barrera para RU/RD y MU/LD en operaciones de cañoneo thru tubing en Piedemonte.	111
Cuadro 8. Filosofía de doble barrera durante la corrida en las operaciones de cañoneo thru tubing en Piedemonte.	112
Cuadro 9. Capacidad para lubricar en las operaciones de cañoneo thru tubing en Piedemonte.	112
Cuadro 10. Longitudes máximas del stack de superficie para operaciones de cañoneo en Piedemonte.	114
Cuadro 11. Especificaciones, aplicaciones y limitaciones de las diferentes unidades de Wireline.	117
Cuadro 12. Limitaciones identificadas en las operaciones de cañoneo con cable eléctrico y tubería flexible en los pozos de Piedemonte..	131
Cuadro 13. Técnicas de correlación para el cañoneo en el pozo 1.	158
Cuadro 14. Configuración cañón/carga para simulación de penetración de cargas pozo 1.	159
Cuadro 15. Configuración de barreras para control de presión con Sistema de Deployment para el pozo 1.	164
Cuadro 16. Configuración de barreras para control de presión con tubería flexible convencional para el pozo 1.	165
Cuadro 17. Configuración de barreras para control de presión con cable eléctrico convencional para el pozo 1.	165
Cuadro 18. Teoría y descripción de las simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.	169
Cuadro 19. Diseño de la sarta de cañones con Sistema de Deployment en el pozo 1.	170
Cuadro 20. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas Sistema de Deployment para el pozo 1.	171
Cuadro 21. Diseño de la sarta de cañones con tubería flexible convencional en el pozo 1.	173
Cuadro 22. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas tubería flexible convencional para el pozo 1.	174

Cuadro 23. Diseño de la sarta de cañones con cable eléctrico convencional en el pozo 1.	176
Cuadro 24. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas cable eléctrico convencional para el pozo 1.	177
Cuadro 25. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment para el pozo 1.	180
Cuadro 26. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional para el pozo 1.	181
Cuadro 27. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional para el pozo 1.	181
Cuadro 28. Costos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment para el pozo 1.	184
Cuadro 29. Costos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional para el pozo 1.	184
Cuadro 30. Costos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional en el pozo 1.	185
Cuadro 31. Validación tiempos operativos cañoneo pozo 1.	193
Cuadro 32. Validación costos operativos cañoneo pozo 1.	195
Cuadro 33. Técnicas de correlación para el cañoneo en el pozo 2.	203
Cuadro 34. Configuración cañón/carga para simulación de penetración de cargas pozo 2.	204
Cuadro 35. Configuración de barreras para control de presión con Sistema de Deployment para el pozo 2.	209
Cuadro 36. Configuración de barreras para control de presión con tubería flexible convencional para el pozo 2.	210
Cuadro 37. Configuración de barreras para control de presión con cable eléctrico convencional para el pozo 2.	210
Cuadro 38. Diseño de la sarta de cañones con Sistema de Deployment en el pozo 2.	214
Cuadro 39. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas Sistema de Deployment para el pozo 2.	216
Cuadro 40. Diseño de la sarta de cañones con tubería flexible convencional en el pozo 2.	218
Cuadro 41. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas tubería flexible convencional para el pozo 2.	220
Cuadro 42. Diseño de la sarta de cañones con cable eléctrico convencional en el pozo 2.	222
Cuadro 43. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas cable eléctrico convencional para el pozo 2.	223
Cuadro 44. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment Fibra óptica y monoconductor eléctrico para el pozo 2.	225
Cuadro 45. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment Fibra óptica para el pozo 2.	226

Cuadro 46. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment correlación tocando una profundidad conocida para el pozo 2.	227
Cuadro 47. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment correlación con memorias para el pozo 2.	227
Cuadro 48. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional Fibra óptica y monoconductor eléctrico para el pozo 2.	228
Cuadro 49. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional Fibra óptica para el pozo 2.	228
Cuadro 50. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional correlación tocando profundidad conocida para el pozo 2.	229
Cuadro 51. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional correlación con memorias para el pozo 2.	229
Cuadro 52. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional para el pozo 2.	230
Cuadro 53. Beneficio en producción esperado para los diferentes escenarios de cañoneo en el pozo 2.	233
Cuadro 54. Impacto en producción esperado para los diferentes escenarios de cañoneo en el pozo 2.	234
Cuadro 55. Costos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment para el pozo 2.	236
Cuadro 56. Costos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional para el pozo 2.	236
Cuadro 57. Costos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional en el pozo 2.	237
Cuadro 58. Rangos de calificación o eficiencia de los factores claves para la matriz de selección.	240
Cuadro 59. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de factores asociados al pozo.	241
Cuadro 60. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de requerimientos operativos.	242
Cuadro 61. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de control de presión.	243
Cuadro 62. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de capacidad para lubricar.	244
Cuadro 63. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de limitaciones mecánicas del método de transporte.	244
Cuadro 64. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de tiempos operativos.	245
Cuadro 65. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de producción/ inyección.	246
Cuadro 66. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de costos operativos.	248

Cuadro 67. Indicadores de desempeño operación de cañoneo en el pozo 1.	249
Cuadro 68. Indicadores de desempeño operación de cañoneo en el pozo 2.	252

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfica 1. Producción fiscalizada de Crudo y Gas para los Campos Floreña y Pauto.	51
Gráfica 2. Simulación de diferencial de presión por cañoneo con bajo balance estático y dinámico para el pozo 1	162
Gráfica 3. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con Sistema de Deployment para el pozo 1 (peso entrando y saliendo).	172
Gráfica 4. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con tubería flexible convencional para el pozo 1 (peso entrando y saliendo).	175
Gráfica 5. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con cable eléctrico convencional para el pozo 1 (peso entrando y saliendo).	178
Gráfica 6. Tiempos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.	180
Gráfica 7. Costos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.	183
Gráfica 8. Validación tiempos operativos cañoneo pozo 1.	193
Gráfica 9. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con Sistema de Deployment para el pozo 2 (peso entrando y saliendo).	217
Gráfica 10. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con tubería flexible convencional para el pozo 2 (peso entrando y saliendo).	221
Gráfica 11. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con cable eléctrico convencional para el pozo 2 (peso entrando y saliendo).	224
Gráfica 12. Producción (beneficio/impacto) para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.	231
Gráfica 13. Tiempos operativos ajustados para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.	249
Gráfica 14. Costos operativos ajustados para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.	250
Gráfica 15. Tiempos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.	253
Gráfica 16. Costos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.	253

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica del Bloque Piedemonte.	43
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para el Bloque Piedemonte.	44
Figura 3. Corte regional de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la Cuenca Cordillera Oriental.	47
Figura 4. Aspectos generales para el diseño de una operación de cañoneo.	52
Figura 5. Evolución del cañoneo.	54
Figura 6. Cañoneo en pozos completados con revestimiento y cementados.	55
Figura 7. Partes principales de un cañón.	56
Figura 8. Secuencia de detonación de carga DP (izquierda) y BH (derecha).	58
Figura 9. Límites de temperatura para los diferentes explosivos.	58
Figura 10. Clasificación de los cañones expuestos.	60
Figura 11. Cañón 2 7/8", 6 spf, 60° phasing.	61
Figura 12. Extended Delay Assembly.	64
Figura 13. Túnel perforado mediante cañoneo abrasivo con sus respectivas boquillas.	65
Figura 14. Evento de cañoneo con propelente y su respectivo ensamblaje StimGun™	67
Figura 15. Posicionamiento de los cañones en el pozo con definición de la geometría.	69
Figura 16. Principales esfuerzos in situ que actúan sobre una roca	71
Figura 17. Técnicas de bajo balance y sobre balance.	73
Figura 18. Perfil de presión en un pozo con daño de formación.	78
Figura 19. Valores k_d/k para diferentes condiciones de cañoneo.	85
Figura 20. Fenómeno de flujo convergente alrededor del túnel perforado en un pozo vertical.	86
Figura 21. Fenómeno de flujo convergente alrededor del túnel perforado en un pozo inclinado	87
Figura 22. Fenómeno de flujo convergente alrededor del túnel perforado en un pozo horizontal.	88
Figura 23. Principales métodos de transporte de herramientas y su clasificación.	89
Figura 24. Técnicas de cañoneo con TCP.	90
Figura 25. Esquema de una unidad de Wireline.	92
Figura 26. Cañoneo con cable casing gun (izquierda) y thru tubing (derecha).	93
Figura 27. Unidad de tubería flexible o Coiled Tubing (CT).	95

Figura 28. Limitaciones de los métodos de transporte Thru Tubing usados en el Bloque Piedemonte.	102
Figura 29. Principio de balance de fuerzas.	104
Figura 30. Principales cargas que actúan sobre el Stack de superficie.	113
Figura 31. Subestructura. Torre para unidad tubería flexible.	114
Figura 32. Principales esfuerzos que actúan en un segmento de tubería flexible.	120
Figura 33. Curvas de cedencia de la tubería flexible.	123
Figura 34. Curvas de cedencia de la tubería flexible con factor de seguridad.	124
Figura 35. Buckling sinusoidal y helicoidal.	125
Figura 36. Ubicación de los eventos de deformación plástica de la tubería flexible.	127
Figura 37. Sistemas de Deployment dependiendo del tipo de conector.	131
Figura 38. Isolation Sub Assembly (ISA).	135
Figura 39. Secuencia de eventos del sistema con barras de Deployment.	137
Figura 40. Esquema del sistema de Deployment “Pressure Deployment Coiled Tubing System”.	138
Figura 41. Secuencia de eventos del “Pressure Deployment Coiled Tubing System”.	141
Figura 42. Parte superior e inferior del conector ratchet.	142
Figura 43. Secuencia de eventos del sistema Ratchet.	144
Figura 44. Conectores CIRP. Parte superior e inferior.	146
Figura 45. Secuencia de eventos del sistema de Deployment CIRP.	149
Figura 46. Conectores AutoLatch. Parte superior e inferior.	150
Figura 47. Secuencia de eventos del sistema AutoLatch.	153
Figura 48. Categorías establecidas para realizar el diseño de la operación de cañoneo dentro del proceso de planeación.	154
Figura 49. Estado mecánico actual del pozo 1.	156
Figura 50. Capacidad para lubricar con Sistema de Deployment para el pozo 1.	166
Figura 51. Capacidad para lubricar con tubería flexible convencional para el pozo 1.	167
Figura 52. Capacidad para lubricar con cable eléctrico convencional para el pozo 1.	168
Figura 53. Medición de áreas de sello BOP de Deployment.	187
Figura 54. Conexión y verificación de medidas del BHA en superficie	187
Figura 55. Verificación de medidas del Stack de superficie.	188
Figura 56. Arme BHA por secciones con Sistema de Deployment.	189
Figura 57. Conexión lubricador CT con sub de prueba rápida.	190
Figura 58. Material encontrado en la cámara de vacío posterior al cañoneo.	191
Figura 59. Escenarios propuestos para el diseño de la operación de cañoneo en el pozo 2.	197

Figura 60. Estado mecánico actual del pozo 2.	199
Figura 61. Capacidad para lubricar con Sistema de Deployment para el pozo 2.	211
Figura 62. Capacidad para lubricar con tubería flexible convencional para el pozo 2.	212
Figura 63. Capacidad para lubricar con cable eléctrico convencional para el pozo 2.	213
Figura 64. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción fibra óptica con monoconductor eléctrico.	263
Figura 65. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción fibra óptica.	263
Figura 66. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción correlación tocando una profundidad conocida.	264
Figura 67. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción correlación con memorias.	264
Figura 68. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción fibra óptica con monoconductor eléctrico.	264
Figura 69. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción fibra óptica.	265
Figura 70. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción correlación tocando una profundidad conocida.	265
Figura 71. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción correlación con memorias.	265
Figura 72. Flujo de caja para el escenario cable eléctrico convencional.	266

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Correlación de Behrmann (1996) para determinar el bajo balance óptimo durante el cañoneo.	76
Ecuación 2. Correlación de Behrmann (1996) para determinar el bajo balance óptimo durante el cañoneo.	77
Ecuación 3. Correlación de Behrmann (1996) para determinar el diámetro del túnel perforado en la roca.	77
Ecuación 4. Ley de Darcy para flujo radial semicontinuo	78
Ecuación 5. Índice de Productividad	79
Ecuación 6. Método híbrido para calcular el factor de daño por perforados cuando el perforado termina en la zona de daño	82
Ecuación 7. Método de Bell, Sekup y Tariq (modificación de Karakas y Tariq) para calcular el factor de daño por perforados cuando el perforado termina en la zona de daño.	82
Ecuación 8. Método de Karakas y Tariq para calcular factor de daño por perforados cuando el perforado termina por fuera de la zona de daño	83
Ecuación 9. Correlación de Behrmann (1996) para determinar daño del cañoneo para $k < 100$ mD.	83
Ecuación 10. Correlación de Behrmann (1996) para determinar daño del cañoneo para $k > 100$ mD.	83
Ecuación 11. Ecuación de Behrmann (1996) para determinar la relación (k_{pd}/k).	84
Ecuación 12. Método híbrido para calcular daño total.	86
Ecuación 13. Método de Bell, Sekup y Tariq para calcular daño total.	87
Ecuación 14. Método modificado para calcular daño total.	88
Ecuación 15. Fuerza axial real (F_a).	121
Ecuación 16. Ecuación de estado triaxial para límite de esfuerzo de cedencia.	123
Ecuación 17. Costos de asignación (allocation).	260
Ecuación 18. Conversión tasas de interés.	262
Ecuación 19. Valor Presente Neto.	266

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Producción fiscalizada de crudo y gas Campos Floreña y Pauto reportados en la ANH 2013-2018	282
ANEXO B. Métodos para determinar el factor de daño total y sus componentes	284
ANEXO C. Cálculos de underbalance (bajo balance estático) para el cañoneo del pozo 1	287
ANEXO D. Procedimientos y tiempos operacionales para los diferentes escenarios de cañoneo pozo 1	291
ANEXO E. Procedimientos y tiempos operacionales para los diferentes escenarios de cañoneo pozo 2	297
ANEXO F. Determinación factor de daño por perforados y factor de daño total pozo 2	315
ANEXO G. Ingresos por venta producción incremental pozo 2 (\$ USD)	318
ANEXO H. Egresos por OPEX lifting cost pozo 2 (\$ USD)	323

LISTA DE ABREVIATURAS

'	Pies
"	Pulgadas
%	Porcentaje
,	Separador de Miles
.	Separador de Decimales
®	Marca Registrada
°	Grados
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
1D	Una Dimensión
2D	Dos Dimensiones
3D	Tres Dimensiones
AIOR	Annual Incremental Oil Rate (Tasa de Petróleo Incremental Anual Promedio)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
bbI	Barriles
BH	Bore Hole (Cargas Hueco Abierto)
BHA	Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo)
BHP	Bottomhole Pressure (Presión de Fondo de Pozo)
BL	Braided Line
BOP	Blowout Preventer (Preventora de Reventones)
BOPD	Barriles de Petróleo por Día
BP	British Petroleum
BS&W	Basic Sediment and Water (Sedimento básico y agua)
CAPEX	Capital Expenditure
CCL	Casing Collar Locator
CIRP	Completion Insertion and Removal Under Pressure
CO₂	Dióxido de Carbono
CP	Circulating Pressure (Presión de Circulación)
Cr	Cromo
CT	Coiled Tubing
CTConv	Tubería Flexible Convencional
CTDply	Sistema de Deployment con Tubería Flexible
ctmd	Profundidad Coiled Tubing
D	Diámetro del Túnel Perforado en la Roca
DFCV	Double-Flapper Check Valves
DP	Deep Penetrating (Cargas de Penetración Profunda)
Ea	Error absoluto
EL	Electric Line
ELConv	Cable Eléctrico Convencional
elmd	Profundidad Electric Line
EOB	Extreme Over Balanced (Sobre Balance Extremo)

F_a	Fuerza Axial Real
F_b	Fuerza de Boyanza y Levantamiento
F_e	Fuerza Efectiva
FEM	Finite Element Analysis (Métodos de Elementos Finitos)
F_f	Fuerza de Fricción del Pozo
FFP	Formation Fracture Pressure (Presión de Fractura de la Formación)
FLP	Flow Line Pressure (presión en la línea de flujo)
fpm	Pies por Minuto
ft	Pies
F_w	Fuerza del Pozo
F_{wp}	Fuerza Ejercida por la Presión del Pozo
g	Gramos
G	Giga
GOR	Gas Oil Ratio
GR	Gamma Ray
HCl	Ácido Clorhídrico
HMX	High Melting Explosive
HPHT	High Pressure /High Temperature
hr	Horas
HSD	High Shot Density
HSE	Health, Safety & Environment
HWO	Hydraulic Workover Unit (Unidad De Snnubing)
ID	Diámetro Interno
in	Pulgadas
ISA	Isolation Sub Assembly
k	Mil
k_h	Permeabilidad Horizontal
k_o	Permeabilidad Efectiva al Petróleo
k_v	Permeabilidad Vertical
lb	Libras
lbf	Libras-Fuerza
LD	Lay Down (Desarme de Herramientas)
m	Metros
MAOP	Máxima Presión de Operación Anticipada
MASP	Máxima Presión en Superficie Anticipada
MD	Measured Depth (Profundidad Medida)
mD	Mili Darcy
MM	Millones
MMSCFD	Millions Standard Cubic Feet Per Day
MPC	Matriz de Perfil Competitivo
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos por Día
MSP	Maximum Safety Pull
MU	Make Up (Arme de Herramientas)
N/A	No Aplica
N₂	Nitrógeno Gaseoso

NTG	Net To Gross
OD	Diámetro Externo
OPEX	Operating Expense
Pa	Pascales
PBR	Polished Bore Receptacle
PCE	Pressure Control Equipment (Equipo de Control de Presión)
P_i	Presión Interna
P_o	Presión Externa
POOH	Pull Out Of The Hole (Sacando del Pozo)
ppg	Libras por Galón
psi	Pounds per square inch (Libra por pulgada cuadrada)
psia	Pounds per square inch absolute
Pyct	Presion de Yacimiento
PYX	Picrilaminodinitropiridina
q_g	Caudal o Tasa de Gas
q_o	Caudal o Tasa de Aceite
RD	Rig Down (Desarme de Unidades)
RDX	Royal Demolition Explosive
RIH	Run In The Hole (Bajando al Pozo)
RP	Recommended Practice
RU	Rig Up (Arme de Unidades)
S	Skin (Factor de Daño)
scf	Standard Cubic Feet
SCSSSV	Surface Controlled Subsurface Safety Valve
SDDT	Side Door Deployment Tool
SE	Sur-Este
seg	Segundos
SF	Safety Factor (Factor de Seguridad)
SL	Slickline
SOR	Statement Of Requirements
SP	Safety Process
spf	Shot Per Foot (Disparos por Pie)
STB	Stock Tank Barrel
TCP	Tubing-Conveyed Perforating
TD	Total Depth (Profundidad Total)
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TOC	Top Of Cement (Tope de Cemento)
TOF	Top Of Fish (Tope del Pescado)
TVD	True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)
Tyct	Temperatura de Yacimieto
™	Trademark (Marca Comercial)
UB	Under Balanced (Bajo balance)
UCS	Unconfined Compressive Strenght (Resistencia Compresión No Confinada)
USD	Dólares Americanos

VPN	Valor Presente Neto
WHFP	Presión en Cabeza con Pozo Fluyendo
WHP	Presión en Cabeza o Superficie
WHSIP	Presion en Cabeza con Pozo Cerrado
WL	Wireline
WOC	Wait On Cement (Tiempo de Espera del Fraguado de Cemento)
W_p	Peso por Gravedad
WP	Weak Point (Punto Débil del Cable)
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo
ΔP	Diferencial de Presión
μ_o	Viscosidad del Petróleo
ρ	Densidad
σ_a	Esfuerzo Axial
σ_h	Esfuerzo Horizontal Mínimo
σ_H	Esfuerzo Horizontal Máximo
σ_t	Esfuerzo Tangencial o de Hoop
σ_r	Esfuerzo Radial
σ_v	Esfuerzo Vertical o Esfuerzo Overburden
T_{ha}	Esfuerzo de Corte

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área y condiciones geológicas, biológicas, químicas y físicas en las cuales se depositan los sedimentos mediante procesos depositacionales como: depositación por acción del agua, viento o hielo, la localización y el clima, tal como un desierto, pantano o un río. Los ambientes de depositación suelen clasificarse en continentales, marinos o de transición.

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

ÁRBOL DE NAVIDAD: Conjunto de válvulas, bridas, medidores de presión y estranguladores fijados por encima del cabezal de un pozo completado para controlar la producción.

ARCILLA: sedimento o depósito mineral fino generalmente de silicato, formadores de rocas con un tamaño de partícula menor a 0.0039 mm, surge de la descomposición de rocas que contienen feldespato y mica, dando origen a caolinitas, ilitas y motmorillonitas.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, compacta y sin fisilidad cuyo tamaño de grano es inferior a 1/256 milímetros. Está compuesta por filosilicatos de aluminio hidratados, con presencia ocasional de hierro, magnesio y metales alcalinos.

ARENA: material sedimentario de origen detrítico, formado por granos cuyo diámetro oscila entre 0,0625 y dos milímetros. Está compuesta principalmente por sílice en forma de cuarzo.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica, resultado de la acumulación y diagénesis de la arena; tiene tamaño de partículas menores a 0.0625 mm y cuatro milímetros. El término es usado comúnmente para referirse a la arena consolidada o compuesta principalmente por arena cuarzosa; estas pueden contener feldespatos, mica, fragmentos de roca y otro tipo de granos minerales que son unidos entre sí mediante sílice o cemento.

BARRA DE DEPLOYMENT: se utiliza para desplegar ensamblajes de fondo dentro y fuera del pozo cuando se excede la capacidad de lubricar. Permite cerrar los *pipe* y *slip* rams de BOP para agregar o quitar un segmento del ensamblaje de fondo.

BARRERA PRIMARIA: es la barrera primaria que permite el servicio de cable o tubería flexible en condiciones de bajo balance. Es asociada generalmente al Stack de Control de Presión.

BARRERA SECUNDARIA: es la barrera secundaria que provee contingencia para mantener control de pozo en el evento en que la barrera primaria no sea capaz de funcionar apropiadamente. Es asociada generalmente a componentes adicionales del Stack de control de presión y fluidos para matar.

BENDING: flexión de una estructura alargada en dirección perpendicular a su eje longitudinal

BLOQUE: gran extensión de tierra (cuadrante limitado en longitud y latitud, por lo general con un diámetro establecido), que el Estado otorga para la exploración y/o explotación de petróleo mediante una licitación pública a compañías petroleras interesadas en la exploración del área de un país.

BUCKLING: o pandeo, es el resultado de los esfuerzos de compresión axial aplicados sobre una estructura

CABEZAL DE POZO: ensamblaje de válvulas y accesorios localizado debajo del árbol de navidad y por encima de los revestimientos con el propósito de sostener y aislar las tuberías y proveer un canal de acceso a los anulares.

CAMPO: acumulación o grupo de acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo. Está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, el cual, se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

COLAPSO: aplastamiento de la tubería flexible debido a presión externa e interna combinado con tensión o *bending*.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: diagrama que muestra la secuencia vertical de las unidades de roca presentes en una localidad dada, estando las rocas más antiguas ubicadas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CONCORDANCIA: estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos.

CUÑAS TECTÓNICAS: conjunto de fallas y bloques apilados.

DAÑO DE FORMACIÓN: alteración de las características originales de una formación productora de hidrocarburos.

DISCORDANCIA: interrupción en la secuencia geológica, representando un intervalo de tiempo en el cual no se produjo depositación. En este intervalo las rocas

infrayacentes pueden haber sufrido algún tipo de proceso geológico que ocasiona que no exista paralelismo entre la estructura superior e inferior de la discordancia.

ESPESOR: distancia entre el piso de una capa (límite inferior) y su techo (límite superior).

ESTRATIGRAFÍA: estudio de las unidades de rocas sedimentarias, incluyendo su extensión geográfica, edad, clasificación, características y formación.

FACIES: carácter distintivo de los estratos o de ciertos constituyentes, que generalmente refleja sus condiciones ambientales de formación.

FALLA: fractura que se presenta en un bloque geológico a lo largo de la cual ha tenido lugar un desplazamiento, produciendo una zona de falla.

FALLA DE CABALGAMIENTO: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo bajo con respecto a la horizontal. El bloque colgante se mueve con relación al bloque yacente. La compresión horizontal es la causante de estos desplazamientos verticales.

FALLA INVERSA: fractura producida en la corteza terrestre, la cual, es originada por esfuerzos de compresión que generan un desplazamiento vertical donde el bloque colgante queda sobre el bloque yacente. Presenta un ángulo de 45 grados o mayor, con respecto a la horizontal.

FALLA NORMAL: fractura producida en la corteza terrestre, la cual, es originada por esfuerzos de distensión que generan un desplazamiento vertical donde el bloque yacente queda sobre el bloque colgante. Presenta un ángulo de 45 grados o mayor, con respecto a la horizontal.

FATIGA: proceso de cambio localizado permanente en la estructura de un material sujeto a condiciones, en las cuales, se producen fluctuaciones de esfuerzos que pueden culminar en grietas o una falla completa del material.

FORMACIÓN: unidad de roca continua lateralmente con características distintivas, la cual, es posible reconocer y mapear.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: área de la geología que estudia los aspectos relacionados a la formación de yacimientos de hidrocarburos y su prospección.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: ciencia que estudia las deformaciones de la corteza terrestre relacionadas con el tiempo geológico.

GRAVEDAD API: es una medida de densidad que determina que tan pesado o liviano es un crudo frente a la densidad del agua a una misma temperatura.

HETEROGENEIDAD: cualidad de variación en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento o formación.

INFRAYACENTE: estrato o cuerpo de roca que descansa por debajo de otro superior, el cual, puede estar en contacto concordante o discordante dependiendo de la continuidad en su sedimentación.

KERÓGENO: es un material insoluble formado por la descomposición de materia orgánica. Está compuesto por carbono e hidrógeno presente en las rocas sedimentarias y es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos. Se ha clasificado en cuatro grandes grupos: El kerógeno tipo I de alto contenido de carbono e hidrógeno, y de bajo contenido de oxígeno, comúnmente procreador de aceite; el kerógeno tipo II y III que tienen contenido de carbono e hidrógeno regular y de oxígeno, comúnmente procreadoras de gas; y el kerógeno tipo IV, procreador de carbono y gas.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica de grano fino, cuyos granos presentan un tamaño entre 1/16 a 1/256 mm y está compuesta de al menos 50% de carbonato de calcio.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, de grano muy fino y con tamaño de partícula inferior a 1/16 mm. Está formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas de escaso espesor.

MARCO GEOLÓGICO: hace referencia a las características principales de la zona donde se realiza el estudio geológico. Algunas de estas características son: estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos que se han generado en una roca fuente hacia las rocas yacimiento. Se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

PERMEABILIDAD: capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella.

PRUEBA DE PRESIÓN / FUNCIONALIDAD: prueba realizada a un equipo de control de presión o dispositivo de flujo para garantizar su habilidad de sello efectivo.

PIPE RAM: ram diseñada para hacer un sello efectivo alrededor la tubería flexible con el fin de cerrar y aislar la presión en el espacio anular por debajo de la ram.

PRESIÓN DE CIERRE: es la presión manométrica observada en la cabeza del pozo, después de haberse cerrado.

PRESIÓN DE FLUJO EN EL FONDO DEL POZO: es la presión de fondo cuando el pozo está fluyendo.

PRESIÓN DE FONDO: es la presión registrada frente a un intervalo productor.

PRESIÓN DE YACIMIENTO: es la presión existente en la roca prospectiva.

PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO: es la presión de fondo de un pozo que ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente para que dicha presión se aproxime o iguale a la del yacimiento.

POROSIDAD: volumen de poros en una roca, los cuales, pueden contener fluidos. Es expresada usualmente en porcentaje. El espacio poroso puede incluir espacio entre granos, fracturas o cavernas.

POZO: perforación profunda realizada para localizar o extraer petróleo. Incluye el tramo descubierto o no entubado.

POZO VIVO: pozo de hidrocarburos fluyendo y/o con presión en cabeza.

REGRESIÓN: retiro del mar de las zonas terrestres. Las causas posibles incluyen una caída en el nivel del mar o elevación terrestre.

RELACIÓN GAS-ACEITE: relación entre el volumen de gas (gas en solución y libre) y el volumen de aceite producidos, medidos a condiciones de presión y temperatura normales de la superficie.

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, podrá generar petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente son lutitas o calizas contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica.

ROCA RESERVORIO: roca de excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad, lo cual permite el almacenamiento y circulación de hidrocarburos. Su asociación con una trampa puede dar lugar a un yacimiento petrolífero.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

SINCLINAL: pliegue en las rocas, en la cual, las capas son convexas hacia abajo. Las rocas más modernas forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas.

STACK: conjunto de herramientas apiladas.

SUPRAYACENTE: estrato o cuerpo de roca que reposa sobre otro inferior, en el cual pueden estar en contacto concordante o discordante dependiendo de la continuidad de la sedimentación.

TRAMPA: configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, sellada por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

TRANSGRESIÓN: avance del mar sobre tierra firme. Una transgresión puede hacer que los sedimentos de aguas profundas descansen sobre los sedimentos característicos de aguas someras.

VÁLVULA CHECK: válvula que permite el flujo en una sola dirección.

YIELD: o cedencia, es el resultado de los esfuerzos a los cuales está sometido un material que logran deformarlo plásticamente.

RESUMEN

TÍTULO EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE DEPLOYMENT DE LONGITUD EXTENDIDA PARA TRABAJOS DE CAÑONEO CON COILED TUBING EN POZOS VIVOS DEL BLOQUE PIEDEMONTA.

DESCRIPCIÓN

En el presente trabajo de grado se evaluó técnica y financieramente la implementación de un Sistema de Deployment de longitud extendida para trabajos de cañoneo con tubería flexible teniendo condición de pozo vivo.

Se inició con la parte teórica, donde se describieron las generalidades y geología del Bloque Piedemonte con el fin de ubicar al lector en el escenario de la implementación, seguido de una descripción de las generalidades de las operaciones de cañoneo convencionales en el Bloque Piedemonte, donde fueron identificadas las limitaciones de los métodos de transporte *rigless* (unidad de cable y tubería flexible). Además, se realizó una descripción de los fundamentos del Sistema de Deployment enfocados en operaciones de cañoneo.

Para la etapa de planeación, fueron realizados los diseños y la descripción de las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas para los escenarios con cable eléctrico convencional, tubería flexible convencional y tubería flexible con Sistema de Deployment en dos pozos con requerimiento de operaciones de cañoneo de longitud extendida. Para la etapa de ejecución, fue realizada la implementación de esta nueva tecnología en uno de los pozos seleccionados.

Por último, para la parte de evaluación técnico-financiera, se elaboró una matriz de selección que permitió integrar aspectos operativos, de seguridad y financieros para evaluar la eficiencia y viabilidad del Sistema de Deployment junto con las alternativas convencionales de cañoneo, de esta manera, fue posible seleccionar la opción viable con mayor grado de eficiencia y seguridad. Dicha implementación validó al Sistema de Deployment como la alternativa más eficiente en ambos pozos al compararla con los métodos convencionales de cañoneo con varias corridas.

Palabras claves: Cañoneo, Sistema de Deployment, pozos vivos, control de presión, Política de doble barrera, capacidad de lubricar, lubricadores, BOP, barras de Deployment, tubería flexible, operación *rigless*, Thru Tubing, bajo balance.

INTRODUCCIÓN

Las operaciones de cañoneo, realizadas por la empresa Equión Energía Limited, están categorizadas dentro de las oportunidades de desarrollo WELLWORK. Este tipo de operaciones están enfocadas en aumentar o proteger la producción actual de hidrocarburos en los Campos Floreña y Pauto, pertenecientes al Bloque Piedemonte. Actualmente, para desarrollar trabajos donde se requiera cañonear intervalos largos o múltiples zonas, se emplean métodos convencionales de varias corridas con unidades de cable eléctrico o tubería flexible, donde cada corrida puede llegar a tener una longitud de cañón máxima de 40 ft con un valor aproximado de 35,000 USD/corrida usando cable eléctrico y entre 75,000 a 110,000 USD/corrida usando tubería flexible, esto debido a que en dichos campos no se tienen pozos con completamientos que cumplan los requerimientos de Equión Energía Limited para realizar operaciones de cañoneo de longitud extendida (Válvula de lubricación instalada en el completamiento o suficiente *rat hole* para soltar y dejar los cañones en fondo).

Para realizar estas operaciones de cañoneo convencionales con cable o tubería flexible, se utiliza el árbol de navidad para aislar la presión del pozo en conjunto con el Equipo de Control de Presión (PCE) de la unidad, por lo tanto, la máxima longitud de la sarta estará limitada en superficie por la capacidad de los lubricadores del PCE. Otros parámetros que determinan la máxima longitud de la sarta se basan en la viabilidad de alcanzar la profundidad y bajo balance deseados según las limitaciones propias de material y equipos del método de transporte, condiciones del pozo, características del yacimiento, ambiente de completamiento, requerimientos operativos y aspectos económicos.

Adicional a esto, con la tendencia de perforar pozos de Alta Presión/ Alta Temperatura con trayectorias complejas y secciones horizontales, realizar intervenciones con cable se ha convertido en una operación difícil por las limitantes para cañonear con condición de bajo balance, acceso al pozo y máxima capacidad para tensionar asociado con la resistencia del cable, tasas de flujo y factores de fricción en el pozo. De esta manera, realizar el cañoneo por medio de tubería flexible proporciona una solución efectiva para el mejoramiento del desempeño en pozos con altas tasas de flujo, secciones horizontales y altamente desviados, además de un ahorro significativo en costos al compararlo con el uso del taladro.

Este contexto conllevó a evaluar una alternativa diferente a la convencional que fuera viable desde la perspectiva operativa, de seguridad y financiera para cumplir el objetivo del trabajo, pero que a su vez, permitiera maximizar la productividad y optimizar el valor económico del proyecto al realizar el mismo trabajo en una sola corrida. Dichas alternativas consistieron en los Sistemas de Deployment de longitud extendida para trabajos de cañoneo con Coiled Tubing, los cuales, permiten trabajar de manera segura y eficiente con condición de pozo vivo garantizando dos barreras mecánicas probadas entre los fluidos del yacimiento y el ambiente durante toda la

operación, reducir costos y tiempos operativos al disminuir el número de corridas, generar una obtención más rápida de la ganancia en producción del cañoneo, no impactar la producción del pozo durante el trabajo o producir un bajo impacto (en el caso de pozos con alta producción de gas con la tecnología específica del presente proyecto), no utilizar fluidos para matar y mejorar la productividad del pozo al realizar un solo disparo con la máxima condición de diferencial de presión posible.

Por este motivo, en el presente trabajo de grado, fue realizada la evaluación técnica y financiera de esta nueva tecnología de Sistema de Deployment, implementada por primera vez en Colombia para operaciones de cañoneo, demostrando su potencial beneficio económico, operativo y de seguridad cuando se tiene el requerimiento de trabajos con longitudes extensas de BHA (>60 ft de longitud total) y/o cañoneos de largos intervalos o múltiples zonas (>40 ft de intervalo gross). Lo anterior, dio como resultado la optimización de los procesos de planeación y ejecución para operaciones de cañoneo llevadas a cabo en pozos del Piedemonte colombiano.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente la implementación del Sistema de Deployment de longitud extendida para trabajos de cañoneo con Coiled Tubing en pozos vivos del Bloque Piedemonte.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Bloque Piedemonte.
2. Describir las generalidades de las operaciones de cañoneo implementadas en el Bloque Piedemonte identificando las limitantes propias de cada método.
3. Describir los fundamentos del Sistema de Deployment aplicado a operaciones de cañoneo.
4. Describir los resultados de las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas suministradas por el contratista según el método de transporte y requerimientos operativos de cañoneo en dos pozos pertenecientes al Bloque Piedemonte.
5. Realizar el diseño de la operación de cañoneo con cable eléctrico convencional, tubería flexible convencional y tubería flexible con Sistema de Deployment en los dos pozos seleccionados.
6. Validar el resultado obtenido en el diseño de la operación de cañoneo con Sistema de Deployment mediante su implementación en el pozo 1.
7. Evaluar la eficiencia del Sistema de Deployment con tubería flexible para operaciones de cañoneo.
8. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL BLOQUE PIEDEMONTA

En este capítulo se presentan aspectos relevantes asociados al área de estudio en relación con su historia, localización geográfica, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA BLOQUE PIEDEMONTA

Los Campos Floreña y Pauto son operados, a noviembre de 2018, por la empresa Equión Energía Limited y hacen parte del Contrato de Asociación Piedemonte firmado entre las compañías ECOPETROL S.A. y BP EXPLORATION CO LTD en 1991 para un periodo de 28 años.

La empresa BP EXPLORATION CO (British Petroleum Colombia), fue adquirida en el año 2011 por el grupo empresarial ECOPETROL, junto con la canadiense TALISMÁN, conformándose la empresa Equión Energía Limited.¹ Para el año 2015, la empresa Talismán es adquirida por la española REPSOL.² Equión es una compañía de exploración y producción de hidrocarburos cuyos accionistas actuales son Ecopetrol S.A. y Repsol; está encargada de operar los Campos Floreña y Pauto hasta el 2020, año en que finaliza el contrato de asociación del Bloque Piedemonte.

La exploración del bloque se inicia con la perforación del Pozo Floreña 1 en 1994, el cual, fue terminado en el año de 1995 alcanzando una profundidad de 15,000 ft y se encontró potencial de hidrocarburos de alta calidad en la Formación Barco. En junio de 1996 se perforó el Pozo Floreña 2 alcanzando una profundidad de 16,000 ft, donde no se mostró potencial productivo. Por último, en el año 1998 se perforó el Pozo Floreña 3 alcanzando una profundidad de 16,000 ft, el cual, mostró potencial de hidrocarburos en la Formación Barco.³ Posterior al descubrimiento del Campo Floreña, para el año de 1995 se perfora el Pozo Pauto Sur 1 alcanzando una profundidad de 17,000 ft, el cual, mostró potencial de hidrocarburos en las formaciones Barco y Mirador.

En los Campos Pauto y Floreña fue declarado la comercialidad en marzo y octubre de 1998, respectivamente, por parte del Ministerio de Minas y Energía. A pesar del potencial de hidrocarburos encontrado en la zona, fue hasta el año 2001 que dichos campos fueron puestos en producción.

¹ DINERO. BP Colombia se convierte en Equión [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre, 2018]. Disponible en: < <https://www.dinero.com/negocios/articulo/bp-colombia-convierte-equion/111733>>.

² EL PAÍS. Repsol cierra la compra de Talisman Energy por 10.400 millones [En línea]. [Consulta: 28 de septiembre, 2018]. Disponible en: <https://cincodias.elpais.com/cincodias/2015/05/08/empresas/1431066087_516968.html>.

³ ÁLVAREZ, Luis. Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2018. p. 28.

A noviembre de 2018, los Campos Floreña y Pauto, se encuentran activos y produciendo, abarcando una extensión de 25,741 hectáreas.

1.2 LOCALIZACIÓN BLOQUE PIEDEMONTE

La región de estudio comprende el contrato de asociación PIEDEMONTE, el cual, incluye las áreas de Paya (Boyacá); Tame (Arauca); Yopal, Nunchia, Pore, Támara, Paz de Ariporo, Hato Corozal y Sácama (Casanare). Este contrato se encuentra localizado en Colombia, específicamente en la Cuenca de la Cordillera Oriental,⁴ cubriendo parte de los departamentos de Casanare, Arauca y Boyacá. Los Campos Floreña y Pauto, objeto de estudio, se ubican en el corregimiento El Morro como se observa en la **Figura 1**.

El Campo Floreña limita al sureste con el Campo Pauto, al este con la vía que conecta a El Morro con Yopal, al sur con el río Cravo Sur y al norte con la quebrada Aracaleña. El Campo Pauto limita al noroeste con el Campo floreña, al sureste con el Campo Dele y al sur con el Campo Recetor.

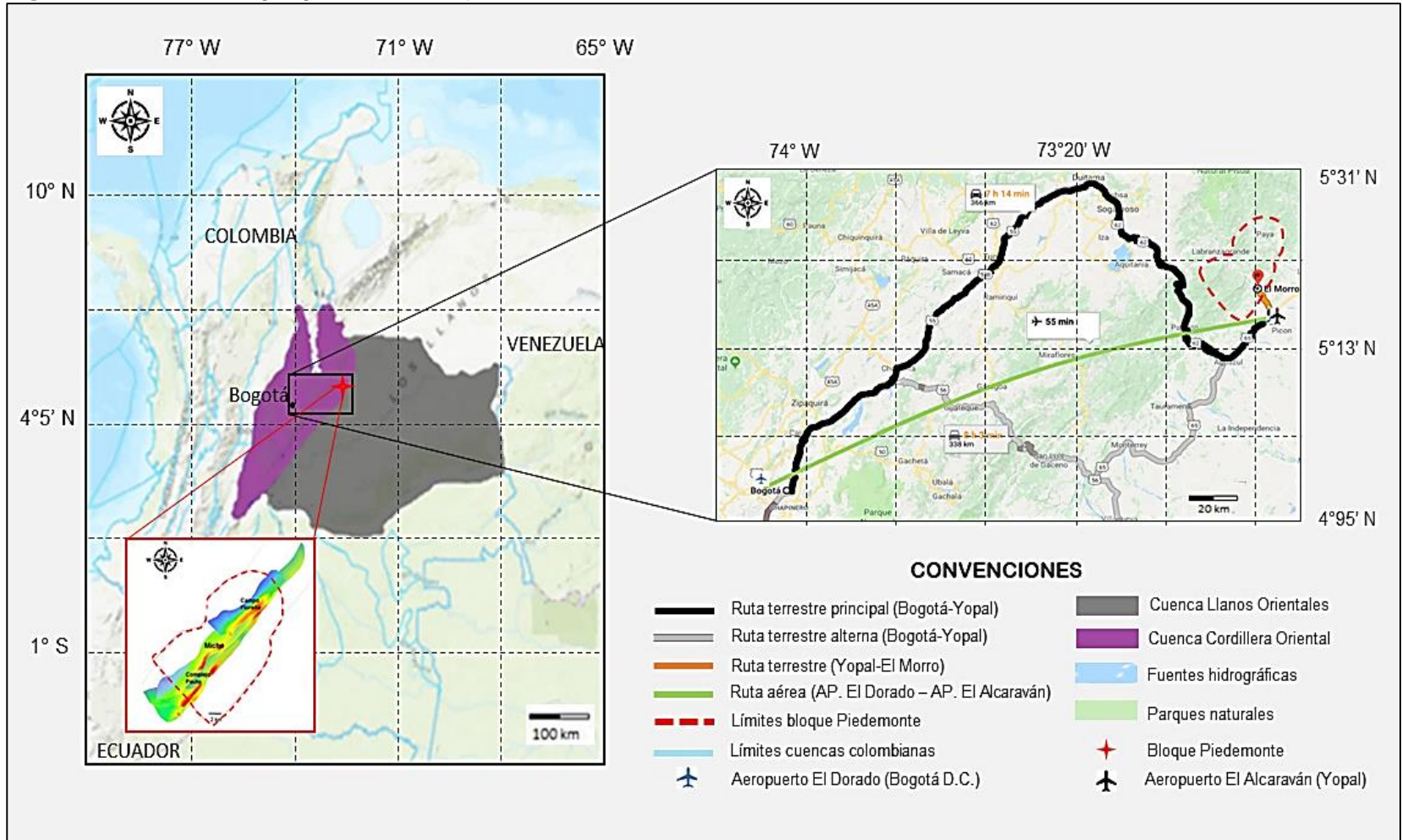
Para acceder a los Campos Floreña y Pauto por vía terrestre, partiendo de Bogotá D.C., Cundinamarca, se requieren siete (7) horas y catorce (14) minutos aproximadamente. La ruta principal y directa es por la salida de la Autopista Norte (Carretera 55), siguiendo en sentido noreste vía Bogotá-Sogamoso, pasando por Tunja y Duitama hasta llegar a Sogamoso, luego se toma el desvío a la Troncal de Urabá para continuar por la Carretera 62 sentido sureste hacia el Municipio de Aguazul Casanare, donde se toma la Carretera 65 vía Aguazul-Yopal sentido sureste hasta la ciudad de Yopal y, por último, se toma la salida a la vía Yopal - El Morro sentido norte teniendo un recorrido de 14 kilómetros hasta llegar a los campos.⁵

Para acceder a los campos por vía aérea, se toma un vuelo directo desde la ciudad de Bogotá D.C., en el Aeropuerto Internacional El Dorado, hasta el Aeropuerto El Alcaraván en la ciudad de Yopal con una duración aproximada de cincuenta y cinco (55) minutos, continuando con el mismo trayecto terrestre vía Yopal - El Morro, explicado anteriormente.

⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de tierras: Listado de áreas [Base de datos en línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: < <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>>.

⁵ GOOGLE MAPS. Colombia. [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en internet: <<https://maps.google.com>>.

Figura 1. Localización geográfica del Bloque Piedemonte.



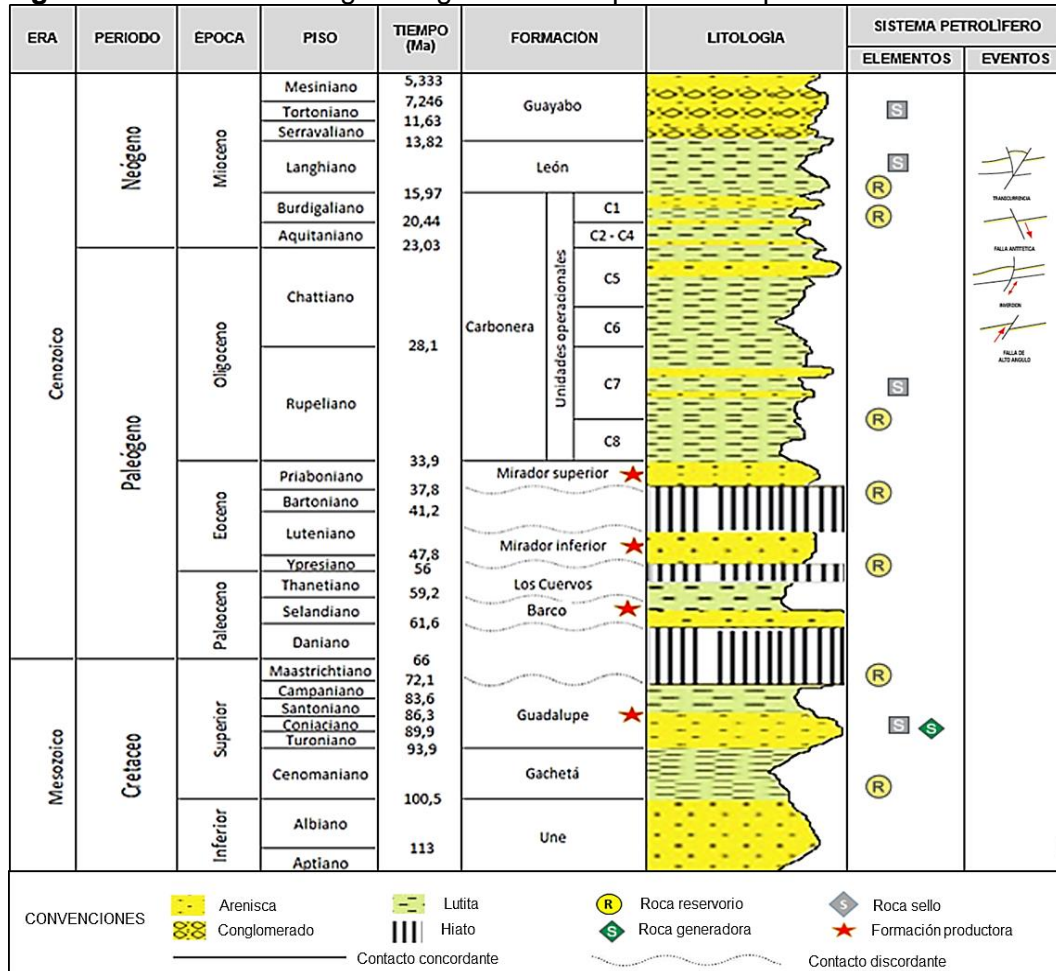
Fuente: elaboración propia, con base en AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [En línea] [Consulta: 20 Octubre, 2018]. Disponible en: < <https://geovisor.anh.gov.co/> >.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

El Piedemonte Llanero colombiano geográficamente pertenece a la Cuenca de la Cordillera Oriental pero, estratigráficamente, corresponde a la Cuenca de los Llanos Orientales y, estructuralmente, es una provincia con características especiales brindadas por la transición Cordillera Oriental – Llanos Orientales. A continuación, se describe la estratigrafía, esquema estructural y la geología del petróleo para la zona de transición donde se encuentran los dos campos.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se muestra la columna estratigráfica generalizada del bloque Piedemonte asociada a la geología de la Cuenca Llanos Orientales, con unidades litológicas-estratigráficas que van desde la Formación Une, la más antigua, hasta la Formación Guayabo, la más reciente, mostrando la secuencia de deposición desde el periodo Cretácico hasta el Neógeno.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para el Bloque Piedemonte.



Fuente: elaboración propia, con base en LINARES, R. et al. New insights into Piedemonte license triangle zone in the llanos foothills-Colombia. En: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuenas Subandinas (julio: Cartagena, Colombia). BP 2009.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las unidades litológicas-estratigráficas de la Cuenca de los Llanos Orientales. Esta descripción se lleva a cabo de la Formación más antigua a la más reciente.⁶

1.3.2.1 Formación Une. Su edad se encuentra en el periodo Cretácico inferior-superior entre el Albiano y el Cenomaniano. Está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino a grueso con intercalaciones de lutitas en la parte media. Se estima que el espesor varía entre 400 y 500 metros.⁷ El ambiente de deposición de la unidad hace referencia a depósitos fluviales de relleno de canal en ríos meándricos y de llanuras aluviales de inundación.⁸ A ésta Formación la suprayace, en contacto concordante, la Formación Gachetá.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Su edad es Cretácico superior entre el Turoniano y Cenomaniano. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas y con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Tiene un espesor que varía entre los 800 y 2,100 metros. Fue depositada en un ambiente marino de plataforma exterior con condiciones de surgencia anóxica. Esta Formación se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Une que la infrayace como con la Formación Guadalupe que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Su edad se encuentra en el periodo Cretácico superior entre el Santoniano y el Maastrichtiano. Está constituida por una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. El espesor de esta Formación aumenta hacia el Piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 200 metros en el Piedemonte.⁹ La depositación de esta Formación en la parte inferior se realizó en ambiente de plataforma marina con bajo oleaje y en la parte superior una zona de frente costero de planicie intermareal.¹⁰ A ésta Formación la infrayace en contacto concordante la Formación Gachetá y la suprayace en contacto discordante la Formación Barco.

1.3.2.4 Formación Barco. Su edad se encuentra en el periodo Paleógeno entre el Daniano y el Selandiano (Paleoceno). Está constituida por areniscas generalmente de color gris de grano muy fino a medio, localmente con contenido abundante de

⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round: Llanos Oriental (poster). 2010. p. 1.

⁷ INGEOMINAS. Geología del piedemonte llanero en la Cordillera Oriental, departamentos de Arauca y Casanare. Memoria. Bucaramanga. 2010. p. 23.

⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cartografía Geológica Cuenca Cordillera Oriental sector Soapaga. Bogotá. Julio 2016. p. 91.

⁹ JAIMES, Lainie. Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la formación Carbonera en un campo de los Llanos Orientales. Tesis de Grado en Ingeniería Geológica. Sogamoso: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Facultad seccional. 2016. p. 28.

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Informe final. 2012. p. 48.

láminas micáceo-carbonáceas, lutitas y limolitas intercaladas. La Formación Barco constituye un importante reservorio de hidrocarburos dentro del Piedemonte. Su espesor varía entre 150 y 278 metros aumentando regular y rápidamente hacia el occidente. Representa un ambiente de deposición fluvial y de llanura costera.¹¹ A ésta Formación la infrayace en contacto discordante la Formación Guadalupe y la suprayace en contacto concordante la Formación los Cuervos.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Su edad se encuentra en el periodo Paleógeno entre el Thanetiano y el Ypresiano (Paleoceno-Eoceno). Está constituida principalmente por arcillolitas y lutitas carbonáceas de color gris oscuro con capas de carbón en la base. Su espesor varía de 245 a 490 metros aumentando hacia el este.¹² Fue depositada en un ambiente de carácter transicional deltaico debido a la presencia de mantos de carbono.¹³ A ésta Formación la infrayace en contacto concordante la Formación Barco y la suprayace en contacto discordante la Formación Mirador.

1.3.2.6 Formación Mirador. Su edad se encuentra en el periodo Paleógeno entre el Luteniano y el Priaboniano (Eoceno). Está constituida por un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Las areniscas de esta Formación constituyen uno de los reservorios más importante de la Cuenca. Su espesor varía entre 160 y 400 metros. Según sus características estratigráficas se puede dividir la Formación en Mirador Inferior y Mirador Superior. Las facies encontradas en Mirador Inferior corresponden a deposición continental, mientras que las de Mirador Superior, corresponden a un ambiente transicional de bahías o estuarios.¹⁴ A ésta Formación la infrayace en contacto discordante la Formación Los Cuervos y la suprayace en contacto concordante la Formación Carbonera.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Su edad se encuentra en el periodo Paleógeno y parte del Neogeno entre el Rupeliano y el Burdigaleano (Oligoceno-Mioceno). La Formación Carbonera ha sido dividida en 8 miembros o unidades nombrados desde C1 hasta C8. Está constituido principalmente por Lutitas y arcillolitas, estratificadas con areniscas arcillosas, también tiene contenido de areniscas cuyo espesor varía entre uno y 30 metros. El grupo Carbonera tiene un espesor promedio de 500 metros. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad.¹⁵ A ésta Formación la infrayace en contacto concordante la Formación Mirador y suprayace en contacto concordante la Formación León.

¹¹ Ibid., p. 48.

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Op. Cit., p. 49.

¹³ CEBALLOS, L., et al. Geología de las planchas 98-Durania y 99- Villa del Rosario Norte de Santander- Colombia. Bogotá D.C.: Ingeominas y Ministerio de Minas y Energía. 2011. p. 82.

¹⁴ JAIMES. Op. Cit., p. 29.

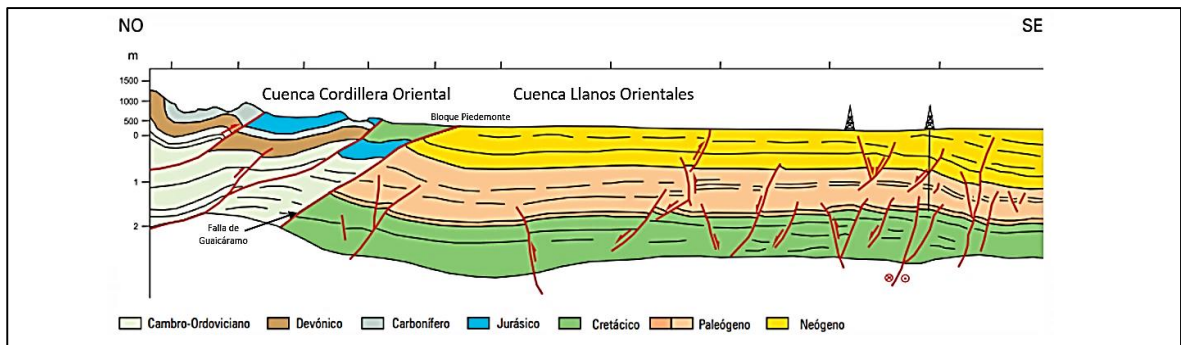
¹⁵ Ibid., p. 29-32.

1.3.2.8 Formación León. Su edad se encuentra en el periodo Neógeno Langhiano (Mioceno). Está constituida por capas gruesas de lutitas grises actuando como un sello regional. Tiene un espesor promedio de 500 metros. Representa la última invasión de los mares terciarios en la Cuenca.¹⁶ Formada en un ambiente de depositación transicional deltaico entre fluvial y aluvial¹⁷ A ésta Formación la infrayace en contacto concordante, la Formación Carbonera y suprayace, en contacto concordante la Formación Guayabo.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Su edad se encuentra en el periodo Neógeno entre el Serravaliano y el Piazienciano (Mioceno-Pliogeno). Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados; ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Su espesor promedio alcanza los 4,300 metros. Representa la última sedimentación de la Cuenca. Hacia la base tiene un ambiente de depositación de influencia marina y hacia el tope un ambiente de depositación fluvial marino a continental.¹⁸ A ésta Formación la infrayace en contacto concordante, la Formación León.

1.3.3 Geología Estructural. El Piedemonte Llanero corresponde al compilado de las estructuras más complejas a nivel geológico, geomecánico y de fluidos en Colombia. Su complejidad estructural se basa en el levantamiento de la Cordillera Oriental y sus diferentes cambios a través del tiempo, razón por la cual, posee características especiales brindadas por la transición Cordillera Oriental – Llanos Orientales.¹⁹ En la **Figura 3** se puede observar el corte regional de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la Cuenca Cordillera Oriental.

Figura 3. Corte regional de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la Cuenca Cordillera Oriental.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Open Round: Llanos Orientales (Poster). 2010. p. 1.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Op. Cit., p. 52.

¹⁷ CEBALLOS. Op. Cit., p. 92.

¹⁸ Ibid., p. 52.

¹⁹ GUTIÉRREZ, Zorel. Efecto del espaciamento y longitud de fracturas sobre la permeabilidad de un yacimiento naturalmente fracturado: caso Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis de Maestría (Ingeniería de Petróleos). Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Departamento de Procesos y Energía. 2016. p. 28.

Esta transición entre la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales, desde el Cretáceo Inferior hasta el Mioceno, y los eventos tectónicos compresivos involucrados dan como resultado el levantamiento de la Cordillera Oriental. El efecto compresional, que involucra movimientos de tipo inverso y transgresivo, generó el apilamiento de varios bloques estructurales (escamas), limitados por fallas inversas de bajo ángulo.²⁰ Entre estos bloques estructurales, se ha identificado la presencia de siete dominios estructurales: Guaicáramo, Pauto, Foreland, los anticlinales de Monterralo, El Morro, Floreña, y el sinclinal de Nunchia. Estas estructuras se encuentran limitadas por fallas principales y son generadas por deformación con dirección de transporte tectónico hacia el SE.²¹

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección, se describen los principales parámetros del sistema petrolífero asociado al Bloque Piedemonte.

1.3.4.1 Roca Generadora. Las lutitas de la Formación Gachetá son la principal fuente generadora de hidrocarburos para Piedemonte, con un TOC (Carbono Orgánico Total) que oscila entre 1.0% al 3.0%, kerógeno tipo II y III, y un espesor efectivo que se encuentra en el rango de 50 a 100 metros.²²

1.3.4.2 Migración. Se han documentado dos eventos de migración en la Cuenca de las Llanos Orientales y, por tanto, en el Bloque Piedemonte. El primero de ellos, tuvo lugar en el período Eoceno-Oligoceno Superior en el que se expulsaron los hidrocarburos condensados. El segundo evento de migración, tuvo inicio en el Mioceno con la expulsión de gas y continúa en el presente.²³ La migración de hidrocarburos sucedió en forma paralela a la deformación, en consecuencia, la distribución y la composición de los hidrocarburos está controlada por la evolución estructural del área.

1.3.4.3 Trampa. El Bloque Piedemonte presenta entrampamientos de tipo estructural asociado a fallas inversas que involucran el basamento. También presenta sistemas de cabalgamiento múltiples definidos como cuñas tectónicas (conjunto de fallas y bloques apilados), los cuales, repiten su secuencia de dos o hasta más veces. De dicha cuña tectónica hacen parte los anticlinales de Monterralo, El Morro, Floreña, Complejo Pauto y Volcanera.²⁴

Las estructuras de entrampamiento para los Campos Floreña y Pauto, objeto de este estudio, corresponden a:

²⁰ CLAVIJO, Julián. Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales. Tesis de Maestría Ingeniería de Petróleos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Departamento de Energía. 2017. p. 4.

²¹ GUTIÉRREZ, Zorel. Op. Cit., p. 31.

²² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round. Op. Cit., p. 1.

²³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C.: ANH. 2017. p. 71.

²⁴ CLAVIJO, Julián. Op. Cit., p. 4.

- El anticlinal de Floreña es el más superior con 16 Km de largo y 5 km de ancho con flanco frontal invertido en dirección NE. Dentro de esta estructura, las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador son productoras de aceite volátil y gas condensado.
- Por debajo de la estructura de Floreña se encuentra el Complejo Pauto, compuesto de hasta 4 escamas apiladas con un tren regional de vergencia SE con dirección SW-NE, este tiene una longitud total alrededor de los 30 km y 6 km de ancho. Su producción proviene en su mayoría de la Formación Mirador.
- Por debajo de la estructura del Complejo Pauto se encuentra un tercer dominio estructural compuesto por las formaciones Barco y Guadalupe productoras de gas condensado; el más profundo yacimiento con hidrocarburos es Volcanera relacionado probablemente a la estructuración del Foreland bajo el frente de cabalgamiento. Tiene bajo buzamiento y está llena de gas menos enriquecido que el de Pauto; es probablemente la escama menos fracturada.

1.3.4.4 Rocas Sello. El principal sello regional de la Cuenca es la Formación León; para el caso específico del Bloque Piedemonte los principales sellos locales son:²⁵

- Dentro de la Formación Carbonera, las unidades arcillosas (C-2, C-4, C-6) actúan como sellos locales de las unidades arenosas (C-1, C-3, C-5 y C-7).
- La unidad C-8 (Carbonera) actúa como sello de la Formación Mirador.
- La Formación los Cuervos corresponde al sello de la Formación Barco.
- Para la Formación Guadalupe y Gachetá, su sección lodolítica hace de sello para la unidad de areniscas en la misma.

1.3.4.5 Rocas Reservorio. Las principales rocas reservorio del Bloque Piedemonte y, por tanto, de los Campos Floreña y Pauto, pertenecen a las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe:

- Formación Mirador: Constituye el reservorio más importante de esta Cuenca. Las areniscas de esta Formación tienen una porosidad primaria baja, oscilando entre el 3% y el 5%. Su permeabilidad no supera los 10 mD y su espesor es de 300 metros. Esta Formación presenta altas fracturas naturales.
- Formación Barco: Las areniscas de esta Formación tienen una porosidad promedio que se encuentra en un rango del 3% al 4%, su permeabilidad es menor a 4 mD y su espesor es de 73 metros.

²⁵ Ibid., p. 71.

- Formación Guadalupe: La porosidad promedio de las areniscas de esta Formación tienen un rango del 3% al 4%, su permeabilidad es menor a 3 mD y su espesor es de 150 metros.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO

Los Campos Pauto y Floreña fueron declarados comerciales en marzo y octubre de 1998, respectivamente, con reservas estimadas para ese momento de 750 millones de barriles de hidrocarburos livianos que oscilaban entre 42° y 46° API y 5,000 giga ft cúbicos de gas. Sin embargo, fue sólo hasta el año 2001 que estos campos fueron puestos en producción.²⁶ Actualmente, las presiones de yacimiento que se observan en dichos campos oscilan entre 4,100 a 6,150 psi.

1.4.1 Método de producción. Desde el inicio de su producción (año 2001) hasta la actualidad (año 2018), la producción en los Campos Floreña y Pauto es por flujo natural donde el mecanismo de empuje es gas en solución. Esto es posible debido a que las formaciones productoras se encuentran a grandes profundidades con condiciones altas de presión de formación (en promedio 5,000 a 6,000 psi) y altas temperaturas. La reinyección de gas y agua es usada como método de mantenimiento de presión.

1.4.2 Tiempo de producción. Los Campos Floreña y Pauto llevan 17 años en producción; fueron puestos en producción en el año 2001 y continúan activos.

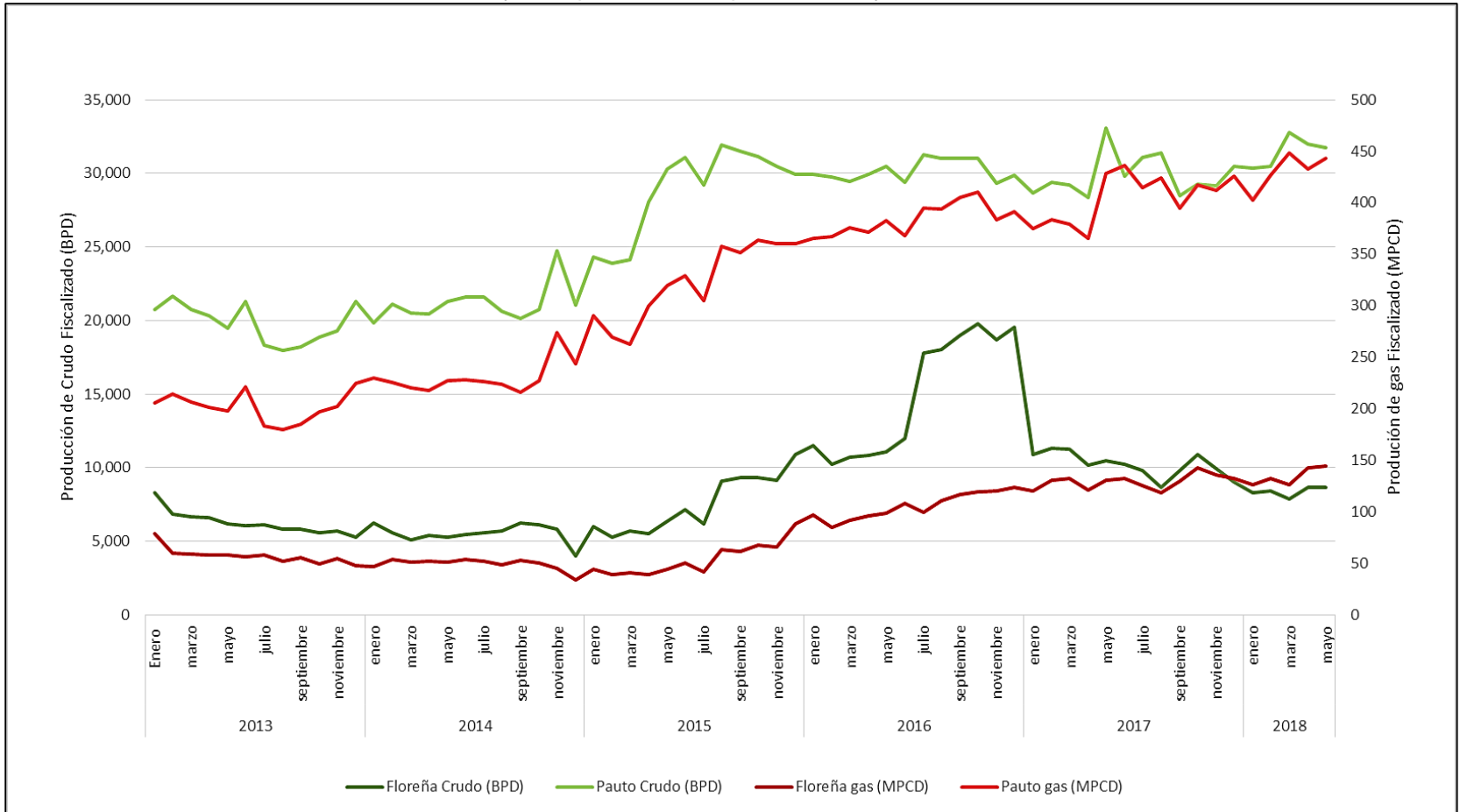
1.4.3 Número de pozos. Actualmente, el Campo Pauto cuenta con siete (7) pozos productores y un (1) inyector de gas, mientras que el Campo Floreña, cuenta con nueve (9) pozos productores, cuatro (4) inyectores de gas y un (1) inyector de agua.

1.4.4 Producción de crudo y gas. A continuación, se presenta la **Gráfica 1** correspondiente a la producción fiscalizada de crudo y gas para los Campos Pauto y Floreña según los archivos de información de la ANH. Dichos archivos contienen la producción fiscalizada desde el año 2013 hasta la actualidad (en el **Anexo A** se encuentra tabulada esta información). Según las estadísticas de producción fiscalizada publicadas por la ANH, la producción diaria promedio mensual con corte 31 de mayo de 2018 para el Campo Floreña fue de 144.54 MPCD en producción de gas y 8,695 BPD en producción de aceite. Con respecto al Campo Pauto, se reportó para la misma fecha 444.3 MPCD en producción de gas y 31,743 BOPD en producción de aceite.²⁷

²⁶ EL TIEMPO. Hallado el mejor crudo del mundo [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: < <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-434612>>.

²⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo y Producción Mensual de Gas en Colombia: Producción Fiscalizada de crudo y gas. [Base de datos en línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>.

Gráfica 1. Producción fiscalizada de Crudo y Gas para los Campos Floreña y Pauto.



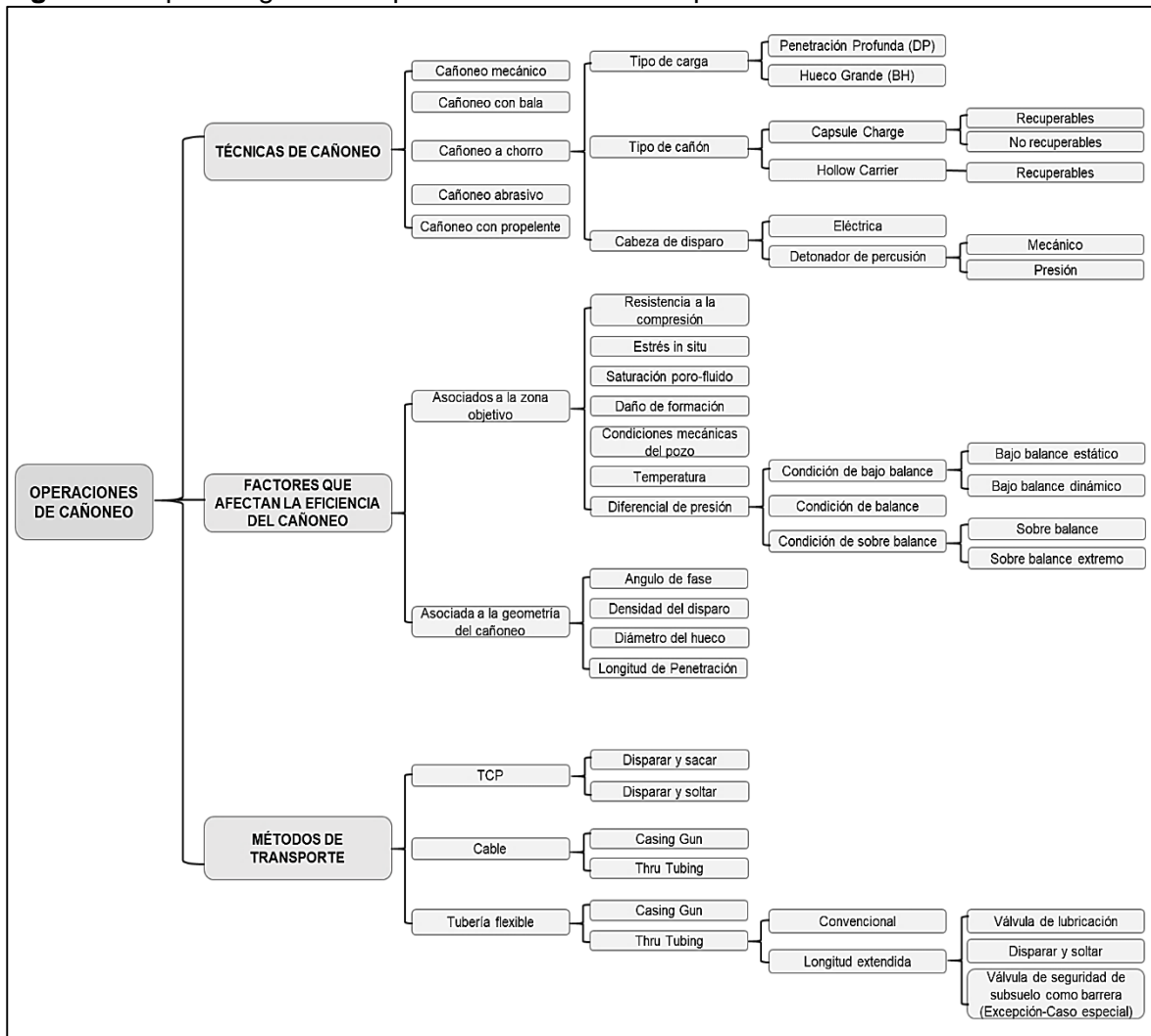
Fuente: elaboración propia, con base en AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo y Gas en Colombia: Producción Fiscalizada crudo y gas. [Base de datos en línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>.

2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE CAÑONEO IMPLEMENTADAS EN EL BLOQUE PIEDEMONTE

Debido a las propiedades petrofísicas de las formaciones productoras en los Campos Floreña y Pauto, el cañoneo es diseñado para maximizar la producción en pozos productores o la capacidad de inyección en pozos inyectoros. En la **Figura 4**, se puede observar los aspectos generales que se tienen en cuenta para el diseño efectivo de una operación de cañoneo.

En este capítulo se describen las generalidades de las operaciones de cañoneo implementadas en el Bloque Piedemonte por la empresa Equión Energía Ltd. Esto incluye la historia, técnicas de cañoneo, factores que afectan la eficiencia de cañoneo y los métodos de transporte de los cañones.

Figura 4. Aspectos generales para el diseño de una operación de cañoneo.



Fuente: elaboración propia.

2.1 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL CAÑONEO

Durante los últimos 100 años, se han desarrollado diferentes técnicas para ejecutar operaciones de cañoneo con el fin de comunicar el pozo con la formación; técnicas enfocadas en establecer ciertas condiciones en el pozo al momento del disparo y optimizar los métodos de transporte, geometría del cañón y tipos de cargas.

En la década de 1920, se inicia con la técnica de cementación primaria del pozo para aislar zonas y asegurar la tubería de revestimiento. Para comunicar el pozo con la formación se implementaron diferentes métodos: El primero de ellos fueron los dispositivos mecánicos donde un cortador mecánico era corrida con la tubería de perforación creando ranuras que atravesaban el revestimiento y la formación. A principios de 1930 fueron desarrollados los cañones con bala operados con una unidad de cable eléctrico, en esta técnica una bala de acero endurecida era disparada desde un barril penetrando el revestimiento, el cemento y la formación. En 1949 se realiza el primer trabajo comercial de cañones con cargas dimensionadas o jet, mejor conocido como cañoneo a chorro, operados inicialmente con una unidad de cable y con condición de presión de sobre balance.²⁸ En 1953, la Humble Oil & Refining Company fue pionera en lo que hasta entonces se llamaba “terminación permanente del pozo”, lo que permitió la implementación de intervenciones Thru Tubing y a partir de ese momento, el concepto de cañoneo bajo balance tomó su lugar en la industria.²⁹

A principios de 1980, se introdujo el método de transporte con tubería de producción o perforación (TCP) mediante el uso de taladro para cañonear yacimientos de gas de baja permeabilidad; para ese entonces, se obtuvieron buenos resultados operativos por lo que comenzó a ser utilizado extensamente. Este método ha permitido correr cañones de gran diámetro en pozos con alta desviación y condiciones de bajo balance, logrando cañonear largos intervalos en un sólo disparo; la gran desventaja ha sido la longitud extensa de rat hole necesaria para soltar y dejar los cañones en fondo si estos son bajados con la tubería de producción o matar el pozo para recuperar los cañones si estos son bajados con tubería de perforación.

La técnica de cañoneo hidráulico o cañoneo abrasivo se introdujo originalmente en la década de 1960 como un medio para penetrar la tubería bombeando fluidos a alta presión con un agente abrasivo (arena) para desgastar la tubería, el cemento y la formación.

²⁸ BAQUERO, Liliana. Análisis comparativo de la eficiencia de los tipos de cargas utilizadas en los trabajos de cañoneo en los Campos Cusiana y Cupiagua. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2001. p. 37.

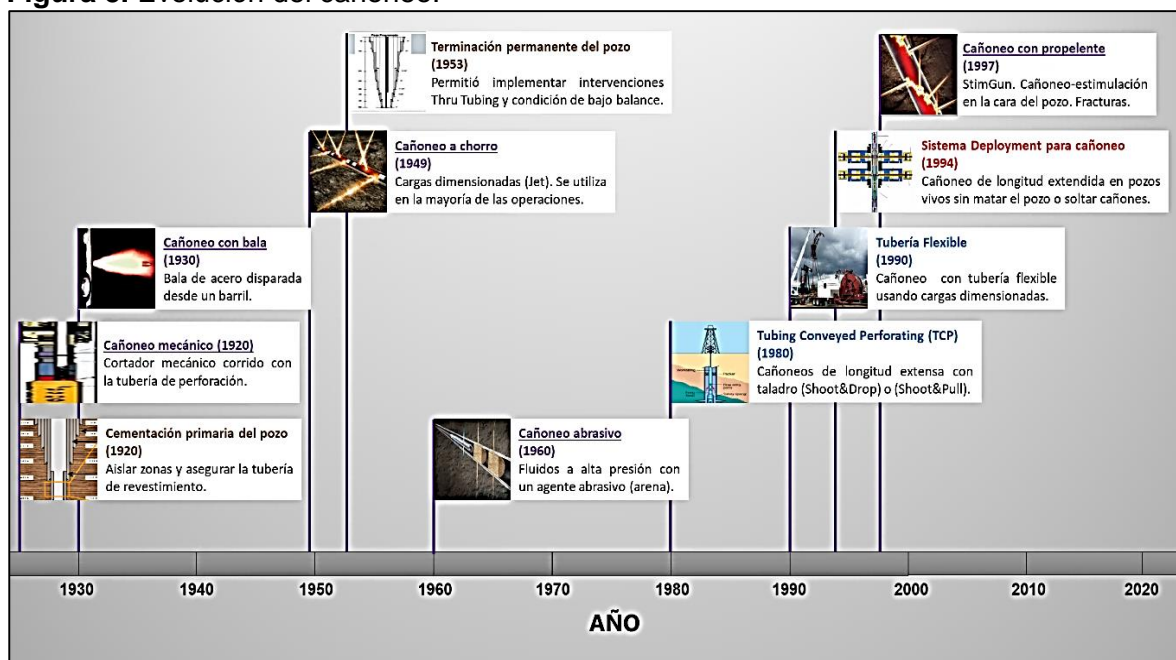
²⁹ HUBER, T. y TAUSCH, G. Permanent Type Well Completions. Paper SPE-231-G. 1953. p. 1.

Aunque la tubería flexible fue implementada hacia el año de 1960 en operaciones de Workover, su uso fue expandiéndose desde el simple bombeo de fluidos hacia el pozo, hasta una amplia variedad de aplicaciones incluyendo el cañoneo con cargas dimensionadas a mediados de 1990.³⁰ El cañoneo por medio de tubería flexible proporcionó una solución efectiva para el mejoramiento del desempeño operativo en pozos horizontales y altamente desviados, además de un ahorro significativo en costos al compararlo con el uso del taladro. Pero la gran limitante en esta tecnología radica en la máxima capacidad para lubricar en superficie lo que conlleva a realizar corridas con longitudes cortas de cañón.

Para el año de 1994, en Holanda, se implementó la técnica de cañoneo con Sistema de Deployment usando una unidad de tubería flexible, esta nueva estrategia de cañoneo permitió correr y recuperar sartas (BHA Bottom Hole Assembly) en pozos vivos cuya longitud excedía la capacidad de los lubricadores de superficie, sin tener que utilizar fluidos para matar el pozo.³¹

En 1997, Marathon Oil Company introdujo el ensamblaje StimGun™, el cual, permitía combinar la tecnología del propelente sólido, como fuente de energía, transportado por los sistemas convencionales de cañoneo con TCP. Posteriormente, fue adaptado para ser transportado con unidad de tubería flexible.

Figura 5. Evolución del cañoneo.



Fuente: elaboración propia.

³⁰ ACKERT, David, et al. The Coiled Tubing Revolution. Schlumberger. Oilfield Review. 1989. p. 4.

³¹ ENGEL, Steve y SEHNAL, Zdenek. Deploying and Recovering Long and Heavy BHAs in Live High Angle Wells. En: SPE Gulf Coast Section/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, (26-28 de febrero de 1996: Texas, USA). p. 1. SPE-36330-MS.

2.2 TÉCNICAS DE CAÑONEO

Una vez finalizada la perforación inicial de un pozo, la práctica estándar a seguir es la corrida de completamiento donde se instala en el pozo un conjunto de tuberías, herramientas y equipos con el propósito de producir hidrocarburos o inyectar fluidos al yacimiento de una manera segura, eficiente y rentable. Con el desarrollo de los completamientos revestidos y cementados surgió la necesidad de cañonear los pozos con el objetivo de proporcionar un canal de flujo entre la tubería de revestimiento, cemento y formación.

Básicamente, las operaciones de cañoneo recaen en tres categorías: cañoneo inicial del pozo, adición de nuevos intervalos y recañoneo. Para que la comunicación entre el pozo y el yacimiento sea efectiva, el túnel cañoneado debe sobrepasar la zona de daño, estar en contacto con una parte permeable de la formación y tener un mínimo de daño con el fin de generar una transferencia adecuada de fluidos entre la formación y la cara del pozo. La **Figura 6** muestra el esquema típico de cañoneo en este tipo de completamiento.

Figura 6. Cañoneo en pozos completados con revestimiento y cementados.



Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2000. p. 61.

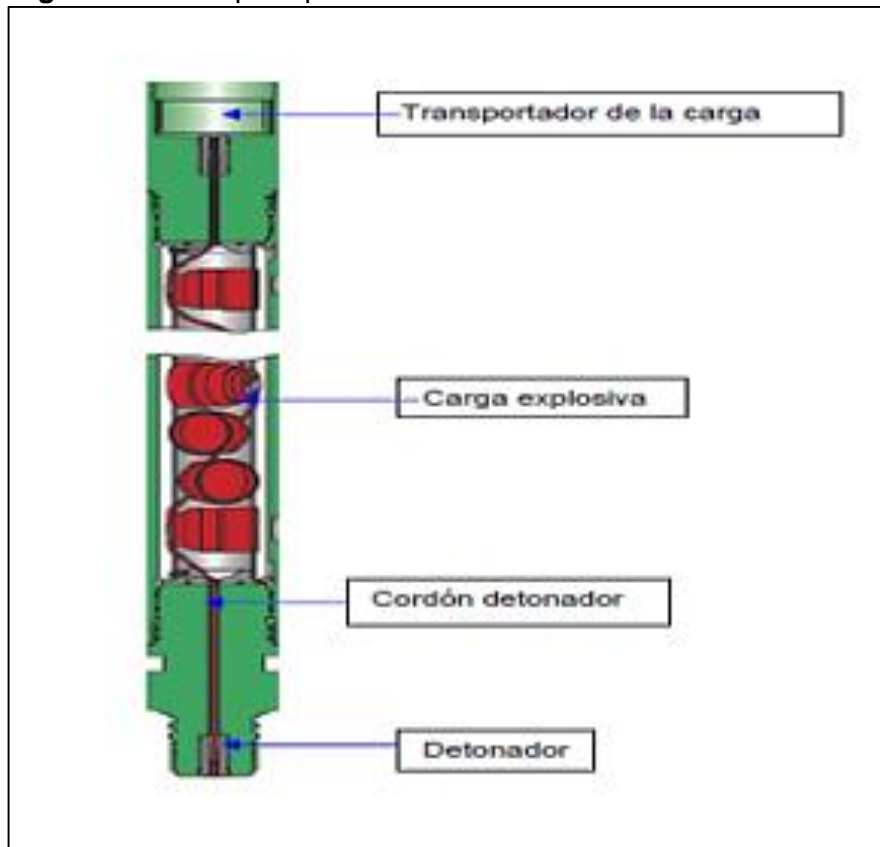
Maximizar la producción del pozo, producto de los cañoneos, es posible al establecer ciertas condiciones de presión en el pozo al momento del disparo con el fin de mejorar la limpieza de los túneles perforados (reducir el daño de formación inducido por el cañoneo) y seleccionando una técnica adecuada de cañoneo (método de transporte, geometría del cañón y tipo de cargas).

2.2.1 Cañoneo mecánico. Fue una de las primeras técnicas implementadas para cañoneo donde se corría un cortador mecánico con la tubería de perforación creando ranuras que atravesaban el revestimiento comunicando el pozo con la formación. Esta técnica de cañoneo era lenta, tediosa y en muchos casos no lograba alcanzar una distancia significativa más allá del cemento circundante, por lo cual, resultaba ineficaz para cañoneo en pozos con completamientos revestidos y cementados.

2.2.2 Cañoneo convencional o tipo bala. A principios de 1930 fueron desarrollados los cañones con bala operados con unidad de cable eléctrico. Con esta técnica, una bala de acero endurecida era disparada desde un barril con una velocidad de aproximadamente 900 m/seg penetrando el revestimiento, el cemento y la formación.³² Aunque el disparo de bala es favorable por su alta permeabilidad alrededor del túnel perforado, se limita a formaciones suaves siendo ineficaz para cañonear formaciones duras y revestimientos de acero, donde tiene poca penetración e incrementa el daño de formación debido a que la bala queda atrapada en el túnel perforado reduciendo el área de flujo.

2.2.3 Cañoneo con cargas dimensionadas tipo chorro. En 1949 se realiza el primer trabajo comercial de cañones con cargas dimensionadas o huecas, mejor conocido como cañoneo a chorro. Actualmente se utiliza en la mayoría de las operaciones. En esta técnica se utiliza un cañón típico el cual está compuesto por los componentes básicos mostrados en la **Figura 7**: Transportador de carga o cañón, carga, explosivo, cordón detonante y detonador (cabeza de disparo).

Figura 7. Partes principales de un cañón.



Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog.

³² FARID, Jarid. Importance of Perforation Process and Its Techniques. Tesis de Maestría. Halifax, Nueva Escocia: Dalhousie University. 2012. p. 10-11.

La secuencia de cañoneo comienza por la activación del detonador, el cual causa la ignición del cordón detonante activando el explosivo principal. A medida que la detonación del cordón progresa a través del cañón, el explosivo contenido en cada carga es encendido sucesivamente. Como resultado, la expansión del cañón y el colapso del revestimiento tienen lugar simultáneamente, convirtiéndolo en un chorro de partículas metálicas fluidizadas de alta energía que penetran revestimiento, cemento y formación. Esta onda de explosión viaja con un gradiente de velocidad entre 11,000 ft/seg (3,000 m/seg) - 21,000 ft/seg (6,100 m/seg) y con una presión aproximada de 7.5 millones de psi (50 GPa).³³ Este proceso genera un daño de formación inducido al reducir la permeabilidad en las paredes del túnel perforado; a medida que la explosión del chorro empuja los residuos metálicos, cemento y formaciones de roca, se forman depósitos de residuos al final del túnel y una zona aplastada o compactada (crushed zone) en las paredes del túnel inmediatamente después del disparo; el resultado de esto, es una reducción u obstrucción en el área de la garganta del poro, por ende, una menor permeabilidad.

2.2.3.1 Cargas. Las cargas de cañoneo dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva en la tubería de revestimiento, cemento y formación. Generalmente, las cargas huecas o dimensionadas se encuentran disponibles en dos variedades descritas en la **Cuadro 1**. En la **Figura 8** se muestra la secuencia de activación de dichas cargas.

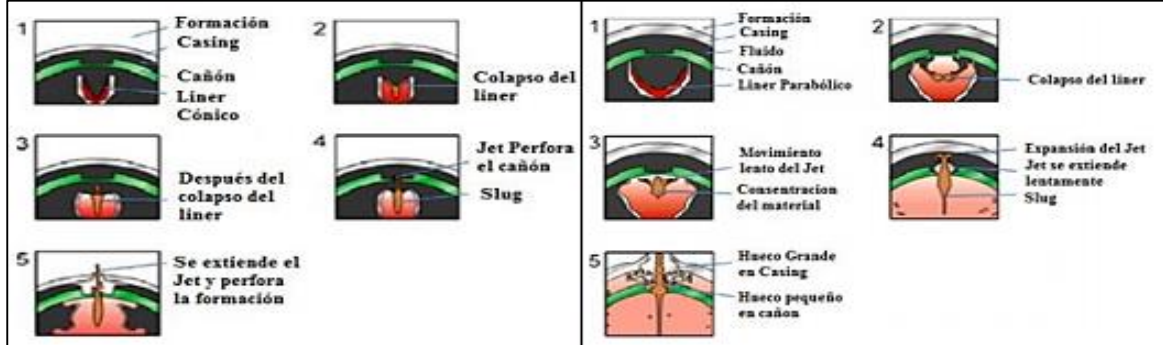
Cuadro 1. Tipos de cargas huecas o dimensionadas.

Penetración Profunda (DP: Deep Penetration)	Hueco Grande (BH: Bore Hole)
Crean un orificio en el revestimiento con un diámetro de entrada relativamente pequeño y una penetración relativamente grande.	Crean un orificio en el revestimiento con un diámetro de entrada relativamente grande y una penetración relativamente menor.
Este tipo de cargas, generalmente, crean diámetros de orificio entre 0.2" y 0.5" con profundidades de penetración en concreto de hasta varias docenas de pulgadas.	Este tipo de cargas, se diseñan para crear diámetros de orificio de entre 0.6" y 1.5", con el fin de facilitar la colocación de arena o propante en el túnel perforado; las penetraciones normalmente son de 8" o menos.
Son las de más uso en la industria, siendo especialmente efectivas para cañonear formaciones duras.	Es utilizado únicamente para completamientos de Sand Control.

Fuente: COSAD, Charlie. Choosing a Perforation Strategy. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 1992. p. 57.

³³ Ibid., p. 12.

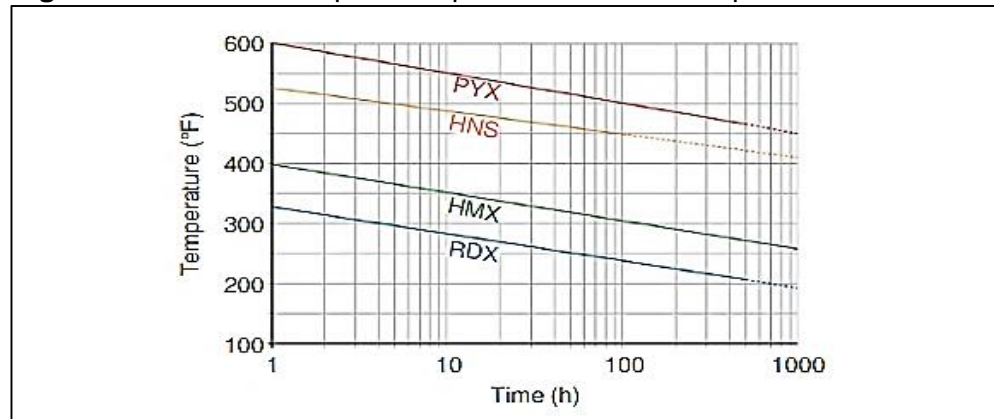
Figura 8. Secuencia de detonación de carga DP (izquierda) y BH (derecha).



Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. p. 23. Modificado por el autor

2.2.3.2 Explosivo. Los explosivos son materiales energéticos con una tasa de descomposición en función exponencial de la temperatura. En cuanto al explosivo usado en operaciones de cañoneo, la masa depende del tipo de cañón y del tipo de carga. El explosivo más común, usado en operaciones de cañoneo, es RDX (Royal Demolition Explosive). Cuando se tienen condiciones de temperatura altas, se usa un RDX de peso molecular superior, generalmente conocido como HMX (High Melting Explosive). Se pueden usar diferentes combinaciones de explosivos cuando se tienen condiciones de alta temperatura para obtener una mejor penetración y estabilidad, como por ejemplo, los explosivos HNS (Hexanitrostilbene) y PYX (Picrilaminodinitropiridina).³⁴ Dado que la temperatura de fondo del pozo juega un papel importante en la selección de explosivos, Michael Economides (1998)³⁵, dedujo experimentalmente las curvas mostradas en la **Figura 9**, representando los límites de temperatura para los explosivos utilizados durante el proceso de cañoneo.

Figura 9. Límites de temperatura para los diferentes explosivos.



Fuente: BELLARBY, Jonathan. Perforating. En: Well Completion Design. Aberdeen, UK: Developments in Petroleum Science. 2009. p. 48. ISBN 978-0-444-53210-7.

³⁴ PETROCOMPLETIONS. Well Completion: Introduction Perforating System. Emiratos Árabes: Perforating technology & systems. p. 33-87.

³⁵ BELLARBY, Jonathan. Perforating. En: Well Completion Design. Aberdeen, UK: Developments in Petroleum Science. 2009. p. 48. ISBN 978-0-444-53210-7.

2.2.3.3 Cañón. Las cargas explosivas, el detonador y el cordón detonante son montados en un portacargas o cañón, el cual, puede ser un tubo metálico, lámina o alambre. Estos cañones pueden ser de carga expuesta (no tienen recubrimiento y están en contacto con el fluido del pozo) o carga no expuesta (están cubiertas por un tubo metálico cuya función es proteger y aislar las cargas, detonador y el cordón detonante de los fluidos del pozo minimizando los residuos generados al momento del cañoneo). Los tipos de cañón transportados con unidad de cable o tubería flexible pueden ser tipo *Capsule Charge* o *Hollow Carrier*.

Los primeros tipos de cañones son los *Capsule Charge*, también conocidos como cañones expuestos. En este tipo de cañón, las cargas son encapsuladas y selladas herméticamente contra la presión de forma individual. Posteriormente, las cargas son montadas en un alambre o en una lámina de acero encontrándose en todo momento expuestas al entorno del pozo. Estos cañones se corren con unidad de cable y son de un diámetro pequeño, generalmente, van hasta 2 1/8" (en la **Tabla 1** se especifican las características mecánicas). A diferencia del tipo de cañón *Hollow carrier*, estos no poseen recubrimiento, por lo cual, se obtiene una mayor longitud de penetración.³⁶

Entre los principales problemas operacionales asociados a este tipo de cañón, se encuentran: Corrida perdida por no detonación de la carga debido al daño del cordón detonante, obstrucciones en la tubería de producción y líneas de superficie por los desechos producto del cañoneo dejados en el pozo, desintegración de la lámina de soporte o doblez severo "*bending*" después del disparo lo que puede aumentar el arrastre cuando se está sacando la herramienta del pozo.

Tabla 1. Especificaciones técnicas para el cañón expuesto de 2 1/8".

Especificaciones	Fase 0°	Alta temperatura fase 0°	Bifase
Diámetro externo (in).	2 1/8	2 1/8	2 1/8
Densidad de tiro (spf); Fase (°).	4	4	6
Espaciamiento de tiro (in).	0	0	Más o menos 45
Índice de temperatura 1h (°F (°C)).	RDX: 330 (165) HMX: 365 (185)	HNS: 450 (232)	RDX: 330 (165) HMX: 365 (185)
Índice de presión (psi).	20,000	20,000	15,000
Mínimo tamaño de revestimiento (in).	4 1/2	4 1/2	4 1/2
Mínimo de restricción (in).	2.25	2.25	2.25
Máxima longitud del cañón (ft).	50	20	35
Máxima fuerza de tensión (lbf).	15,000	15,000	15,000
Relleno de escombros por carga			
5 1/2", revestimiento (in/ft).	0.10	0.10	0.13

Fuente: elaboración propia, con base en SCHLUMBERGER. Perforating Services C. 2008. p. 14.

³⁶ SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. p. 135.

Los cañones expuestos se clasifican de la siguiente manera: no recuperables y recuperables³⁷, como se observa en la **Figura 10**.

Figura 10. Clasificación de los cañones expuestos.



Fuente: elaboración propia, con base en SCHLUMBERGER. Perforating Services C. 2008. p.145.

- **No recuperables (Expansible).** Las cargas están conectadas entre sí por un cordón detonante en común. Debido a que carecen de soporte, estos cañones ofrecen un rendimiento mucho mayor en tuberías de producción de diámetros pequeños. Cuando se realiza el disparo, todos los residuos producto del cañoneo, incluido el conjunto del cañón, es dejado en el pozo.
- **Recuperables.** Este tipo de cañón es similar a los cañones no recuperables excepto, que después de la detonación, el montaje es recuperado y quedan únicamente en el pozo los residuos de la carga y residuos generados por la explosión. En general, producen menos desechos, son más robustos, confiables y tienen clasificaciones de alta presión-temperatura dado a que las cargas están expuestas al entorno del pozo.

³⁷ Ibid., p. 145-149.

Los segundos tipos de cañones son los *Hollow Carrier*, también conocidos como cañones transportadores huecos, consisten en un tubo de acero, en el cual, se fija la carga moldeada y se sella para evitar ser afectado por la presión hidrostática, de modo que las cargas están rodeadas de aire a presión atmosférica. Estos cañones hacen parte de los sistemas recuperables y fueron diseñados con el fin de proteger y aislar las cargas, detonador y el cordón detonante de los fluidos y condiciones del pozo, facilitando la recuperación de sus componentes después del cañoneo y dejando una mínima cantidad de residuos en el fondo del pozo debido a que el tubo donde se alojan las cargas, almacena la mayoría de los desechos de la carga después de la detonación. Estos cañones pueden ser corridos con taladro (TCP con tuberías de producción o sartas de perforación) o con métodos rigless como cable de acero (Wireline) o tubería flexible (Coiled Tubing).

Figura 11. Cañón 2 7/8", 6 spf, 60° phasing.



Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha]. p. 99.

Para la realización de trabajos de cañoneo *Thru Tubing*, que involucran este tipo de cañón, es necesario considerar los siguientes factores para una selección adecuada del tamaño y mejorar el desempeño del cañoneo:³⁸

- El diámetro interno del revestimiento.
- Condiciones de presión y temperatura en fondo.
- Selección de cargas de penetración profunda o de hueco grande dependiendo de la formación objetivo.
- Densidad, longitud de penetración, diámetro del hueco y ángulo de fase.

³⁸ Ibid, p. 158.

La longitud de penetración y el diámetro del hueco, generalmente, mejoran con el aumento del tamaño del cañón debido a que el espacio disponible para las cargas aumenta y el *clearance* entre el cañón y el Tubing disminuye. La **Tabla 2** muestra los tamaños de cañón recomendados para diferentes tamaños de tubería, casing o liner de producción. En general, lo recomendable es utilizar el cañón más grande que pueda acomodarse con el ID de la tubería del pozo, siempre y cuando, se pueda dejar una separación adecuada entre el cañón y el Tubing para evitar problemas operacionales que dificulten recuperar los cañones como una pega de tubería o un alto hinchamiento de los cañones (*swelling*) después del disparo.

Tabla 2. Tamaño de cañón recomendado según el ID de la tubería del pozo.

Tamaño del Casing o Tubing (in)	Tamaño del cañón (in)
2 7/8	1.56
2 7/8 y 3 1/2	2
3 1/2 y 4 1/2	2 1/4
3 1/2	2 1/2
4 1/2	2 7/8
4 1/2 y 5	3 1/8
4 1/2, 5 y 5 1/2	3 3/8
5	3 1/2 y 3.67
5 1/2	4
7	4 1/2, 4 5/8 y 4.72

Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. [Sin fecha]. p. 160.

Los pozos pertenecientes a los Campos Floreña y Pauto tienen completamientos con tubería y liner de producción entre 5 1/2", 5" y 4 1/2", por lo tanto, la selección del tamaño del cañón dependerá del drift específico de cada pozo. En estos pozos, es usual bajar un cañón de 2 7/8" con cargas de Penetración Profunda (DP) y, debido a las condiciones de temperatura de fondo, se seleccionan los explosivos HMX. A continuación, en la **Tabla 3** se muestran las especificaciones del cañón de 2 7/8" (los rating de tensión son basados en la conexión pin-box) y en la **Tabla 4**, se muestran las especificaciones del comportamiento de las cargas DP corridas con este tipo de cañón (los datos mostrados corresponden a pruebas realizadas según la sección I de la norma API RP 19B).

Tabla 3. Especificaciones del cañón de 2 7/8"

Densidad del disparo (spf)	Angulo de fase (°)	Tipo de explosivo	Tipo de carga	Peso del explosivo (g)	Máximo swell (in)	Presión de colapso (psi)	Resistencia a la tensión (lb)	Ambiente de prueba
6	60	HMX	Millennium™	15	3.046	27,000	139,000	Aire
		HMX	Max Force™	17.5	3.070	27,000	141,000	Agua
	60 (HW)	HMX	Millennium™	17.5	3.108	27,000	139,000	Agua
		HMX	Millennium™	15	3.044	25,000	180,000	Aire

Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha]. p. 129.

Tabla 4. Desempeño de las cargas DP con cañón de 2 7/8" para un casing de 4 1/2", según la sección I de la norma API RP 19B.

Densidad del disparo (spf)	Angulo de fase (°)	Tipo de carga/exp	Penetración (in)	Penetración normalizada (in)	Hueco de entrada (in)	Resistencia del objetivo (psi)	Carga del explosivo	Material cubierta
6	60	MaxForce™ HMX	38.6	39.4	0.37	5,405	17.5	Acero
6	60	Millennium™ HMX	26.6	28.6	0.38	6,522	17.5	Acero
6	60 (HW)	Millennium™ HMX	30.0	30.2	0.35	5,124	15.0	Acero

Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha]. p. 111.

2.2.3.4 Cabeza de disparo. Es un dispositivo mecánico o electrónico utilizado para detonar las cargas explosivas transportadas mediante la tubería de producción, sarta de perforación, tubería flexible o línea de acero. En esta, se encuentra el explosivo primario y es el mecanismo de encendido del sistema. En el **Cuadro 2** se muestra los dos tipos de cabeza de disparo.

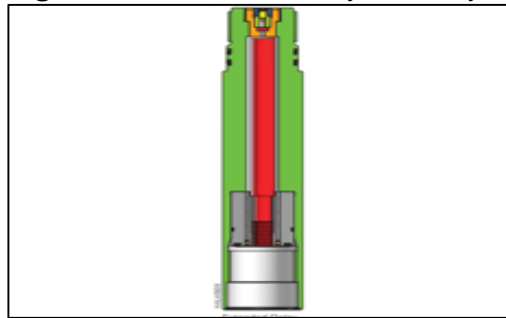
Cuadro 2. Tipos de cabeza de disparo.

Tipos	Descripción
Eléctrico	Un pulso de corriente eléctrica se envía desde superficie a través de un conductor o con baterías instaladas en la herramienta de fondo; cuando esta señal llega a la cabeza de disparo, se produce una chispa que inicia la detonación.
Detonador de percusión	Es un mecanismo activado con presión en donde la fricción y el choque mecánico inician la detonación. Existen varias modalidades de activación del iniciador por percusión: <ul style="list-style-type: none"> 1. Mecánico. Usado para operaciones de cañoneo con TCP. En este método una barra detonante es enviada desde superficie para golpear el percutor, liberando el pistón de disparo. La presión hidrostática fuerza al pistón de encendido hacia al iniciador 2. Presión hidrostática. Dependiendo del tipo de cabeza de disparo, puede ser activada con presión absoluta o presión diferencial; en ambos casos, la presión hidráulica aplicada al conjunto de tubería de transporte desde superficie, corta el set de pines que aseguran el pistón en fondo, liberando el pistón de disparo. La presión hidrostática fuerza al pistón de encendido hacia al iniciador. El número de pines de corte utilizados varía según el escenario de cada pozo

Fuente: elaboración propia, con base en HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. p. 146,149.

En la actualidad, existe una herramienta adicional a la cabeza de disparo llamada *Delay Firer Head* o retardador, el cual, permite cañonear diferentes zonas en una misma corrida y puede usarse para correr cañones con TCP, cable o tubería flexible. El retardador más implementado es el *Extended Delay Assembly* (**Figura 12**), el cual, posee un fusible retardador que es conectado entre las secciones de los cañones y puede ser usado en conjunto con cualquier cabeza de disparo. Una vez se activa el iniciador y el explosivo primario de la cabeza de disparo, se dispara la primera sección de cañones. Posteriormente, cuando la secuencia llega a la parte superior de la herramienta, el fusible retardador se quema durante un tiempo predeterminado, dependiendo de la temperatura del fondo de pozo (entre 4 y 6 minutos a 70°F), permitiendo posicionar la herramienta en una nueva zona objetivo de cañoneo antes de que se dispare la siguiente sección de cañones; cuando se quema el fusible, se detonan los cañones.

Figura 12. Extended Delay Assembly.



Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha]. p. 168.

2.2.3.5 Cordón detonante. Usado para transmitir la detonación a lo largo del cañón proporcionando una línea de activación entre cargas. Está formado por el explosivo secundario aislado por una capa de carga protectora.

2.2.4 Cañoneo abrasivo. El cañoneo mediante el uso de un fluido abrasivo, mejor conocido como *Abrasive Jetting*, no es una tecnología nueva debido a que ha estado en aplicación aproximadamente desde los años sesenta. Para Schultz y Thompson (2009), el cañoneo abrasivo “Es conocido en todo el mundo por reducir las presiones requeridas para iniciar la fractura, en comparación con el cañoneo en las operaciones convencionales con cargas huecas o sobredimensionadas. La fricción resultante de la operación y la tortuosidad cerca a la cara del pozo se pueden reducir de manera significativa cuando se utiliza esta tecnología”.³⁹ Los perforados con esta técnica pueden generar una presión de fracturación hidráulica normalmente más baja debido a una menor fricción en el cañoneo, con lo cual, se obtiene una posibilidad mayor de colocar la fractura hidráulica.

³⁹ SCHULTZ, D. y THOMPSON, D. Thru Tubing Solutions: Abrasive Perforating via Coiled Tubing Revisited. En: Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (20-21 de marzo de 2007: Texas, USA). p. 2. SPE 107050.

Según autores como Amorocho J., et al. (2009)⁴⁰, el proceso implica la mezcla de una concentración apropiada de arena (agente abrasivo) en agua gelificada y, en ocasiones, se mezcla también Nitrógeno (N₂); dicha mezcla se bombea a una tasa específica según el tamaño de boquillas generándose una alta presión diferencial a través de las boquillas del ensamblaje de fondo transportado por la tubería flexible. La corriente de fluido a alta velocidad puede perforar tubulares como tubería de producción y revestimiento, pre-perforados, así como cualquier tipo de cemento, y finalmente penetrar profundamente en la formación proporcionando comunicación con el yacimiento. El perforado que resulta es un agujero vacío y limpio, a diferencia de otros métodos que generan estrés en la zona y obstruyen el túnel perforado, esto se puede observar en la **Figura 13**.

Figura 13. Túnel perforado mediante cañoneo abrasivo con sus respectivas boquillas.



Fuente: elaboración propia, con base en NAKHWA, A., et al. Oriented Perforating Using Abrasive Fluids through Coiled Tubing. En: Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (20-21 de marzo de 2007: Texas, USA). p. 2. SPE 107061.

Una de las ventajas de esta técnica es la selectividad, debido a que es capaz de actuar en múltiples intervalos en el pozo en una sola operación de campo. Para los tratamientos de múltiples etapas, se utilizan empaques para aislar las zonas que serán tratadas en el yacimiento. El inconveniente con esta técnica está asociado al desgaste que sufren los boquillas por erosión generada por el flujo de arena a través de ellas; las boquillas son fabricadas en Carburo de Tungsteno, un material de alta dureza, pero aun así se ha evidenciado desgaste, por lo cual, no es recomendable

⁴⁰ AMOROCHO, J., et al. Successful Field Trial of a Novel Abrasive Jetting Tool Designed to Create Large Diameter Long Cavities in the Formation to Enhance Stimulation Treatments. En: Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (31 de marzo de 2009: Texas, USA). p. 1-3. SPE 121794.

usar un solo set de boquillas para cañonear largos intervalos. Otras desventajas, están asociadas a la logística requerida para la operación y a los altos tiempos operativos debido a que se debe emplear varios minutos bombeando en un mismo intervalo para realizar el perforado y, en caso de realizar la corrida con varios set de boquillas, implica realizar actividades adicionales de bombeo para la activación por etapas de los set de boquillas.

2.2.5 Cañoneo con propelentes. La perforación asistida con propelentes utiliza en su mayoría el ensamblaje StimGun™, patentado por Marathon Oil Company.⁴¹ El propelente es un compuesto sólido oxidante formado por partículas de perclorato de potasio y una resina epóxica, que se quema rápidamente creando CO₂ con un pico de presión muy alto, lo que permite una estimulación adecuada del intervalo de formación deseado.

Con esta técnica se busca que la presión del pozo produzca la activación de la camisa del propelente generando un pulso de alta presión en los perforados generado por la quema de dicho material, de tal forma, que la presión inducida genera concentraciones de esfuerzos locales que son de dos o tres veces mayores que el gradiente normal de fractura y, debido a que son orientados en un plano a través del eje del pozo/ túneles perforados, provee estimulación a la cara del pozo creando fracturas radiales en la cercanía de la pared del pozo.

Es un método efectivo para estimulación suave; en rocas con alta resistencia a la compresibilidad la fractura se puede extender unos pocos pies desde el pozo, mientras que en formaciones suaves, las fracturas se pueden extender en más de 10 ft en longitud, alcanzando longitudes de penetración mucho mayor que las que se puede alcanzar con la técnica de cargas dimensionadas.⁴²

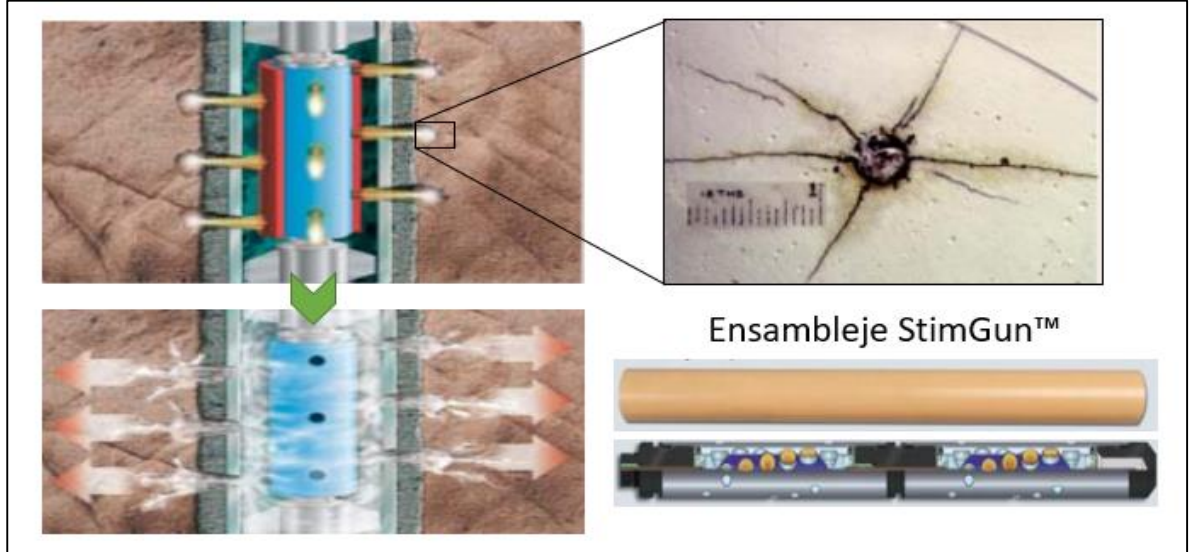
El ensamblaje StimGun™ es el más utilizado, combina la tecnología del propelente sólido con el cañoneo convencional. Consiste en dos principales componentes: un cañón tipo *Hollow Carrier* con cargas dimensionadas y una camisa compuesta por el propelente que rodea el cañón. Existen otros ensamblajes como el StimTube™ y el Well Stimulation Tool™; a diferencia del StimGun™, en estos no se utiliza cargas dimensionadas para iniciar la quema del propelente, si no que la activación se realiza con una cabeza de disparo y un cordón instalado dentro de la propia camisa.

En la **Figura 14** se muestra el ensamblaje StimGun™ y su respectivo proceso de iniciación, cañoneo y formación de las fracturas radiales en la cara del pozo.

⁴¹BOAS, Viviana. Análisis técnico y de costos del uso de StimGun como método de punzamiento en algunos pozos de Petroproducción. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2009. p. 60.

⁴² OWEN OIL TOOLS, et al. StimGun Technology. En: Propellant Technology Development Group. [Sin fecha]. p. 16-19.

Figura 14. Evento de cañoneo con propelente y su respectivo ensamblaje StimGun™



Fuente: elaboración propia, con base en OWEN OIL TOOLS, et al. StimGun Technology. En: Propellant Technology Development Group. [Sin fecha]. p. 9,17,74.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO

Para evaluar el desempeño de los sistemas de cañoneo se realizan pruebas en superficie cañoneando diferentes objetivos (material y propiedades) a diferentes condiciones (presión y temperatura). Para el caso de la técnica de cañoneo a chorro o con cargas dimensionadas, el Instituto Americano del Petróleo (API) publicó en el 2000 la norma API RP 19B (Recommended Practices for Evaluation of Well Perforator), la cual, reemplazó a la norma API RP 43. Esta norma proporciona directrices y procedimientos orientados a calificar las cargas de diferentes proveedores. La segunda edición (2006) proporciona a los fabricantes cinco secciones que describen los procedimientos en pruebas específicas⁴³:

- **Sección I.** Es una prueba donde las cargas son detonadas en un objetivo compuesto por cemento revestido por un casing de acero y son efectuadas a temperatura ambiente y con presión atmosférica; posteriormente, se registran la longitud de penetración, el tamaño del hueco de entrada y la altura de la rebaba. En esta prueba se evalúa el sistema básico de disparos y es la única prueba completa reconocida por el API.
- **Sección II.** Es una prueba donde las cargas son detonadas en un objetivo compuesto por arenisca Berea sometida a esfuerzos y son efectuadas a temperatura ambiente.

⁴³BAXTER, Dennis, et al. Perforating-When failure is the objective. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2009. p. 6-7

- **Sección III.** Es una prueba calórica donde se evalúa la degradación del desempeño de un sistema de cañones como resultado de los efectos de la temperatura.
- **Sección IV.** En esta prueba se evalúa el desempeño del flujo al realizar el disparo en una muestra de roca confinada. En esta prueba se puede simular las condiciones de presión de yacimiento, esfuerzos efectivos y el diferencial de presión al momento del disparo.
- **Sección V.** Provee un procedimiento para cuantificar el volumen de residuos producidos después de la detonación y la recuperación.

Para poder determinar el desempeño de estos disparos en los ambientes y condiciones del fondo de pozo, los simuladores utilizan los datos de las pruebas estandarizadas en la sección I (disparo en concreto no sometido a esfuerzos con condiciones de superficie) y los convierten a condiciones de fondo corrigiendo la resistencia a la compresión de la formación (UCS) y el esfuerzo efectivo. También se tiene en cuenta el posicionamiento del cañón, el grado del revestimiento, la densidad del fluido del pozo y el estado del pozo. Para el caso de la técnica de cañoneo abrasivo, el desempeño es estimado por pruebas en superficie, donde adicional a los parámetros mencionados anteriormente, está determinado por la caída de presión en la boquilla y el tiempo de bombeo. En la técnica de cañoneo con propelente, el desempeño es pronosticado con el uso de softwares especiales como el PulsFrac™ para estimar teóricamente la longitud de las fracturas y el comportamiento dinámico de las ondas de presión del pozo, incluyendo los movimientos y la reflexión, mediante soluciones numéricas de ecuaciones de balance de masa, ecuaciones de flujo multifase para los fluidos compresibles del pozo y las ecuaciones mecánicas de fractura.

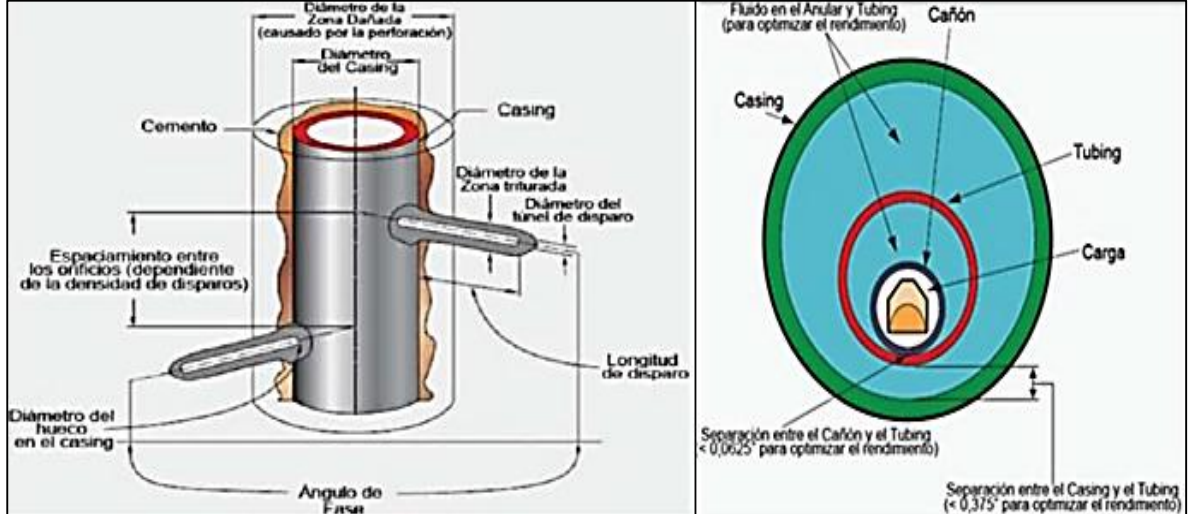
En términos generales, los factores que afectan la eficiencia del cañoneo se pueden dividir en dos grupos:

- Factores asociados a la geometría del cañón.
- Factores asociados a la zona objetivo a cañonear.

En esta sección se describirán cada uno de estos factores.

2.3.1 Asociada a la geometría del cañoneo. La geometría que se produce en la tubería, cemento y formación producto del cañoneo, influye en el índice de productividad del pozo y está definida por los factores geométricos del cañón representados en la **Figura 15**. Estos factores son: Densidad de disparo, ángulo de fase, diámetro del hueco (en el casing / liner de producción y en la formación) y longitud de penetración.

Figura 15. Posicionamiento de los cañones en el pozo con definición de la geometría.



Fuente: elaboración propia, con base en Cisneros, R. Técnicas de Disparos para Optimizar la Producción en la Condición de Operación Bajo Balance. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2013. p. 64.

2.3.1.1 Densidad del disparo. Se define densidad de disparos como el número de cargas (disparos) por unidad de longitud lineal (ft): shot per foot (spf). Las densidades más comunes son las de 2 a 6 disparos por pie (spf), en algunos casos, mediante dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a 8 y 14 spf.

2.3.1.2 Ángulo de fase. La mejor forma de lograr que los fluidos del yacimiento fluyan hacia el pozo se controla, en su mayoría, mediante el ángulo efectivo formado entre las cargas denominado *Phasing*. Por ejemplo, las cargas pueden ser disparadas en una o varias direcciones de acuerdo con el ángulo formado según la densidad de disparo y la posición de las cargas en el cañón por cada pie; pueden formarse ángulos simétricos favoreciendo un flujo radial o ángulos asimétricos para favorecer un flujo lineal.

La productividad, resultado del cañoneo, se puede optimizar con este parámetro usando un ángulo de fase simétrico que pueda favorecer un flujo radial entre la formación y el pozo mediante una adecuada posición de los perforados, esto reduce la caída de presión cerca del pozo al proporcionar conductos de flujo en todas las caras del pozo. La orientación de las cargas de penetración profunda con ángulos de fase asimétricos, mejor conocido como cañoneo orientado, resulta más conveniente en formaciones naturalmente fracturadas debido a que permite interceptar un mayor número de fracturas naturales cuando estas son paralelas entre sí; también es conveniente cuando se desea realizar fracturamiento hidráulico posterior al cañoneo debido a que permite orientar la mayor densidad de perforados en la dirección perpendicular al esfuerzo mínimo de la formación favoreciendo el crecimiento en longitud de las fracturas inducidas.

2.3.1.3 Diámetro del hueco. Existen dos conceptos: el diámetro del agujero que se crea en liner o casing de producción del pozo y el diámetro del perforado que se crea en la formación durante el proceso de cañoneo. El diámetro de hueco por lo general depende del tipo de carga a chorro utilizada durante el cañoneo, es decir, si es de penetración profunda (DP) o hueco grande (BH), como se explicó en la **Sección 2.2.3.1**. La predicción del diámetro del hueco perforado se basa en la relación entre el diámetro del orificio de entrada y el grado de centralización dado por la separación entre el cañón y la tubería de producción (*clarence*).

2.3.1.4 Longitud de Penetración. Uno de los factores más importantes para seleccionar la técnica de cañoneo es la longitud del túnel perforado; lo ideal es que dicha longitud sea capaz de atravesar la zona de daño, contactar con la zona virgen de la formación y las fracturas existentes. Esto también depende del tipo de cargas y a la resistencia a la compresión de la formación (norma API RP 19B).

2.3.2 Asociados a la zona objetivo. Hace referencia a parámetros físicos, propiedades petrofísicas de la formación objetivo y la condición mecánica del pozo: estrés in situ, resistencia a la compresión, saturación poro-fluido, condiciones mecánicas del pozo, temperatura, diferencial de presión y daño de formación.

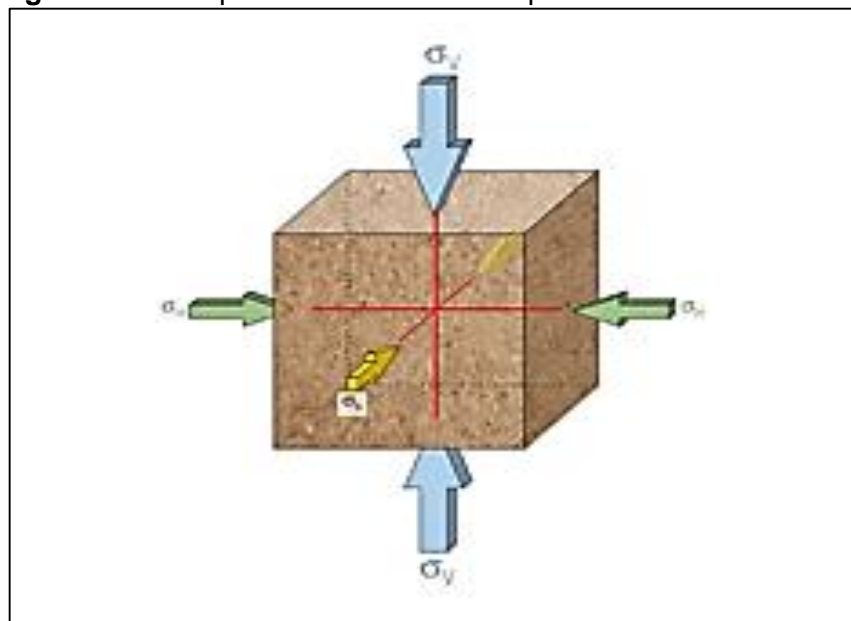
2.3.2.1 Estrés in situ. Los esfuerzos insitu son aquellos que actúan sobre la formación variando en su origen, magnitud y dirección; en general, son descompuestos en tres componentes: esfuerzo vertical o esfuerzo *overburden* (σ_v), esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), los cuales, son perpendiculares entre sí como se aprecia en la **Figura 16**.

La magnitud y orientación de los esfuerzos en la tierra cambian con el buzamiento estructural de la formación, rotando la orientación de los esfuerzos; cuando las direcciones de los esfuerzos principales no coinciden con las direcciones vertical y horizontal, la roca también experimentará esfuerzos de corte. Los esfuerzos in situ verticales son originados principalmente por el peso de los estratos de sobrecarga (*overburden*). Los esfuerzos in situ horizontales poseen además un componente gravitacional que puede ser intensificados por la tectónica, los efectos térmicos y la estructura geológica. Otros factores tales como la litología, la presión de poro y la temperatura, pueden incidir en la magnitud y orientación de los esfuerzos.⁴⁴

Todos estos factores determinan el grado en que la roca responde a los esfuerzos; en formaciones homogéneas el esfuerzo más alto es el vertical; cuando se tienen formaciones anisotrópicas, como en el caso de las formaciones encontradas en el Piedemonte Llanero, el esfuerzo más alto es el horizontal máximo, seguido por el vertical y por último el horizontal mínimo.

⁴⁴ COOK, John, et al. Rock Matter. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2007. p. 37-38.

Figura 16. Principales esfuerzos in situ que actúan sobre una roca



Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2007. p. 38.

En cuanto a las operaciones de cañoneo, la reducción de la penetración causada por el estrés in situ depende de la carga; con cargas más pequeñas se produce una reducción fraccional comparativamente mayor. Esta reducción puede oscilar entre 10% y 50% de la penetración en una roca no sometida a esfuerzos y aumenta a medida que aumenta el estrés de la roca y, por lo tanto, el efecto incrementa en el tiempo por agotamiento de la presión del yacimiento.

2.3.2.2 Resistencia a la compresión de la roca. El UCS (Uniaxial Compressive Strength), es el esfuerzo axial de compresión máximo que puede tolerar la roca antes de fracturarse. Este es un factor importante que influye en la penetración del disparo. La relación empírica muestra que la penetración en rocas consolidadas de alta resistencia (15,000 a 20,000 psi) es aproximadamente la mitad de la de una roca consolidada de resistencia media (5,000 a 10,000 psi).⁴⁵

2.3.2.3 Saturación poro-fluido. La saturación de un fluido se define como la fracción del volumen poroso ocupado por un determinado fluido. Experimentos han demostrado que la penetración es menor en formaciones con poros llenos de gas que en formaciones con poros llenos de líquidos.⁴⁶ La penetración disminuye debido a que el chorro producido después del disparo pierde mayor energía en presencia de gas; esto sucede porque existe una mayor cantidad de moléculas dispersas en el gas causando que la energía se canalice a través de las mismas, esta ocasiona que se disminuya la velocidad del chorro reduciendo la longitud de penetración.

⁴⁵ SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. Op Cit.,. p. 16.

⁴⁶ Ibid., p. 20.

2.3.2.4 Condiciones mecánicas del pozo. El rendimiento de las operaciones de cañoneo se ve afectado por la fuerza compresora del cemento y el grado o clase del revestimiento. La resistencia y el espesor del casing/liner afecta directamente el diámetro del orificio de entrada y la longitud de penetración; en el primero disminuye a medida que aumenta la dureza de la tubería, y el segundo, cuando se tienen revestimientos con alto espesor se obtiene una menor longitud de penetración debido a que la carga utiliza parte de su energía para atravesar la tubería, ya sea gruesa o delgada, perdiendo fuerza y velocidad. La penetración de la formación, mediante la prueba estándar en concreto (API RB 19B), se puede reducir alrededor de 1" por cada 0.25" de espesor adicional en el revestimiento.⁴⁷ Adicional a esto, es importante considerar en la planeación las condiciones de integridad del pozo, tanto de la tubería como del cemento, debido a que los cañoneos reducen la resistencia al colapso del revestimiento o liner de producción.

2.3.2.5 Temperatura. La temperatura afecta la naturaleza de la carga, por eso la importancia de conocer los límites de temperatura para los explosivos utilizados durante el proceso de cañoneo debido a que estos sufren descomposición térmica. La mayoría de los cañones a chorro usan explosivos basado en ciclorita, los cuales, se pueden usar hasta una temperatura de 340°F (171°C). Para formaciones que exceden esta temperatura, es necesario usar un equipo especial de cañoneo debido a que, durante la corrida, se puede llegar a producir explosiones espontáneas al exceder el límite por temperatura de los explosivos.

2.3.2.6 Diferencial de presión. La presión constituye la condición más importante del yacimiento y es uno de los factores claves para escoger la técnica de cañoneo. De la magnitud de la presión a la cual se encuentran los fluidos en el yacimiento, dependerá si el hidrocarburo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el fluido llegue hasta cierto nivel en el pozo y sea necesario implementar algún sistema de levantamiento artificial.

Después del cañoneo, el flujo del pozo puede ayudar a limpiar los túneles perforados debido al diferencial resultante entre la presión de la formación y la presión del pozo, pero a medida que el *drawdown* disminuye con el tiempo, el proceso de limpieza del cañoneo también disminuye gradualmente; además, la producción de arena puede provocar el taponamiento de los perforados.

Para mejorar la eficiencia de los perforados, reduciendo el daño inducido por el cañoneo, se establecen ciertas condiciones de diferencial de presión entre el pozo y la formación al momento del disparo; la magnitud y dirección del diferencial de presión dependerá de las condiciones de la formación objetivo, integridad del pozo y los límites operativos del equipo y herramientas empleadas durante el cañoneo⁴⁸:

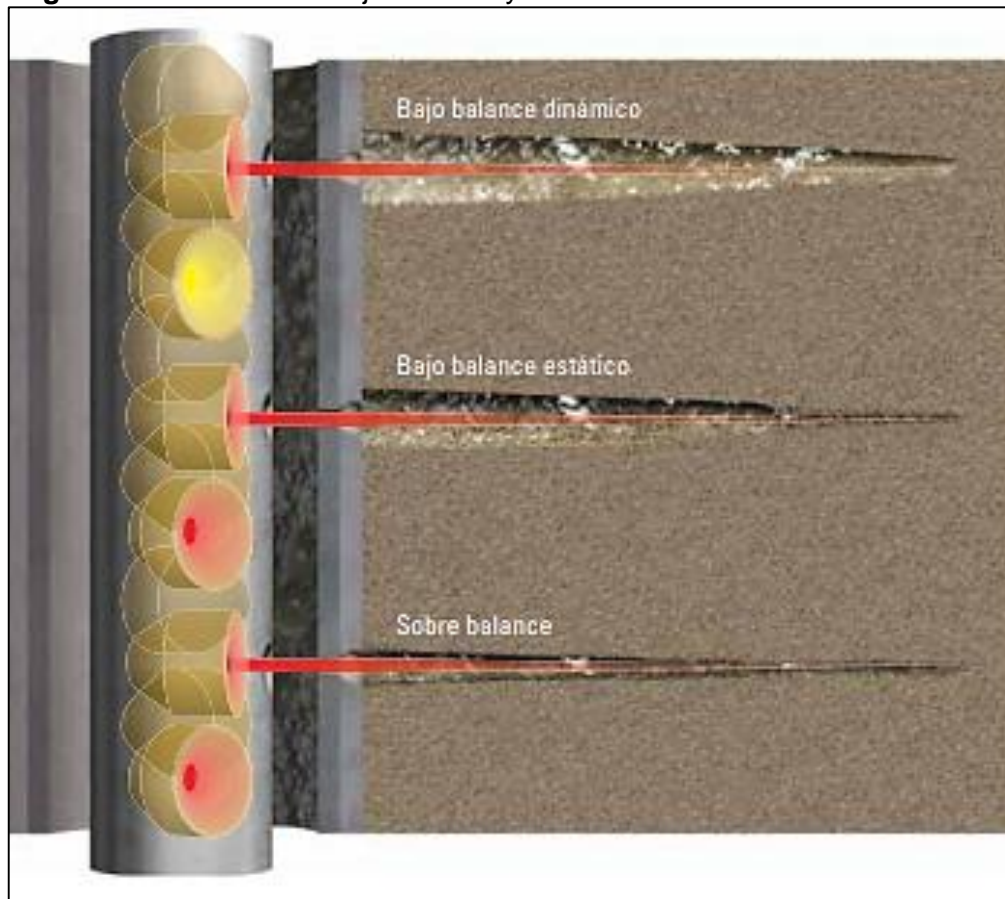
⁴⁷ Ibid., p. 22.

⁴⁸ Ibid., p. 33.

- Grado de consolidación de la formación.
- Permeabilidad de la formación.
- Fluido en los poros.
- Grado de invasión del fluido de perforación (zona de daño).
- Presión de colapso de la tubería de completamiento.
- Tipo de cemento.
- Limitaciones operativas de los métodos de transporte.

En la **Figura 17** se representan algunas de las técnicas de bajo balance y sobre balance mostrando su respectiva efectividad en la creación del perforado. A continuación, se describen las técnicas de bajo balance, balance y sobre balance.

Figura 17. Técnicas de bajo balance y sobre balance.



Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2007. p. 5.

- **Condición de bajo balance.** Hace referencia a una condición de diferencial de presión positivo, es decir, la presión del pozo en la zona de interés, antes del cañoneo, es menor que la presión de formación produciéndose un *drawdown* o caída de presión al momento del disparo. En la **Cuadro 3**, se describen los dos tipos de técnicas bajo balance.

Cuadro 3. Técnicas con condición bajo balance en operaciones de cañoneo.

Tipo de bajo balance	Descripción
Bajo balance estático	<p>La presión estática del pozo, antes del cañoneo, se mantiene por debajo de la presión de formación. Varios trabajos de investigación llevados a cabo en la década de 1980 y 1990 comprobaron la eficiencia en las operaciones de cañoneo manteniendo una condición de bajo balance. Se llegó a la conclusión que el rápido influjo de fluido al pozo, oleada inicial, ocasionado por la caída de la presión de poro y la descompresión de los fluidos del yacimiento alrededor de los nuevos perforados, generan un golpe de presión instantánea ayudando a reducir la invasión en las gargantas de los poros por los fluidos y sólidos de completamiento, rompe la zona aplastada, barre la roca triturada y otros detritos de los disparos, sacándolos del túnel hacia el pozo.</p>
Bajo balance dinámico	<p>Es una técnica donde se tiene condiciones de presión dinámica por pozo en producción o por el uso de cámaras de vacío en la que se crea un rápido bajo balance durante el cañoneo, los gradientes de fluido transitorio ocurren en el régimen de tiempo de milisegundos como resultado del movimiento de los fluidos, en el llenado de un volumen de cañón libre u otras cámaras en el ensamblaje de fondo, produciendo un efecto de succión. Esta técnica ayuda a mejorar el índice de productividad y la limpieza efectiva de los túneles perforados. Pruebas de laboratorio han indicado que lo que realmente rige la limpieza de los perforados, no es la diferencia de presión inicial, sino las fluctuaciones producidas en la presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas.</p>

Fuente: elaboración propia, con base en BAKKER, Eelco, et al. The new dynamics of underbalanced perforating. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2003. p. 56-58. HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog, p. 33.

- **Condición de balance.** Hace referencia a una condición donde no se tiene diferencial de presión, es decir, la presión del pozo en la zona de interés, antes del cañoneo, es aproximadamente igual a la presión de formación. Se utiliza, en la mayoría de casos, en pozos que se encuentran comunicados con las formaciones y lo que se desea es adicionar nuevos intervalos o un recañoneo de zonas. El disparo se realiza cuando se tiene condición de pozo cerrado, por lo cual, la presión de fondo se estabiliza siendo aproximada a la presión de formación. Esta técnica es especialmente implementada en operaciones de cañoneo con cable, debido a que permite reducir sustancialmente las fuerzas de levantamiento que experimenta el cañón.

- **Condición de sobre balance.** Hace referencia a una condición de diferencial de presión negativo, es decir, la presión del pozo en la zona de interés, antes del cañoneo, es mayor que la presión de formación. Este tipo de técnica se utiliza cuando se requiere generar pequeñas fracturas a la formación o cuando se tiene que matar el pozo de manera instantánea después del cañoneo por motivos de seguridad. En la **Cuadro 4**, se describen los dos tipos de técnicas sobre balance.

Cuadro 4. Técnicas con condición sobre balance en operaciones de cañoneo.

Tipo de bajo balance	Descripción
Sobre balance	Consiste en generar un sobre balance bajo o cercano a una condición balanceada. Se realiza en operaciones de cañoneo donde: se tiene que cañonear formaciones poco consolidadas, cuando se tiene que matar el pozo inmediatamente después del disparo debido a que no se tienen las facilidades para ponerlo en producción, como es el caso de TCP con tubería de perforación o por condiciones de control de pozo, como es el caso de algunas técnicas de cañoneo de longitud extendida con tubería flexible. El nivel de sobre balance es bajo con el fin de minimizar la invasión de fluidos, de completamiento o de matar, en la formación y así, no afectar de manera significativa la productividad del pozo.
Sobre balance extremo (EOB)	Extreme Overbalanced Perforating (EOB) se define como la aplicación de una presión alta en el pozo por encima de la presión del yacimiento durante el proceso de cañoneo o recañoneo. Este alto sobre balance es significativamente mayor que el punto de fractura de la formación (FFP): en general, la presión producto del sobre balance debe crear un gradiente mínimo de 1.4 psi/pie. La onda de presión de alta velocidad que se desplaza en el túnel perforado minimiza el impacto de la zona aplastada por el cañoneo y ocasiona que se formen fracturas pequeñas alrededor de la pared del túnel. Estas fracturas se pueden cruzar con redes de fracturas presentes en la formación y, por lo tanto, aumentar la productividad.

Fuente: elaboración propia, con base en VELÁSQUEZ, Johanna. Factibilidad de la aplicación de la técnica EOB en la formación Barco de Campo Cusiana. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2009. p. 64.

Teóricamente, las fuerzas dinámicas (diferencial de presión y arrastre de fluidos) durante el cañoneo son las encargadas de mitigar el daño a la permeabilidad de la formación a través de: las ondas de descompresión del fluido que se mueven radialmente desde las paredes del túnel perforado y de la erosión/eliminación de los

granos de la formación fracturada de las paredes del túnel. La máxima diferencia de presión transitoria y el posterior arrastre provocado por el flujo radial de fluidos levemente compresibles (bien sea, laminar o turbulento) fue el punto de partida para el desarrollo de ecuaciones semi-empíricas relacionadas con la determinación del bajo balance de presión óptimo para lograr cañoneos sin daño, debido a que un bajo balance sub-óptimo puede generar regímenes de flujo variables y diferentes grados de eliminación de daño.⁴⁹ Varios autores han propuesto diversas correlaciones para estimar el nivel de bajo balance necesario para una efectiva limpieza del perforado:⁵⁰ King, Anderson y Bingham (1986) compararon el nivel de bajo balance y permeabilidad de la formación con tratamientos ácidos realizados en 90 pozos, por lo cual, propusieron que la limpieza de los perforados está gobernada por la permeabilidad y el diferencial de presión. El modelo de flujo turbulento de cañoneo propuesto por Tariq (1990) está en función de compresibilidad y viscosidad del fluido, por lo cual, es necesario conocer el espesor de la zona dañada y el número crítico de Reynolds. Behrmann (1996) usó un modelo de fuerza de arrastre viscosa para derivar el daño de formación como función de la presión de bajo balance. Sus ecuaciones de fuerza de arrastre (**Ecuación 1**) dependen de la porosidad y permeabilidad de la formación y del diámetro del túnel perforado en la roca. El trabajo fue basado en experimentos de laboratorio de un solo disparo usando cargas de 3.2 y 15 gramos, donde arena tipo Gold y Berea fueron usadas como objetivo. Esta técnica recomienda valores de bajo balance de presión entre dos y cuatro veces más altos que los utilizados en los métodos anteriores. Para simplificar esta relación, Behrman (1996) determinó experimentalmente otra correlación donde la presión de bajo balance está en función de permeabilidad y el diámetro del túnel perforado en la roca (**Ecuación 2**). Walton (2000) propuso que la ruptura por cizalladura (esfuerzo de corte) de la zona triturada, y no la erosión debido a la oleada inicial, es la causante de la eliminación del daño por cañoneo. Esta ruptura por cizalladura depende de la resistencia de la roca y del esfuerzo de formación efectivo, por ende, el bajo balance de presión controla la limpieza, pero propuso que la magnitud requerida, depende de la resistencia de la roca al iniciar la falla mecánica de la zona dañada más que de su permeabilidad y el efecto de succión.

Ecuación 1. Correlación de Behrmann (1996) para determinar el bajo balance óptimo durante el cañoneo.

$$\Delta P_{UB \ k < 100 \ mD} = \frac{687\phi D^{0.3}}{k^{1/3}} \qquad \Delta P_{UB \ k > 100 \ mD} = \frac{1,480\phi D^{0.3}}{k^{1/2}}$$

Fuente: BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 3. SPE 30081.

⁴⁹ BAKKER, Eelco, et al. The new dynamics of underbalanced perforating. SCHLUMBERGER. Oilfield Review. 2003. p. 56-58.

⁵⁰ ATWOOD, D., et al. Underbalance Pressure Criterio for Perforating Carbonates. En: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. (18-20 febrero de 2004: Louisiana, USA). p. 1. SPE 86542.

Ecuación 2. Correlación de Behrmann (1996) para determinar el bajo balance óptimo durante el cañoneo.

$$\Delta P_{UB} = D^{0.3} [90.4 - 7.86 * \ln(k)]^2$$

Fuente: BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 2. SPE 30081.

Donde para ambas ecuaciones, ΔP es el bajo balance óptimo (psi), D el diámetro del túnel perforado en la roca (in), k la permeabilidad de la formación (mD) y Φ es la porosidad efectiva de la formación (porcentaje).

El fallo y colapso del túnel perforado está en función de la resistencia de la roca, esfuerzo efectivo y bajo balance. Un aumento transitorio en el esfuerzo efectivo ocurre durante el proceso de cañoneo con bajo balance. Si este esfuerzo excede la magnitud cuando la roca falla, puede ocurrir el colapso progresivo del túnel perforado, haciendo fallar la roca entre perforados. Este fallo de la roca remueve la permeabilidad de la zona dañada, lo que es bueno, pero puede causar daños al túnel perforado al dejar substanciales residuos de arena.⁵¹ La **Ecuación 3** permite determinar el diámetro del túnel perforado según las propiedades de resistencia a la compresibilidad de la roca y del hueco de entrada en el revestimiento.

Ecuación 3. Correlación de Behrmann (1996) para determinar el diámetro del túnel perforado en la roca.

$$D = EH_{N80} * [3.27 - 0.61 * \ln(UCS)]$$

Fuente: BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 4. SPE 30081.

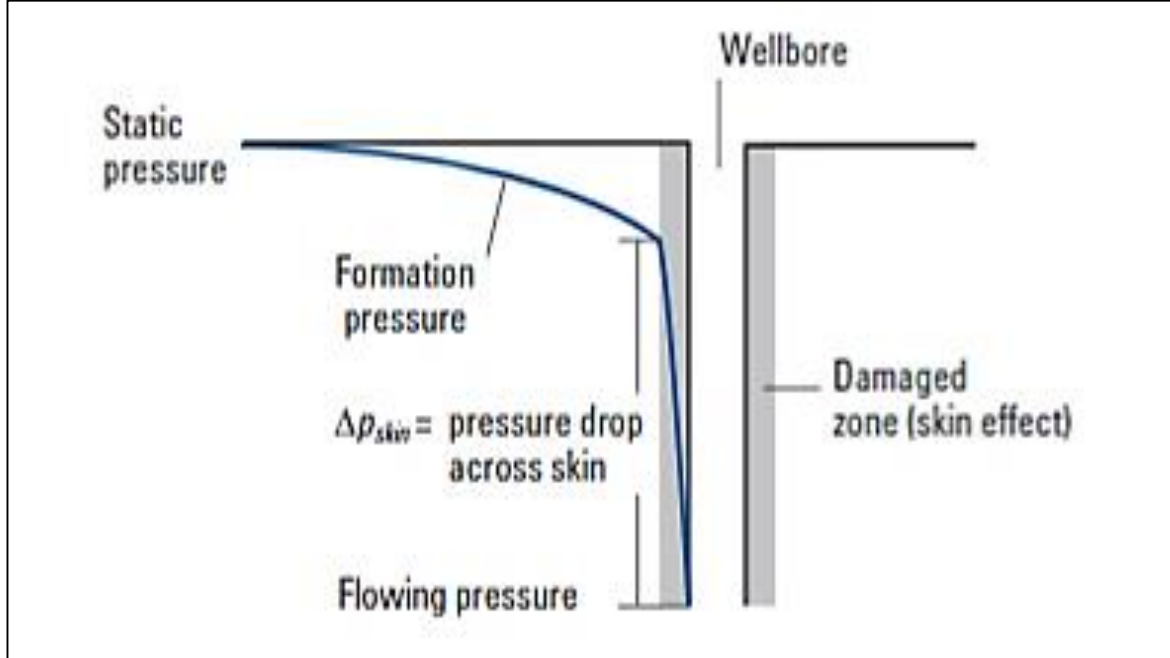
Donde EH_{N80} es el hueco de entrada en casing N80 (in) y UCS es la compresibilidad no confinada a la resistencia de la roca (kpsi).

2.3.2.7 Daño de formación. La productividad de un yacimiento depende en gran medida del valor del diferencial de presión "drawdown" en la cara del pozo. Este valor es el resultado de la caída de presión total disponible para llevar los fluidos desde una distancia r_e (radio de drenaje del yacimiento) hacia el pozo a una distancia r_w (radio del pozo)⁵², como se puede observar en la **Figura 18**. El cañoneo puede ocasionar una caída de presión adicional al inducir un daño en la permeabilidad de la cara del pozo o verse afectada su eficiencia por la influencia de los demás factores de daño presentes en la zona cañoneada.

⁵¹ BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 1-3. SPE 30081.

⁵² SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. Op Cit.,. p. 29.

Figura 18. Perfil de presión en un pozo con daño de formación.



Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008. p. 29.

El flujo de fluidos es el movimiento del fluido a través de los poros y las fracturas de las rocas permeables de un yacimiento. Por lo general, se asume que el flujo de fluidos responde a la ley de Darcy. Para modelar el flujo en pozos productores, la **Ecuación 4** asume flujo semicontinuo y un solo fluido incompresible. En pozos inyectoros se tiene en cuenta el arreglo geométrico y el daño del pozo productor e inyector.

Ecuación 4. Ley de Darcy para flujo radial semicontinuo

$$q_o = \frac{0.00708 * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\beta_o * \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right]}$$

Fuente: NARANJO, Abel. *Ecuaciones de flujo*. En: Evaluación de Yacimientos de Hidrocarburos. 2 ed. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 60. ISBN 978-958-728-048-7.

Donde q_o es la tasa de aceite (bopd), k_o es la permeabilidad efectiva al aceite (mD), h es el espesor de la formación considerando el Net to Gross (ft), \bar{P}_r es la presión promedio del yacimiento (psi), β_o es el factor volumétrico de aceite (bbl/STB), μ_o es la viscosidad del aceite (cP), r_e es el radio de drenaje (ft), r_w es el radio del pozo (ft), S_t es el factor de daño total (adimensional) siendo $S_t = S' + Dq$ (S' factor de daño y Dq factor de daño por fluido No-Darcy).

El índice de productividad de un pozo se deriva, generalmente, a partir de la Ley de Darcy y está en función de las propiedades petrofísicas de la formación,

propiedades del fluido, geometría de la formación y el pozo. Otra manera para relacionar el índice de productividad (IP), o su equivalente de índice de inyectividad (II), es mediante la **Ecuación 5**. Dicha ecuación permite relacionar la capacidad de producción de un pozo (q_o) a una determinada caída de presión ΔP .

Ecuación 5. Índice de Productividad

$$IP = \frac{q_o}{\Delta P}$$

Fuente: BELLARBY, Jonathan. *Introduction*. En: Well Completion Design. Aberdeen, UK: Developments in Petroleum Science. 2009. p. 18. ISBN 978-0-444-53210-7.

Este índice de productividad o inyectividad está definido por el efecto del daño total; dicho daño puede ser medido en pruebas de presión del pozo o determinado mediante correlaciones, y es ocasionado por varios factores, en los que se encuentran: propiedades petrofísicas, propiedades del fluido, daño de formación y/o estimulación, geometría del pozo, completamiento del pozo, daño por perforados, número de fases de los fluidos y tipo de velocidad de flujo (Darcy o no Darcy). La influencia individual de cada uno de estos parámetros es considerado como *Skin* o factor de daño; la combinación de cada factor de daño conlleva a la obtención del factor total de daño o *total skin* del pozo. Estudios de sensibilidad permiten aislar e identificar el efecto de cada uno de estos daños, la literatura incluye diversos métodos para predecir dichos factores individualmente y su impacto en la productividad del pozo. Posteriormente, para determinar la eficiencia de flujo el resultado es comparado con un caso de referencia base, el cual, consiste en un caso ideal donde se considera el pozo vertical, a hueco abierto, produciendo un fluido de una sola fase que obedece a la ley de Darcy y que la formación no está estimulada o dañada. A continuación, se presenta una breve descripción de cada factor de daño; cabe resaltar que estos factores pueden ser de magnitud positiva (impactando negativamente la productividad / inyectividad) o negativa (impactando positivamente la productividad / inyectividad):⁵³

- **Factor de daño mecánico.** El daño mecánico es la reducción o, en algunos casos, aumento de permeabilidad producida en la región vecina al pozo como resultado de la perforación, producción y operaciones de acidificación. La permeabilidad puede ser reducida debido a la invasión del filtrado de lodo y cemento, fluidos de perforación o completamiento. Esto generalmente es asociado como el daño de formación alrededor del pozo causando una caída adicional de presión. Por otro lado, las operaciones de estimulación como las acidificaciones pueden disminuir esta caída de presión mejorando la permeabilidad de la formación alrededor del pozo.

⁵³ YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (13-14 de mayo de 2003: Holanda). p. 1. SPE 82249.

- **Factor de pseudo-daño por completamiento o penetración parcial.** El flujo de los fluidos cercanos a la cara del pozo está influenciado por el tipo de completamiento. Los completamientos a hueco abierto (desnudo, con mallas o empaquetamiento con grava) producen un régimen de flujo casi radial alrededor del pozo en forma de vector normal según la trayectoria del pozo. Aunque este método es rentable por su bajo costo, en algunos casos, este completamiento no es posible implementarlo debido a que no es posible controlar el flujo o aislar la entrada de fluidos no deseados en el pozo, evitar conificación por agua/gas y es susceptible a problemas de producción de arena en formaciones no consolidadas. En el caso de completamientos revestidos (liner ranurado, revestidos/ cementados/ cañoneados o revestidos/ cementados/ cañoneados/ empaquetados con grava) se produce un régimen de flujo distorsionado alrededor del pozo ocasionado por la convergencia y divergencia de fluidos. La penetración parcial crea un campo de flujo bidimensional en la formación; por otro lado, el fluido experimenta flujo convergente tridimensional alrededor de los túneles perforados. Comparado con el caso ideal de hueco abierto, los completamientos revestidos crean una caída de presión adicional en la región cercana a la cara del pozo.
- **Factor de pseudo-daño por geometría del pozo.** Basados en la geometría, los pozos se pueden clasificar como verticales, inclinados, horizontales, ondulados (tipo S o tipo J) y multiramificados. En la literatura se toma referencia una geometría del pozo vertical, esto implica comparar los efectos de un pozo vertical a hueco abierto y vertical a hueco revestido sin considerar otras geometrías. Históricamente, el impacto en productividad de un pozo vertical o de otras geometrías, se formula en términos del factor de pseudo-daño por completamiento. Es por esta razón, que adicionar el factor de pseudo-daño por geometría resulta más apropiado porque considera los efectos de anisotropía, lo que permite modelar la influencia de la permeabilidad vertical y horizontal en la productividad del pozo. Posteriormente, se puede comparar los efectos de un pozo a hueco abierto y revestido para la misma geometría.
- **Factor de pseudo-daño por fluidos multifase.** El flujo multifásico se produce principalmente por: permeabilidades relativas, conificación por gas/agua alrededor del pozo, gas generado por evaporación desde la fase líquida de hidrocarburos y líquidos adicionados por condensación del gas. A diferencia de los fluidos monofásicos, los multifásicos crean una caída de presión adicional ocasionada por los efectos de permeabilidad relativa.
- **Factor de daño por velocidad de flujo o fluido No-Darcy.** Velocidades de flujo relativamente bajas en un medio poroso obedecen la ley de Darcy. Sin embargo, cuando se presenta velocidades de flujo altas, la relación entre velocidad del fluido in situ y el gradiente de presión local convierte el flujo en un régimen no lineal. En ese caso, el fluido es gobernado por la ecuación de Forchheimer,

también llamado, no Darcy. Cuando se tiene un fluido No Darcy, se crea una caída de presión adicional por turbulencia. En algunas literaturas, este factor se maneja independiente al factor de daño total y se define como Dq , donde D es el coeficiente por fluido no Darcy y q el gasto de gas.

Para la determinación del factor de daño total, varios autores han sugerido calcularlo mediante una suma lineal de cada factor de daño presente, es decir, como si actuaran independientemente. Esto no es del todo cierto, debido a que la interacción entre el factor de daño total y cada uno de sus componentes individuales, en su mayoría, no es lineal.⁵⁴ Existen diversos métodos para combinar los diferentes daños. Para pozos a hueco abierto influyen los factores de daño mencionados anteriormente, en el caso de verticales, el factor de daño estaría dado por el daño mecánico y por penetración parcial. En el caso de desviados u horizontales, con formaciones anisotropicas, el factor de daño total suele calcularse por el método de Pucknell y Clifford (1991).⁵⁵ Para pozos a hueco revestido que requieren cañoneo, el factor de daño total se le adiciona un nuevo componente asociado a los perforados:

- **Factor de daño por perforados.** En las operaciones de cañoneo se asocian dos tipos de daño y, en algunos casos, se utiliza un tercer factor de pseudo daño: El primero, es el daño asociado al arreglo geométrico del cañoneo (S_p) donde se refleja la caída de presión causada por la naturaleza no radial del flujo en la vecindad de los perforados debido a que el fluido debe converger siguiendo caminos tortuosos para ingresar al pozo a través de estos. Este valor puede ser positivo o negativo y depende de la densidad, ángulo de fase, longitud de penetración, diámetro del hueco de entrada, diámetro del pozo y anisotropía de la formación. El segundo daño (S_c) está asociado a la zona compactada (crushed zone) que se produce durante el cañoneo debido a que el disparo pulveriza la roca adyacente, fractura los granos de arena, hace fallar la cementación intergranular y desplaza partículas de arcilla generando una zona triturada y compactada de baja permeabilidad alrededor del túnel formado. Una alta velocidad del chorro, formado en la activación de las cargas dimensionadas, resulta en altas ondas de choque que impactan la formación (entre 1.5 millones psi en la entrada de túnel a 150,000 psi en la punta del perforado)⁵⁶. Este proceso también deja algunos detritos residuales de la detonación y puede permitir la entrada de los fluidos del pozo dentro de los túneles perforados creando problemas de permeabilidad relativa al taponar parte del canal de flujo del perforado. El tercer factor, en el pseudo-daño por efectos de límite (S_x); los túneles perforados pueden terminar en la zona de daño de formación o extenderse más allá de dicha zona. Este factor se tiene en cuenta cuando la

⁵⁴ Ibid., p. 2.

⁵⁵ PUCKNELL, J. y CLIFFORD, J. Calculation of Total Skin Factors. En: Offshore European Conference. (3-6 de septiembre de 1991: Aberdeen). p. 28. SPE 23100.

⁵⁶ BEHRMANN. Op. Cit., p. 1.

longitud del perforado sobrepasa la zona del daño y depende del ángulo de fase del cañoneo. Minimizar el deterioro del flujo y las restricciones de conductividad, causados por estos factores, resultan cruciales para la obtención de disparos efectivos que mejoran la productividad del pozo.

El método de Karakas y Tariq (1991), es uno de los métodos con mayor uso en la industria para calcular el daño por cañoneo en el que se basan los algoritmos de varios simuladores. Dicho método permite calcular los tres factores de pseudo-daño por cañoneo independientemente, para finalmente relacionarlos entre sí y con el daño de formación (S_d) cuando el perforado se extiende más allá de la zona de daño; la limitante de este método es que no especifica el procedimiento para calcular el daño total por cañoneo (S_{pdc}) cuando el perforado termina dentro de la zona de daño; en este caso, los simuladores usan una versión modificada de Karakas y Tariq, o se podría aplicar el método de Jones y Slusser (1974), el cual, se usa precisamente para perforados que terminan en la zona de daño. Este método híbrido implica calcular el S_p con el algoritmo de Karakas y Tariq, el S_c con el método de McLeod, para finalmente obtener el daño total (S_{pdc}) con la ecuación de Jones y Slusser.⁵⁷ La **Ecuación 6**, **Ecuación 7** y **Ecuación 8** son los métodos usados para la determinación de este factor de daño (en el **Anexo B** se encuentran las convenciones y unidades de cada ecuación).

Ecuación 6. Método híbrido para calcular el factor de daño por perforados cuando el perforado termina en la zona de daño

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb}$$

$$S_{cz} = \frac{\Delta Z_p}{L_p} + \left(\frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \ln(r_{cz}/r_p)$$

$$S_{pdc} = S_d + \frac{k}{k_d} S_p + S_{cz}$$

Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 67. SPE 82249.

Ecuación 7. Método de Bell, Sekup y Tariq (modificación de Karakas y Tariq) para calcular el factor de daño por perforados cuando el perforado termina en la zona de daño.

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb}$$

$$S'_{cz} = \frac{\Delta Z_p}{L_p} \left(\frac{k}{k_{cz}} - 1 \right) \ln(r_{cz}/r_p)$$

$$S_x = \text{Datos experimentales}$$

$$S_{pdc} = S_d + \frac{k}{k_d} (S_p + S_x + S'_{cz})$$

Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 67. SPE 82249.

⁵⁷ YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 66-67. SPE 82249

Ecuación 8. Método de Karakas y Tariq para calcular factor de daño por perforados cuando el perforado termina por fuera de la zona de daño

$$\begin{aligned}
 S'_p &= S'_H + S'_V + S'_{wb} \\
 S'_{cz} &= \frac{\Delta Z_p}{L_p} \left(\frac{k}{k_{cz}} - 1 \right) \ln(r_{cz}/r_p) \\
 S_x &= \text{Datos experimentales} \\
 S_{pdc} &= S_d + \frac{k}{k_d} (S'_p + S_x + S'_{cz})
 \end{aligned}$$

Fuente: BELLARBY, Jonathan. *Perforating*. En: Well Completion Design. Aberdeen, UK: Developments in Petroleum Science. 2009. p. 66. ISBN 978-0-444-53210-7.

Behrmann (1995) también propuso unas ecuaciones para determinar el daño del cañoneo cuando se realiza el disparo con un diferencial de presión sub-óptimo. Estas ecuaciones fueron el resultado de más de una década de investigación acerca de los cañoneos. El daño primario del cañoneo observado en experimentos de laboratorio, resultó por la fragmentación de los granos, creando pequeñas partículas que reducen el tamaño de la garganta de los poros y su permeabilidad; con esto determinó que la porosidad en la región dañada no cambia significativamente. El daño secundario del cañoneo fue observado y atribuido al desprendimiento de arcilla. La extensión del daño está en función de la resistencia de la roca (porosidad), litología, compresibilidad del fluido de los poros, tamaño de la carga y su diseño, contenido de arcillas y, de pronto, tamaño del grano.⁵⁸ La **Ecuación 9** ($k < 100$ mD) y la **Ecuación 10** ($k > 100$ mD) representa el daño por cañoneo que se puede esperar, asociado a un solo disparo, cuando se tienen diferenciales de presión por debajo del óptimo.

Ecuación 9. Correlación de Behrmann (1996) para determinar daño del cañoneo para $k < 100$ mD.

$$Skin_s = \left(\frac{CD}{20} \right)^2 * \left(2.64 - 0.00395 * \frac{\Delta P * k^{1/3}}{\Phi D^{0.3}} \right)$$

Fuente: BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 3. SPE 30081.

Ecuación 10. Correlación de Behrmann (1996) para determinar daño del cañoneo para $k > 100$ mD.

$$Skin_s = \left(\frac{CD}{20} \right)^2 * \left(2.64 - 0.00183 * \frac{\Delta P * k^{1/2}}{\Phi D^{0.3}} \right)$$

Fuente: BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 4. SPE 30081.

⁵⁸ BEHRMANN. Op. Cit., p. 1.

Donde CD es el diámetro del liner de la carga (mm), ΔP es el diferencial de presión al momento del disparo (psi), k es la permeabilidad de la formación (mD), ϕ es la porosidad efectiva de la formación (porcentaje) y D el diámetro del túnel perforado en la roca (in). Estas ecuaciones representan el daño asociado a pruebas de un solo disparo en núcleos. Este daño deber ser trasladado al daño general de la formación según las condiciones específicas del pozo y formación. Los métodos actuales involucran estimar la relación entre las permeabilidades de la zona dañada por compactación y la formación (k_{pd}/k) y el espesor de la zona compactada (t_{pd}), este último suele estar en un rango entre 0.4" y 0.5".⁵⁹ Con el $Skin_s$ determinada por Behrmann para un solo disparo, es posible determinar la relación (k_{pd}/k), también conocida en otras literaturas como (k_c/k), mediante la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Ecuación de Behrmann (1996) para determinar la relación (k_{pd}/k).

$$\frac{k_{pd}}{k} = \frac{\ln(r_{pd}/r_p)}{\ln(r_{pd}/r_p) + Skin_s}$$

Fuente: BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). p. 4. SPE 30081.

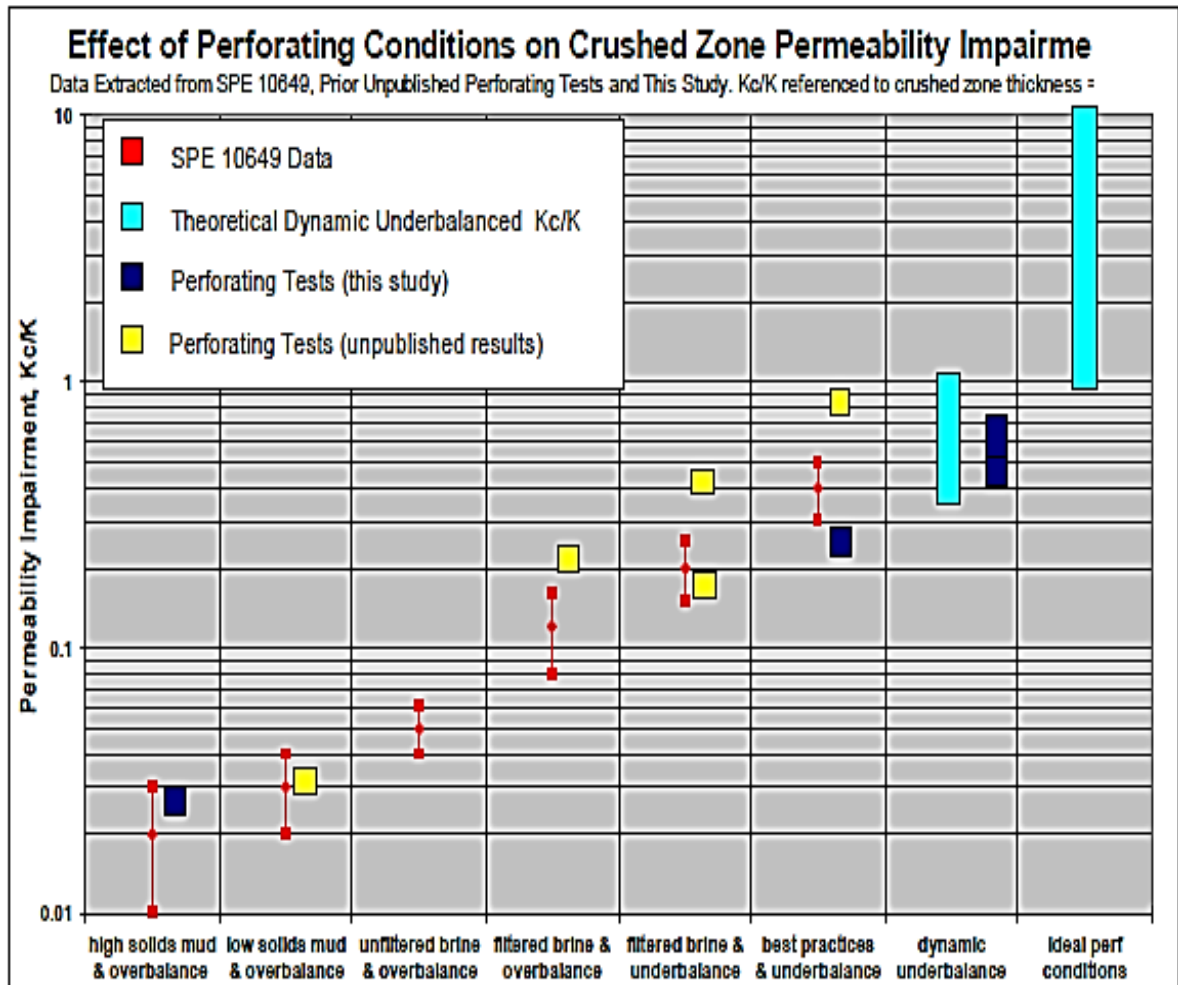
Donde r_p (in) = $D/2$ y r_{pd} (in) = $r_p + t_{pd}$. Como se puede observar con estas ecuaciones, cuando el cañoneo es realizado con un bajo balance óptimo no se genera $Skin_s$, por lo cual, no se produce daño por compactación en la permeabilidad de la zona, dado a que la relación k_{pd}/k es uno. Si se cumple esta condición, el factor de daño total del cañoneo resultaría solamente del daño asociado por el arreglo geométrico del cañoneo (ángulo de fase y densidad) y por pseudo-daño por efectos de límite.

Este método de Behrmann permite estimar la relación k_c/k cuando el cañoneo es realizado únicamente con condición de bajo balance estático, por lo cual, no permite estimar o evaluar dicha relación cuando se tienen condiciones diferentes de presión. Para esto, varias publicaciones han reportado valores de k_c/k medidos en condiciones de laboratorio para diferentes condiciones de presión y fluidos en el pozo. Según la literatura, se reportaron valores k_c/k entre 0.01 y 0.03 para cañoneos con condición de sobre balance con fluidos de alta densidad y valores entre 0.3 y 0.5 para cañoneos con condición de bajo balance estático con fluidos filtrados de baja densidad. Esta información está basada en pruebas anteriores al desarrollo y la introducción de cañoneo con condición de bajo balance dinámico. Recientemente, se han realizado pruebas de núcleo siguiendo las practicas recomendadas por la norma API RP 19B para estimar valores k_c/k cuando el cañoneo es realizado con bajo balance dinámico; estas pruebas han reportado valores k_c/k entre 0.4 y 1.0 para cañoneos con dicha condición. Asumiendo completa remoción de la zona compactada, el cañoneo "ideal" teórico podría resultar también en valores k_c/k por encima de 1, situación que podría llevar a obtener valores negativos que benefician la productividad o inyectividad del pozo. La **Figura 19**

⁵⁹ Ibid., p. 4.

muestra valores k_c/k para diferentes condiciones de cañoneo basados en los trabajos de McLeod (SPE 10649), valores teóricos y experimentales (SPE 159920).

Figura 19. Valores k_c/k para diferentes condiciones de cañoneo.



Fuente: ATWOOD, D., et al. Optimized Cased and Perforated Completion Designs Through the Use of API RP-19B Laboratory Testing to Maximize Well Productivity. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (8-10 de octubre de 2012: Texas, USA). p. 19. SPE 159920.

Una vez determinado el factor de daño por cañoneo, es posible calcular el factor de daño total (S_t), si se ha determinado previamente cada uno de los demás factores de daño presentes.

Para pozos verticales a hueco revestido se suele utilizar el método híbrido de Jones y Slusser mostrado en la **Ecuación 12 (Anexo B)**. Este método permite combinar los efectos del daño de cañoneo y por penetración parcial. En la **Figura 20** se puede observar cómo interactúan estos efectos, junto con los demás daños. En la lejanía del pozo el flujo es radial y 1D, a medida que el fluido se acerca al pozo el fluido empieza a converger en 2D debido a la penetración parcial alcanzándose un

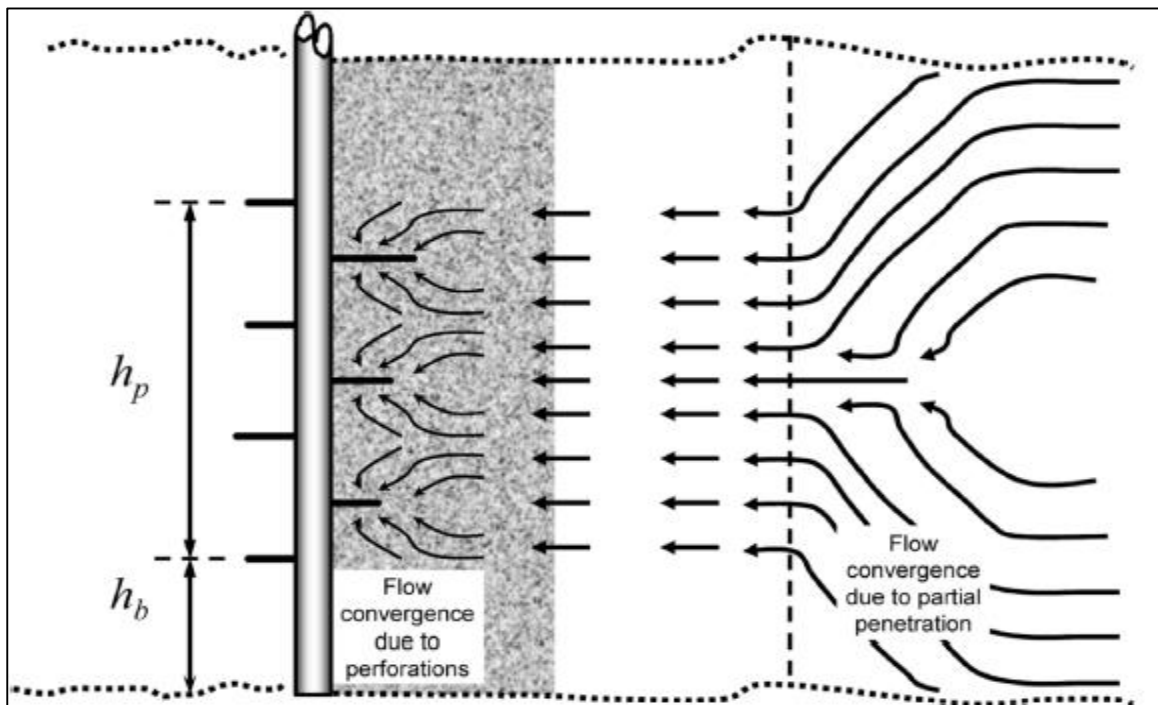
segmento de flujo pseudo-radial antes de llegar al perforado. Por último, cuando el fluido alcanza el perforado, este cambia de patrón y se presenta flujo en 3D en la cara del pozo.

Ecuación 12. Método híbrido para calcular daño total.

$$S_t = \frac{h}{h_p} S_{pdc} + S_{pp}$$

Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 69. SPE 82249.

Figura 20. Fenómeno de flujo convergente alrededor del túnel perforado en un pozo vertical.



Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 70. SPE 82249.

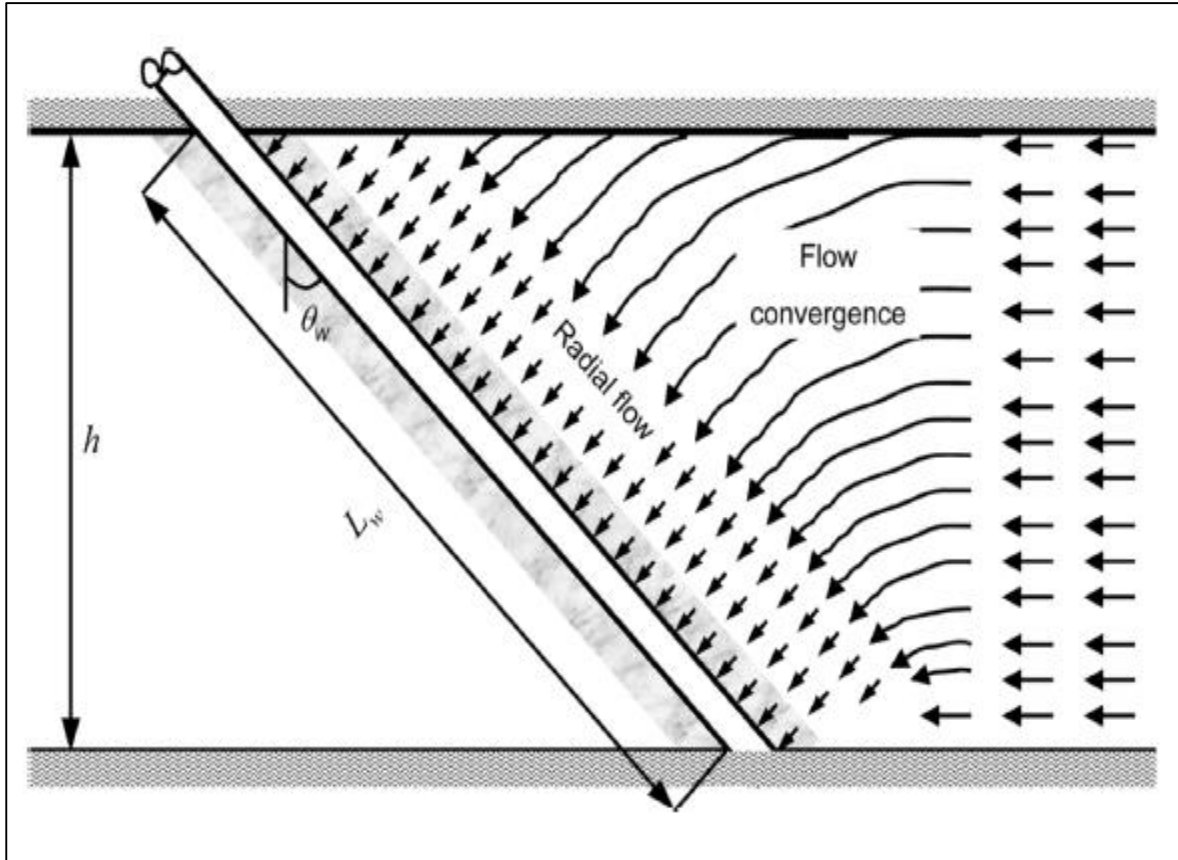
En el caso de pozos desviados a hueco revestido se suele utilizar el método de Bell, Sekup y Tariq (1996) mostrado en la **Ecuación 13 (Anexo B)**. Este método permite adicionar el daño por geometría del pozo. En la **Figura 21** se puede observar como interactúa este efecto, junto con los demás daños. En la lejanía del pozo el flujo es radial y 1D, a medida que el fluido se acerca al pozo el fluido empieza a converger gradualmente por efecto de la inclinación (θ_w) y por penetración parcial hasta alcanzar un flujo en 2D que es perpendicular al eje del pozo, posteriormente, se alcanza un segmento de flujo pseudo-radial antes de llegar al perforado; este flujo es caracterizado por la longitud inclinada (L_w) del pozo. Por último, cuando el fluido alcanza el perforado, este cambia de patrón y se presenta flujo en 3D en la cara del pozo.

Ecuación 13. Método de Bell, Sekup y Tariq para calcular daño total.

$$S_t = S_{pp} + \frac{h}{h_p} \left[\frac{S_{pdc}}{\gamma_o} + \frac{1}{20} \left(9 + 11 \frac{h}{h_p} \right) S_\theta \right]$$

Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 72. SPE 82249.

Figura 21. Fenómeno de flujo convergente alrededor del túnel perforado en un pozo inclinado



Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 71. SPE 82249.

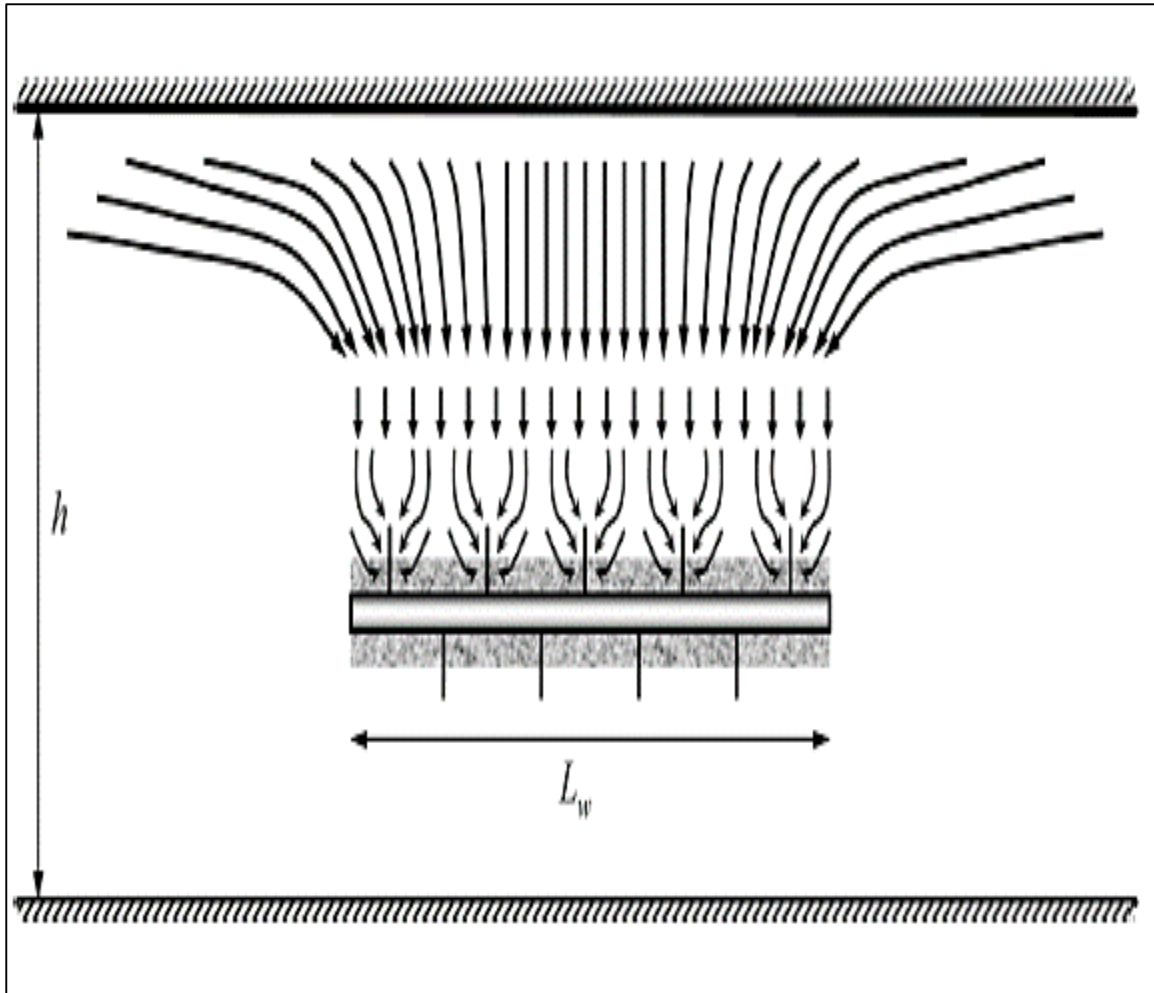
En el caso de pozos horizontales a hueco revestido se suele utilizar el método modificado de Pucknell y Clifford (1996) mostrado en la **Ecuación 14 (Anexo B)**. Este método permite considerar la horizontalidad del pozo \$S_h\$ estimada por el modelo de Joshi (1988). En la **Figura 22** se puede observar como interactúa esto efecto, junto con los demás daños. El proceso de flujo en un pozo vertical e inclinado puede extenderse a un horizontal. La gran diferencia con respecto a estos, es que los resultados con pozos horizontales han indicado que entre mayor longitud del pozo (\$L_w\$) se puede neutralizar el daño perjudicial por efecto del cañoneo y, eventualmente, generar factores de daño total negativos que beneficien la productividad o inyectividad del pozo.

Ecuación 14. Método modificado para calcular daño total.

$$S_t = S_h + \frac{h}{L_w} S_{pdc}$$

Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 72. SPE 82249.

Figura 22. Fenómeno de flujo convergente alrededor del túnel perforado en un pozo horizontal.



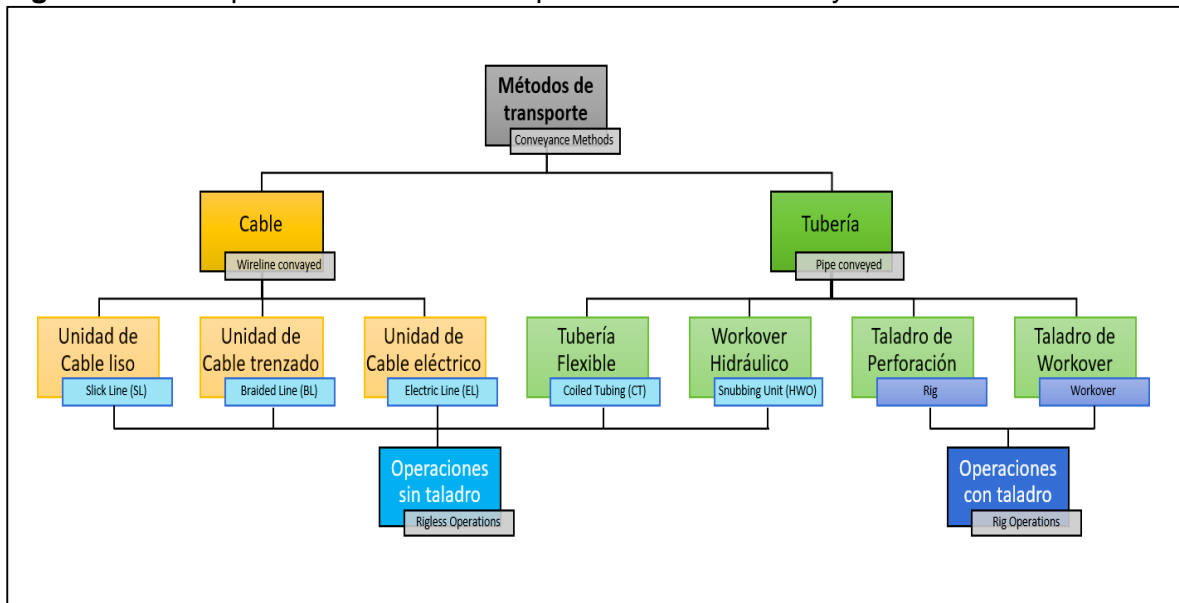
Fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). p. 74. SPE 82249.

En el **Anexo B** se encuentran la mayoría de métodos empleados en la industria para la determinación del factor de daño total con sus respectivos factores de daño según las condiciones específicas de cada pozo. Esta información está contenida en el paper de referencia SPE 82249.

2.4 MÉTODOS DE TRANSPORTE PARA OPERACIONES DE CAÑONEO

Los métodos de transporte involucran correr las herramientas dentro y fuera del pozo abordando los diversos desafíos que se puedan presentar según el ambiente propio del pozo y los requerimientos de la operación. Estos desafíos incluyen correr las herramientas, superar las fuerzas del pozo producto de la presión, fricción, caudales y fluidos presentes en el pozo, además, deben ser capaces de superar obstáculos, adaptarse a las condiciones imprevistas del pozo y ser seguros durante la ejecución de las diversas operaciones. Dichos métodos pueden clasificarse en dos tipos básicos: Operados con cable y operados con tubería. A su vez, pueden clasificarse en: unidades sin taladro (*Rigless*) y taladro (*Rig*). La **Figura 23** muestra su clasificación y las principales unidades con las que se puede ejecutar operaciones de acceso en el pozo.

Figura 23. Principales métodos de transporte de herramientas y su clasificación.

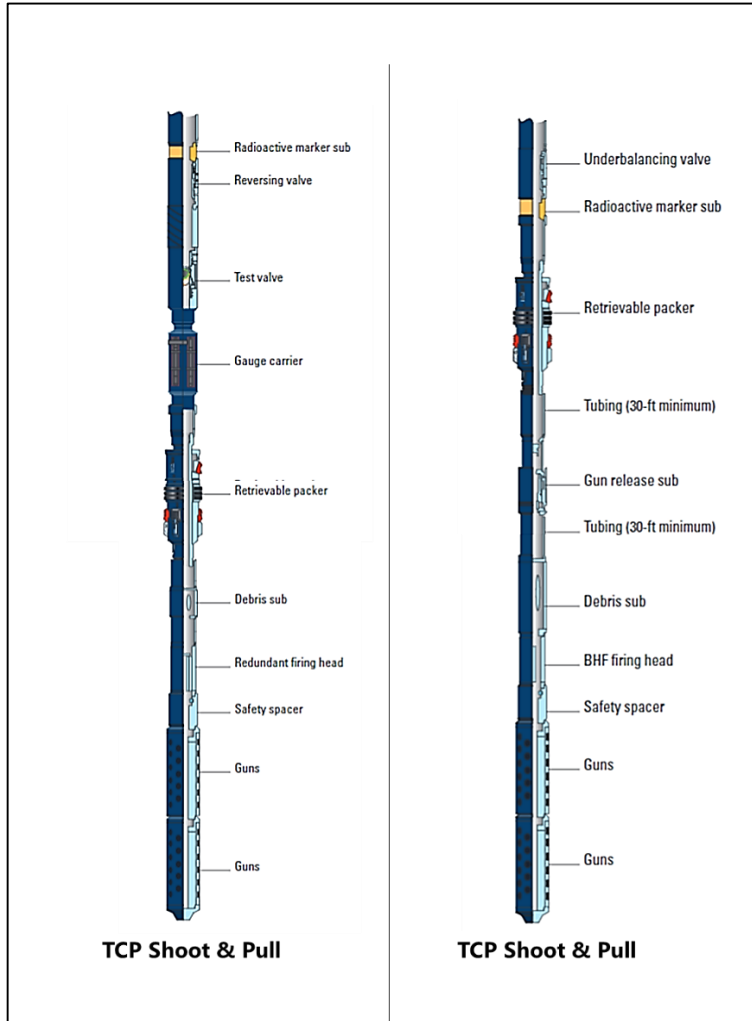


Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presentan los principales métodos de transporte implementados en las operaciones de cañoneo: Taladro y Workover (TCP), unidad de tubería flexible (CT) y cable (Wireline).

2.4.1 Tubing Conveyed Perforating (TCP). A principios de 1980, se introdujo el método de transporte con tubería de producción o perforación (TCP) usando taladro de perforación o de Workover. Este método permite correr cañones de gran diámetro y longitud en pozos con alta desviación para ejecutar cañoneos en la etapa de perforación o reacondicionamiento. Existen dos tipos: (1) TCP disparando y soltando los cañones (Shoot & Drop) y (2) TCP disparando y sacando los cañones (Shoot & Pull). Estos son mostrados en la **Figura 24**.

Figura 24. Técnicas de cañoneo con TCP.



Fuente: elaboración propia, con base en SCHLUMBERGER. Perforating Services. C. 2008. p. 264-266.

2.4.1.1 TCP disparar y sacar. Más conocido como TCP Shoot & Pull. Los cañones son transportados con tubería de perforación. Durante el cañoneo, no se tiene instalado el completamiento del pozo ni las facilidades en superficie para ser puesto en producción, por lo cual, es necesario mantener condiciones de sobre balance durante y después del cañoneo con fluido de completamiento o de matar. Cuando se realiza el disparo, el pozo es matado instantáneamente con el fin de evitar fluidos de la formación en superficie; posteriormente, se saca la tubería de perforación para recuperar los cañones. Una vez se instala el completamiento y las facilidades en superficie, el pozo es puesto en producción. La gran desventaja de este método ha sido el daño inducido a la formación por invasión de fluidos del pozo y a una mala limpieza de los perforados asociado a cañonear con condición de sobre balance.

2.4.1.2 TCP disparar y soltar. Más conocido como TCP Shoot & Drop. Los cañones son transportados con tubería de producción en la corrida de completamiento. Cuando se instala el completamiento y el pozo tiene las facilidades en superficie para ser puesto en producción, se establece la condición de bajo balance y se realiza el disparo; posteriormente, se activa un mecanismo que libera los cañones y estos son dejados en el fondo del pozo. Este método permite cañonear con condición de bajo balance⁶⁰ y poner en producción el pozo inmediatamente después del disparo. La gran desventaja de este método ha sido la longitud extensa de ratonera (rat hole) necesaria para soltar y dejar los cañones en el fondo del pozo para que estos no obstruyan o restrinjan el flujo de los intervalos abiertos.

2.4.2 Unidad de cable (Wireline). Se puede hacer referencia a Wireline (WL) como una tecnología de cableado utilizada para transportar equipos o dispositivos de medición al pozo con fines de intervención de pozos, evaluación de yacimientos o recuperación de herramientas. Se usa una línea de cable junto con su equipo asociado para introducir una sarta de herramientas en el pozo y correrla hasta la profundidad deseada por medio del peso del ensamblaje de fondo (gravedad). Esta unidad es relativamente pequeña y fácil de armar en comparación con otras alternativas de intervención de pozos como la unidad de tubería flexible o la unidad de snubbing, pero su desventaja radica en los límites operativos para cañonear con condición de bajo balance y la máxima capacidad para tensionar asociado con la resistencia del cable, tasas de flujo y factores de fricción en el pozo.

El término “Wireline” se usa indistintamente para referirse a equipos que usan cable como medio para correr herramientas en el pozo, sin embargo hay tres diferentes tipos de unidades de Wireline que se usan para diferentes aplicaciones, como son: “Slickline” (SL) o cable liso (alambre), “Braided line” (BL) o cable trenzado y Electric line (EL o E-line) o cable eléctrico.⁶¹ En algunas partes del mundo, todas las operaciones de cable mecánico se conocen como Slickline, mientras que las operaciones de cable eléctrico se conocen como Wireline.

El cable SL puede describirse como un pequeño y continuo cordón de acero. Un conjunto de empaquetaduras de goma en el Stuffing Box realiza el sello alrededor de la superficie lisa del cable aislando la presión del pozo. Los cable BL y EL son cables trenzados, debido al espacio entre los filamentos, es necesario un sistema adicional al Stuffing Box usado en SL para el control de presión. Para estos, el sello interno se crea mediante un cabezal de inyección de grasa donde el cable pasa por varios tubos de flujo “flow tubes”, que tienen entre 0.003 " a 0.006" de diámetro interno (ID) más grande que el diámetro externo del cable (OD).⁶² Al bombear constantemente un fluido altamente viscoso (grasa), el pequeño espacio (clearance)

⁶⁰ GHAZALI, S., y KHALAF, F. Evaluation of Tubing-Conveyed Perforators in Gulf of Suez Fields. SPE 15770-MS. 1987.

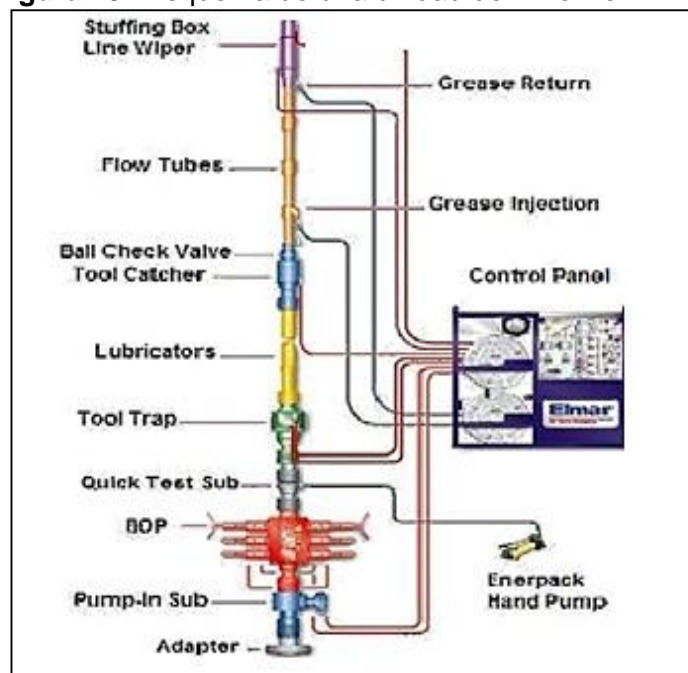
⁶¹ SCHLUMBERGER. Perforating Services. Catalog. 2008. p. 14-21.

⁶² NATIONAL OILWELL VARCO. Wireline Grease Injection Control Head. Brochure. 2014.

entre el ID del flow tube y el OD del cable, junto con el fluido de alta viscosidad, creará una caída de presión sobre los tubos de flujo haciendo sello y aislando la presión del pozo.

Una configuración típica consiste en la unidad de WL, cable, equipos de control de presión (PCE) con bombas y paneles, conocidos como el equipo de superficie, y las herramientas de fondo, conocidos como ensamblaje de fondo o BHA. Se puede instalar una gama de cables diferentes en la unidad de WL dependiendo del tipo y requerimientos de la operación. En la **Figura 25** se presenta el esquema de un equipo típico de Wireline. El Equipo de Control de Presión (PCE) viene en diferentes tamaños, especificaciones y rangos de presiones de trabajo dependiendo de las condiciones y ambientes locales. Los rangos de presión de trabajo más comunes son: 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 psi. Además de la presión, para la selección del equipo se debe tener en cuenta las características de los fluidos presentes, pues en el caso de trabajos en ambientes corrosivos o presencia de H₂S son requeridos equipos especiales, y las características del pozo, pues en el caso de trabajos en pozos profundos con alta fricción se hace necesario el uso de un *tractor* en el ensamblaje de fondo para mejorar el RIH (acceso al pozo) y/o el uso de un *capstan* en superficie para aumentar la capacidad de tensión de la unidad durante el POOH (sacando del pozo).

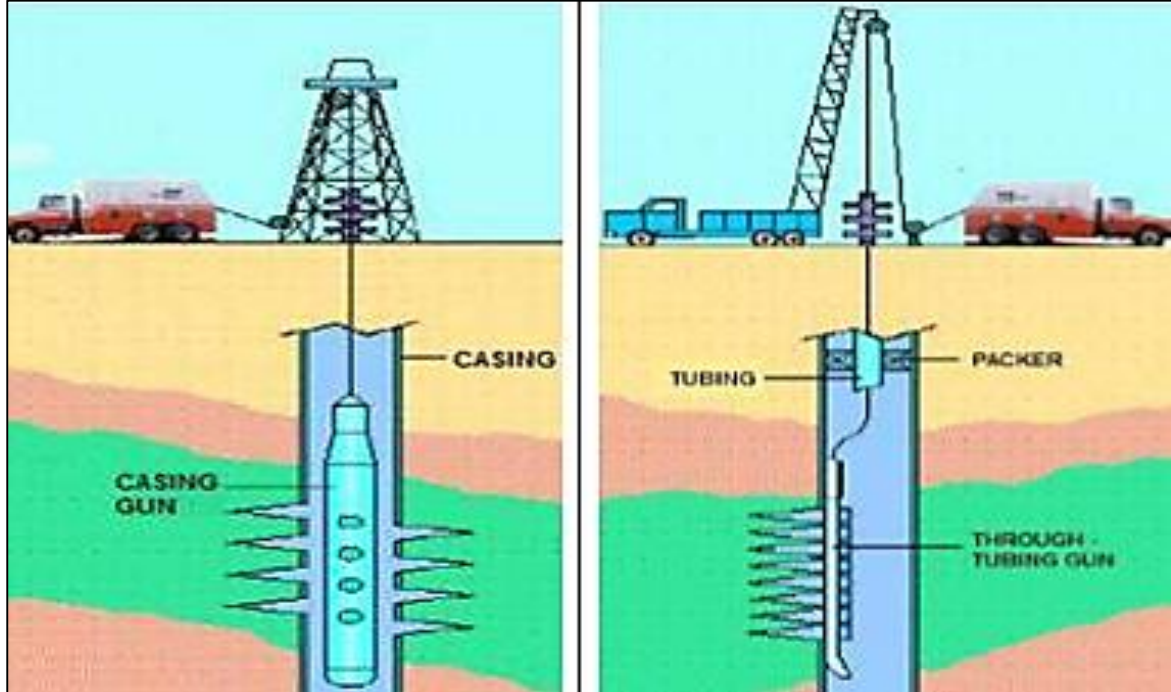
Figura 25. Esquema de una unidad de Wireline.



Fuente: ELMAR. Products and Services brochure. 2015.

Con estas unidades de cable, los cañones pueden ser bajados a través de la tubería de revestimiento (casing gun) o a través de la tubería de producción (thru tubing gun), como se observa en la **Figura 26**.

Figura 26. Cañoneo con cable casing gun (izquierda) y thru tubing (derecha).



Fuente: elaboración propia, con base en DIAZ, Johan. Análisis técnico económico del uso de diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados en Petroproducción. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2007. p. 42.

2.4.2.1 Casing gun. En esta técnica, se corren cañones de gran diámetro transportados con cable a través del casing, es decir, se bajan los cañones antes de instalar la tubería de producción (completamiento del pozo). Por esta razón, es más efectiva en cuanto a longitud de penetración debido a que se pierde menos penetración antes de llegar a la formación. Las formaciones con baja presión generalmente requieren penetraciones profundas, lo que no se puede lograr con cañones de diámetro pequeño corridos dentro de la tubería de producción. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de sobre balance,⁶³ debido a que no se tiene instalado en superficie las facilidades para fluir el pozo inmediatamente después del cañoneo, también para evitar el levantamiento de los cañones, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

2.4.2.2 Thru Tubing gun. En esta técnica, se corren cañones transportados con cable a través de la tubería de producción, es decir, se bajan los cañones después de instalada la tubería de producción (completamiento del pozo). Aunque con esta técnica, la condición de bajo balance también se encuentra limitada debido a las fuerzas de levantamiento que puede experimentar la herramienta, al tener instalado el completamiento del pozo y las facilidades en superficie para la producción de

⁶³FRANKLIN, B. Factibilidad de optimización de las prácticas de cañoneo enfocado en el mejoramiento de productividad en los campos Hato-Sinco y Borburata de la sub-Cuenca Barinas. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2011. p. 44.

fluidos, se puede aplicar un diferencial de presión pequeño a favor de la formación al momento del cañoneo para mejorar la limpieza de los túneles perforados, este valor no debe exceder la fuerza de levantamiento máxima permitida del cañón con el fin de evitar problemas operativos y de control de pozo (por lo general se recomienda un bajo balance entre 500 – 700 psi como máximo).⁶⁴ A diferencia del casing gun, en esta técnica se utiliza el árbol de navidad para aislar la presión del pozo en conjunto con el PCE, por lo tanto, la máxima longitud de la sarta es limitada en superficie por la capacidad de los lubricadores. En trabajos de cañoneo en intervalos largos o múltiples zonas con pozo vivo, se hace necesario realizar varias corridas con sargas de longitudes cortas, esto ocasiona un aumento significativo en tiempos y costos operativos al tener que realizar varias corridas de cañoneo.

En el **Cuadro 5** se realiza una comparación entre los métodos de cañoneo, casing gun y thru tubing, describiendo sus ventajas y desventajas.

Cuadro 5. Comparación entre cañoneo Thru Tubing y Casing Gun.

CAÑONEO THRU TUBING	CAÑONEO CASING GUN
Se puede cañonear con condición de presión de bajo balance.	No se puede cañonear con condición de presión de bajo balance.
Se dificulta realizar la operación en pozos desviados y con altas tasas de flujo. Por lo tanto, se tiene una sarta de poca longitud limitada por el PCE (bajo peso del BHA) y cable de menor resistencia (cased hole).	Se puede utilizar en pozos desviados pero sin producción de fluidos (sobre balance). Por lo tanto, se tiene una sarta de mayor longitud (alto peso del BHA) y cable de mayor resistencia (open hole).
Se incrementa el daño ocasionado al casing al estar más alejado a la pared interna del casing.	Se disminuye el daño ocasionado al casing al estar más cerca a la pared interna del casing.
La velocidad para bajar en el pozo está restringida a un máximo de 200 ft/min por seguridad (control de presión en superficie).	La velocidad para bajar en el pozo puede ser mayor a 200 ft/min debido a que no se tiene presión en cabeza.
La penetración de estos cañones se ve disminuida debido a que el cañoneo debe atravesar tubing, cemento, casing y formación.	Se tiene mayor efectividad en cuanto a penetración debido a que el cañoneo debe atravesar solamente casing y formación.
No se requiere tener taladro en sitio lo que disminuye significativamente los costos de operación.	Se realiza en operación simultánea con el taladro en sitio aumentando significativamente los costos de operación.
El clearance es grande por lo cual la uniformidad del cañoneo se ve afectada.	El clearance es pequeño por lo cual el cañoneo es uniforme.

Fuente: elaboración propia, con base en FRANKLIN, B. Factibilidad de optimización de las prácticas de cañoneo enfocado en el mejoramiento de productividad en los campos Hato-Sinco y Borburata de la sub-Cuenca Barinas. Trabajo de grado. Profesional en Ingeniería de petróleo. Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2011. p. 48.

⁶⁴ FAHAD, Moudi, et al. Comparative analysis between perforation techniques applied to a supergiant depletion oil reservoir in North Kuwait for productivity effectiveness. En: SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference (11-14 octubre de 2015: Kuwait). p. 4. SPE 175335-MS.

2.4.3 Unidad de tubería flexible (Coiled Tubing). La tubería flexible fue implementada hacia el año de 1960 en operaciones de Workover, su uso fue expandiéndose desde el simple bombeo de fluidos hacia el pozo, hasta una amplia variedad de aplicaciones incluyendo el cañoneo a mediados de 1990. El cañoneo por medio de tubería flexible proporcionó una solución efectiva para el mejoramiento del desempeño en pozos altamente desviados, con secciones horizontales y altas tasas de flujo debido a las limitantes que se tenían para bajar con cable, además representó un ahorro significativo en costos al compararlo con el uso del taladro. Como método de intervención de pozos, el uso de la unidad de tubería flexible ofrece varios beneficios claves con respecto a otros tipos de unidades. Sus principales beneficios radican en: (1) su capacidad para trabajar de forma segura en condiciones de pozo vivo (presión en cabeza), circular fluidos en directa o inversa con el carrete en movimiento, capacidad de poner peso (Slack off weight) para asentar herramientas o para trabajos de molienda, capacidad de rotación en fondo mediante motores hidráulicos, capacidad de activar herramientas con presión hidráulica o mecánicamente, amplio rango de inyectores para soportar cargas axiales y características de la tubería flexible en cuanto a materiales, tamaños y propiedades, versatilidad en herramientas de fondo, por ende, una amplia gama de trabajos. (2) la instalación de un conductor eléctrico y/o de fibra óptica permite realizar trabajos de diagnóstico y, adicional para la primera, la capacidad de intervenir herramientas en fondo activadas con pulsos eléctricos. (3) Rápida movilización y operación, lo que involucra bajos tiempos y costos de operación. Básicamente, con estas condiciones, la unidad de tubería flexible representa la opción con mayor versatilidad, eficiencia operacional y valor económico debido a que combina los beneficios de un taladro y de una unidad de cable eléctrico. En la **Figura 27** se presenta el esquema típico de una unidad tubería flexible.

Figura 27. Unidad de tubería flexible o Coiled Tubing (CT).



Fuente: elaboración propia, con base en ICOTA. An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. 2005. p. 1.

La unidad consta de los siguientes componentes principales.⁶⁵

- **Tubería flexible.** La tubería flexible se define como un “producto tubular fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. Los diámetros generalmente varían entre 0.75” y 4”, y se han fabricado comercialmente en longitudes iguales o superiores a 30,000’. El acero de la tubería flexible tiene límites elásticos que van desde 55,000 a 120,000 psi (máxima resistencia a la cedencia)”.⁶⁶ Básicamente, la tubería flexible es una sección larga y continua enrollada en un carrete o tambor. Está fabricada con acero al carbono de baja aleación; puede tener pequeñas adiciones intencionales de cromo, cobre y níquel para mejorar la resistencia a la corrosión. Se han fabricado y utilizado otros materiales para las tuberías flexibles, que incluyen un acero inoxidable al cromo al 13% o un acero inoxidable al cromo y al titanio al 15%. Las tuberías flexibles pueden tener un diseño constante, es decir, el ID y el OD a lo largo de la tubería no cambia, pero actualmente, la mayoría de tuberías flexibles tienen un diseño *Tapered*, el cual, consiste en variar la ID de la tubería manteniendo el OD constante; este diseño permite soportar mayores cargas al reducir considerablemente el peso de la tubería: la parte superior de la tubería tiene el mayor espesor, por ende mayor resistencia, la parte inferior tiene menor espesor, debido a que en fondo las cargas axiales que experimenta la tubería son menores comparadas con las de superficie. Este proceso de fabricar la tubería flexible *Tapered* involucra unir secciones de láminas mediante una soldadura “bias”. Posteriormente las láminas son unidas mediante una soldadura en sus extremos laterales (vena de la tubería) dándole forma de circunferencia. Dichas láminas pueden tener un diseño con espesores constantes o variando los espesores gradualmente para eliminar cambios bruscos de espesor.
- **Unidad de potencia.** El “power pack” consiste de un motor a diésel de combustión interna, el cual, suministra la potencia hidráulica requerida por la unidad de CT (Sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete). Además, cuenta con un compresor que suministra aire y opera los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor). Cuando falla la unidad de potencia, los acumuladores funcionan como *backup* del *powerpack* (sistema de seguridad) en caso de: (1) Falla del motor que acciona las cadenas, el acumulador puede hacer que la cadena exterior presione la tubería flexible, evitando un runaway. (2) Falla de los actuadores hidráulicos de las rams de la BOP, el acumulador proporciona la energía para el accionamiento de las rams.

⁶⁵ CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 4. p. 4-45.

⁶⁶ ICOTA. An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. 2005. p. 1.

- **Cabina de control.** Contiene todos los controles e instrumentos de cada los equipos que intervienen para una operación segura y eficiente de la tubería flexible y herramientas de fondo cuando es introducida al pozo. La ubicación de la cabina depende de la configuración y tipo de unidad de tubería flexible, generalmente, es ubicada en una alineación carrete-cabezal de pozo y comúnmente cuenta con un sistema de gatos neumáticos con el fin de elevarla y proveer una óptima visibilidad al operador. Los mandos principales para operar los componentes de la unidad y los indicadores de las condiciones de equipos y pozo son: Manómetros para presión de circulación a la salida del carrete (CP), presión en cabeza de pozo (WHP), válvulas de control e indicadores de la tensión de las cadenas del inyector, indicadores del peso en superficie instalado en la cabeza inyectora, válvula de control para regular la velocidad de introducción o extracción de la tubería, freno del carrete, sistemas para el control de un correcto enrollado de la tubería en el carrete, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al stripper, control para cerrar o abrir los arietes (rams) del conjunto de preventores (BOP), paro automático de emergencia, control de la unidad de potencia, equipo electrónico y de adquisición de datos.
- **Cabeza de Inyección.** Su función es la de introducir y extraer la tubería flexible en el pozo mediante un sistema de transmisión de potencia hidráulico. Se compone de dos juegos de cajas de cadenas de transmisión (internas y externas) y dos dispositivos de potencia hidráulica. Debido a que las cadenas internas son de doble sentido, pueden impulsar las cadenas externas para que se muevan bidireccionalmente permitiendo el RIH y el POOH. Está constituida por diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia requerida para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general. Los componentes principales son: cuello de ganso (actúa como guía de la tubería), cadenas (cuenta con una serie de pinzas o grippers blocks), motores hidráulicos e indicador de peso (tensión o compresión). Los motores hidráulicos, montados en la caja de transmisión, conducen dos cadenas de inyección opuestas a través de dos piñones (conjunto de engranaje). Ligado a las cadenas están las pinzas (grippers blocks) encargadas de sujetar la tubería, pueden variar en tamaño y formas para adaptarse al diámetro de la tubería. Los cilindros de patines (tracción) aplican presión (skate pressure) al conjunto de la cadena y los gripper blocks. Además, los cilindros tensores pueden tensar la cadena permitiendo el RIH y el POOH de la tubería flexible.
- **Equipo de Control de Presión (PCE).** Es un conjunto de equipos en superficie y en el ensamblaje de fondo diseñados para ejecutar intervenciones en el pozo de manera segura cuando se tienen condiciones de presión. El PCE asociado a una unidad de tubería flexible movilizadas para servicios convencionales se resume en el **Cuadro 6**.

Cuadro 6. Equipo de Control de Presión (PCE) de la unidad de tubería flexible.

PCE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN
	Stripper	Mantiene una barrera primaria contra presiones y fluidos del pozo. Permite trabajar en pozos vivos debido a que las presiones son controladas por dos elementos de sello que al ser energizados (compresión) realizan un sello sobre el cuerpo de la tubería flexible con presión cuando está en movimiento (RIH/POOH) o estática, durante la introducción y extracción de la misma. Puede estar configurado con una ventana de trabajo (side door) que permite realizar servicios al stripper con la herramienta en el pozo y el lubricador con presión.
	Blow Preventor (BOP)	<p>Su función es proporcionar una barrera secundaria contra la presión y fluidos de pozo. La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar, facilitan las operaciones de control en diferentes situaciones. El conjunto de preventores convencional está equipado con 4 juegos de ram:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Pipe Ram (tubería): Cierra herméticamente el pozo alrededor de la tubería. 2. Slip Ram (cuñas): Utilizados para sujetar la tubería sin dañarla. 3. Shear Ram (corte): Cierra y corta la tubería. 4. Blind Ram (ciegos): Están diseñados para efectuar un sello total del pozo cuando no hay tubería dentro del preventor.
	Lubricador-Riser	Es un ensamblaje de secciones tubulares que permite alojar la sarta en preparación para su introducción en el pozo o para su recuperación al finalizar la corrida. La palabra lubricador o riser hace referencia al mismo equipo sólo que se asigna el nombre dependiendo de la aplicación: Lubricador cuando se conecta por encima de la BOP y riser cuando se conecta por debajo de la BOP.
	Equipo Auxiliar	Crossover del cabezal, Flow T, Línea de matar, choke manifold, válvulas y conector de lubricador.
	Válvula cheque fondo de pozo	Prevenir el flujo reverso (flow back) de fluidos del pozo por dentro de la tubería flexible.

Fuente: elaboración propia, con base en CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 4. p. 4-15.

- **Carrete.** Funciona como almacenamiento de la tubería, mantiene una tensión apropiada del tubo entre el carrete y la cabeza inyectora, permite la circulación de fluidos bajo presión con el carrete en rotación y cuenta con un sistema mecánico de medida de profundidad. Se opera por medio de un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y piñones (sprockets). Los carretes modernos proporcionan suficiente rigidez y resistencia para ser empujado a través de pozos altamente desviados u horizontales.

La tubería flexible también puede ser equipada con conductores internos eléctricos y/o de fibra óptica con el fin de realizar operaciones de diagnóstico e intervención debido a que permiten funciones de comunicación en fondo de pozo. Estos conductos internos pueden ser: eléctricos (permiten transmitir y recibir pulsos eléctricos) o de fibra óptica (sistema de telemetría que permite recibir señales de luz, estas señales son convertidas en superficie a señales eléctricas para obtener data en superficie). Con respecto a operaciones de diagnóstico, tener parámetros como presión, temperatura de fondo y otras variables operativas, además de registrar, resulta en un valor agregado indispensable para una ejecución exitosa y un control más preciso de las condiciones en fondo. Con respecto a operaciones de intervención, el envío de señales eléctricas para activación de herramientas en fondo, resulta en una mejora operativa y económica con respecto a las herramientas convencionalmente manipuladas con presión diferencial, absoluta o fuerzas mecánicas. Las tecnologías más conocidas con este tipo de conductos internos son los servicios de tubería flexible ACTIVE®, SPECTRUM® y, recientemente, SPECTRUM® FUSION. Esto permite la ejecución exitosa de operaciones en fondo de pozo que serían imposibles de realizar con los enfoques convencionales. Recientemente, en operaciones de intervención de pozos que son operados por la empresa Equión, se ha venido implementado la tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico. Este servicio de tubería flexible híbrida combina la fibra óptica y un conductor eléctrico que proporcionan comunicación y potencia para obtener data en tiempo real durante trabajos de diagnóstico y la capacidad de intervenir herramientas en fondo mediante pulsos eléctricos. No requiere batería, por lo que las operaciones no están limitadas por restricciones de tiempo o de energía. Los sensores comúnmente usados en las operaciones de cañoneo en Piedemonte con esta tecnología son: presión (interna y externa), temperatura (interna y externa), Gamma Ray (GR) y localizador de collares (CCL).

Por otro lado, haciendo referencia únicamente a operaciones de cañoneo con esta la unidad de tubería flexible, los cañones pueden ser bajados a través de la tubería de revestimiento (casing gun) o a través de la tubería de producción (thru tubing gun). En esta última, existen métodos diferentes al convencional cuando se requiere realizar trabajos para cañoneos de longitud extendida. A continuación, se describen dichos métodos.

2.4.3.1 Casing Gun. En esta técnica se corren cañones de gran diámetro transportados con tubería flexible a través del casing, es decir, se bajan los cañones antes de instalar la tubería de producción (completamiento del pozo).

2.4.3.2 Thru Tubing gun. En esta técnica, se corren cañones transportados con tubería flexible a través de la tubería de producción, es decir, se bajan los cañones después de instalada la tubería de producción (completamiento del pozo). Pueden ser trabajos convencionales o de longitud extendida:

- **Convencional.** Tradicionalmente, se utiliza el árbol de navidad para aislar la presión del pozo en conjunto con el Equipo de Control de Presión (PCE), por lo tanto la longitud de la sarta estará limitada en superficie por la capacidad de los lubricadores del PCE. De esta manera, la longitud máxima de la sarta será dada por la longitud para lubricar en superficie. En trabajos de cañoneo en intervalos largos o múltiples zonas con pozo vivo, se hace necesario realizar varias corridas con sargas de longitudes cortas, esto ocasiona un aumento significativo en tiempos y costos operativos al tener que realizar varias corridas de cañoneo.
- **Longitud extendida.** Cuando se requiere cañonear intervalos largos o múltiples zonas en pozos con presión de yacimiento suficiente para poner presión en superficie, la industria ofrece un número de soluciones, cada una de ellas con sus limitaciones, ventajas y desventajas. Para realizar operaciones thru tubing de este tipo (longitud extendida), en la empresa Equión Energía Ltd, se debe cumplir con una de las siguientes condiciones:⁶⁷

La primera condición implica tener una válvula de lubricación instalada en fondo. Esta es una válvula tipo bola instalada en el completamiento para aislar la presión del pozo de la superficie. Esta válvula es corrida con el completamiento aproximadamente a una profundidad de 900 ft y es controlada hidráulicamente desde superficie. Para darle cumplimiento a la política de doble barrera, sólo se puede realizar cuando el pozo no tiene intervalos abiertos, es decir, no está comunicado con la formación. En caso contrario, desde el inicio se tiene que circular el pozo con fluido para matar y garantizar condiciones de sobre balance durante todo el trabajo. Este método permite configurar largas sargas cuya longitud máxima, sin considerar los demás aspectos, será dada por la longitud para lubricar en superficie más la longitud de la tubería de producción por encima de la válvula de lubricación. Las desventajas de este método, son los impactos en producción ocasionados por mantener el pozo cerrado y daño de formación asociado a matar el pozo para mantener condiciones de sobre balance.

La segunda condición implica tener suficiente *rat hole* para usar el método de soltar y dejar los cañones en fondo. Este método se emplea cuando el pozo no tiene intervalos abiertos y existe suficiente *rat hole* debajo de la formación; bajo estas condiciones se puede correr herramientas en el BHA como el dispositivo WAXR™ (encargado de la desconexión de los cañones). El mecanismo permite bajar los cañones con condición de bajo balance; una vez correlacionado en profundidad se dispara el cañón, el sistema WAXR™ se activa y libera los cañones dejándolos en el *rat hole* o sumidero. Posteriormente se tira de la tubería flexible hacia la superficie para recuperar el ensamblaje que queda por encima del dispositivo. Este método permite configurar largas sargas sin tener que matar el pozo. La longitud de la sarta estará limitada por la longitud de *rat*

⁶⁷ EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Documento interno.

hole libre que se tenga en el pozo, para soltar y dejar los cañones en fondo después del disparo, sin que estos interfieran con la producción de fluidos hacia la superficie. La desventaja con este método son los sobrecostos durante la etapa de perforación del pozo debido a que implica perforar una sección extensa de *rat hole*, después del cañoneo se reduce el espacio disponible de *rat hole* al dejar los cañones en fondo, los cañones pueden llegar a interferir en la producción del pozo restringiendo el flujo de los intervalos abiertos y se pierde el acceso al pozo en las formaciones obstruidas por los cañones.

La tercera condición implica usar la Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo Controlada desde la Superficie (SCSSSV) como barrera. Este es un dispositivo de seguridad para hacer el cierre de emergencia del pozo en caso de fuga, falla o daño severo de las válvulas del cabezal de superficie,⁶⁸ por lo cual, para realizar intervenciones rigless convencionales en el pozo no se considera como una barrera mecánica. Generalmente, se asienta aproximadamente a 300 ft de profundidad y puede ser de tipo *Tubing Retrievable* TRSCSSSV (instalada con el completamiento) o *Wireline Retrievable* WRSCSSSV (asentada con cable de forma Thru Tubing). En caso de tener el requerimiento de cañoneo en un pozo inyector de agua, la política de Equión permite hacer una excepción y usar la SCSSSV en intervenciones como barrera secundaria contra la presión del pozo cuando se garantice condiciones de sobre balance durante todo el trabajo. De esta manera, la longitud máxima de la sarta, sin considerar los demás aspectos, será dada por la longitud para lubricar en superficie más la longitud de la tubería de producción por encima de la SCSSSV.

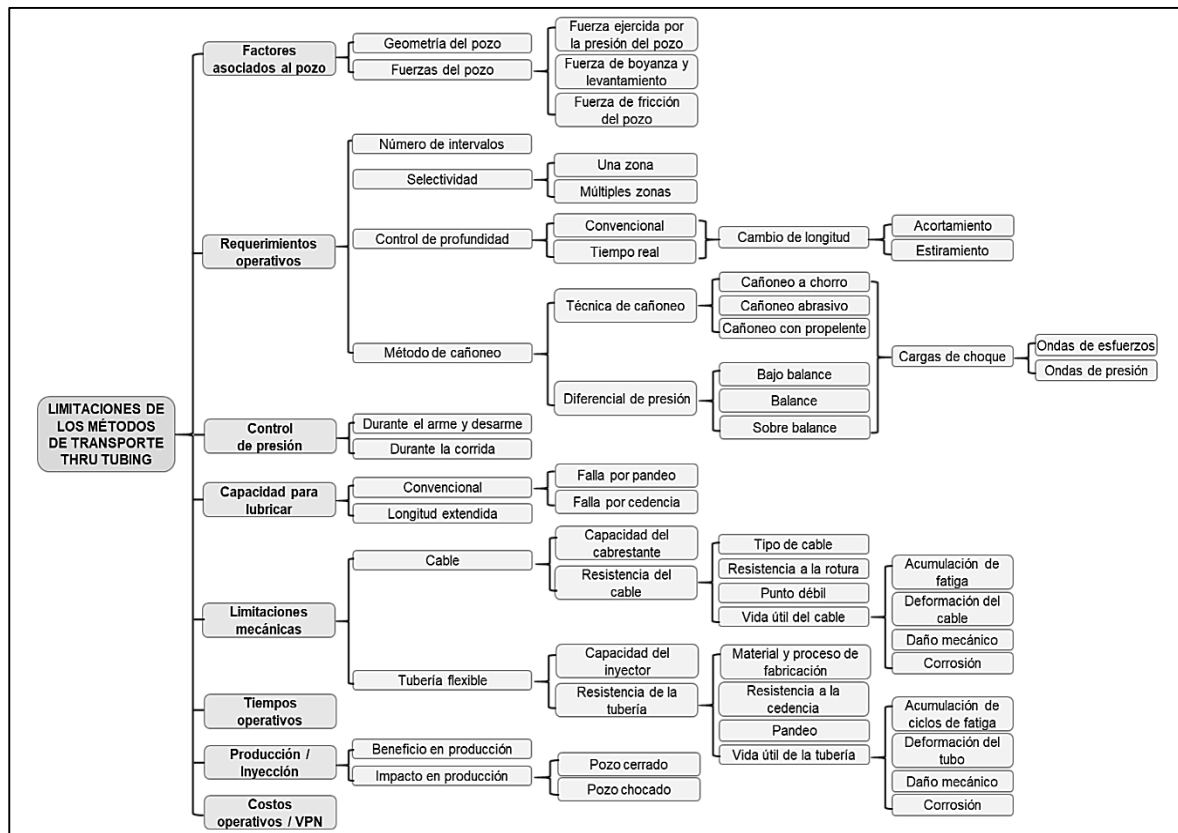
⁶⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Válvula de seguridad de fondo de pozo (SSSV). [En línea]. [08 octubre de 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/subsurface_safety_valve_sssv.aspx>.

3. LIMITACIONES DE LOS MÉTODOS DE TRANSPORTE IMPLEMENTADOS EN EL BLOQUE PIEDEMONTE

Las operaciones de cañoneo Thru Tubing involucran correr las herramientas en el pozo usando métodos de transporte rigless, es decir, con unidades de cable o tubería flexible. Mediante un amplio estudio bibliográfico de las diferentes investigaciones que se han realizado con respecto a las operaciones de cañoneo con dichas unidades, se establecieron ocho categorías con diversos factores críticos. Estos factores representan las limitaciones de los métodos de transporte que fueron identificados en este proyecto para las operaciones de cañoneo que, en la actualidad, se llevan a cabo en los pozos del Bloque Piedemonte (**Figura 28**). Cabe resaltar, que el caso base actual de la empresa Equión Energía Limited para operaciones de cañoneo, involucra correr los cañones con unidad de cable eléctrico o tubería flexible, por lo cual, no fueron incluidos TCP con taladro o HWO.

En este capítulo se describen dichas categorías y sus factores asociados. Estos mismos factores permitieron realizar el diseño de las operaciones de cañoneo y fueron los criterios base para evaluar la implementación del Sistema de Deployment.

Figura 28. Limitaciones de los métodos de transporte Thru Tubing usados en el Bloque Piedemonte.



Fuente: elaboración propia.

3.1 FACTORES ASOCIADOS AL POZO

Para la realización de trabajos de intervención de pozos, las unidades de cable o tubería flexible se encuentran limitadas durante la corrida especialmente en la viabilidad de alcanzar la zona objetivo debido al ambiente de completamiento, condiciones del pozo, características del yacimiento y producción. Actualmente, en el área de Piedemonte, se tienen en su mayoría pozos con altos factores de fricción asociados a la geometría del pozo (Tortuosidad, desviación, *doglegs*) debido a que presentan desviaciones no deseadas del pozo causadas por los múltiples planos de falla y por los altos ángulos de buzamiento de las formaciones, se tienen en promedio altas tasas de flujo ($GOR > 12,000$ scf/stb; $q_o > 3,000$ BOPD) y altas condiciones de presión y temperatura (Pyct entre 4,600-6,800 psi y Tyct entre 220-290 °F). Estas condiciones hacen necesario calcular el impacto de las fuerzas que experimenta el método de transporte durante las corridas de cañoneo.

3.1.1 Geometría del pozo. Identificar y evaluar la geometría del pozo es uno de los factores claves en el proceso de planeación de un trabajo de intervención de pozos. En pozos horizontales y altamente desviados, la unidad de cable puede estar limitada debido al ángulo del pozo (desviación) o la severidad de los *doglegs* (tortuosidad).

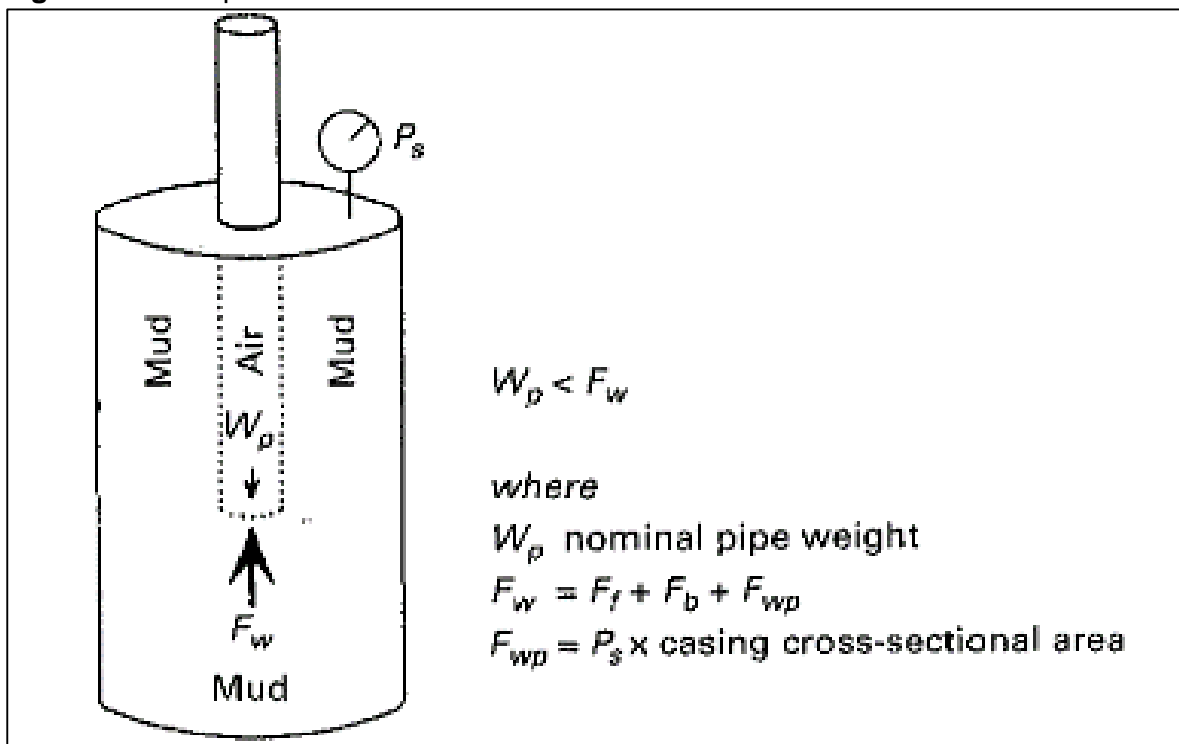
La experiencia en campo indica que el límite superior para transportar cañones con unidad de cable eléctrico son pozos con una desviación de máximo 70°. Sin embargo, pozos con menos ángulo de desviación pero con alta tortuosidad, el umbral de acceso al pozo con cable se puede disminuir hasta ángulos menores de 60° debido a la pérdida de peso por fricción. Esta condición puede ser superada, pero implica el uso de equipos adicionales como el “wireline tractor”. Para pozos con desviaciones superiores a 70° se requiere el uso de tubería flexible para alcanzar la profundidad objetivo en la mayoría de las ocasiones, siempre y cuando no se excedan los límites de la tubería, como por ejemplo, que esta no sufra bloqueo helicoidal “Helical Lock Up” antes de llegar a la profundidad objetivo debido a fuertes cargas axiales de compresión por arrastre y fricción del pozo.⁶⁹ Al igual que el cable, también existen herramientas “Coiled tubing tractor” para mejorar la capacidad de acceso al pozo y mitigar esta condición de bloqueo helicoidal.

3.1.2 Fuerzas del pozo. Para poder introducir herramientas en el pozo, independientemente del tipo de unidad que se esté utilizando, es necesario que la fuerza resultante en dirección descendiente sea mayor que la fuerza resultante en dirección ascendente. Como se ilustra en la **Figura 29**, el principio de balance de fuerzas está dado por: el peso “ W_p ” (gravedad) contra la fuerza del pozo “ F_w ” (sumatoria de la fuerza ejercida por la presión del pozo “ F_{wp} ”, fuerza de boyanza o levantamiento “ F_b ” y la fuerza de fricción del pozo “ F_f ”).

⁶⁹ CABRAL, C. y CROW, W. Coiled Tubing Conveyed Perforating. En: SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference (23-26 Abril de 1996: Trinidad). p. 1. SPE 36137.

En la unidad de cable, el balance de fuerzas implica que únicamente el peso del ensamblaje de fondo más el peso del cable W_p sea suficiente para vencer la fuerza del pozo F_w . Por esta razón, el cable se encuentra limitado en pozos desviados con altas tasas de flujo debido a que se tiene que impactar la producción para reducir las fuerzas de levantamiento o en su defecto, no es posible alcanzar la profundidad objetivo por no lograr superar las fuerzas ascendentes. En el caso de la tubería flexible, la W_p es mayor asociado a que el peso de la tubería flexible por unidad de longitud es mucho mayor comparado con el peso del cable por la misma unidad de longitud y además, debido a que funciona mediante un sistema de transmisión de potencia hidráulico, permite aplicar fuerza a la tubería desde superficie para vencer la fuerza del pozo F_w cuando la W_p no es suficiente para acceder en el pozo, es decir, también tiene capacidad de Snubbing. Por esa razón, la tubería flexible tiene mayor flexibilidad en pozos desviados con alta producción.

Figura 29. Principio de balance de fuerzas.



Fuente: CHOLET, H. Well Production Practical Handbook. París, Francia: Instituto francés del petróleo. 2000. p. 434.

A continuación se describen las tres fuerzas del pozo que actúan sobre el método de transporte:

3.1.2.1 Fuerza ejercida por la presión del pozo (F_{wp}). Hace referencia a la fuerza ejercida por la presión en superficie con pozo fluyendo o cerrado (WHFP o WHSIP) con respecto al área de sección transversal de la tubería de producción.

3.1.2.2 Fuerza de boyanza y levantamiento (F_b). Cuando el ensamblaje de fondo se sumerge en un fluido, estático o dinámico, experimenta fuerzas que actúan hacia arriba contra el área de la sección transversal de la herramienta generando una fuerza de compresión, por lo cual, la distribución de fuerzas en la tubería cambia. Cuando la tubería se sumerge en un fluido experimenta dos tipos de fuerzas: fuerzas de Boyanza cuando se sumerge en condiciones estáticas (pozo cerrado) y fuerzas de levantamiento cuando se somete a condiciones dinámicas (pozo en producción).

En el caso de las operaciones de cañoneo, es imprescindible calcular las fuerzas de levantamiento producto del disparo, en especial cuando se tienen condiciones de bajo balance, con el fin de que este valor no exceda la máxima fuerza de levantamiento permitida para las dimensiones del cañón.

3.1.2.3 Fuerza de fricción del pozo (F_f). Esta fuerza permite calcular la pérdida de carga en una tubería debido a la fricción generada por la geometría del pozo (asociada al torque y arrastre que experimenta el método de transporte y el BHA) y al régimen de fluido (en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa). Para ajustar el factor de fricción en pozos nuevos, se usa como referencia la información histórica de pozos con trayectorias y profundidades similares. En el caso de pozos donde se han tenido reentradas repetidas, los factores de fricción se pueden ajustar a partir de los datos empíricos para obtener una coincidencia más cercana. Para los pozos pertenecientes a los Campos Floreña y Pauto, los factores de fricción normalmente varían de 0.20 a 0.25 para RIH y de 0.30 a 0.35 para POOH.⁷⁰ En algunos casos específicos, estos valores pueden variar.

3.2 REQUERIMIENTOS OPERATIVOS

Dentro del proceso de planeación de una intervención de cañoneo es indispensable considerar los requerimientos operativos de acuerdo al número de intervalos a cañonear, las zonas objetivo, la condición de presión a establecer en el pozo al momento del cañoneo, la selección de la técnica de cañoneo adecuada para cada escenario y a un correcto posicionamiento en profundidad de la herramienta para cañonear con exactitud el intervalo requerido.

3.2.1 Número de intervalos. Las operaciones de cañoneo recaen en tres categorías: cañoneo inicial del pozo, adición de nuevos intervalos y recañoneo; estos trabajos se realizan para comunicar cada formación con el pozo y aumentar el área de flujo. La selección de los intervalos a cañonear se realiza de acuerdo a la información petrofísica que se tenga disponible sobre los yacimientos con el fin de aumentar la producción, en el caso de un pozo productor, o para aumentar la capacidad de inyección, en el caso de un pozo inyector. Los métodos de transporte

⁷⁰ LIZCANO, E., HIGUERA, J. y CROW, W. Case study of estimated vs. actual Coiled Tubing forces. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable. (7-8 de marzo de 2001: Houston,USA). SPE 68430. p. 2.

se encuentra limitados en la capacidad de lubricar, por lo cual, se limita la longitud de sarta y por ende, el número de intervalos de carga efectiva que se puede agregar en el cañón por corrida. En caso de tener el requerimiento de un cañoneo de longitud extendida (intervalo > 40 ft), se hace necesario realizar varias corridas de cañoneo.

3.2.2 Selectividad. Dependiendo de la selección de los intervalos objetivo, se puede tener el requerimiento de cañonear una sola zona o múltiples zonas (formaciones o intervalos espaciados). La selectividad hace referencia a la habilidad de cañonear múltiples zonas en una sola corrida.

Para las técnicas de cañoneo con cargas dimensionadas o propelente, la unidad de cable eléctrico con interruptores de diodo dual o interruptor de presión proporciona selectividad en el disparo al momento del cañoneo⁷¹, la gran desventaja de la unidad de cable está asociada a la longitud de cañones permitida, en este caso, asociada a la baja resistencia del cable, por lo cual, los intervalos cañoneados en cada zona son de unos pocos pies. A diferencia del cable, la unidad de tubería flexible posee mayor capacidad para soportar peso permitiendo configurar cañones de mayor longitud, por lo cual, se puede proporcionar selectividad en zonas extensas utilizando herramientas como el retardador “Delay Firing Head”.

A diferencia de las cargas dimensionadas, la técnica de cañoneo abrasivo proporciona selectividad, debido a que es posible cañonear varios intervalos en una misma corrida; cabe resaltar que aunque el cañoneo sea realizado en una misma corrida, se encuentra limitado por la abrasión producida en las boquillas lo que puede afectar el diferencial de presión, por ende, se pierde potencia hidráulica, también involucra tiempos altos de bombeo para la formación del perforado y se realiza por secciones, en comparación con las cargas dimensionadas o propelente donde el cañoneo se realiza en un solo disparo

3.2.3 Control de profundidad. Las unidades de cable y tubería flexible sufren elongación por lo que constantemente cambian su longitud durante cada operación debido a las cargas axiales de tensión, temperatura, y adicional en el caso de la tubería flexible, presión diferencial a través de las paredes de la tubería y la flexión que experimenta en superficie (bending); además, la tubería flexible puede reducir su longitud por pandeo durante la corrida (buckling).

El cambio de longitud puede ser elástico (deformación es reversible) o plástico (deformación es permanente). Aunque la mayor parte del cambio de longitud está asociada al estiramiento por las fuertes cargas de tensión durante el RIH y el POOH, no es el único factor que afecta el control de profundidad. Cuando no se tiene data en tiempo real, la medida puede estar afectada por la imprecisión de los medidores de profundidad mecánico (carrete) o eléctrico (encoder) y por los desfases en las técnicas de correlación.

⁷¹ HUNTING ENERGY SERVICES. EBfire Guide Book. 2013. p. 5.

El control de profundidad es crucial para las operaciones de cañoneo; cuando no se tiene data en tiempo real existen dos técnicas: La primera técnica implica tocar una profundidad conocida y corregir la profundidad actual a la profundidad conocida, para el caso de la tubería flexible, se puede marcar la tubería en superficie para usarla como referencia. La segunda técnica es una versión complementaria de la primera, debido a que implica realizar una corrida de correlación con memorias anterior al cañoneo para tocar una profundidad conocida y corregirla, posteriormente correlacionarse en profundidad tocando esa misma profundidad en la propia corrida de cañoneo y corregir la profundidad del contador electrónico actual a la del registro tomado con las memorias.

La experiencia en campo ha demostrado que estos no son métodos confiables debido a que se han observado imprecisiones en los medidores de profundidad y elongaciones del cable o de la tubería flexible. Por ejemplo, se ha reportado casos donde sólo la elongación de la tubería flexible puede estar alrededor de los 10 ft.⁷² Por esta razón, es preferible el uso de la unidad de cable eléctrico o tubería flexible con conductores eléctricos internos o de fibra óptica, debido a que estas tecnologías permiten tener comunicación con sensores de fondo y lograr correlacionarse en profundidad mediante registros en tiempo real, evitando de esta manera, estar desfasados durante el cañoneo.

3.2.4 Método de cañoneo. Involucra la selección de la técnica de cañoneo y el diferencial de presión. Durante el cañoneo se producen cargas de choque que actúan sobre el ensamblaje de fondo resultado de las ondas de presión propagadas en los fluidos y las ondas de esfuerzos propagadas en la estructura de los componentes del mismo. Las diferentes técnicas de cañoneo y el diferencial de presión al momento del disparo (condición de bajo o sobre balance, bien sea, estática o dinámica), producen cargas de choque que pueden llegar a producir diferentes tipos de problemas operativos y/o de integridad. La magnitud y duración de las cargas de presión y esfuerzos depende de los parámetros del trabajo, los cuales, pueden ser ajustados con el fin de minimizar este efecto, como por ejemplo: tipo y tamaño del cañón, tipo de carga, fluido dentro del pozo, diferencial de presión y diámetro de la tubería flexible o del cable.

3.2.4.1 Técnica de cañoneo. En los pozos del área de Piedemonte se emplean las técnicas de cañoneo con cargas dimensionadas, propelente y abrasivo. Dependiendo de los requerimientos específicos de cada trabajo y de las condiciones de la formación, los pozos de Piedemonte pueden ser cañoneados por dichas técnicas según el diferencial de presión deseado basados en lo siguiente:

- **Cañoneo con propelente.** Debido a que las formaciones de los Campos Floreña y Pauto son naturalmente fracturadas, con gradientes de fractura

⁷² NEWMAN, K. et al. Elongation of coiled tubing during its life. En: SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable. (1-3 de abril de 1997: Texas, USA). p. 1. SPE 38408

aceptables, es posible aplicar la técnica de cañoneo con propelente (Sobre Balance Extremo) con el fin de proveer estimulación a la cara del pozo creando fracturas radiales en la cercanía de la pared del pozo. Esta condición mejora la permeabilidad de la zona dañada al proporcionar conectividad de los perforados existentes con las fracturas naturales de la formación virgen.

- **Cañoneo abrasivo.** Esta técnica es usada, en especial, cuando se tiene previsto realizar operaciones de fracturamiento hidráulico debido a que reduce las presiones requeridas para iniciar la fractura al disminuir la fricción y la tortuosidad resultante cerca a la cara del pozo al formar un perforado vacío y limpio, en comparación con el cañoneo con cargas huecas o dimensionadas. Puede aplicarse para la adición de nuevos intervalos o recañoneo. No es recomendable para el cañoneo inicial de un pozo debido a que resultaría imposible limpiar el pozo mientras se realiza el cañoneo y no se puede establecer un bajo balance, por lo cual, toda la arena y fluidos bombeados quedarían en el fondo del pozo aumentando el nivel de fluido; dicha condición imposibilitaría que el pozo pueda responder por sí solo. En general, esta técnica se utiliza con pozos en producción con condición de bajo balance para promover el flow back de la mezcla de fluidos y arena usado como agente abrasivo para formar el perforado. En algunos casos, se bombea la mezcla de gel y arena en conjunto con Nitrógeno (N₂) con el fin de aumentar la condición de bajo balance y aumentar la velocidad de flujo en el anular favoreciendo la limpieza del pozo.
- **Cañoneo con cargas dimensionadas.** Esta es la técnica de cañoneo empleada en la mayoría de operaciones de cañoneo en Piedemonte cuando se pretende realizar el cañoneo inicial de un pozo. Con este tipo de cargas, el cañoneo inicial es realizado con bajo balance o sobre balance estático, el cual, puede ser combinado con dinámico (cámaras de vacío) para maximizar el efecto de fluctuación de presión en el pozo. Para la adición de nuevos intervalos o recañoneo se realiza con bajo balance dinámico (pozo en producción y cámaras de vacío) o balance estático (pozo cerrado).

Para la selección de la técnica de cañoneo, además de considerar los factores que pueden afectar la eficiencia del cañoneo mencionados en la **Sección 2.3**, es de suma importancia seleccionar una técnica que no promueva posibles afectaciones de integridad en el pozo, en el método de transporte y/o en el ensamblaje de fondo ocasionadas por fuertes cargas de choque producto del disparo. Por ejemplo, en el cañoneo con cargas dimensionadas, la onda de choque balística producto del disparo puede dañar el equipo electrónico y de monitoreo (herramientas con sensores en fondo), deformar permanentemente el Tubing y producir hinchamiento o *swelling* de los cañones dificultando sacar la herramienta debido a un aumento del OD de los cañones (rebaba). En el caso específico de la unidad de cable, puede potenciar las fuerzas de levantamiento resultando en una pega del BHA, o romper involuntariamente el punto de desconexión mecánico del cable (weak point).

3.2.4.2 Diferencial de presión. Otro factor determinante en la selección de la técnica de cañoneo, está ligada a seleccionar una magnitud y dirección de presión diferencial apropiada durante el disparo, la cual, debe estar determinada a partir de las propiedades del yacimiento y es ajustada teniendo en cuenta las características mecánicas de integridad y de fluidos del pozo, la técnica de cañoneo, el tipo de unidad y las herramientas. Este permite seleccionar si se requiere cañoneo con cargas dimensionadas, propelente o abrasivo.

La experiencia en campo ha demostrado que la producción inicial depende en muchos casos de la magnitud de la condición de bajo balance; la limpieza efectiva de los túneles perforados en los campos del bloque Piedemonte se maneja entre un rango óptimo entre 2,000 a 4,000 psi de diferencial de presión positivo, el valor máximo dependerá de las condiciones propias de integridad del pozo: cabe resaltar que en algunas casos, se emplea el sobre balance extremo (EOB). Por lo general, la adición de nuevos intervalos se realiza con cargas dimensionadas, razón por la cual, la importancia de conseguir un óptimo bajo balance y evaluar las limitaciones de las unidades y de los métodos convencionales de cañoneo.

En lo que respecta a las limitaciones de los métodos de transporte para cañoneo:

- La experiencia en campo, recomienda cañonear con unidad de cable en un rango entre 500 a 700 psi de diferencial de presión.⁷³ En el momento del disparo, es imprescindible garantizar que el bajo balance no exceda la máxima fuerza de levantamiento permitida para las dimensiones del cañón con el fin de evitar problemas potencialmente graves al disparar que pueden hacer volar los cañones fuera del pozo, una pega asociada al enredo del ensamblaje de fondo con el cable o deformar permanentemente el cable produciendo un efecto de “bird caging”,⁷⁴ esto implica tener que restringir el flujo normal del pozo impactando la producción, o en su defecto no poder realizar el cañoneo con cable debido al potencial de producción de la formación a cañonear.
- Cuando se requiere cañonear pozos con un bajo balance superior a 700 psi, es necesario el uso de tubería flexible durante el cañoneo. Primero, porque dada su rigidez y resistencia no se ve afectado en gran medida por las fuerzas de levantamiento que puede experimentar durante el cañoneo. Segundo, la tubería flexible permite la circulación de fluidos bajo presión, por lo cual, parte de la columna del fluido de completamiento (primer intervalo) o de la columna de fluidos del pozo (adición de intervalos), es reemplazada por nitrógeno, de tal forma que se puede ajustar y alcanzar una mayor condición de bajo balance.

⁷³ FAHAD, Moudi. Op. Cit., p. 4.

⁷⁴ BAUMANN, C. et al. Reduction of Perforating Gunschocks Loads. En: Brasil Offshore (14-17 de Junio de 2011: Brasil). p. 2. SPE 143816.

3.3 CONTROL DE PRESIÓN

Los equipos de control de presión deben ser identificados, instalados, probados y usados para promover y mantener control del pozo en todo momento de la operación convirtiéndose en elementos de barrera dentro de las envolventes de barreras primarias y secundarias del pozo.⁷⁵ Los siguientes aspectos deben ser incorporados y evaluados en el proceso de planeación para garantizar cumplimientos de los requerimientos de control de presión:⁷⁶

- Máxima presión en superficie anticipada (MASP).
- Máxima presión de operación anticipada (MAOP).
- Categoría de presión operativa según el tipo de unidad.
- Configuración del stack de superficie.
- Barreras de control de presión.
- Presión nominal de trabajo.
- Conexiones del equipo de control de presión.
- Direccionamiento y control de flujo: Línea de matar, *Choke manifolds/lines*, *bleed off* y líneas de bombeo.
- Análisis de riesgo y planes de contingencia con el fin de minimizar el tiempo de respuesta en el evento de un incidente de control de pozo no planeado.

Estos equipos deben ir acorde a la filosofía de seguridad de dos barreras, la cual establece: “al menos dos barreras independientes probadas entre los fluidos del reservorio y el ambiente en todo momento”. El propósito detrás de esta política es garantizar la redundancia. El riesgo de trabajos en áreas presurizadas se reduce si hay dos aislamientos independientes, debido a que se disminuye la probabilidad a que ambas barreras fallen al mismo tiempo.

3.3.1 Durante el Rig up/Rig down y Make Up/Lay Down. La política establece que para cualquier trabajo que deba realizarse en una sección de tubería, que implica romper la contención donde se almacenen o transporten fluidos a alta

⁷⁵ BELLARBY, Jonathan. *Introduction*. En: Well Completion Design. Aberdeen, UK: Developments in Petroleum Science. 2009. p. 3. ISBN 978-0-444-53210-7.

⁷⁶ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Coiled Tubing Well Control Equipment Systems: API Recommended Practice 16 ST. Washington. 2009. p. 11-30.

presión y/o alta temperatura, se debe tener como mínimo dos barreras con cero presión entre ellas que separen los fluidos y la presión del área desconectada.

En la **Cuadro 7** se describe la configuración de barreras para el arme y el desarme de la unidad (RU/RD) y del ensamblaje de fondo BHA (MU/LD), según los diferentes métodos Thru Tubing.

Cuadro 7. Filosofía de doble barrera para RU/RD y MU/LD en operaciones de cañoneo thru tubing en Piedemonte.

Método thru tubing		Primera barrera	Segunda barrera
Convencional	Pozo vivo	Válvula Swab inferior	Válvula Swab superior
	Pozo cerrado	Válvula Master hidráulica	1. Válvula Swab inferior 2. Válvula Wing hidráulica 3. Choque ajustable
Longitud extendida	Válvula de lubricación	Barrera hidráulica (Sobre balance)	Válvula de lubricación
	Shoot and Drop	Antes del cañoneo	
		Pozo sin intervalos abiertos	Barrera hidráulica (Sobre balance)
		Después del cañoneo: Cañones dejados en el rat hole del pozo	
		Igual al convencional	Igual al convencional
SCSSSV *Únicamente pozo inyector de agua	Barrera hidráulica (Sobre balance)	*Válvula de seguridad de fondo del pozo (SCSSSV)	

Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Durante la corrida. La dificultad para controlar la presión en cabeza de pozo (WHFP/WH SIP) está relacionada con el área de la sección transversal del elemento de transporte. Como se explicó en la **Sección 2.4.2**, cuando se cañonea con unidad de cable resulta más sencillo controlar la presión en cabeza con un cable liso de diámetro pequeño que con un cable trenzado de mayor diámetro. También se debe tener en cuenta una selección adecuada del tamaño de los *flow tubes* y la velocidad del cable durante la corrida, con el fin de garantizar un sello adecuado por parte del sistema del *stuffing box* y de inyección de grasa, evitando escapes de fluidos del pozo a la superficie. Por lo general, las operaciones con cable trenzado están limitados a una máxima presión de trabajo de 10,000 psi (sin considerar factor de seguridad) por la máxima capacidad de las unidades de control hidráulico y de inyección de grasa para producir un sello hidráulico efectivo. Para las operaciones de tubería flexible se debe monitorear la vida de la tubería con el fin de estimar o medir cambios en la geometría que puedan impactar negativamente en el desempeño del sello anular con el *stripper* o las *pipe rams*. Adicional, para cumplir con la norma de no circular fluidos del pozo dentro de la tubería flexible (backflow), se requieren en las operaciones de cañoneo herramientas de fondo para control de flujo, el cual, consiste en: (1) dos válvulas cheque instalada en el BHA y (2) para el

conjunto de cañoneo, las herramientas deben tener un sello balístico que transfiera la secuencia del cañoneo y mantenga aisladas las cargas de la presión y fluidos del pozo. Por lo general, las operaciones con tubería flexible pueden manejar presiones de trabajo hasta de 15,000 psi.

En la **Cuadro 8** se describe la configuración de barreras durante la corrida de cañoneo según los diferentes métodos thru Tubing usados en Piedemonte:

Cuadro 8. Filosofía de doble barrera durante la corrida en las operaciones de cañoneo thru tubing en Piedemonte.

Método Thru Tubing en pozo vivo	Primera barrera	Segunda barrera
Cable eléctrico	Stuffing box/ Sistema de inyección de grasa	BOP convencional
Tubería flexible	Dual Stripper / Dual Flapper check valve	BOP convencional

Fuente: elaboración propia.

3.4 CAPACIDAD PARA LUBRICAR

Lubricar hace referencia a la capacidad disponible, medida en longitud, para alojar la sarta en preparación para su introducción en el pozo y recuperación en superficie, es decir, durante el MU/LD de la herramienta, manteniendo aislada la presión del pozo y cumpliendo en todo momento con la política de doble barrera.

En el **Cuadro 9** se hace referencia a la capacidad máxima para lubricar según el método a emplear.

Cuadro 9. Capacidad para lubricar en las operaciones de cañoneo thru tubing en Piedemonte.

Método Thru Tubing		Capacidad para lubricar	
		Límite inferior	Límite superior
Convencional	Pozo vivo	Encima de la válvula swab superior	*Unidad de CT: Debajo de las gomas del stripper *Unidad de WL: Debajo del Tool Catcher
	Pozo cerrado	Encima de la válvula swab inferior	
Longitud extendida	Válvula de lubricación	Encima de la válvula de lubricación	Unidad de CT: Debajo de las gomas del stripper
	Shoot and Drop	No tiene (Limitado por longitud de rat hole disponible)	
	SCSSV	Encima de la SCSSV	

Fuente: elaboración propia.

3.4.1 Método Thru Tubing convencional. Cuando se requiere cañonear intervalos largos o múltiples zonas en pozos nuevos, productores o inyectores, los métodos *Thru Tubing* convencionales se encuentran limitados en superficie para configurar largas sargas debido a la capacidad de los lubricadores del Equipo de Control de Presión (PCE). Incrementar la altura y peso del Stack de superficie para configurar largas sargas puede ocasionar inestabilidad en la estructura y hacer fallar el material con *Buckling* o *Yield* debido a cargas de: (1) Compresión. Dos fuerzas con la misma dirección y sentidos contrarios; es generada por el peso del inyector y el PCE más el peso de la tubería suspendida y fluidos por dentro. (2) Bending. Flexión de una estructura alargada en dirección perpendicular a su eje longitudinal. Es generado por la tensión del *reel back*, movimiento dinámico y cargas inducidas por el viento.

Figura 30. Principales cargas que actúan sobre el Stack de superficie.

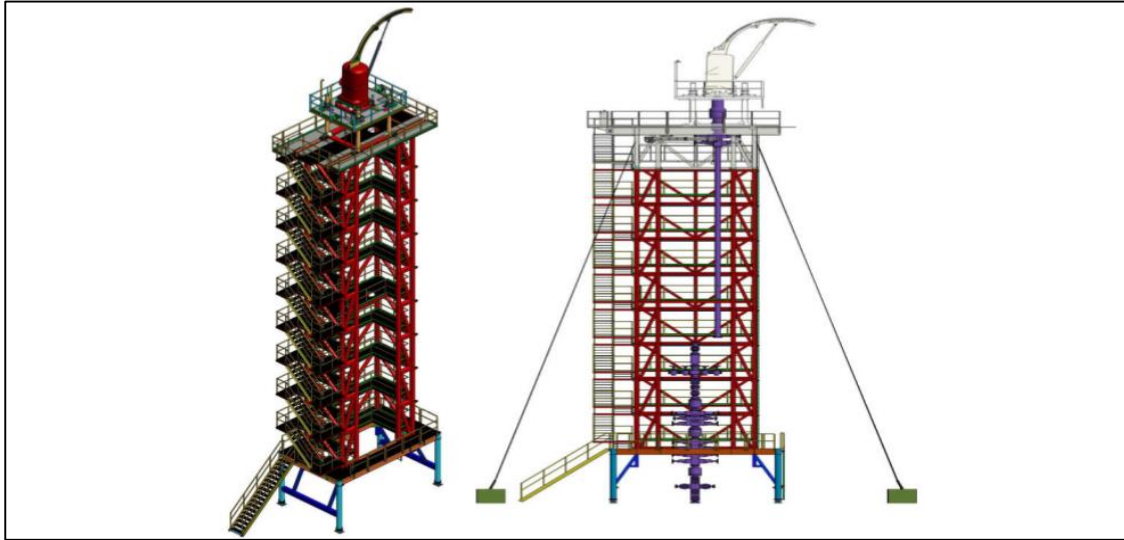


Fuente: elaboración propia, con base en BERMÚDEZ, Carlos. Curso básico de estructuras metálicas. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 2005.

- **Falla por Buckling (Pandeo).** El pandeo es el resultado de los esfuerzos de compresión axial aplicados sobre una estructura. Cada estructura tiene su propio coeficiente de elasticidad por encima del cual no se puede comprimir. Si los esfuerzos de compresión exceden este límite, entonces la estructura falla por pandeo. El método clásico para calcular la carga de pandeo se conoce como *Euler Buckling Calculations*. Hay varios modelos en la industria que usan cálculos con el método de Euler para tratar de determinar si el diseño del Stack de superficie se encuentra dentro de los límites de operación seguros. El uso de Stacks muy altos (100 ft o más de altura) que usan un lubricador de 4 1/16" o 5 1/8" se pandearían si no se sostienen a lo largo de su longitud.⁷⁷ Este tipo de Stacks suelen estar en plataformas marinas y pasan por varias cubiertas en las que se proporcionan soportes laterales reduciendo las cargas de compresión, en caso contrario se tienen que levantar subestructuras para reducir este efecto (**Figura 31**). La subestructura es una torre que consta de una base sobre la cual se colocan varios segmentos intermedios para variar la altura, el *jacking frame* permite soportar el peso de la cabeza inyectora y se desplaza lateralmente permitiendo cambiar las herramientas. Debido a que todo el equipo de control de presión (PCE) está asegurado lateralmente a la torre, se elimina cualquier estrés en las conexiones mitigando el riesgo de hacer fallar el stack por pandeo.

⁷⁷ SMALLEY, Ed, et al. Modeling and Measuring Dynamic Well Intervention Stack Stress. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition (12-13 abril de 2005; Texas). p. 2. SPE 94233.

Figura 31. Subestructura. Torre para unidad tubería flexible.



Fuente: GAIDANOV, R., et al. High-Profile rigless well intervention with coiled tubing. En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (7-10 Noviembre de 2016: Abu Dhabi, UA). p. 2. SPE 183002-MS.

- Falla por Yield (Cedencia).** La cedencia de un material es el resultado de los esfuerzos a los cuales está sometido que logran deformarlo plásticamente. Por debajo del punto de cedencia, el material se deformará elásticamente y volverá a su forma original cuando se elimine la tensión aplicada. Una vez se supera el punto de cedencia, parte de la deformación será plástica, es decir, permanente e irreversible. Este es un modo de falla suave que normalmente no causa fallas catastróficas como colapso o ruptura del material, a menos, que el material se encuentre en el modo de falla por pandeo y se sigan incrementando los esfuerzos de axiales de compresión.⁷⁸

Para no generar inestabilidad en la estructura y hacer fallar el material, con *Buckling* o *Yield*, se hace necesario disminuir la altura del Stack de superficie o el uso de una subestructura. Actualmente, la empresa Equión no emplea en sus operaciones la subestructura, configura longitudes de Stacks de superficie máximos de:

Cuadro 10. Longitudes máximas del stack de superficie para operaciones de cañoneo en Piedemonte.

Tipo de Unidad	Tipo de conexión Stack (Por encima de la BOP)	Longitud máxima del Stack de superficie	Longitud máxima del cañón
Cable eléctrico	Lubricador con conexión roscada	60 ft	40 ft
Tubería flexible	Lubricador con conexión bridada (vientos+ peso muerto)	62 ft	42 ft

Fuente: elaboración propia.

⁷⁸ Ibid., p. 2.

3.4.2 Método Thru Tubing longitud extendida. Estos métodos, a diferencia de los convencionales, no se encuentran limitados en superficie y permiten configurar largas sargas de cañoneo. En los métodos de válvula de lubricación y SCSSSV, la longitud máxima será dada por la longitud para lubricar en superficie más la longitud de la tubería de producción por encima de la válvula. Para el método *shoot and drop*, la longitud de la sarga estará limitada por la longitud de *rat hole* libre que se tenga en el pozo para soltar y dejar los cañones en fondo después del disparo, sin que estos interfieran con la producción de fluidos hacia la superficie.

3.5 LIMITACIONES MECÁNICAS DEL MÉTODO DE TRANSPORTE

La longitud y peso de los ensamblajes de fondo se encuentran limitados en los métodos de transporte debido a la capacidad de tensión y compresión según las condiciones operativas y propias del material para alcanzar la profundidad objetivo, cañonear y recuperar.

3.5.1 Unidad de cable. La capacidad de tensión del cable se basa en la capacidad del tambor del cabrestante (winch drum) para soportar el peso y recoger el cable cuando está dentro del pozo; también a la resistencia a la rotura del material y al peso que puede soportar según el tipo de cable, al punto débil y la vida útil del cable.

3.5.1.1 Capacidad del cabrestante. El tambor del cabrestante es el encargado de enrollar y desenrollar el cable mediante una caja de engranajes con sistema de piñones y cadenas accionadas por un motor hidráulico. Debe tener suficiente capacidad para soportar el peso del cable, herramientas de fondo y tener capacidad de *overpull*. La mayoría de unidades usan un cabrestante con una capacidad de tensionar máxima de 13,000 lbf continua y 18,000 lbf intermitente. Cuando se requiere mayor capacidad, se puede usar el *capstain*, este es un cabrestante de tracción que proporciona fuerza de tensión adicional; funciona en sincronía con el cabrestante principal (winch) para aumentar la capacidad de levantar, estabilizar la tensión del cable y reducir el aplastamiento del cable.

3.5.1.2 Resistencia del cable. Dentro de los requerimientos básicos para una selección adecuada de la unidad de cable es necesario evaluar:

- Tipo de cable.
- Resistencia a la rotura.
- Punto débil (mecánico y/o eléctrico)
- Vida útil o de trabajo seguro del cable.

El primer factor que incide en la limitación por resistencia mecánica del cable está asociado al tipo de cable empleado como método de transporte. Según la capacidad de resistencia se encuentra de menor a mayor: "Slickline" (SL) o cable liso, "Braided line" (BL) o cable trenzado y Electric line (EL) o cable eléctrico.

El segundo factor que incide en la limitación por resistencia mecánica del cable está asociado directamente a la máxima resistencia a la rotura. Los cables mecánicos, como el Slick Line y el Braided Line, tienen un “safe pull” en el rango del 50% al 75% de la resistencia a la rotura del cable según las políticas de la compañía de servicio. El “safe pull” usado para los cables de línea eléctrica, Electric Line, es el 50% de la resistencia a la rotura. El **Cuadro 11** muestra la resistencia a la rotura de los diferentes cables cuando son nuevos.

El tercer factor que incide en la limitación por resistencia del cable está asociado al punto débil o “weak point” del cable; este es un punto del cable, el cual, está diseñado para romperse en caso de contingencia. Por ejemplo, cuando se tiene una pega de la herramienta en fondo y se tensiona, existe el riesgo que el cable se rompa en superficie quedando una gran longitud de cable enredado en el pozo difícil de pescar, debido que este es el punto donde se experimenta la mayor tensión. Es por esta razón, que el punto débil está diseñado para romperse en fondo, específicamente en la conexión del cable con el BHA, con el fin de dejar únicamente el BHA en fondo con el cuello de pesca libre, de modo que este último pueda recuperarse con mayor facilidad. El punto débil mecánico del cable hace referencia a la unión del cable con las secciones tubulares (BHA); para cables trenzados, la armadura externa e interna se utiliza para unir el cable de la línea eléctrica al BHA por medio del conjunto “rope socket”, el cual, se diseña para romperse a una tensión máxima predeterminada. El punto débil también puede ser eléctrico (aplicable solo para cable eléctrico); la desconexión se realiza enviando una señal eléctrica desde superficie hasta un dispositivo instalado en el BHA.

El cuarto y último factor que incide en la limitación por resistencia del cable está asociado a la vida útil del cable. A medida que se realizan corridas en el pozo, la estructura externa del cable se va desgastando por aumento en la fatiga, corrosión, daños mecánicos y deformación del cable especialmente en la cabeza. Este efecto puede reducir el diámetro nominal, impactando de forma negativa el control de presión al seleccionar de forma incorrecta el tamaño de los *flow tubes*, y ocasionar que se subestime la resistencia a la rotura cuando se tienen cables altamente recorridos.

En términos generales, cuando se ejercen esfuerzos que sobrepasen los límites seguros del cable se puede llegar a presentar problemas operativos como: Perder la comunicación de la herramienta ocasionada por un daño en la estructura externa del conductor en cualquier punto que puede generar un corto circuito por contacto de fluidos o dañarse la conexión en el *rope socket* perdiendo telemetría con las herramientas de fondo, daños en los hilos del cable “stranding”, romper la armadura externa del cable, romper involuntariamente el punto débil del cable por exceso de tensión o producir el efecto “bird caging”, este efecto se genera en puntos locales del cable cuando por encima se tiene una tensión mucho mayor que por debajo.

Cuadro 11. Especificaciones, aplicaciones y limitaciones de las diferentes unidades de Wireline.

Wireline	Tamaño	Breaking Strength (lbs)	Safe Working Load (lbs)	Operaciones comunes	Ventajas	Limitaciones
CABLE MECÁNICO						
Slickline (SL)	0.125"	2,400	1,700	Corridas de acceso "Drift & Dummy". Asentamiento y recuperación de herramientas de fondo (Tapones, DHSV). Corridas de registro con memorias.	Altas velocidades durante la corrida. Bajo peso del cable. Óptimo para trabajos mecánicos (Martillo). No es necesario sistema de inyección de grasa. Bajo costo.	Menos resistencia. Tiempo de vida del cable limitado.
Braided Line (BL)	7/32"	8,800	4,400	Trabajos mecánicos pesados en pozos profundos. Operaciones de pesca.	Mayor resistencia del cable comparado con Slickline.	Bajas velocidades durante la corrida. Necesita sistema de inyección de grasa.
CABLE ELÉCTRICO						
E-Line (EL) Mono conductor	0.32"	11,600	5,800	Trabajos donde se requiere correlacionarse en profundidad. Toma de registros eléctricos en hueco revestido. Cañoneo.	Transferencia de datos en tiempo real. Diseñado para ser compatible con el PCE (flow tubes).	Telemetría limitada asociada al uso de un solo conductor. Necesita sistema de inyección de grasa.
E-Line (EL) Multi conductor	0.423'	16,210	8,105	Registros en hueco abierto.	Alta telemetría asociada al uso de varios conductores.	Dificultad para correr en pozos vivos de alta presión por el tamaño del cable.
	0.464"	19,410	9,705			

Fuente: elaboración propia, con base en SCHLUMBERGER. Perforating Services. 2008. p. 14-21.

El modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas que actúan sobre el cable y la herramienta, cuando se encuentra en movimiento dentro del pozo, permite determinar los límites de tensión en superficie según las propiedades del cable y, además, simular las tensiones que se tendrían durante el RIH, cañoneo y el POOH. De esta manera, se puede establecer si las tensiones esperadas no sobrepasan los límites de trabajo seguros del cable o del punto débil, determinar si existe un *overpull* óptimo en caso de contingencia y garantizar que las fuerzas ascendentes del pozo no ocasionen el 20% o más de pérdida de tensión del cable. La mayoría de simuladores utilizan un modelo FEM (Finite Element Method), el cual, consiste en segmentar el cable en pequeñas secciones para determinar las tensiones en dirección ascendente y descendente que experimentaría el cable según el peso, los efectos del ángulo y la curvatura del pozo, así como las fuerzas de levantamiento y el arrastre por viscosidad que surge de la velocidad relativa entre los fluidos del pozo y el BHA.⁷⁹ Este proceso permite construir un perfil a lo largo del cable de: tensiones esperadas durante el RIH y POOH, MSP (Maximum Safety Pull) y punto mínimo/máximo para ruptura del punto débil mecánico.

3.5.2 Tubería flexible. La capacidad de tensión y compresión de la tubería flexible se basa en la capacidad del inyector para soportar el peso, halar y empujar la tubería cuando está dentro del pozo; también a la resistencia de la tubería flexible asociada al material y proceso de fabricación, resistencia a la cedencia, pandeo y vida útil.

3.5.2.1 Capacidad de la cabeza de inyección. El inyector es el encargado de introducir y extraer la tubería flexible en el pozo mediante un sistema de transmisión de potencia hidráulico. Debe tener suficiente capacidad para soportar el peso (del stack de superficie, tubería, herramientas de fondo y el peso de los fluidos dentro de la tubería), capacidad de *overpull*, capacidad de snubbing y capacidad de adaptarse al OD de la tubería flexible.

A continuación, se describen estas características:⁸⁰

- **Rango de tamaños de tubería.** Este rango es el permitido de tamaño de tubería flexible que el inyector es capaz de correr.
- **Máxima fuerza de Pulling (halar).** Es la máxima fuerza de tensión que el inyector puede aplicar a la tubería flexible inmediatamente por encima del Stripper. Debe ser capaz de resistir la máxima fuerza de pulling, la cual, es el 120% de la máxima fuerza de tensión esperada para sacar la tubería cuando se encuentra a la profundidad total del trabajo, incluyendo las pérdidas de fricción en el Stripper.

⁷⁹ GENERAL ELECTRICS. Well Entry Simulation Tool (WEST). [Brochure]. 2012. p. 1.

⁸⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services: API Recommended Practice 5CT. Washington. 1996. p. 27.

- **Máxima fuerza de Snubbing.** Es la máxima fuerza de compresión que el inyector puede aplicar a la tubería flexible inmediatamente por encima del Stripper. Debe ser capaz de resistir la máxima fuerza de snubbing, la cual, es el 120% de la máxima fuerza de repulsión esperada para introducir la tubería dentro del pozo a través del Stripper y en contra de la máxima presión en cabeza del pozo.
- **Máxima tracción.** Es la máxima fuerza de tracción axial que el inyector puede aplicar para introducir o sacar la tubería flexible. Una fuerza de agarre normal al eje de la tubería flexible debe ser aplicada a la superficie de la tubería; dicha fuerza crea la fricción necesaria para permitir que la fuerza de tracción aplicada sea suficiente para no producir deslizamiento entre la tubería flexible y el mecanismo de agarre (gripper blocks).
- **Máxima velocidad.** Es la máxima velocidad en que se puede usar el inyector para sacar la tubería del pozo y correr la tubería dentro del pozo. Por seguridad, la velocidad promedio oscila entre 30 y 60 fpm cuando se tienen altos factores de fricción en el pozo.
- **Soporte del inyector.** El inyector debe ser soportado para evitar *bending momentum* bajo las condiciones normales planeadas de operación (entre ellas, la tensión del carrete), debido a que esta condición, puedan ocasionar daño al árbol de navidad o los equipos del PCE, en especial en las conexiones. Todo el peso del inyector, PCE y el peso de la tubería flexible, herramientas y fluidos dentro de la tubería es transmitido al Stack de superficie, por lo cual, se debería transmitir a lo largo del eje del Stack y no en un solo punto.
- **Sistema de frenos.** El inyector debe tener un sistema de frenado dinámico para prevenir el movimiento incontrolable de la tubería flexible debido a las cargas axiales cuando la presión hidráulica no es aplicada a los motores hidráulicos. Además, debe tener un segundo sistema de frenos, el cual, permita frenar la tubería automática o manualmente cuando las cadenas del inyector están paradas (sin movimiento). Ambos sistemas deben ser capaces de soportar la máxima fuerza de pulling y snubbing.

En la **Tabla 5** se muestran las especificaciones técnicas (capacidad y dimensiones) de los principales inyectores disponibles según algunos modelos Hydra Rig y Halliburton.

En las operaciones con tubería flexible implementadas en los pozos de Piedemonte, se utiliza una cabeza de inyección con capacidad para tensionar de hasta 76,000 lbf (este valor es el pull máximo seguro con factor de seguridad del 20%).

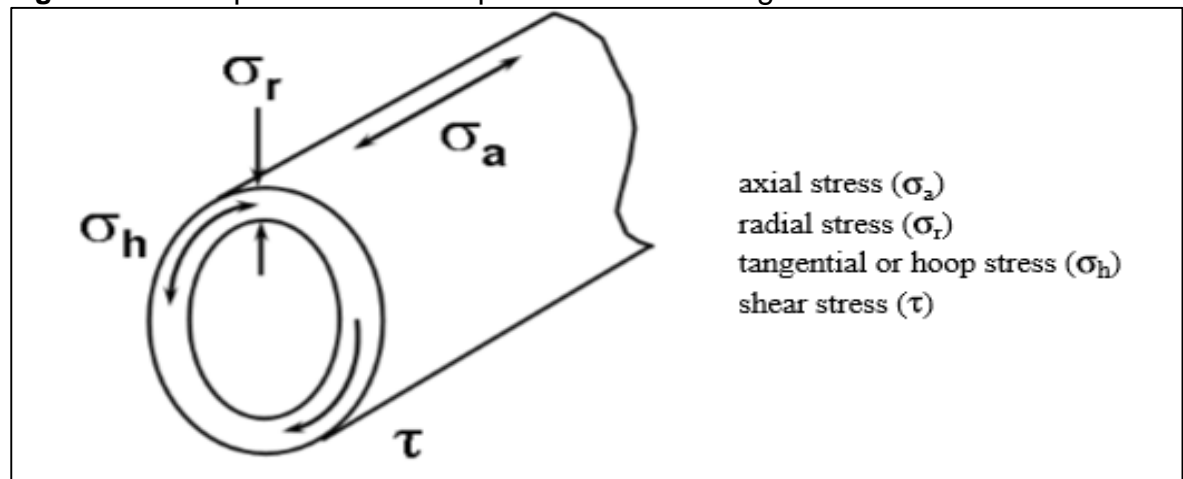
Tabla 5. Especificaciones técnicas de algunos modelos de inyector.

ESPECIFICACIONES	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
CAPACIDAD				
Min. OD CT (in)	1	1-1/4	1-1/2	1-1/4
Max. OD CT (in)	1-1/2	2-3/8	3-1/2	3-1/2
Max. fuerza pulling con loop abierto (lbf)	40,000	40,000	80,000	85,000
Max. fuerza pulling con loop cerrado (lbf)	40,000	60,000	100,000	95,000
Max. Fuerza snubbing (lbf)	10,000	20,000	40,000	40,000
Max. Velocidad (fpm)	200	240	150	185
DIMENSIONES				
Largo (in)	53	55	64	45.5
Ancho (in)	34	52	64	59.75
Altura (in)	65	80	109	115
Peso (lbm)	3,400	7,800	12,650	10,350

Fuente: elaboración propia, con base en Inyector models [En línea]. [Consulta: 02 de Octubre, 2018]. Disponible en: <<https://www.nov.com/home.aspx>>; <<http://www.halliburton.com/en-US/default.page>>.

3.5.2.2 Resistencia de la tubería flexible. Los principales esfuerzos que actúan en la tubería flexible son: axial, radial, tangencial y corte, estos determinan los límites mecánicos de la tubería. La magnitud de estos esfuerzos dependerán de la geometría y la aplicación de diferentes cargas como: presión interna (P_i), presión externa (P_o), fuerzas axiales ($+F_a$ tensión / $-F_a$ compresión) y torque (τ).⁸¹ A continuación, se describen los principales esfuerzos y las cargas que los afectan:

Figura 32. Principales esfuerzos que actúan en un segmento de tubería flexible.



Fuente: CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 8. p. 3

⁸¹ CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 8. p. 3-10.

- **Esfuerzo axial (σ_a).** Es causado por fuerzas axiales de compresión (negativo) o fuerzas de tensión (positivo) aplicadas a la tubería. Existen dos maneras de cuantificar estas fuerzas axiales: La primera, es la fuerza efectiva (F_e), también conocida como “peso”, esta es la fuerza que se lee en un medidor de tensión y hace referencia a la fuerza axial si no son considerados los efectos de presión. La segunda, es la fuerza real (F_a), y hace referencia a la fuerza axial que actúa en la pared de la tubería, es decir, considera también los efectos de presión interna y externa.⁸² Cuando se ejerce presión, el peso será el mismo, pero la fuerza axial puede ser incrementada por la presión interna multiplicada por el área de sección transversal interna o disminuida por la presión externa multiplicada por el área de sección transversal externa, esto se resume en la **Ecuación 15**.

Ecuación 15. Fuerza axial real (F_a).

$$F_a = F_e + A_i P_i - A_o P_o$$

Fuente: CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 8. p. 4.

Donde F_a es la fuerza real, F_e es la fuerza efectiva, A_i y A_o es el área de sección transversal interna y externa, respectivamente, P_i y P_o es la presión interna y externa, respectivamente.

- **Esfuerzo radial (σ_r).** Un diferencial de presión a través de la pared de un segmento de tubería crea un esfuerzo radial que varía de acuerdo a la posición radial. Es decir, el esfuerzo radial en un punto determinado de la pared de la tubería es el esfuerzo que sufra ese punto de tubería debido al diferencial de presión interna y externa que experimenta.
- **Esfuerzo tangencial (σ_h).** El esfuerzo tangencial en una sección determinada de la pared de la tubería es el esfuerzo que sufre la tubería alrededor de su circunferencia debido a la presión interna y externa que experimenta.
- **Esfuerzo de corte (τ_{ha}).** En algunas situaciones, la tubería flexible puede estar sujeta a cargas de torque, por ejemplo, con el uso de dispositivos de orientación o motores en el ensamblaje de fondo. Si el torque es significativo, se produce torsión en la tubería asociado a esfuerzos de corte.

Dentro de los requerimientos básicos para una selección adecuada del material de la tubería flexible se encuentran:

- Material y proceso de fabricación.

⁸² Ibid., p. 4.

- Resistencia a la cedencia (Límites de estallido, colapso, tensión y compresión).
- Pandeo.
- Vida útil o de trabajo seguro de la tubería flexible.

El primer factor que incide en la limitación por resistencia mecánica de la tubería flexible está asociado al material y proceso de fabricación. La tubería flexible tiene límites elásticos que van desde 55,000 a 120,000 psi, con sus correspondientes limitaciones de desempeño como lo son: el estallido, colapso, elongación, pandeo y torsión. Estos parámetros dependen del diámetro, espesor, la ovalidad, el grado del material y las soldaduras del tubo. En la **Tabla 6**, se muestra un ejemplo de las especificaciones técnicas de una tubería flexible QT-1000 (Quality Tubing/ NOV) de 1.75" y 2", la cual, tiene una resistencia a la cedencia máxima de 100,000 psi y una resistencia a la tensión máxima de 110,000 psi.

Tabla 6. Especificaciones técnicas de la tubería QT-1000 de 1.75" y 2"

Specified Outside Diameter, D (in)	Specified Wall Thickness, t(in)	Calculated Inside Diameter, d (in)	Plain End Mass, Mpe (lb/ft)	Pipe Metal Cross Sectional Area, A (in ²)	Pipe Body Yield Load, Ly (lb)	Tensile Load, Lt (lb)	Internal Yield Pressure, Pr (psi)	Hydro Test Pressure, Pt (psi)	Torsional Yield Strength, Tf (lb/ft)
2.000	0.125	1.750	2.505	0.736	73630	80990	12000	9600	3130
2.000	0.134	1.732	2.673	0.786	78550	86410	12900	10300	3310
2.000	0.145	1.710	2.875	0.845	84500	92950	14000	11200	3520
2.000	0.156	1.688	3.075	0.904	90370	99410	15100	12100	3720
2.000	0.175	1.650	3.414	1.003	100330	110370	17000	13600	4060
2.000	0.188	1.624	3.642	1.070	107020	117720	18300	14600	4270
2.000	0.203	1.594	3.900	1.146	114600	126060	19800	15000	4510
1.750	0.109	1.532	1.912	0.562	56190	61810	11890	9500	2090
1.750	0.118	1.514	2.059	0.605	60500	66550	12910	10300	2230
1.750	0.125	1.500	2.171	0.638	63810	70190	13710	11000	2330
1.750	0.134	1.482	2.315	0.680	68030	74830	14740	11800	2460
1.750	0.145	1.460	2.488	0.731	73110	80420	16000	12800	2610
1.750	0.156	1.438	2.658	0.781	78120	85930	17260	13800	2750
1.750	0.175	1.400	2.946	0.866	86590	95250	19430	15000	2990
1.750	0.188	1.374	3.139	0.923	92250	101480	20910	15000	3140
1.750	0.203	1.344	3.357	0.987	98660	108520	22630	15000	3300

Fuente: NOV. Quality Tubing: QT-1000. [Data sheet]. 2016. p. 1.

El segundo factor que incide en la limitación por resistencia mecánica de la tubería flexible está asociado a la resistencia a la cedencia del material. El límite de cedencia inicial se basa en la combinación de las tres esfuerzos principales (esfuerzo axial, esfuerzo radial y esfuerzo tangencial) y, en algunos casos, esfuerzos de corte; estos son causados por: fuerzas axiales (tensión o compresión), presión interna, presión externa, *bending* y *buckling* helicoidal. Este esfuerzo tri-axial (**Ecuación 16**) es combinado usando el criterio de Von Mises con el fin de calcular el "esfuerzo de Von Mises" (σ_{vms}) o el esfuerzo equivalente (σ_e). Cuando este valor supera el límite de la resistencia a la cedencia, el material comienza a sufrir una deformación permanente; cabe resaltar que la resistencia a la cedencia disminuye a lo largo de la vida útil de la tubería debido a factores como fatiga, deformación en el tubo, daño mecánico y corrosión.

Ecuación 16. Ecuación de estado triaxial para límite de esfuerzo de cedencia.

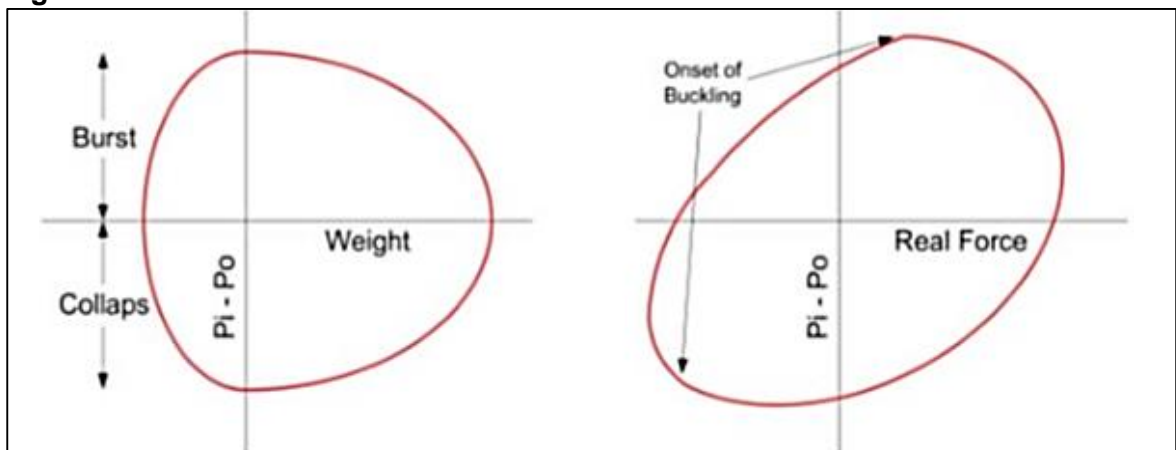
$$\sigma_e = \sqrt{[\sigma_r^2 + \sigma_h^2 + (\sigma_a + \sigma_b)^2 - \sigma_r\sigma_h - \sigma_r(\sigma_a + \sigma_b) - \sigma_r(\sigma_a + \sigma_b) + 3\tau_{ha}^2]}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Technical Report Equations and Calculations for Casing, Tubing and Line Pipe Used as Casing or Tubing: API Recommended Practice 5C3. Washington. 2008. p. 84. ISO 10400:2007.

Donde σ_a es la componente del esfuerzo axial, σ_b es la componente del esfuerzo axial debido al bending, σ_r es el esfuerzo radial, σ_h es el esfuerzo tangencial y τ_{ha} es el esfuerzo torsional o de corte.

El criterio de cedencia de Von Mises permite determinar los límites de operación de estallido, colapso, tensión y compresión según las propiedades del material y las condiciones del pozo.⁸³ Con respecto a los esfuerzos radiales, estos son ocasionados por los diferenciales de presión entra la parte interna y externa de la tubería. Un diferencial de presión positivo representa una condición de “estallido” mientras que un diferencial de presión negativo representa una condición de “colapso”. En el caso de esfuerzos axiales, una carga axial de compresión excesiva puede ocasionar buckling helicoidal o bloqueo helicoidal de la tubería mientras que una carga axial de tensión excesiva puede ocasionar una elongación permanente de la tubería e incrementar la probabilidad de colapso. La **Figura 33** muestra las curvas de cedencia generadas para una tubería flexible usando el criterio de Von Mises. Estas curvas resultan de graficar la presión diferencial contra la fuerza axial (real o efectiva) manteniendo la presión externa constante en cero para los cuadrantes superiores (estallido) y la presión interna constante en cero para los cuadrantes inferiores (colapso).

Figura 33. Curvas de cedencia de la tubería flexible.



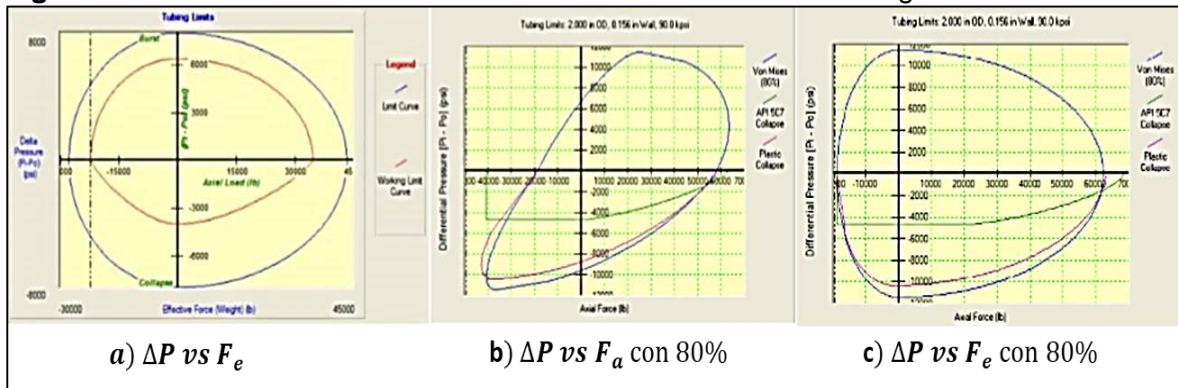
Fuente: CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 8. p. 15.

⁸³ NEWMAN, R., STONE, L. y WOLHART., L. Defining Coiled Tubing limits - A new approach. En: Offshore Technology Conference (6-9 de mayo de 1996: Houston, USA). p. 1. OTC 8221-MS.

Para el caso de ΔP vs F_e , fuerza axial efectiva (Weight), la elipse es horizontal y esta truncada en los cuadrantes izquierdos debido a los esfuerzos de pandeo (Buckling). El *Buckling* helicoidal inicia en el eje Y, cuando el peso se vuelve negativo. Para el caso de ΔP vs F_a , fuerza axial real, la elipse es inclinada debido a que se tienen en cuenta los efectos de presión interna y externa que actúan sobre la pared del tubo. El *Buckling* helicoidal inicia en los puntos máximos y mínimos de presión diferencial.

Estas curvas representan las condiciones máximas (límites) en los cuales la tubería flexible empezaría a ceder. Multiplicar estas curvas por un factor de seguridad apropiado produce una curva límite de trabajo, como se observa en la **Figura 34**.

Figura 34. Curvas de cedencia de la tubería flexible con factor de seguridad.



Fuente: elaboración propia, con base en CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 8. p. 17, 21,22.

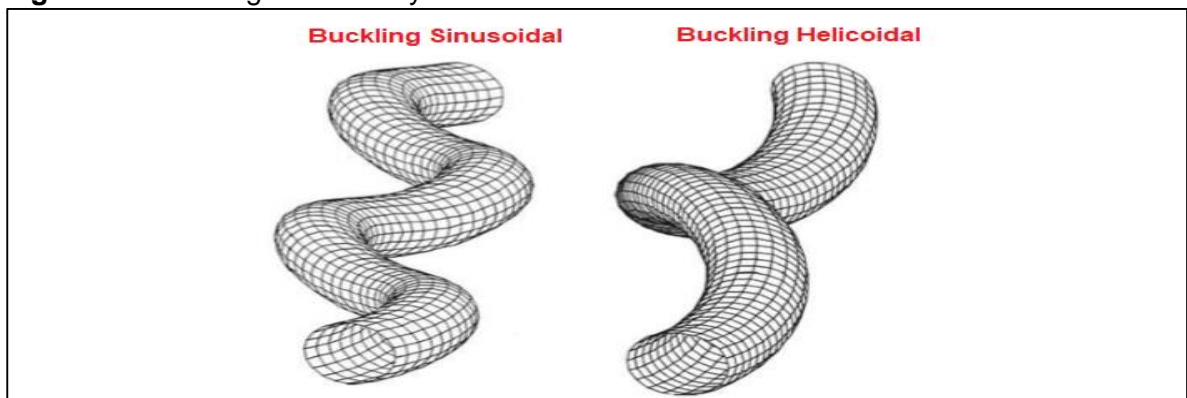
- La curva límite (curva azul) representa el punto donde la tubería comenzaría a ceder calculada por el criterio de Von Mises. La curva límite de trabajo (curva roja imagen izquierda) representa los límites máximos seguros de diferencial de presión y fuerza axial durante la operación. El rango de alcance es menor debido a la compensación por factores de seguridad del 80% para el estallido, 80% para el colapso y ovalidad.
- El factor de seguridad para el colapso debe ser aún más conservador debido a que también se tiene en cuenta la ovalidad. La flexión que experimente la tubería flexible entre el carrete y el cuello de ganso ocasiona un aumento en la ovalidad del tubo incrementando la probabilidad de colapso.⁸⁴ La curva límite de trabajo (curva verde) representa la predicción de colapso por ovalidad calculado por la norma API RP 5C7. La tubería flexible es más susceptible a colapso debido a que siempre debe ser considerada como una tubería ovalada con un mínimo de 2% de ovalidad (diferencia entre el OD máximo y mínimo sobre un OD específico). La norma API RP 5C7 permite determinar el límite de presión de

⁸⁴ CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 8. p. 16-17.

colapso del tubo mediante tablas o ecuaciones específicas según el porcentaje actual de ovalidad y con esto determinar la presión externa disponible al aplicarle un factor de seguridad (SF) y un factor de corrección (K) cuando la tubería se encuentra bajo cargas de tensión o torque. La presión equivalente de esta presión externa y presión interna es determinada por la norma API 5C3.⁸⁵

El tercer factor que incide en la limitación por resistencia mecánica de la tubería flexible está asociado al pandeo o *Buckling* que puede experimentar la tubería cuando está dentro del pozo. El pandeo, hace referencia a la deformación que sufre la tubería flexible al estar sometida principalmente a un esfuerzo axial de compresión (peso negativo) y/o esfuerzos radiales (puntos máximos y mínimos de presión diferencial), los cuales, exceden los valores determinados según la geometría y propiedades físicas del material. Existen dos tipos de *buckling*, el helicoidal y el sinusoidal; ambos dependen de la rigidez de la tubería, el peso, el diámetro del pozo y la fuerza axial de compresión. En la **Figura 35** se presentan dichos tipos.

Figura 35. Buckling sinusoidal y helicoidal.



Fuente: ÁLVAREZ, Luis y POSADA, Laura. Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2018. p. 58.

- **Buckling sinusoidal.** Debido a las fuerzas axiales de compresión, la tubería flexible se comienza a deformar de forma sinusoidal por el contacto continuo con las paredes de la tubería, casing y/o liner de producción. No representa una condición limitante para operar la tubería flexible pero es una condición intermedia.
- **Buckling helicoidal.** Si las fuerzas de compresión axial continúan y se sobrepasa el límite de “critical helical buckling”, el segmento de tubería toma forma helicoidal aumentando el arrastre.

⁸⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services. Op. Cit., p. 20-21.

- **Bloqueo helicoidal.** El “Helical Lockup” puede ocurrir durante el RIH por el aumento del arrastre después que la tubería se pandea helicoidalmente, si se llega a esta condición, no es posible seguir bajando en el pozo. Es decir, la máxima profundidad de penetración es alcanzada cuando la fuerza aplicada a la tubería flexible desde superficie no puede superar la fricción producida por las fuerzas de contacto debido al arrastre contra las paredes de la tubería, casing y/o liner de producción.

El cuarto y último factor que incide en la limitación por resistencia mecánica de la tubería flexible está asociado vida útil de la tubería flexible. Para determinar la vida útil de la tubería se pueden usar tres métodos:⁸⁶ (1) Método de metros recorridos, el cual, consiste en contabilizar y acumular los metros recorridos por viaje de tubería hasta llegar a una cantidad de metros establecidos en base a la experiencia para el desecho total de la misma, típicamente entre 250,000 ft a 750,000 ft. (2) Modelos empíricos, los cuales, consisten en seccionar la tubería flexible entre 500 ft o menos para contar el número de viajes de cada sección cuando atraviesa el cuello de ganso y se enrolla en el carrete, es decir, cuando experimenta *bending*; también consideran los efectos de la presión dentro de la tubería flexible cuando sufre dicha flexión mediante coeficientes empíricos. (3) Modelos teóricos, los cuales, se basan en principios fundamentales de fatiga y consideraciones apropiadas por la geometría y propiedad del material.

Actualmente, la mayoría de software de adquisición de datos se basa en datos empíricos permitiendo predecir y monitorear en tiempo real la vida de la tubería flexible. Debido a que la combinación de fatiga, deformación del tubo, corrosión y daño mecánico reducen la resistencia de la tubería flexible, es posible determinar el factor de utilización con el fin de identificar si la tubería puede seguir en operación o si, de lo contrario, cumplió su ciclo de vida y es necesario retirarla.

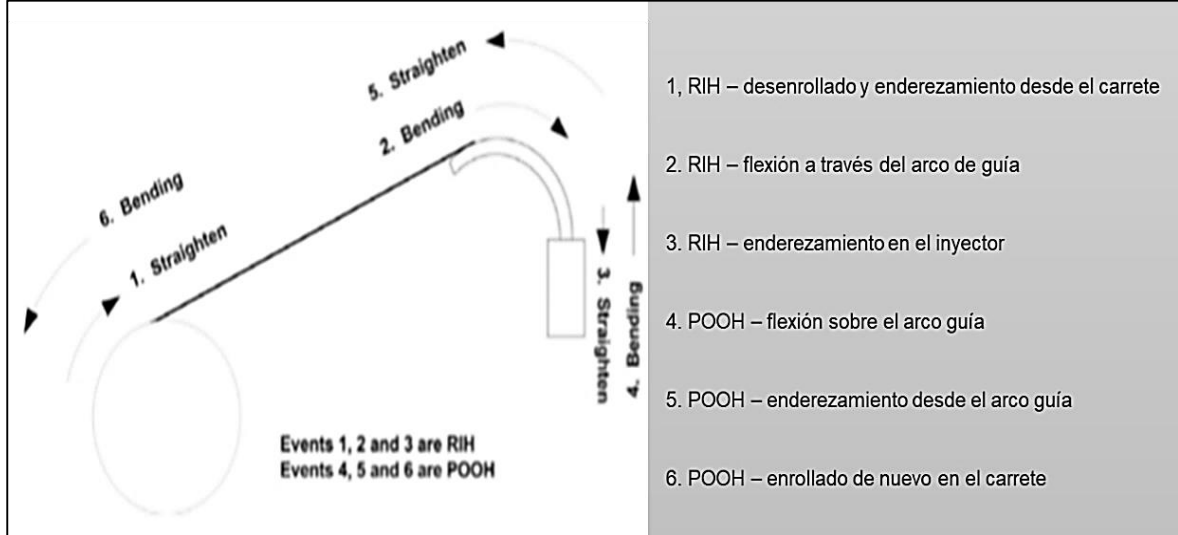
Estudios recientes han determinado que el daño originado al introducir o sacar la tubería, es causado por:

- **Acumulación de ciclos de fatiga.** La fatiga es el cambio en la estructura atómica del material. Es el factor que mayormente afecta la vida útil de la tubería y es ocasionado por las constantes flexiones y enderezamientos del tubo desde el carrete hasta el cuello de ganso; la fatiga se incrementa si se aplica presión interna a la tubería mientras ésta se encuentre en movimiento durante la flexión.

Estos eventos de flexión-enderezamiento ocurren 6 veces cada ciclo, como se ilustra en la **Figura 36**, y dependerán del radio de flexión, dimensiones de la tubería y la resistencia a la cedencia del material.

⁸⁶ Ibid., p. 17-18.

Figura 36. Ubicación de los eventos de deformación plástica de la tubería flexible.



Fuente: elaboración propia, con base en CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Capítulo 9. p. 5.

- **Deformación del tubo.** Generado por cambios en la geometría de la tubería como abalonamiento (incremento del OD), encuellamiento (reducción del OD) y ovalidad.
- **Daño mecánico.** En superficie, la tubería flexible puede ser dañada por mala manipulación y transporte, mientras que en la operación, el daño puede ser ocasionado por el paso de la tubería por las cadenas del inyector (gripper blocks) y los cierres de las rams de la BOP (pipe/slip).
- **Corrosión.** La corrosión es un factor importante que afecta directamente la vida útil de la tubería flexible; este daño es inevitable debido a que ocurre en todo momento afectando las paredes internas y externas de la tubería, reduciendo la integridad y resistencia causado por la pérdida superficial del material al reaccionar químicamente con los fluidos que la estén contactando. Es por esto, que el material de la tubería flexible debe ser resistente a la corrosión en su parte interna y externa cuando se somete a: Fluidos corrosivos de tratamiento (interna y externa), fluidos corrosivos del pozo (externa), gases ácidos como el H₂S (externa), fluidos residuales (interna) y a condiciones atmosféricas (interna y externa).

Estas fluctuaciones de esfuerzos, deformaciones y reacciones del material con fluidos pueden llegar a causar grietas, picaduras, abrasión, cambios en la geometría o una falla completa de la tubería flexible. Por esta razón, es importante el monitoreo en tiempo real de la fatiga, presión, geometría y pies recorridos de la tubería para determinar los puntos con mayor fatiga acumulada y así, determinar cuándo es necesario retirar y desechar la tubería.

3.6 TIEMPOS OPERATIVOS

El proceso de planeación de cualquier trabajo implica planificar los tiempos y actividades para su ejecución. Planear un escenario con tiempos pesimistas puede incurrir en la cancelación del proyecto; planearlos de forma optimista puede conllevar a impactar el desempeño del trabajo porque no se ejecutan las actividades según el plan establecido.

La etapa de planeación de trabajos de intervención de pozos involucra estimar los tiempos de: recibir el pozo y el área, movilización, arme y prueba de equipos, ejecutar el trabajo para darle cumplimiento a los objetivos, desarme de los equipos, entrega del pozo y el área. Para estimar estos tiempos enfocados a una operación de cañoneo, la operadora toma como referencia la experiencia en el área para desarrollar las diferentes actividades según lo siguiente: Para la movilización toma en cuenta los factores de comunidades, transporte y estado de vías; con respecto a la determinación de tiempos operacionales se toma como referencia históricos de trabajos similares ajustados según el desempeño de los contratistas, método de transporte, tipo de unidad, método de cañoneo, requerimientos operativos y factores asociados al pozo.

3.7 PRODUCCIÓN / INYECCIÓN

El objetivo de las operaciones de cañoneo radica en proporcionar conectividad y mayor área de flujo entre el pozo y formación, pero también, minimizar las pérdidas de producción asociadas a impactar producción durante la intervención o por inducir un alto grado de daño adicional al preexistente en la formación. Como se ha mencionado, el método de cañoneo (técnica y diferencial de presión) es seleccionado para maximizar el beneficio en producción o inyección según las condiciones propias del pozo y formación. Esta selección puede verse limitada por los métodos de transporte, debido a que estas unidades tienen restricciones operativas y de seguridad que, en algunos casos, no permiten ejecutar la opción más óptima para cañonear la formación, en términos de productividad o inyectividad, y requieren impactar producción cerrando o chocando el pozo. Esto implica impactar negativamente el beneficio esperado y aumentar las pérdidas de producción, lo que puede conllevar a no obtener la promesa de valor del trabajo o no ser económicamente viable.

3.7.1 Beneficio en producción. El beneficio de las operaciones de cañoneo resulta de aumentar la producción del pozo, en el caso de un pozo productor, o la capacidad de inyección del pozo para aumentar la producción en otros pozos, en el caso de un pozo inyector, al proporcionar conectividad y mayor área de flujo entre el pozo y formación. En la **Sección 2.3.2.7** fue discutido el factor de daño por cañoneo y los diferentes métodos para su determinación, su relación con los demás factores de daño y su impacto significativo en el índice de productividad o inyectividad de un pozo. Además, en la **Sección 2.3.2.6** fue discutido el efecto de

cañonear con un bajo balance sub-óptimo y su impacto en el factor de daño por perforados. Minimizar el deterioro del flujo y las restricciones de conductividad resultan cruciales para la obtención de disparos efectivos que mejoran la productividad o inyectividad del pozo.

3.7.2 Impacto en producción. Hace referencia a la producción diferida total programada o no programada, es decir, el volumen total de hidrocarburos a condiciones estables del pozo o los pozos (en caso de un pozo inyector) que no fueron producidos durante la ejecución del trabajo. Representa la pérdida de producción asociada a mantener el pozo cerrado o chocado para ejecutar el trabajo o cualquier otra pérdida de producción como resultado de la intervención del pozo, una vez, el pozo es puesto nuevamente a la producción o inyección en condiciones estables. Como se mencionó anteriormente, se puede impactar la producción en operaciones de cañoneo de diversas formas, como por ejemplo: un cierre del pozo en superficie por factores de control de presión durante el arme o desarme de las unidades y las herramientas de fondo, cerrar y matar el pozo para la ejecución de algunos trabajos de longitud extendida, chocar el pozo para reducir la condición de bajo balance o las fuerzas de levantamiento durante la corrida o el disparo, en el caso de pozos inyectores un cierre o una disminución del caudal de inyección puede afectar la producción en los pozos productores influenciados por la inyección y, por último, en caso de alguna contingencia de integridad o control de pozo donde sea necesario un cierre de emergencia. Cabe resaltar, que cuando se está realizando el completamiento inicial del pozo, no aplica tener producción impactada, debido a que la determinación de la magnitud de la producción diferida se calcula con base en las condiciones de producción estable fiscalizada del pozo, es decir, después del completamiento oficial del pozo.

3.8 COSTOS OPERATIVOS / VPN

El proceso de planeación de cualquier trabajo implica planificar los costos para su ejecución. Planear un escenario con costos excesivos puede incurrir en la cancelación del proyecto; planearlos de forma insuficiente puede conllevar a impactar el desempeño del trabajo porque se generan sobrecostos según el plan establecido.

La etapa de planeación del proyecto involucra, inicialmente, estimar los costos directos asociados a la operación incluyendo todos los contratistas basados en lo siguiente: el tiempo de servicio y cargos de las unidades del método de transporte, equipos adicionales como separadores, herramientas, materiales como explosivos, tiempo de servicio del personal contratado y, por último, costos logísticos los cuales abarcan transporte desde la base a la locación, grúas, campamentos, alimentación, seguridad, combustible e iluminación; para estimar estos costos enfocados a una operación de cañoneo, la operadora toma como referencia los costos directos y costos redistribuidos internos según lo contratado y ajusta la cantidad según el

método de transporte, tipo de unidad, método de cañoneo, requerimientos operativos y factores asociados al pozo.

Una vez realizadas las estimaciones preliminares de recursos, costos directos y potenciales beneficios de la operación de cañoneo, resulta de vital importancia incluir la evaluación financiera dentro del proceso de planeación debido a que en algunos escenarios el costo directo operativo puede ser menor, pero las implicaciones de impactar producción y obtener un beneficio menor pueden afectar considerablemente la promesa de valor de trabajo y llevar a la obtención de un Valor Presente Neto (VPN) bajo o incluso menor a 0.

4. FUNDAMENTOS DEL DEPLOYMENT

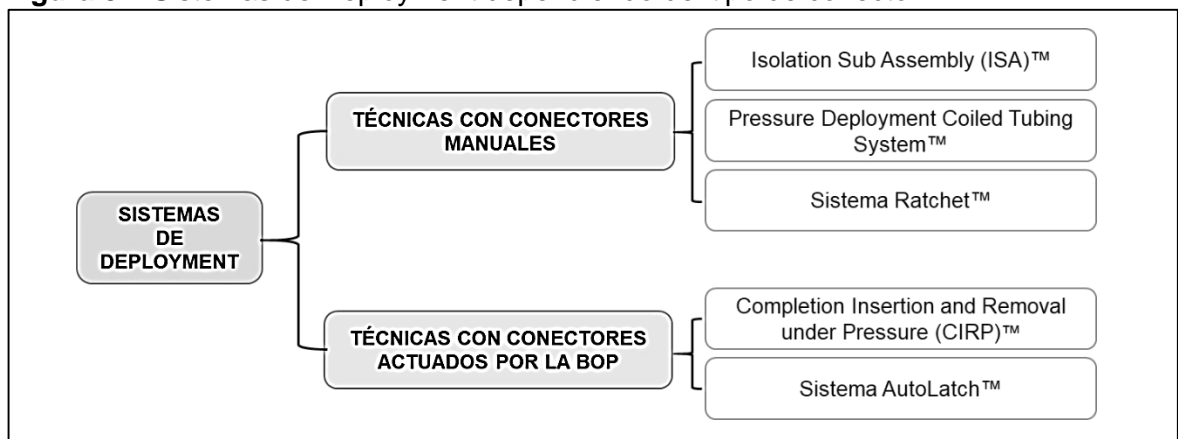
Los trabajos de intervención de pozos, tanto para pozos en onshore, como offshore, presentan una gran variedad de desafíos técnicos y operativos en la búsqueda de maximizar la productividad y optimizar el valor económico siempre enfocado en la seguridad de las operaciones. Estos aspectos son vitales en las operaciones de cañoneo que se realizan en pozos con condiciones hostiles de presión, temperatura, caudal, trayectoria y profundidad como los encontrados en los Campos Floreña y Pauto del Piedemonte colombiano.

Según las limitaciones encontradas en el...Capítulo 3..., se decidió implementar en Piedemonte una tecnología de Deployment que permita realizar trabajos de cañoneo de longitud extendida con Coiled Tubing en pozos vivos, como se observa en la **Figura 37**. Dichas tecnologías permiten:

- Reducción de costos y tiempos operativos al disminuir el número de corridas.
- Obtención más rápida de la ganancia en producción del cañoneo.
- No impactar la producción durante el trabajo ni tener que utilizar fluidos para matar.
- Mejorar la productividad del pozo al realizar un solo disparo con la máxima condición de diferencial de presión posible.

En este capítulo se describen los fundamentos de las principales Sistemas de Deployment enfocados a operaciones de cañoneo presentando una breve reseña histórica y las principales tecnologías actuales, mostradas en el **Cuadro 12**; esta clasificación propuesta se realizó dependiendo del tipo de conector.

Figura 37. Sistemas de Deployment dependiendo del tipo de conector.



Fuente: elaboración propia.

Cuadro 12. Limitaciones identificadas en las operaciones de cañoneo con cable eléctrico y tubería flexible en los pozos de Piedemonte.

LIMITACIONES CAÑONEO CONVENCIONAL EN PIEDEMONTE	
CAUSAS	EFFECTOS
<p>Política de Doble Barrera para RU/RD y MU/LD limita longitud de la sarta. *Segunda Swab Valve./ *Pozo Cerrado.</p> <p>No se tienen válvulas de lubricación instaladas en el completamiento.</p> <p>No se considera SCSSV (Válvula de seguridad de fondo de pozo) como barrera. Excepción: inyector de agua cuando se cumpla $Ph > P_{yct}$.</p> <p>Matar el pozo para realizar trabajos de cañoneo de longitud extendida. Dispensación Política Doble Barrera</p>	<p>Durante RU/RD y MU/LD *Impactos en producción por pozo cerrado. *Daño de Formación.</p>
<p>Pozos con longitud de Rat hole ≈ 40 ft: Insuficiente Rat hole para emplear método de soltar y dejar cañones en fondo. (Aplicable únicamente a pozos sin intervalos abiertos).</p> <p>Realizar varias corridas para cañoneo de intervalos largos o múltiples zonas en pozos nuevos, productores o inyectores. Estimado por corrida de 40 ft de cañón: Coiled Tubing CT $\approx 75,000$ a $110,000$ USD/corrida E-Line EL $\approx 35,000$ USD/corrida.</p> <p>Incremento en altura y peso del Stack de superficie para configurar largas sarta</p> <p>Inestabilidad en la estructura (Buckling/ Yield: debido a cargas de compresión y Bending moment).</p>	<p>Se necesitan equipos de mayor capacidad (Grúas >100 Ton).</p> <p>Dificultad para realizar servicios en Stripper e inyector (CT).</p> <p>Para no generar inestabilidad es necesario: Disminuir altura del Stack de superficie o uso de Subestructura.</p> <p>Capacidad limitada para lubricar en superficie. Máxima longitud de cañón: CT (Lmáx: 42 ft) / WL (Lmáx: 40 ft).</p> <p>Se aumenta el tiempo y situaciones en que el personal está expuesto al riesgo.</p>
<p>Altos factores de fricción asociados a la geometría del pozo (Tortuosidad, desviación, doglegs) y pozos con altas tasas de flujo ($GOR > 12,000$ scf/stb; $Q_o > 3,000$ bopd, $Q_g > 20$ MMscfd), presión (P_{yct} entre 4,600-6,800 psi) y temperatura (T_{yct} entre 220-290 °F).</p>	<p>Durante la corrida de cañoneo: Impactos en producción asociados a la manipulación del choque debido a factores de: fuerzas de levantamiento, cargas de choque, Bajo balance requerido.</p> <p>Sarta de cañoneo de poca longitud por límites operativos durante la corrida de cañoneo para operaciones con Cable</p> <p>Mayores costos y tiempos de operación asociados a realizar varias corridas para cañonear intervalos largos o múltiples</p>

Fuente: elaboración propia.

4.1 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DEPLOYMENT

La técnica de Deployment con unidad de tubería flexible se implementó por primera vez en el año de 1991, en Canadá, para operaciones de *logging* usando el sistema SDDT (Side Door Deployment Tool) que incluía una ventana de trabajo y las barras de Deployment.⁸⁷ Este sistema demostró ser eficaz y seguro, por lo cual, en el año de 1994, en Holanda (Mar del Norte), el sistema fue modificado y se adaptó para realizar operaciones de cañoneo en pozos offshore HPHT. Esta nueva estrategia de cañoneo permitió correr y recuperar sargas de manera segura, en pozos vivos, cuya longitud excedía la capacidad para lubricar en superficie, sin tener que utilizar fluidos para matar y logrando usar la condición de presión deseada al momento del disparo. Las tecnologías de Deployment se fundamentan en realizar el arme y el desarme de la sarga en superficie por secciones, cumpliendo con la política de doble barrera, y pueden ser aplicadas en una gran variedad de trabajos, como:⁸⁸

- Cañoneo de longitud extendida.
- Logging con herramientas de gran longitud.
- Correr mallas u otros componentes del completamiento en pozos vivos.
- Tratamientos selectivos.
- Drilling.

En la industria, el uso de esta tecnología no es muy común, puesto que sólo se encuentran pocas referencias de pozos donde se ha implementado, en su mayoría, pozos offshore con condiciones extremas (HPHT) del Mar del Norte. Además, dichas referencias solamente están enfocadas en operaciones *thru tubing* de cañoneo, registros y corridas de mallas, por lo cual, para el autor no fue posible certificar su aplicabilidad en las demás operaciones anteriormente mencionadas, en especial, aquellas que requieran bombeo y circulación; cabe resaltar para este último punto, que sólo fue encontrado la referencia técnica de una barra de Deployment que permite circulación en conjunto con válvulas de bola tipo *check*.⁸⁹

4.2 PRINCIPALES SISTEMAS DE DEPLOYMENT PARA OPERACIONES DE CAÑONEO

Básicamente, las tecnologías de Deployment funcionan mediante dos técnicas: La primera y la más utilizada es mediante conectores especiales accionados con las rams de una BOP de Deployment (adicional a la del PCE). Este método fue desarrollado por la empresa Schlumberger y se ha implementado desde 1994, siendo patentado bajo el nombre de CIRP™ (Completion insertion and removal

⁸⁷ THOMEER, H. y ESLINGER D. Safe Deployment of specialized Coiled Tubing tools in live Wells. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (4-7 de octubre de 1992: Washington, D.C. USA). p. 3. SPE 24621.

⁸⁸ ENGEL. Op. cit., p. 1.

⁸⁹ NATIONAL OILWELL VARCO. Deployment System. [Brochure]. Houston, Texas.

under pressure) en el año 2000. Otras empresas han desarrollado este tipo de tecnología con el mismo principio, solo que la mayoría difiere en el tipo de conexión de las herramientas como por ejemplo, el sistema AutoLatch™ de Halliburton o la conexión J slot latch sub™ de Baker Hughes; la segunda involucra conectores manuales, que no pueden ser actuados con la BOP. Los Sistemas con barras de Deployment, en su mayoría usados por la empresa Halliburton, a diferencia del CIRP™, no usan BOP con rams modificadas debido a que la conexión debe ser realizada de manera manual con las herramientas en cabeza de pozo. Para esto, se realiza un aislamiento mecánico mediante el cierre de las pipe rams sobre la barra de Deployment cuando se esté realizado el arme y el desarme de la herramienta manualmente en superficie, con el fin de mantener barreras mecánicas contra la presión del pozo; la empresa Schlumberger ha mejorado la eficiencia operacional con respecto a este sistema mediante la tecnología Pressure Deployment Coiled Tubing System™. En cuanto el Sistema Ratchet™, la conexión es realizada con rotación de los equipos en superficie. A continuación se describen dichas tecnologías.

4.2.1 Técnicas con conectores manuales. En esta sección se describen los principales Sistemas de Deployment para operaciones de cañoneo que usan técnicas con conectores manuales.

4.2.1.1 Isolation Sub Assembly (ISA)™. Este sistema es realizado por la empresa Halliburton y combina dos componentes: Los ISA y una BOP de Deployment configurada con dos pipe ram (esta BOP es un equipo adicional a la BOP convencional del PCE), por lo que no requiere de rams especiales. Es usado para intervenciones con tubería flexible y se puede usar en conjunto con la unidad de cable para facilitar el arme y desarme de la herramienta por secciones.

Una de las desventajas de esta técnica es la coordinación y dependencia durante el trabajo de los operadores de la grúa y la unidad por el continuo movimiento de los lubricadores y el cable/tubería. Además, la exposición al riesgo de los operadores al tener que trabajar en alturas debajo del cabezal del inyector para realizar la conexión de las herramientas en cabeza de pozo.

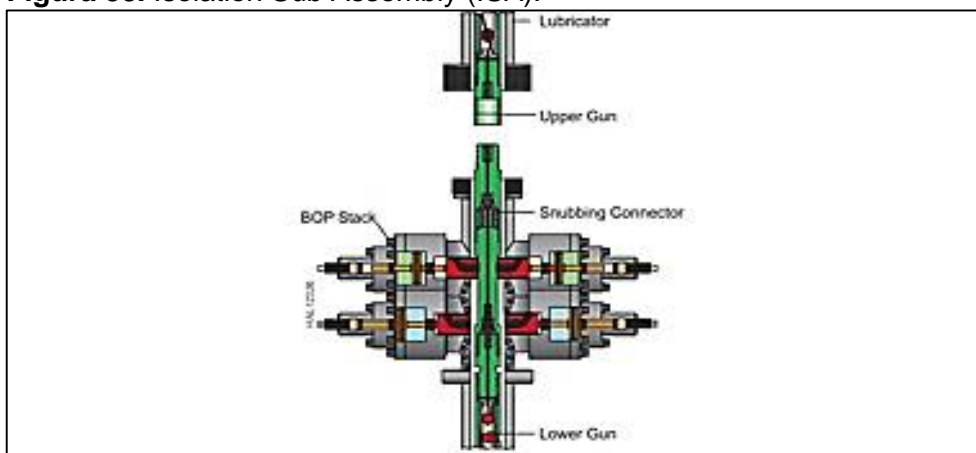
En cuanto a ventajas, esta técnica es la alternativa de menos costo comparado con otras tecnologías de Deployment. No requiere de BOP con rams modificadas o equipos especiales, por lo que resulta sencilla y atractiva desde el punto de vista logístico y de inversión inicial.

A continuación, se describen los principales componentes del Sistema de Deployment con *Isolation Sub Assembly*.

- **Isolation Sub Assembly (ISA).** Son herramientas que se adicionan al ensamblaje de fondo por cada sección. Poseen una reducción de diámetro (área de sello) para hacer el cierre de las pipe/slip ram, como se observa en la **Figura**

38. Tienen el doble propósito de transferir la secuencia de detonación entre los cañones, al tiempo que mantienen una barrera mecánica contra la presión del pozo durante el arme y el desarme de la sarta por secciones. La conexión es roscada tipo Acme, por lo cual, la conexión se realiza manualmente. En la **Tabla 7** se muestran las especificaciones.

Figura 38. Isolation Sub Assembly (ISA).



Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha].p. 94.

Tabla 7. Especificaciones técnicas de los Isolation Sub Assembly. (ISA 2 3/4" x 2")

Tipo y tamaño de conexión (in)	OD del ISA con OD ram lock (in)	Máximo OD (in)	Longitud total (ft)	Máxima presión de operación (psi)	Resistencia a la tensión (lb)
--------------------------------	---------------------------------	----------------	---------------------	-----------------------------------	-------------------------------

2 3/8 6P Acme 2G	2 3/4 x 2	2.765	2.28	10,000	108,000
---------------------	-----------	-------	------	--------	---------

Fuente: HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. p. 177.

- **BOP de Deployment.** Esta es una BOP adicional a la BOP del PCE; la BOP es configurada con mínimo dos pipe rams cuando se tiene presión en cabeza, por lo cual, la política de doble barrera se considera cumplida mediante el cierre de las dos pipe rams de la BOP de Deployment sobre la reducción de diámetro de las barras de Deployment.
- **Sub de prueba rápida.** Es una herramienta que se adiciona al stack de superficie para realizar la conexión y desconexión de los lubricadores. Permite aumentar la eficiencia operativa cuando se realiza la prueba de presión del equipo de control de presión cuando se requieren múltiples corridas en un mismo trabajo. Anteriormente, la única forma de garantizar la integridad del PCE después de romper la conexión era llenar el lubricador y volver a probar el stack completo. Con esta herramienta, la conexión que se rompe puede volver a someterse a prueba probando los dos sellos o-ring del cuerpo del sub. Este es

un volumen pequeño y se puede presurizar rápidamente con una bomba de mano hidráulica. Una válvula de aguja, con un sello metal a metal, puede sellar el puerto de prueba una vez finalizada la prueba de presión.

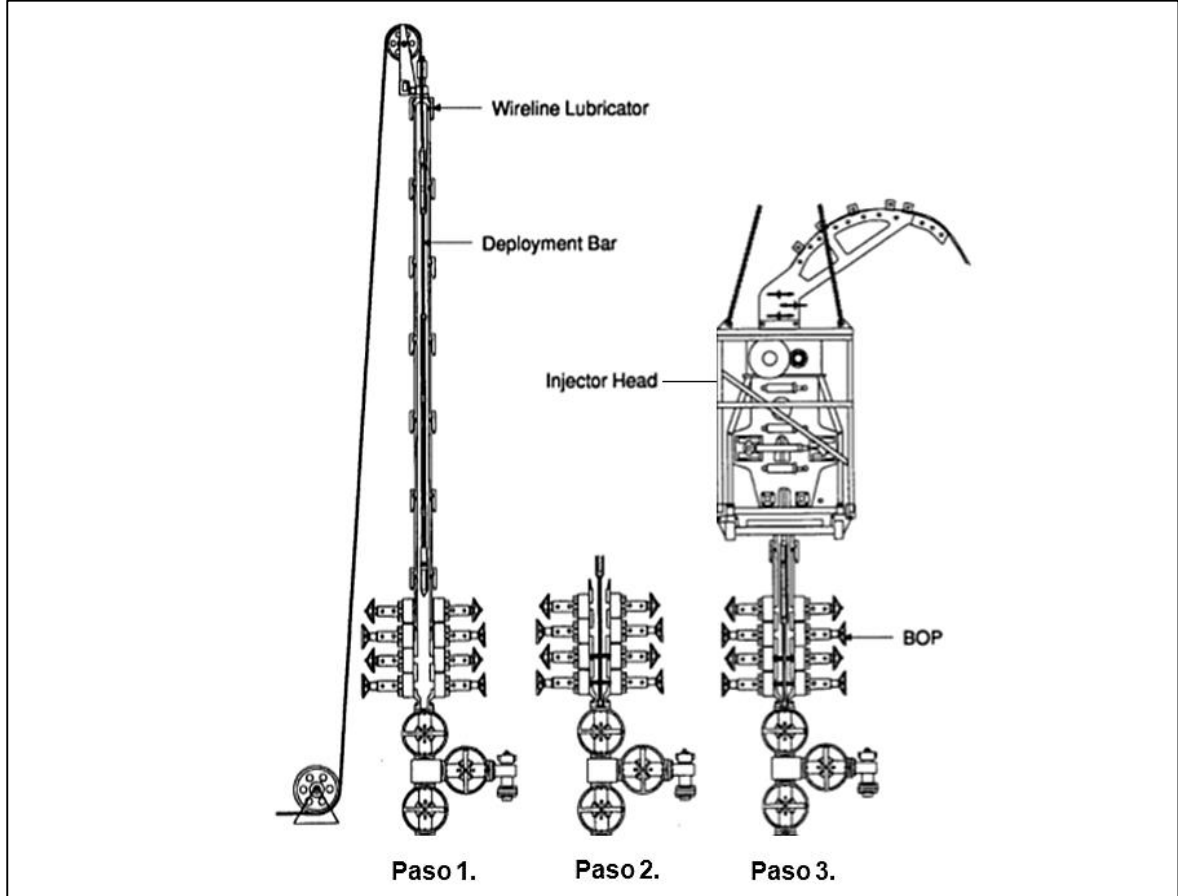
A continuación, se describe el procedimiento genérico para el sistema con Isolation Sub Assembly. Este procedimiento es basado en referencias de papers, información comercial de la empresa que provee la tecnología y ha sido complementado, organizado e ilustrado desde la experiencia y juicio del autor.

- **Paso 1.** Con las válvulas swabs del árbol de navidad cerradas, se levanta la primera sección con los ISA dentro del lubricador, se realiza la conexión del lubricador y se prueba la integridad del PCE. Se iguala la presión del lubricador con la presión del pozo. Se procede a abrir las válvulas swabs para permitir el acceso al pozo.
- **Paso 2.** Con el contador de la unidad se posicionan los ISA en las rams de la BOP de Deployment. Se realiza el cierre hidráulico de la pipe/slip ram sobre la reducción de diámetro de las barras de Deployment asegurando la ram manualmente para aislar la presión del pozo y evitar movimientos ascendentes y descendentes de la herramienta. Posteriormente, se despresuriza el lubricador y se desconecta levantándolo lateralmente; con ayuda de un manlift o plataforma se rompe la conexión roscada del ensamblaje con una llave de tubo y se retira la sección superior dejando accesible la sección inferior de la herramienta. Se arma la segunda sección y con ayuda de un manlift o plataforma, se conectan las dos partes del ensamblaje con una llave de tubo. Se desciende lateralmente el lubricador para conectarlo con el sub de prueba rápida y se realiza prueba de presión. Se realiza un pull test para asegurar que la conexión de la herramienta se ha realizado correctamente. Se remueve el bloqueo mecánico de las pipe/slip rams y se abre hidráulicamente. (Se repite este paso hasta completar todas las secciones de la herramienta. En caso de haber realizado el arme con unidad de cable, se cambia a una unidad de tubería flexible para realizar la última conexión).
- **Paso 3.** Por último, con la unidad de tubería flexible, se levanta el inyector y los lubricadores con la última sección del ensamblaje realizando la última conexión como se explicó en el paso 2. Se procede con el RIH.*

* Para recuperar el ensamblaje de fondo, la secuencia de conexión se invierte para realizar la desconexión.

Esta secuencia de pasos del Sistema de Deployment con Isolation Sub Assembly., es ilustrado en la **Figura 39**.

Figura 39. Secuencia de eventos del sistema con barras de Deployment.



Fuente: elaboración propia, con base en THOMEER, H. y ESLINGER D. Safe Deployment of specialized Coiled Tubing tools in live Wells. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (4-7 de octubre de 1992: Washington, D.C.). p. 5. SPE 24621.

4.2.1.2 Pressure Deployment Coiled Tubing System™. Este sistema fue implementado por primera vez en el año de 1991 por la empresa Schlumberger. La técnica incluía el uso de una ventana de trabajo SDDT (Side Door Deployment Tool) y barras de Deployment. Actualmente, la misma empresa desarrolla esta técnica conocida como *Pressure Deployment Coiled Tubing System*; el sistema combina equipos innovadores que mejoran la eficiencia operacional con respecto al método con barras de Deployment.

El mecanismo de doble barrera es el mismo que el implementado con el sistema con barras de Deployment, la diferencia en la tecnología radica en el uso de una ventana de trabajo, la cual, simplifica la conexión y desconexión del BHA sin exponer a los operadores a trabajar bajo cargas suspendidas, y el uso de una polea compacta reemplaza por completo toda la unidad de cable requerida por la técnica con sólo barras.⁹⁰ Esto se puede observar en la **Figura 40**.

⁹⁰ SCHLUMBERGER. Pressure Deployment CT System. Op. cit., p. 1.

Figura 40. Esquema del sistema de Deployment “Pressure Deployment Coiled Tubing System”.



Fuente: elaboración propia, con base en SCHLUMBERGER. Pressure Deployment CT System. [Product Sheet]. 2017. p. 1.

A continuación, se describen los principales componentes del sistema de Deployment “Pressure Deployment Coiled Tubing System™”:

- **Ventana de trabajo.** Tiene un mecanismo que funciona hidráulicamente permitiendo al personal un acceso a la herramienta en superficie cuando se tiene la herramienta dentro del lubricador y con presión en cabeza. Esto permite hacer la conexión y desconexión manual de la herramienta por parte del operador. La ventana de trabajo tiene dos empaques que son accionados por un cilindro hidráulico que los comprime realizando el sello sobre el cuerpo de la herramienta. Tiene un puerto para despresurizar y una serie de válvulas de purga, con lo cual, es posible despresurizar la ventana de trabajo y, en el caso de pozos con presencia de gases ácidos como el H₂S, permite purgar con nitrógeno antes de abrir la ventana. También, posee una válvula de seguridad que impide abrir la ventana cuando está con presión.
- **Panel de control hidráulico.** Es el encargado de operar la ventana de trabajo, los empaques de doble barrera de la polea, la BOP de Deployment y el conector rápido del lubricador.

- **Conector rápido del lubricador.** También conocido como Hydraconn por el tipo de unión. Proporciona un medio más rápido y seguro para conectar el lubricador y/o la cabeza del inyector a la ventana de trabajo en boca de pozo mientras el personal operacional permanece a una distancia segura del inyector suspendido. Tiene un embudo guía en la parte hembra para facilitar el alineamiento y superficies cónicas coincidentes permitiendo que el conector se acople incluso cuando el inyector está suspendido en ángulo. La característica de autoalineación garantiza que las líneas centrales de la cabeza del pozo y el inyector sean coaxiales después del enganche. Funciona con un mecanismo hidráulico que abre la parte hembra del conector para aceptar la parte macho del lubricador. Una vez se tiene las dos partes apiladas se libera la presión hidráulica, el sistema cierra los pasadores de seguridad asegurando la conexión.
- **Sub de prueba rápida.** Permite realizar una prueba de presión rápida eliminando la necesidad de repetir la prueba de presión al lubricador completo, cada vez que se agrega una nueva sección de herramienta.
- **Polea.** Es controlada hidráulicamente y posee empaques de doble barrera. Permite el movimiento ascendente y descendente de la herramienta cuando está dentro del pozo.
- **Barras de Deployment.** Son herramientas que se adicionan en el ensamblaje de fondo por cada sección. Poseen una reducción de diámetro (área de sello) para hacer el cierre de las *pipe y/o slip rams*. Tienen el doble propósito de transferir la secuencia de detonación entre los cañones al tiempo que mantienen una barrera mecánica contra la presión del pozo durante el arme y el desarme de la sarta por secciones.
- **BOP de Deployment.** Es una BOP que permite hacer el cierre anular sobre las barras de Deployment. En la parte superior, posee un localizador de herramienta, el cual, elimina el error humano y los problemas asociados a los cálculos manuales para el posicionamiento en cada sección de la barra de Deployment sobre los pipe/slip ram. Además, se adiciona unos pasadores No-Go para evitar que el cable pase a través de la BOP.⁹¹

A continuación, se describe el procedimiento genérico para el Sistema de Deployment “Pressure Deployment Coiled Tubing System”.⁹² Este procedimiento es basado en referencias de papers, información comercial de la empresa que provee la tecnología y ha sido complementado, organizado e ilustrado desde la experiencia y juicio del autor.

⁹¹ Ibid., p. 1.

⁹² THOMEER, H. Op. cit., p. 3.

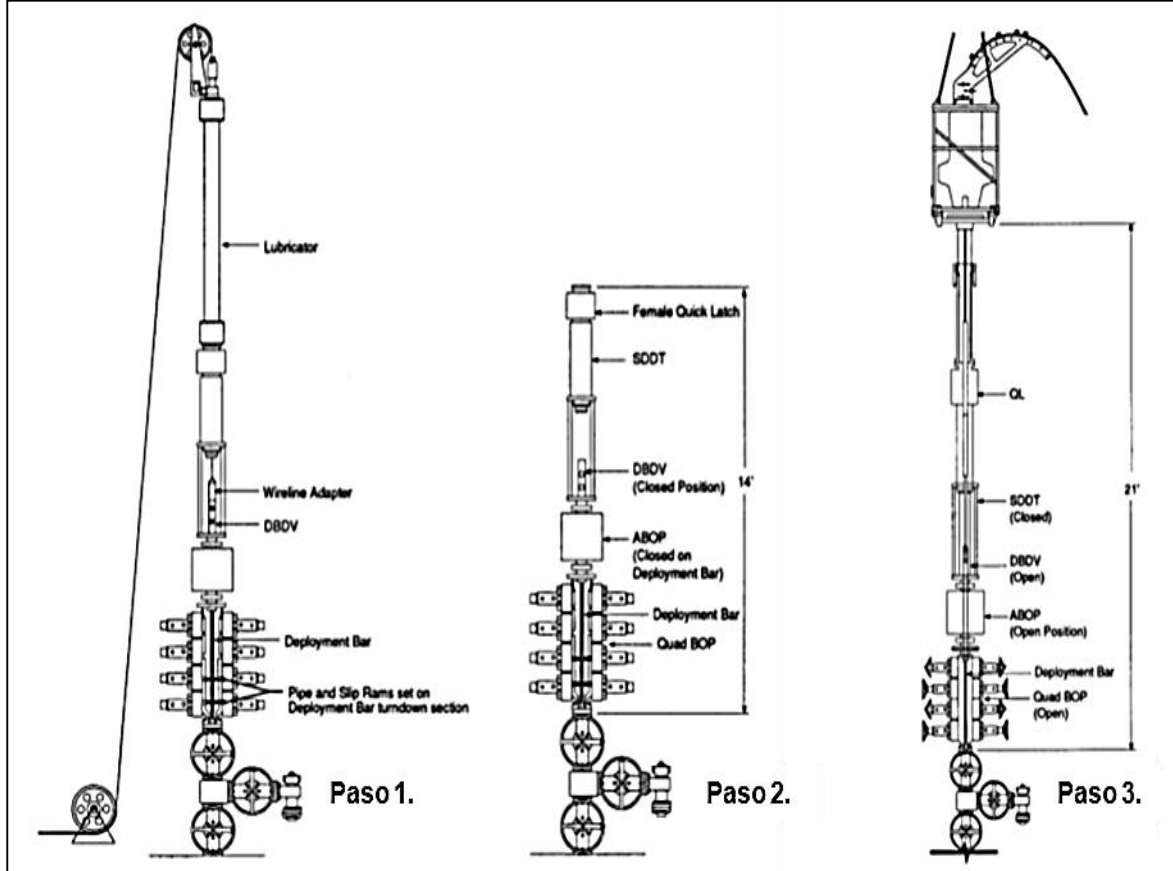
- **Paso 1.** Con las válvulas swabs del árbol de navidad cerradas, se levanta la primera sección con las barras de Deployment dentro del lubricador, se realiza la conexión del lubricador con el conector rápido que está ubicado por encima de la ventana de trabajo y se prueba la integridad del PCE. Se iguala la presión del lubricador con la presión del pozo. Se procede a abrir las válvulas swabs para permitir el acceso al pozo. La herramienta se baja hasta que pierde peso, lo que indica que la barra de Deployment está apropiadamente localizada en la BOP gracias al localizador instalado en la BOP⁹³. Se cierra hidráulicamente las pipe/slips rams de la BOP sobre la barra de Deployment asegurándola manualmente para formar una barrera redundante y aislar la presión del pozo.
- **Paso 2.** Se despresuriza el lubricador y posteriormente se abre hidráulicamente la ventana de trabajo para realizar la desconexión manual de la sección del ensamblaje. Se desconecta el lubricador. Se arma y se levanta la segunda sección de la herramienta, se conecta el lubricador con el conector rápido y se realiza prueba de presión con el sub de prueba rápida. Se abre hidráulicamente la ventana de trabajo para realizar la conexión manual de las dos secciones de la herramienta. Se cierra la ventana de trabajo y se realiza un pull test para asegurar que la conexión de la herramienta se ha realizado correctamente. Se remueve el bloqueo mecánico de las pipe ram y se abren hidráulicamente para equalizar el lubricador con la presión del pozo. La herramienta se baja hasta que pierde peso, lo que indica que la segunda barra de Deployment esta apropiadamente localizada en la BOP gracias al localizador instalado en la BOP. Cerrar hidráulicamente las pipe/slips rams de la BOP sobre la barra de Deployment asegurando la ram manualmente para formar una barrera redundante y aislar la presión del pozo. (Se repite el paso 2 hasta completar todos las secciones de la herramienta).
- **Paso 3.** Por último, con la unidad de tubería flexible, se levanta el inyector y los lubricadores con la última sección del ensamblaje, se conecta el lubricador con el conector rápido y se realiza prueba de presión con el sub de prueba rápida. Se abre hidráulicamente la ventana de trabajo y con la unidad de tubería flexible se realiza la conexión manual de la última sección del ensamblaje de fondo, como se explicó en el paso 2. Se cierra la ventana de trabajo y se remueve el bloqueo mecánico de las pipe ram y se abren hidráulicamente para equalizar el lubricador con la presión del pozo. Se procede con el RIH.*

* Para recuperar el ensamblaje de fondo, la secuencia de conexión se invierte para realizar la desconexión.

Esta secuencia de pasos de la tecnología Pressure Deployment Coiled Tubing System, es ilustrada en la **Figura 41**.

⁹³ SCHLUMBERGER. Pressure Deployment CT System. Op. cit., p. 1.

Figura 41. Secuencia de eventos del “Pressure Deployment Coiled Tubing System”.



Fuente: elaboración propia, con base en THOMEER, H. y ESLINGER D. Safe Deployment of specialized Coiled Tubing tools in live Wells. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (4-7 de octubre de 1992: Washington, D.C.). p. 8-9. SPE 24621.

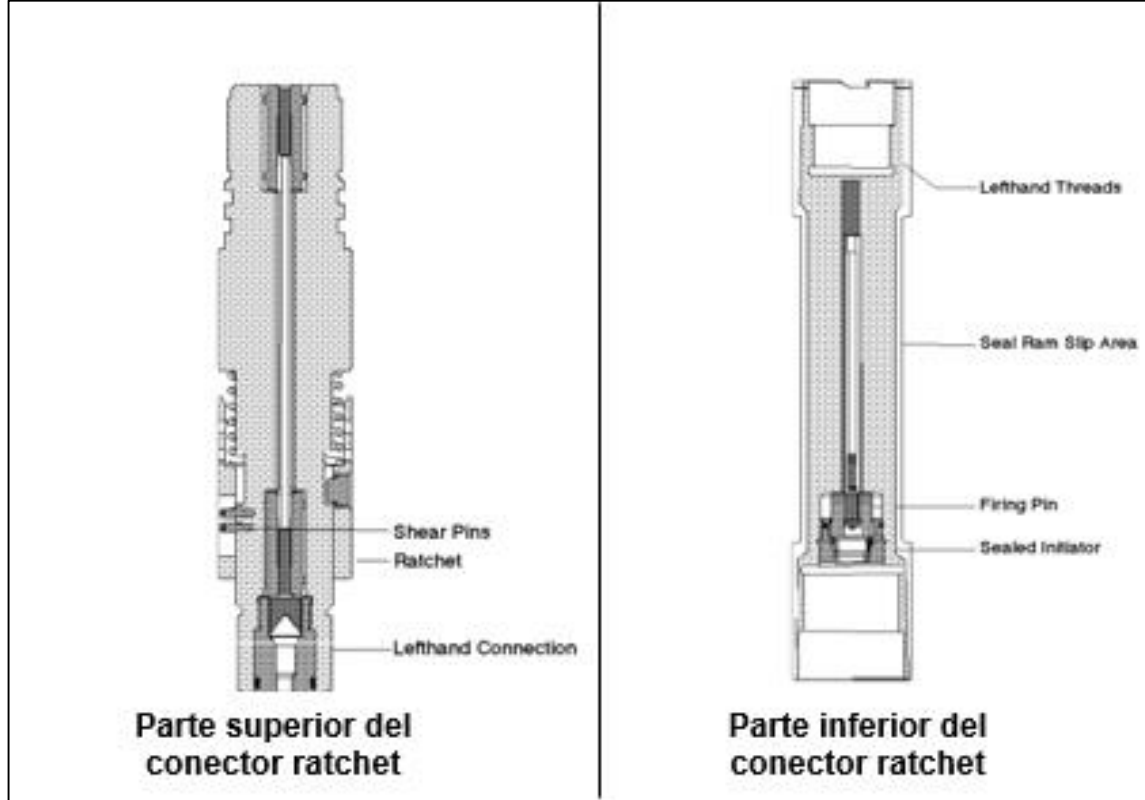
4.2.1.3 Sistema Ratchet™. Es una técnica implementada por Halliburton donde se utiliza un conector especial manipulado con rotación. Esta herramienta esta adaptada para trabajar con Taladro/Workover o con unidad de Snubbing (HWU) debido a que requiere de rotación para la conexión y desconexión.⁹⁴

A continuación, se describen los principales componentes del sistema Ratchet:

- **Conector ratchet:** Al igual que los ISA, el conector ratchet tiene una reducción de diámetro con el fin de hacer el cierre anular con las rams, como se observa en la **Figura 42**; la diferencia con los ISA, es que estos poseen un mecanismo que permite realizar la conexión con rotación a la izquierda; los pines de corte evitan la desconexión al girar hacia la derecha. Para desconexión final de la herramienta, es decir, durante el RD, se gira hacia a la izquierda cortando los pines de bronce.

⁹⁴ HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. p. 90.

Figura 42. Parte superior e inferior del conector ratchet.



Fuente: elaboración propia, con base en KLEPPA, E., et al. Innovative Live Well Perforating System Used in the Statfjord Field. En: European Petroleum Conference. (20-22 de octubre de 1998: Hague, Holanda). p. 8. SPE 50588.

- **BOP de la unidad de Snubbing:** Se usa la BOP convencional de la unidad de HWO, debido a que el conector ratchet no requiere insertos o rams modificadas. La BOP es la encargada de mantener un control de presión positivo; no compromete los sistemas de control de presión diseñados en las unidades HWO porque al menos, una ram de la BOP, se cierra durante cada etapa del proceso de conexión y desconexión de la herramienta. Las ram que son accionadas para la realización del trabajo son: las Blind ram y seal/slip ram.
- **Stripper ram.** Permite hacer el sello anular contra la tubería funcionando como barrera contra la presión del pozo.

A continuación, se describe el procedimiento genérico para el Sistema Ratchet.⁹⁵ Este procedimiento es basado en referencias de papers, información comercial de la empresa que provee la tecnología y ha sido complementado, organizado e ilustrado desde la experiencia y juicio del autor.

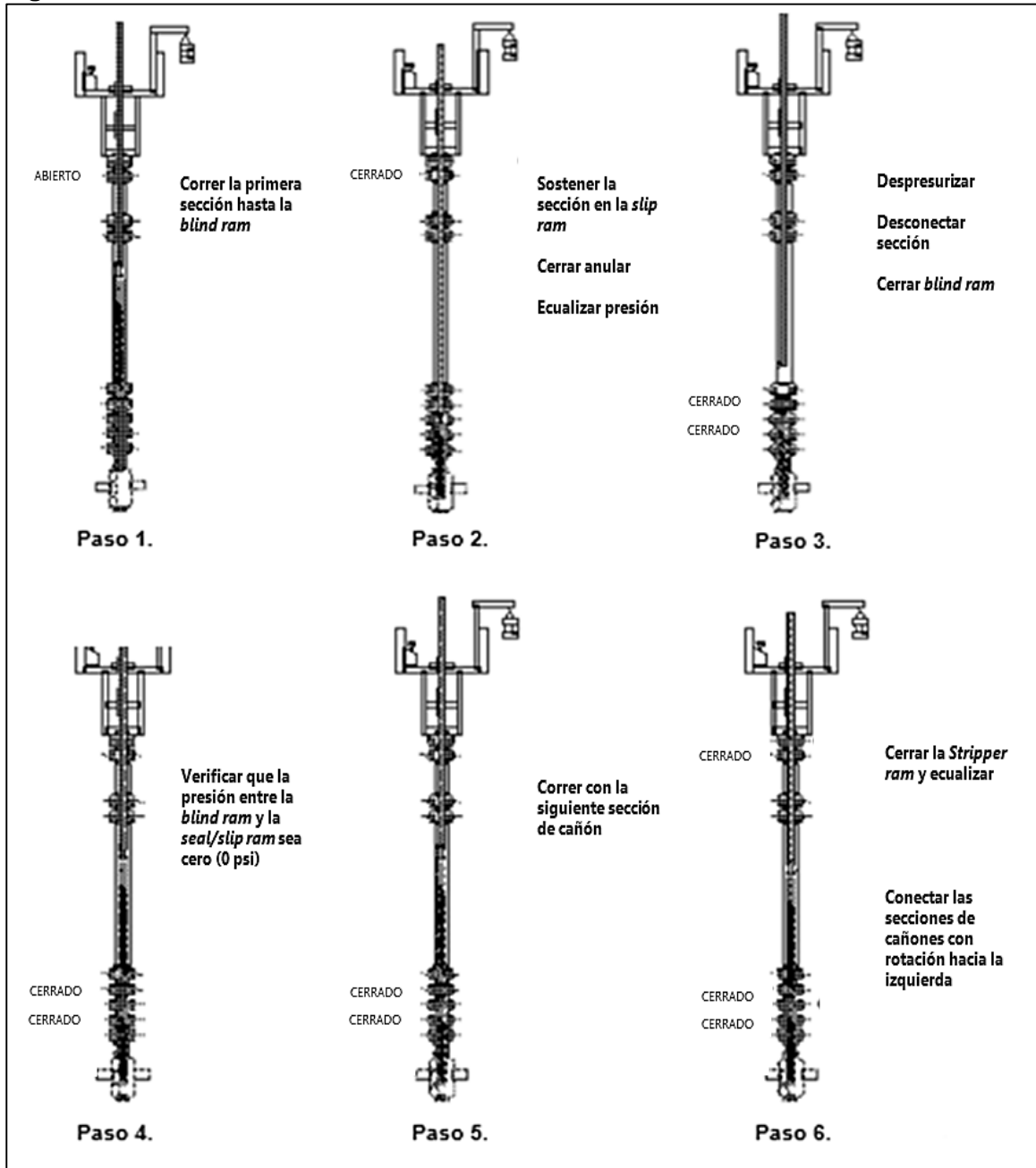
⁹⁵ KLEPPA, E., et al. Innovative Live Well Perforating System Used in the Statfjord Field. En: European Petroleum Conference. (20-22 de octubre de 1998: Hague, Holanda). p. 2-3. SPE 50588.

- **Paso 1.** Cuando se ingresa el pozo, se tiene la *blind ram* de la BOP cerrada, por lo cual, toda la presión del pozo actúa sobre esta ram. La primera sección de la herramienta es bajada por el lubricador conectada de forma preliminar con la parte inferior del conector ratchet y la *running tool* (conexión de rosca manual).
- **Paso 2.** Se cierra el stripper ram superior lo que permite abrir la *blind ram* para ecualizar el lubricador con la presión en cabeza y poder bajar la sección de herramienta de modo que, el área de sello del conector, se encuentre a través de la *seal/slip ram*. El posicionamiento se logra mediante marcas realizadas a la *running tool* que son visibles para el personal en la canasta de la HWU. Posteriormente, se cierra la *seal/slip ram* para asegurar la herramienta y aislar la presión del pozo.
- **Paso 3.** Con la presión del pozo asilada, se puede despresurizar por encima de la *seal/slip ram*, y la stripper ram puede ser abierta. La sección superior de la herramienta puede ser desconectada girando hacia la derecha para liberar la *running tool* debido a que el conector tiene rosca con conexión a la izquierda. La *running tool* es levantada y se procede a cerrar la *blind ram*.
- **Paso 4.** Se verifica que la presión entre la *blind ram* y la *seal/slip ram* sea cero.
- **Paso 5.** La siguiente sección del ensamblaje se baja con la parte superior del conector ratchet en el fondo.
- **Paso 6.** Se cierra la stripper ram y se abre la *blind ram* para que la sección del lubricador se iguale nuevamente con la presión del pozo. Se baja la sección del ensamblaje hasta que las dos secciones (superior e inferior) del conector ratchet se encuentren. Se rota la herramienta hacia la izquierda por activar el ratchet y conectar las dos secciones. Se realiza un *pull test* para asegurar que la conexión de la herramienta se ha realizado correctamente. Se abren las *seal/slip ram*. Se repiten los pasos 2 y 6 hasta completar todas las secciones del ensamblaje de fondo. Se procede con el RIH.*

* Para recuperar el ensamblaje de fondo, la secuencia de conexión se invierte para realizar la desconexión. Una vez ha sido activado el mecanismo del ratchet, la desconexión del conector se realiza girando hacia a la izquierda pero esta vez para cortar los pines de bronce y liberar la parte superior del conector.

Esta secuencia de pasos de la tecnología con el conector Ratchet, es ilustrada en la **Figura 43**.

Figura 43. Secuencia de eventos del sistema Ratchet.



Fuente: elaboración propia, con base en KLEPPA, E., et al. Innovative Live Well Perforating System Used in the Statfjord Field. En: European Petroleum Conference. (20-22 de octubre de 1998: Hague, Holanda). p. 8. SPE 50588.

4.2.2 Técnicas con conectores actuados por la BOP. En esta sección se describen los principales Sistemas de Deployment para operaciones de cañoneo que usan técnicas con conectores actuados por la BOP de Deployment.

4.2.2.1 Completion Insertion and Removal under Pressure (CIRP)TM. El equipo de inserción y extracción bajo presión fue usado por primera vez en el año 1994, en Holanda, donde se usó un solo conector. En los últimos años se han realizado operaciones de cañoneo con esta técnica, siendo ejecutadas campañas extremas de cañoneo, como por ejemplo, la realizada en Nueva Zelanda en el año 2006, donde se corrieron grandes longitudes de cañón en una sola corrida (645 m de longitud de BHA) usando el CIRP para realizar un solo disparo, en condiciones de bajo balance y recuperar los cañones con el pozo vivo.⁹⁶

Esta técnica es usada para intervenciones con tubería flexible y puede ser usada en conjunto con la unidad de cable para facilitar el proceso de arme y desarme de la herramienta por secciones. Consiste en cuatro componentes principales: Conectores CIRP, Stack de Deployment con rams modificadas (guide ram con racks y No Go ram con locks) y válvulas de compuerta.⁹⁷ La conexión de la herramienta se realiza de manera remota “hands free” con el sistema cerrado a través de un mecanismo de cremallera (rack-piñón) entre los conectores CIRP y la ram con rack de la BOP de Deployment. Las válvulas de compuerta son conectadas por encima de la BOP de Deployment para darle cumplimiento a la política doble barrera durante cada conexión y desconexión del stack de superficie.

A continuación, se describen los principales componentes del Sistema de Deployment CIRP:

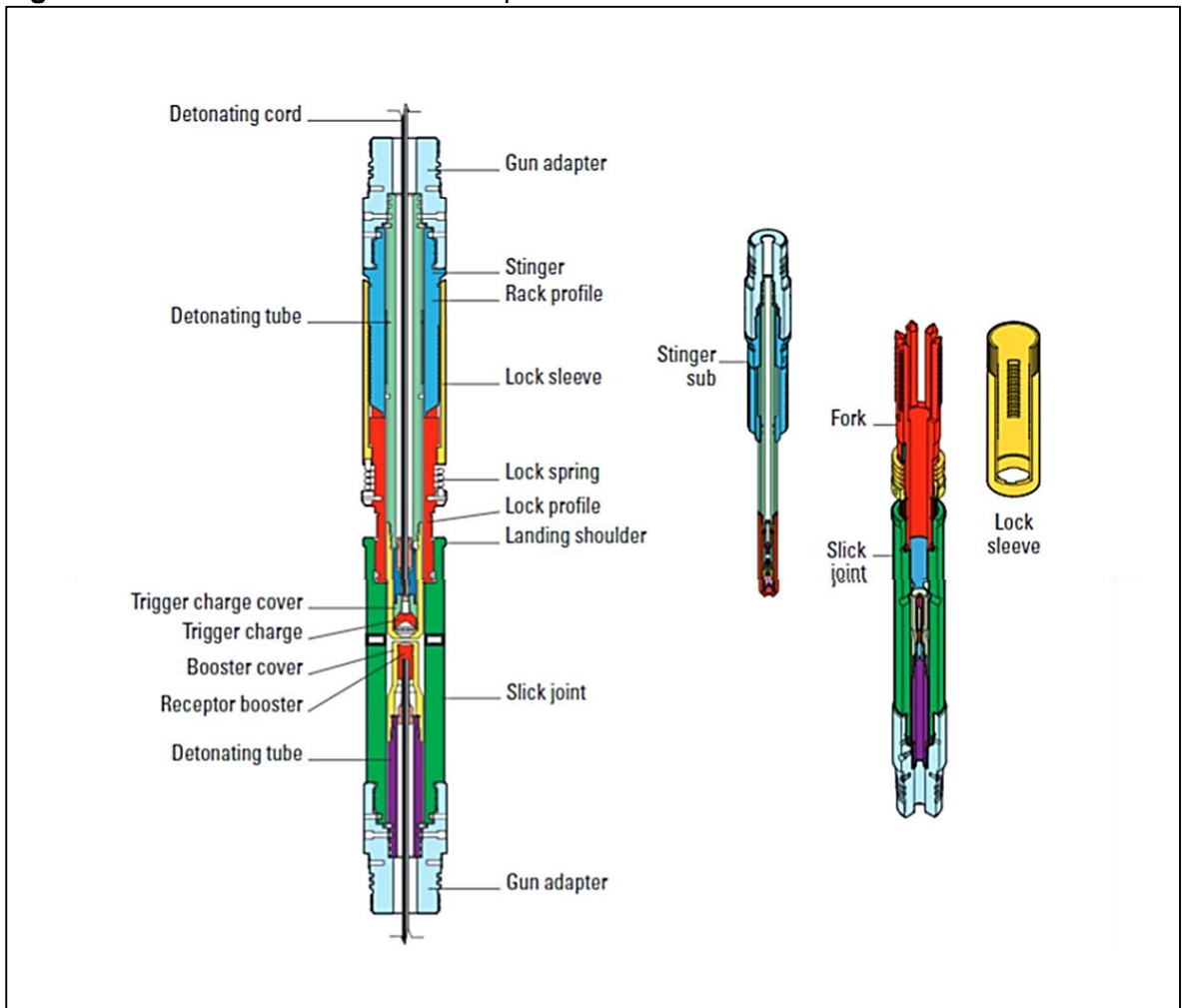
- **Deployment Stack.** Es una BOP modificada, adicional a la del PCE. El equipo es instalado por debajo de las válvulas de compuerta. Es operado manual e hidráulicamente. Incluye dos conjuntos de actuadores rams modificados con insertos especiales montados en el cuerpo de una BOP, los cuales, tienen la función de realizar la conexión y desconexión de los conectores CIRP. El primer conjunto son los *No-Go ram / Lock inserts*; son los actuadores del conjunto inferior de la BOP. El *No-go ram* es cerrado alrededor de la junta corrediza (slick joint) para descansar la herramienta con el hombro de asentamiento (shoulder). Los *Lock inserts* son activados para sujetar el conector. Es decir, sus funciones son localizar con precisión el actuador *rack ram* de la BOP en el perfil dentado del conector y bloquear la parte inferior del conector contra la rotación. El segundo conjunto son los *Guide ram / Rack inserts*; son los actuadores del conjunto superior. El *guide ram* es cerrado alrededor del perfil dentado (piñón) de la camisa superior para centralizar el conector. Luego, los *racks inserts* encajan en el perfil dentado de la camisa de bloqueo haciéndola girar contra el resorte. El resorte es tensionado hacia arriba para desenganchar la parte superior del CIRP.

⁹⁶ BARTHOLOMEW, P., et al. Near a Kilometer of Perforating Guns, in a 7½ Kilometer, Extended Reach Well - Coiled Tubing Shows its Mettle in New Zealand. En: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. (11-13 de septiembre de 2006: Adelaide, Australia). p. 1. SPE 101065.

⁹⁷ SCHLUMBERGER, CIRP. Op. cit., p. 1.

- Conectores CIRP.** Es el conector que permite el enlace mecánico y balístico entre las secciones del cañón (**Figura 44**). La sección inferior del CIRP tiene una camisa de bloqueo cargada con un resorte, el cual debe ser rotada en dirección a las manecillas del reloj para desbloquear el conector y liberar la sección superior. Ambas secciones son conectadas y ajustadas cuando la camisa es rotada en dirección contraria manteniéndose en la posición de bloqueo por el torque del resorte. Ambas secciones tienen un sello balístico de transferencia en la parte superior e inferior para transferir la secuencia del cañoneo. La junta corrediza del fondo (slick joint) tiene un hombro de asentamiento (shoulder) para un posicionamiento preciso en el Stack de Deployment. En la parte superior tiene un perfil dentado tipo piñón para funcionar con un mecanismo de cremallera (rack profile).

Figura 44. Conectores CIRP. Parte superior e inferior.



Fuente: SCHLUMBERGER. Perforating Services. Catalog. 2008. p. 462.

- **Válvulas de compuertas***. Generalmente son dos válvulas de compuerta (como mínimo) conectadas por encima del Stack de Deployment. Son las encargadas de cumplir con la política de doble barrera aislando el lubricador de la presión del pozo durante cada conexión y desconexión del Stack de superficie, mientras el ensamblaje de fondo, está con presión colgando del Stack de Deployment.
- **Sub de prueba rápida.** Es una herramienta que se adiciona al stack de superficie para realizar la conexión y desconexión de los lubricadores. Permite aumentar la eficiencia operativa cuando se realiza la prueba de presión del equipo de control de presión cuando se requieren múltiples corridas en un mismo trabajo. Anteriormente, la única forma de garantizar la integridad del PCE después de romper la conexión era llenar el lubricador y volver a probar el stack completo. Con esta herramienta, la conexión que se rompe puede volver a someterse a prueba probando los dos sellos o-ring del cuerpo del sub. Este es un volumen pequeño y se puede presurizar rápidamente con una bomba de mano hidráulica. Una válvula de aguja, con un sello metal a metal, puede sellar el puerto de prueba una vez finalizada la prueba de presión.

*Para garantizar redundancia en las barreras mecánicas, se puede adicionar barras de Deployment y hacer el cierre de las pipe rams de la BOP como se ha explicado en los Sistemas anteriores.

A continuación, se describe el procedimiento genérico para el sistema de Deployment CIRP.⁹⁸ Este procedimiento es basado en referencias de papers, información comercial de la empresa que provee la tecnología y ha sido complementado, organizado e ilustrado desde la experiencia y juicio del autor.

- **Paso 1.** Con las válvulas de compuerta cerradas. Se levanta la primera sección con el conector CIRP conectado a la Deployment *running tool* dentro del lubricador, se realiza la conexión del lubricador y se prueba la integridad del PCE. Se presuriza el lubricador para igualar con la presión del pozo. Las rams del *Deployment Stack* se mantienen abiertas. Se procede a abrir las válvulas de compuerta para permitir el acceso al pozo.
- **Paso 2.** Se posiciona el *slick joint* del conector a través de la *No-Go ram*. Se cierra hidráulicamente el *No-Go ram*. Se relaja peso para soportar la herramienta sobre el hombro de asentamiento. Se cierra hidráulicamente el *Lock ram* para accionar los insertos dentados y engancharlos con el cuerpo del *slick joint* evitando rotación de la parte inferior del conector CIRP. Se realiza un *pull test* para asegurar que la herramienta se encuentra asegurada con el *No-Go ram*.

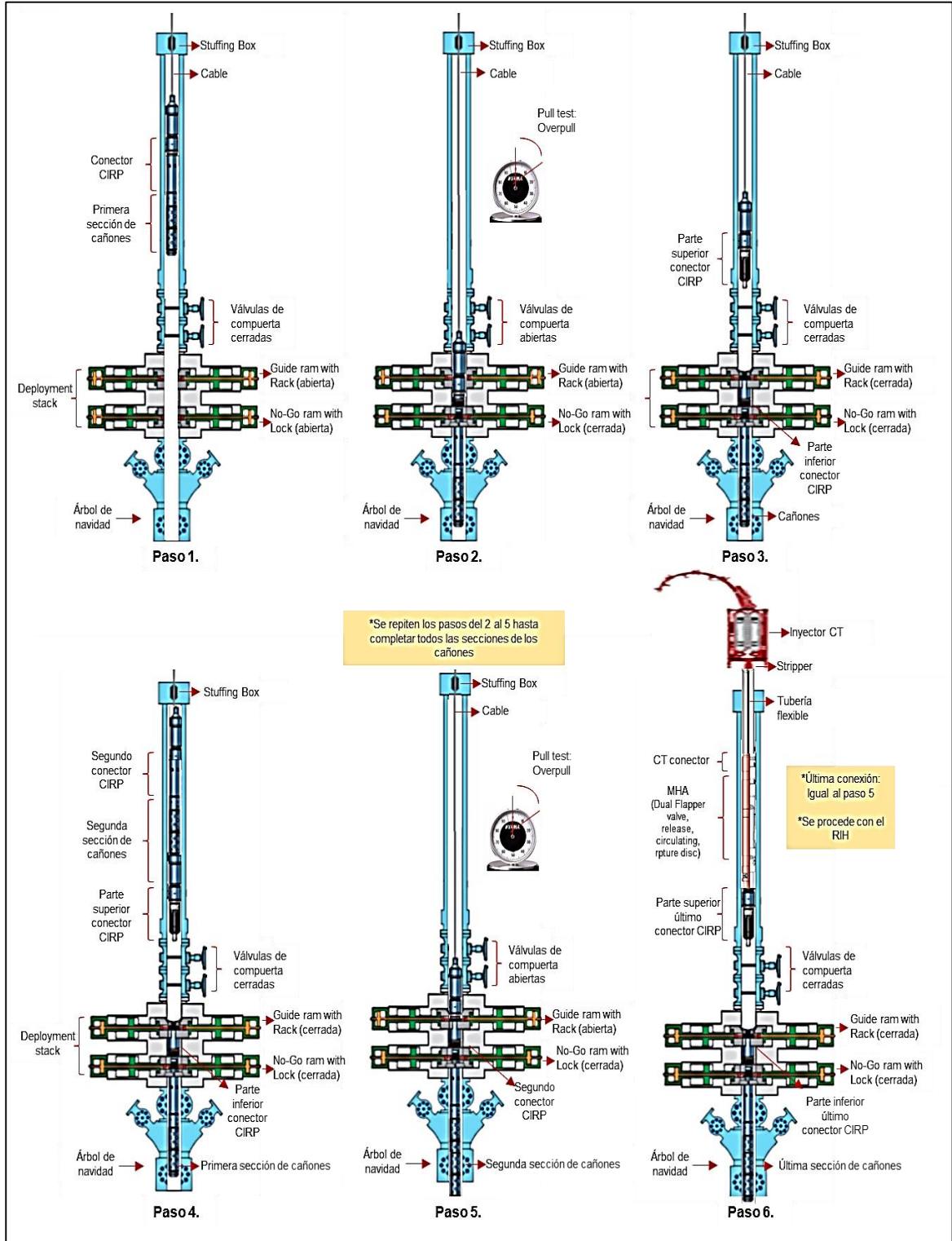
⁹⁸ ENGEL. Op. Cit., p. 1-2.

- **Paso 3.** Mientras se mantiene la tensión al conector, se cierra hidráulicamente el *Guide ram* para centralizar la herramienta. Luego, relajar tensión y cerrar hidráulicamente el *rack ram* para encajar el rack en el perfil piñón de la camisa de bloqueo haciéndolo girar contra el resorte. De esta manera, se libera la *running tool* del conector. Se levanta la *running tool* (parte superior del conector CIRP) por encima de las válvulas de compuerta. Posteriormente, se cierran las válvulas de compuerta, se despresuriza el lubricador para poder desconectarlo. En el *Deployment Stack* queda la parte inferior del conector CIRP bloqueado en los *No-Go ram* y la camisa de bloqueo en posición abierta.
- **Paso 4.** Se realiza el arme de la segunda sección del ensamblaje con la parte superior del conector CIRP en el fondo y se levanta dentro del lubricador, se conecta el lubricador con el sub de prueba rápida y se realiza prueba de presión. Se presuriza el lubricador para igualar con la presión del pozo.
- **Paso 5.** Se procede a abrir las válvulas de compuerta para permitir el acceso al pozo. Se desplaza la herramienta hacia abajo para acoplar las dos partes del conector CIRP. Se asienta el peso de la *running tool* para que las dos partes del conector encajen completamente. Se acciona hidráulicamente el *rack ram* para llevarlo a su posición inicial y de esta manera enganchar las dos partes. Se abre hidráulicamente la *guide ram*. Se realiza un *pull test* para confirmar que la conexión entre las dos partes del CIRP se ha realizado correctamente. Se acciona hidráulicamente el *lock ram* para llevarlo a su posición inicial. Se levanta la herramienta y se abre hidráulicamente el *No-Go ram*. Se repiten los pasos del 2 al 5 hasta completar todos las secciones de los cañones. (En caso de haber realizado el arme con unidad de cable, se cambia a una unidad de tubería flexible para realizar la última conexión).
- **Paso 6.** Por último, con la unidad de tubería flexible, se levanta el inyector y los lubricadores con la última sección del ensamblaje. Se conecta el lubricador con el sub de prueba rápida y se realiza prueba de presión. Se abren las válvulas de compuerta y con la unidad de tubería flexible se realiza la conexión de la última sección del ensamblaje de fondo, como se explicó en el paso 5. Se procede con el RIH. *

*Para recuperar el ensamblaje de fondo, la secuencia de conexión se invierte para realizar la desconexión

Esta secuencia de pasos de la tecnología CIRP, es ilustrada en la **Figura 45**.

Figura 45. Secuencia de eventos del sistema de Deployment CIRP.



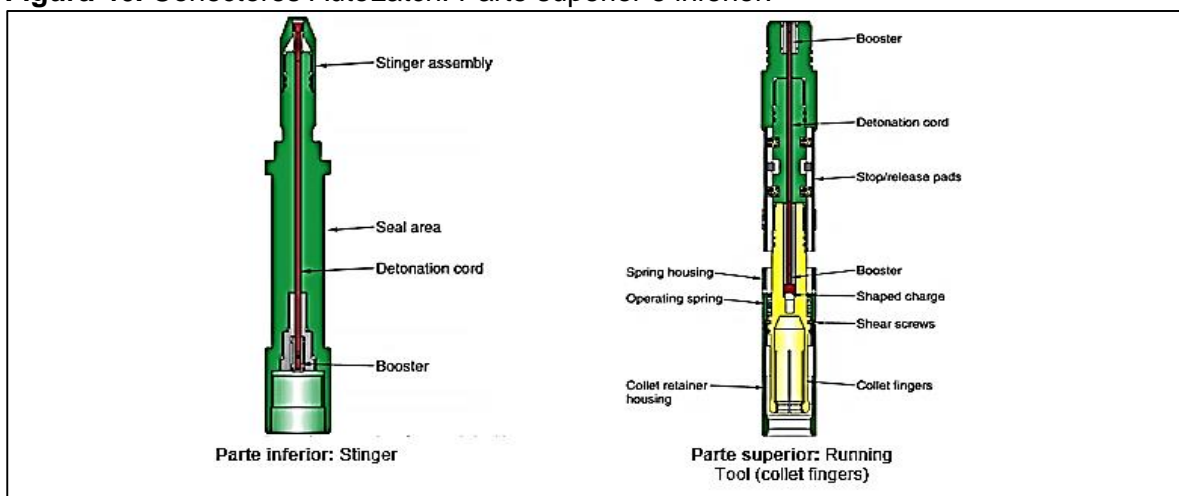
Fuente: elaboración propia, con base en SCHLUMBERGER. Perforating Services. 2008. p. 466.

4.2.2.2 Sistema AutoLatch™. Esta técnica es realizada por la empresa Halliburton y se basa en el principio de funcionamiento del CIRP. A diferencia del CIRP de Schlumberger, la manipulación del conector AutoLatch puede realizarse con las rams de una BOP convencional, por lo cual, no necesita de rams modificadas o con insertos especiales para actuar las conexiones. Es usado para intervenciones con tubería flexible y se puede usar en conjunto con la unidad de cable para facilitar el arme y desarme de la herramienta por secciones. Consiste en cuatro componentes principales: Conectores AutoLatch, BOP de Deployment (convencional) y válvulas de compuerta. La conexión de la herramienta se realiza de manera remota “hands free” con el sistema cerrado a través de un mecanismo de enganche y liberación con un elemento *stinger* y un *collet fingers*. Las válvulas de compuerta son conectadas por encima de la BOP de Deployment para darle cumplimiento a la política doble barrera durante cada conexión y desconexión del stack de superficie.

A continuación, se describen los principales componentes del Sistema AutoLatch.

- **Conectores Autolatch.** El *Automatic Latchable connector* (Figura 46), consiste principalmente en dos mecanismos. La parte inferior del conector (elemento *stinger*) es corrido con la sección del ensamblaje. La parte superior del conector (elemento de enganche / liberación) es corrido con la sección superior del ensamblaje. Las dos partes del conector son conectadas dentro del lubricador con el peso de la *running tool* para enganchar los *collet fingers* en el *stinger*, mientras que la desconexión de la *running tool* se realiza actuando la *pipe ram* de la BOP sobre los pads de *stop/release*. La parte inferior del conector posee una reducción de diámetro (área de sello) para hacer el cierre de las *pipe/slip ram* aislando la presión y sosteniendo la herramienta.

Figura 46. Conectores AutoLatch. Parte superior e inferior.



Fuente: elaboración propia, con base en GORDON, W., et al. HP/HT WCCL Technology aids successful Deployment perforating on the Glenelg Field. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (1-2 de abril de 2008: Texas, USA). p. 9. SPE 113835.

- **BOP de Deployment.** Es una quad BOP convencional, adicional a la del PCE. El equipo es instalado por debajo de las válvulas de compuerta. Es operado manual e hidráulicamente. La BOP es vestida de la siguiente manera: *locator ram* (localiza la herramienta), *pipe ram* (libera la running tool), *blind/shear* (seguridad) y *pipe/slip* (sostiene la herramienta durante cada conexión y desconexión).
- **Control de Presión*.** El sistema es usado con dos modalidades que cumplen con la política de doble barrera aislando el lubricador de la presión del pozo durante cada conexión y desconexión del Stack de superficie mientras el ensamblaje de fondo, está con presión colgando de las *pipe/slip ram*. Se puede implementar cualquiera de las dos opciones (o una combinación entre las dos para garantizar redundancia en barreras mecánicas): el primero es el uso de válvulas de compuertas. Generalmente, son dos válvulas de compuerta (como mínimo) conectadas por encima de la BOP de Deployment. El segundo, el uso del conjunto *Blind ram/ Pipe ram*. Con esta opción, la primera barrera mecánica es el sello entre la pipe ram y la reducción de diámetro del conector AutoLatch (área de sello). Una vez la herramienta está por encima de la *blind ram*, esta es cerrada para proporcionar la segunda barrera mecánica.
- **Sub de prueba rapida.** Es una herramienta que se adiciona al stack de superficie para realizar la conexión y desconexión de los lubricadores. Permite aumentar la eficiencia operativa cuando se realiza la prueba de presión del equipo de control de presión cuando se requieren múltiples corridas en un mismo trabajo. Anteriormente, la única forma de garantizar la integridad del PCE después de romper la conexión era llenar el lubricador y volver a probar el stack completo. Con esta herramienta, la conexión que se rompe puede volver a someterse a prueba probando los dos sellos o-ring del cuerpo del sub. Este es un volumen pequeño y se puede presurizar rápidamente con una bomba de mano hidráulica. Una válvula de aguja, con un sello metal a metal, puede sellar el puerto de prueba una vez finalizada la prueba de presión.

*Para garantizar redundancia en las barreras mecánicas, se puede adicionar barras de Deployment y hacer el cierre de las pipe rams de la BOP como se ha explicado en los Sistemas anteriores.

A continuación, se describe el procedimiento genérico para el sistema AutoLatch.⁹⁹ Este procedimiento es basado en referencias de papers, información comercial de la empresa que provee la tecnología y ha sido complementado, organizado e ilustrado desde la experiencia y juicio del autor.

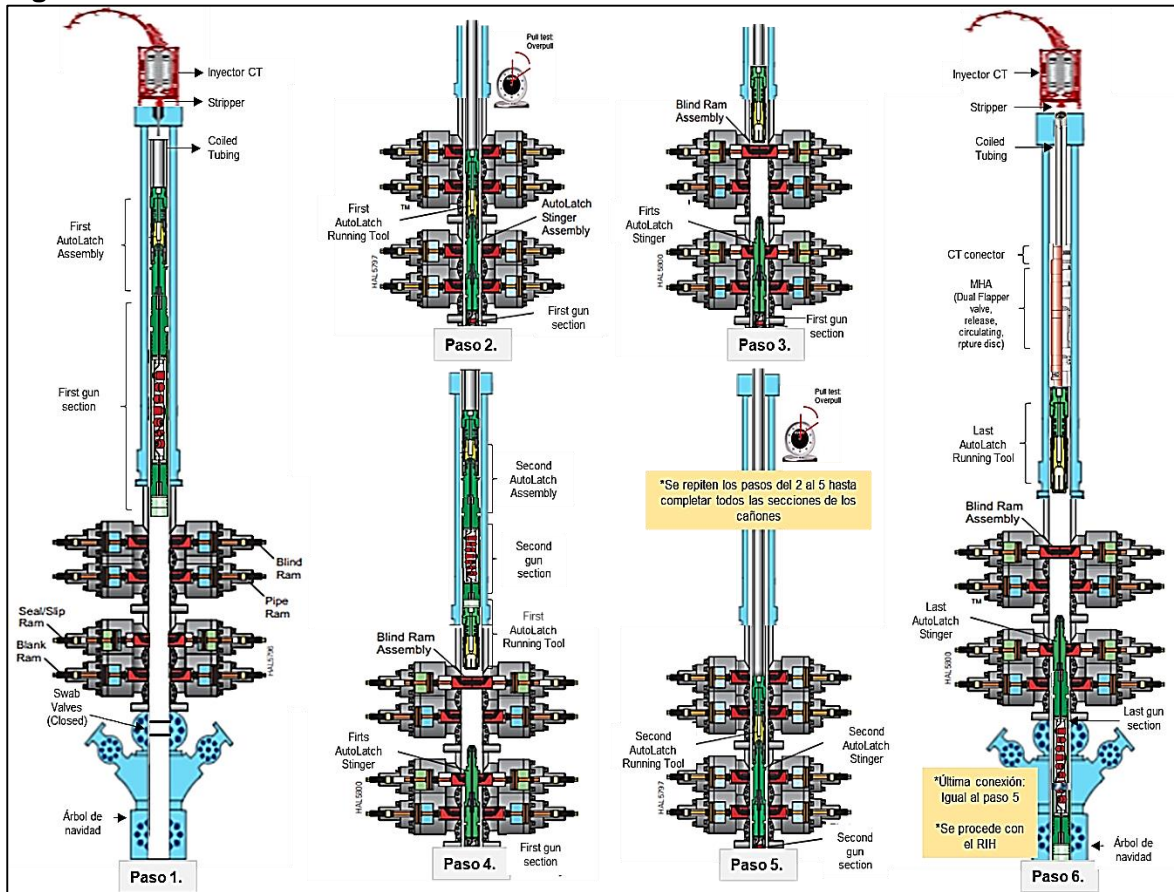
⁹⁹ GORDON, W., et al. HP/HT WCCL Technology aids successful Deployment perforating operations on the Glenelg Field. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (1-2 de abril de 2008: Texas, USA). p. 2. SPE 113835.

- **Paso 1.** Con las válvulas de compuerta cerradas. Se levanta la primera sección con el conector AutoLatch conectado a la Deployment *running tool* dentro del lubricador, se realiza la conexión del lubricador y se prueba la integridad del PCE. Se presuriza el lubricador para igualar con la presión del pozo. Según la modalidad escogida de control de presión: se procede a abrir las válvulas de compuerta o las válvulas swab del pozo para permitir el acceso al pozo.
- **Paso 2.** Se corre la herramienta por debajo de la *locator ram*, se cierra esta ram y se levanta la herramienta hasta tocar la ram, esto posiciona el área de sello del *stinger* del conector a través de la *pipe/slip ram*. Se cierra hidráulicamente la *pipe/slip ram* para sostener el ensamblaje de fondo. Se realiza un *pull test* para confirmar que la herramienta se encuentra asegurada con la *pipe/slip ram*.
- **Paso 3.** Se actúa la pipe ram, esto comprime los pads de *stop/release*, por lo cual la *running tool* es liberada con la parte superior del conector AutoLatch. Según la modalidad escogida de control de presión: se levanta la *running tool* por encima de las válvulas de compuerta o la *blind ram*. Posteriormente, se cierran (válvula de compuerta o *blind ram* hidráulica), se despresuriza el lubricador para poder desconectarlo. En la BOP de Deployment queda el *stinger* (parte inferior del conector AutoLatch) colgando con el ensamblaje de fondo.
- **Paso 4.** Se realiza el arme de la segunda sección del ensamblaje con la parte superior del conector AutoLatch en el fondo y se levanta dentro del lubricador, se conecta el lubricador con el sub de prueba rápida y se realiza prueba de presión. Se presuriza el lubricador para igualar con la presión del pozo.
- **Paso 5.** Según la modalidad escogida de control de presión: se procede a abrir las válvulas de compuerta o *blind ram* para permitir el acceso al pozo. Se desplaza la herramienta hacia abajo para acoplar las dos partes del conector AutoLatch. Se asienta el peso de la *running tool* sobre el *stinger* para que las dos partes del conector encajen completamente, esto se realiza para cortar los pines y enganchar los *collet fingers* en el *stinger*. Se realiza un *pull test* para confirmar la conexión del AutoLatch. Se abre hidráulicamente las *pipe/slip ram*. Se repiten los pasos del 2 al 5 hasta completar todas las secciones de la herramienta. (En caso de haber realizado el arme con unidad de cable, se cambia a una unidad de tubería flexible para realizar la última conexión).
- **Paso 6.** Por último, con la unidad de tubería flexible, se levanta el inyector y los lubricadores con la última sección del ensamblaje. Se conecta el lubricador con el sub de prueba rápida y se realiza prueba de presión. Según la modalidad escogida de control de presión: se abren las válvulas de compuerta o la *blind ram* y, con la unidad de tubería flexible, se realiza la conexión de la última sección del ensamblaje de fondo, como se explicó en el paso 5. Se procede con el RIH.*

*Para recuperar el ensamblaje de fondo, la secuencia de conexión se invierte para realizar la desconexión.

Esta secuencia de pasos de la tecnología con conector AutoLatch, es ilustrada en la **Figura 47**. El método ilustrado involucra control de presión con *blind ram/pipe ram* y el uso de unidad de tubería flexible durante el arme, desarme y la corrida (también es posible realizarlo con unidad de cable). La secuencia de eventos con válvulas de compuerta, es similar al ilustrado con el sistema CIRP.

Figura 47. Secuencia de eventos del sistema AutoLatch.



Fuente: elaboración propia, con base en HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha]. p. 92-93.

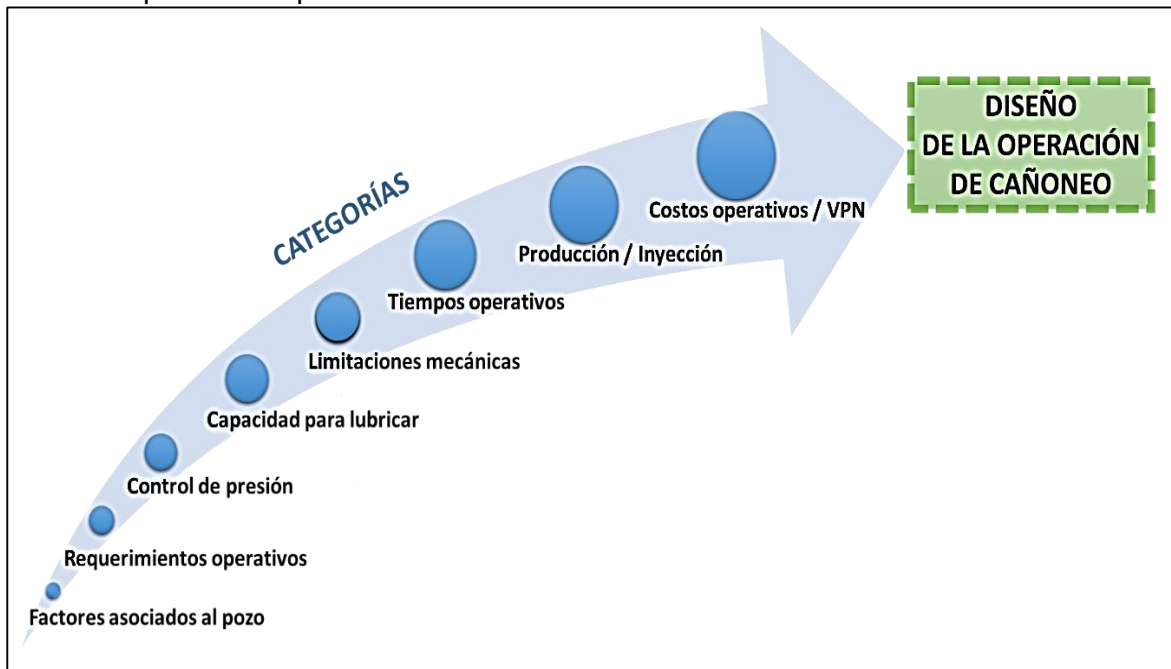
5. DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE CAÑONEO PARA EL POZO 1

En este capítulo se describe la primera etapa del proyecto asociada a la planeación de la operación de cañoneo inicial en el pozo 1, localizado en el Campo Pauto del Bloque Piedemonte; esta operación hizo parte del plan de completamiento del pozo para ser puesto en producción. Dicho proceso de planeación incluyó el diseño de la operación de cañoneo y la descripción de las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas para los escenarios con cable eléctrico convencional, tubería flexible convencional y tubería flexible con Sistema de Deployment.

El diseño de los tres escenarios fue realizado por medio de la identificación y evaluación de las ocho categorías mencionadas en el...Capítulo 3...; este proceso permitió modelar las condiciones específicas de cada escenario dentro del proceso de planeación de las diferentes opciones de cañoneo, al mismo tiempo, permitió determinar si era viable implementar la tecnología Sistema de Deployment en el pozo seleccionado. Cabe resaltar que en este pozo no se cumplían las condiciones de trabajos de longitud extendida mencionados en la **Sección 2.4.3.2**, razón por la cual, estas opciones de cañoneo no fueron incluidas.

La **Figura 48** muestra de forma secuencial los factores considerados dentro del proceso de planeación de una operación de cañoneo, los cuales, fueron determinados y categorizados con base en el estudio realizado en el...Capítulo 3...

Figura 48. Categorías establecidas para realizar el diseño de la operación de cañoneo dentro del proceso de planeación.



Fuente: elaboración propia.

5.1 FACTORES ASOCIADOS AL POZO

La primera etapa para la elaboración de los diseños consistió en identificar la geometría y fuerzas del pozo. El análisis de dichos factores permitió: verificar acceso y determinar posibles restricciones o puntos apretados, *drift* del completamiento para determinar el máximo OD del BHA, condiciones de integridad del pozo, calcular volúmenes del pozo para el trabajo de desplazamiento de salmuera y establecer el nivel de fluido en el pozo según el método de cañoneo.

5.1.1 Geometría del pozo. El pozo 1 fue perforado para ser productor del Campo Pauto alcanzando una profundidad total de 19,331 ft profundidad medida (MD). Este es un pozo direccional con trayectoria tipo S, cuenta con 6 secciones perforadas y revestidas. En la **Tabla 8**, se resume la información del pozo.

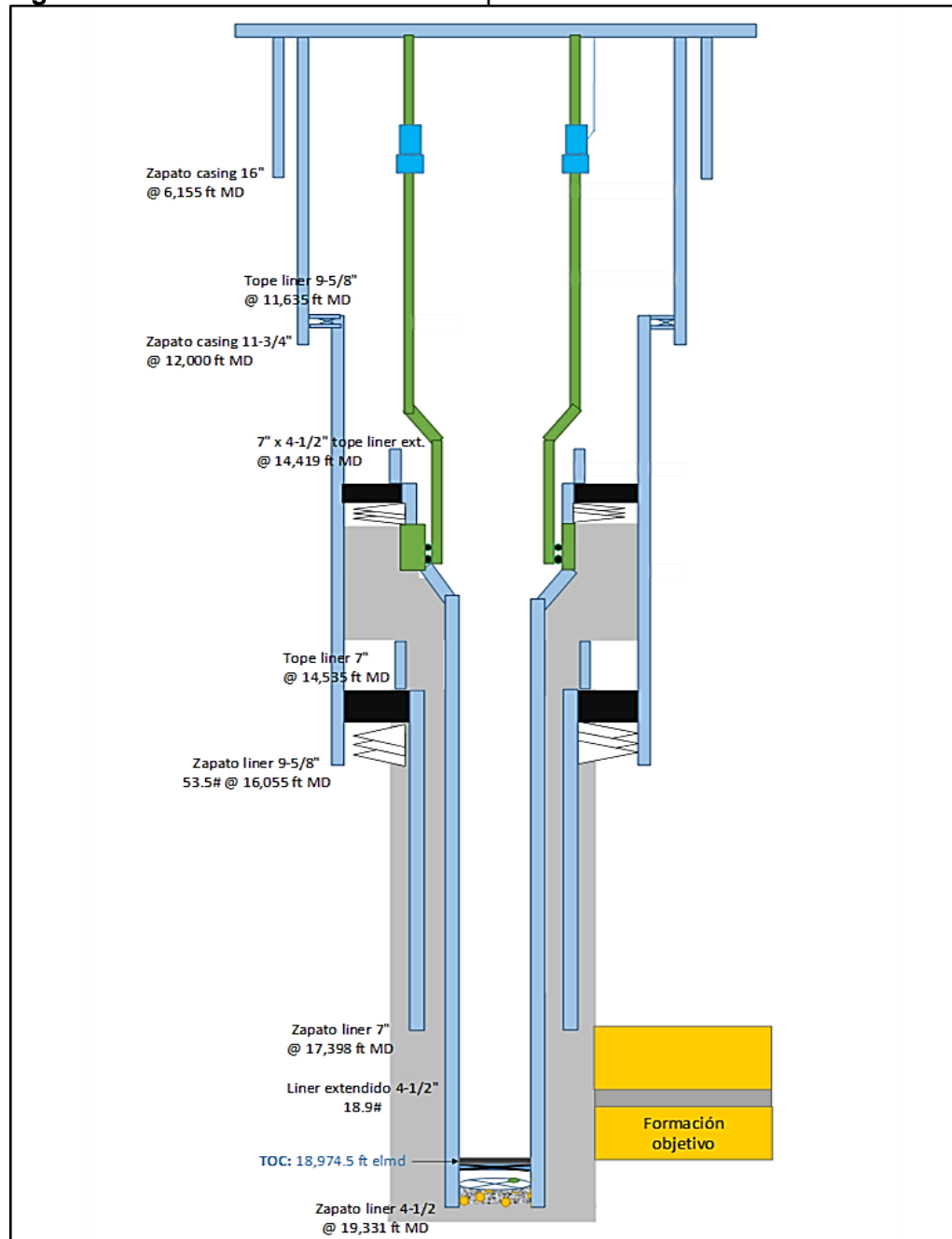
Tabla 8. Información sobre la geometría del pozo 1.

GEOMETRÍA DEL POZO 1			
Forma	Tipo S	TD	Estimado a 18,974.5 ft MD TOC
Máxima desviación	36.94° @ 15,257 ft MD	Volumen	350 bbl hasta TD
Máximo dogleg	8.21°/100 ft @ 15,591 ft MD	Mínimo ID	3.58" conexión del liner 4 1/2" (18.9 lb/ft)
Completamiento	Tubing: 5 1/2" y 5" Liner: 4 1/2"		API Drift 3.515" liner 4 1/2" (18.9 lb/ft)

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El pozo tiene un completamiento con PBR (Polished Bore Receptacle) diseñado para soportar altas presiones: Tubing de 5 1/2" (26 lb/ft y 13% Cr) hasta 14,400 ft MD, posteriormente, el Tubing presenta una reducción a 5" (23.2 lb/ft y 13% Cr) hasta 14,506 ft MD. Tiene un liner de 7" (32 lb/ft y 13% Cr) colgado a 14,420 ft MD con 5.25" PBR a 14,480 ft MD, tubing de 5" (23.2 lb/ft y 13% Cr) conectado al PBR hasta 14,495 ft MD y, por último, liner de producción de 4 1/2" (18.9 lb/ft y 13% Cr) hasta la profundidad total (TD). El diámetro mínimo en el completamiento del pozo es de 3.586" en las conexiones de la junta y 3,64" en el cuerpo del liner de producción de 4 1/2" (API Drift: 3.515"). La inclinación máxima es 36,94° @ 15,257 ft MD y el "dogleg" máximo es 8.21°/100 ft @ 15,591 ft MD. Durante los trabajos del completamiento inicial se tuvo que aislar una zona, por lo cual, el TD actual estimado del pozo es en 18,974.5 ft elmd TOC (tope del tapón de cemento, TOC, medido a profundidad e-line, elmd). En la **Figura 49**, se puede observar el estado mecánico actual del pozo.

Figura 49. Estado mecánico actual del pozo 1.



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.1.2 Fuerzas del pozo. El pozo 1 no tiene intervalos abiertos, es decir, no está comunicado con ninguna formación productora por encima del tapón. Debido a que se tiene diferentes escenarios, se hace necesario modificar las condiciones actuales del pozo con el fin de ajustar las condiciones de presión requeridas. Esta información se encuentra resumida en la **Tabla 9**; en la **Sección 5.2.4.2** se realiza la justificación de dichas condiciones propuestas.

Tabla 9. Información sobre las fuerzas del pozo 1 para la operación de cañoneo.

ESCENARIO	TÉCNICA DE CORRELACIÓN	F_{wp} determinada por:		F_b determinada por:		F_f determinada por:
		Etapa del cañoneo	WHSIP	Etapa del cañoneo	BHP Estática	FACTOR DE FRICCIÓN
Sistema de Deployment	Correlación tocando una profundidad conocida	Antes	WHSIP: 2,600 psi	Antes	BHP: 5,650 psi	RIH: 0.25 POOH: 0.30
		Durante	WHSIP: 2,600 psi	Durante	BHP: 5,650 psi	
		Posterior	WHSIP: 2,600 psi	Posterior	BHP: 5,650 psi	
Tubería flexible convencional	Correlación tocando una profundidad conocida	Antes	WHSIP: 750 psi	Antes	BHP: 3,150 psi	RIH: 0.25 POOH: 0.30
		Durante	WHSIP: 750 psi	Durante	BHP: 3,150 psi	
		Posterior	WHSIP: 750 psi	Posterior	BHP: 3,150 psi	
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	Antes	WHSIP: 2,800 psi	Antes	BHP: 5,650 psi	RIH: 0.25 POOH: 0.30
		Durante	WHSIP: 2,800 psi	Durante	BHP: 5,650 psi	
		Posterior	WHSIP: 2,800 psi	Posterior	BHP: 5,650 psi	

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Para estos escenarios, las fuerzas por presión del pozo (F_{wp}) dependen de la presión que se tenga en cabeza de acuerdo a las condiciones de operación. En cuanto a las fuerzas de levantamiento o boyanza (F_b), durante todo el trabajo se tendrán condiciones estáticas con pozo cerrado, por lo cual, las fuerzas de levantamiento y boyanza que experimenta el BHA dependerán del tipo de fluido, del peso del BHA y del cable o tubería flexible: Para el RIH, estas fuerzas estarán determinadas por la boyanza producida por el fluido estático dentro del pozo (salmuera inhibidora de arcillas de 8.4 ppg y columna de Nitrógeno N_2). En el momento del disparo dependerán de la dirección y magnitud del diferencial de presión. Posterior al cañoneo, dependerán de la fuerza de boyanza producida por el fluido estático dentro del pozo (salmuera inhibidora de arcillas de 8.4 ppg, columna de Nitrógeno N_2 y, en caso que el pozo responda, de fluidos de la formación). Por último, con respecto a la fuerza de fricción del pozo (F_f) se usó como referencia los accesos reportados según los eventos históricos del pozo y de otros con trayectorias similares para ajustar el factor de fricción del pozo. El análisis de ingeniería realizado en la **Sección 5.5.1.2**, permitió simular los efectos de estas fuerzas durante el RIH y POOH en los diferentes escenarios.

5.2 REQUERIMIENTOS OPERATIVOS

Los objetivos y el alcance general del trabajo está determinado por el SOR (Statement of Requirements). La segunda etapa del diseño consistió en buscar alternativas de desarrollo que permitieran darle cumplimiento al objetivo del trabajo según el número de intervalos y las zonas objetivo. Estas alternativas pueden ser evaluadas y modificadas con el fin de establecer las condiciones y las técnicas óptimas en miras de maximizar la eficiencia de los perforados para lograr un mayor beneficio en producción.

5.2.1 Numero de intervalos. La zona objetivo hace parte del plan de completamiento inicial del pozo, por lo cual, se pretende realizar la adición de intervalos para comunicar el pozo con la primera formación productora. Se requiere cañonear entre 18,870 ft y 18,930 ft MD con una longitud de 60 ft; la longitud efectiva de intervalos son 54 ft espaciados según los requerimientos del SOR.

5.2.2 Selectividad. Se requiere cañoneo de múltiples zonas (múltiples intervalos). En la **Tabla 10**, se muestran los intervalos requeridos para cañoneo.

Tabla 10. Intervalos requeridos para cañoneo en el pozo 1.

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Longitud (ft)	Categoría
Formación	18,870	18,901	31	Adición
Objetivo	18,907	18,930	23	Adición

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.2.3 Control de profundidad. La última intervención en el pozo fue la corrida con “dump bailer” para los trabajos de colocación del tapón de cemento, después del tiempo de espera del fraguado de cemento (WOC) se realiza la corrida de verificación del tope de cemento (TOC), por lo cual, se tiene una profundidad conocida y corregida recientemente a elmd (medido a profundidad e-line) del registro base de correlación. En el **Cuadro 13**, se describen las técnicas de correlación seleccionados para el trabajo de cañoneo en los tres escenarios.

Cuadro 13. Técnicas de correlación para el cañoneo en el pozo 1.

ESCENARIO	TÉCNICA DE CORRELACIÓN	PROCEDIMIENTO
Sistema de Deployment y tubería flexible convencional	Correlación tocando una profundidad conocida	<p>Esta técnica implica tocar una profundidad conocida dos veces (en este caso el TOC), remover estiramiento, marcar la tubería en superficie y corregir la profundidad del contador electrónico ctmd actual a elmd del registro base. Posteriormente, posicionar la herramienta en el intervalo de cañoneo y nuevamente marcar la tubería en superficie para usarla como referencia.</p> <p>*En caso de usar la técnica con tubería flexible convencional, las corridas posteriores de cañoneo pueden ser correlacionadas con la marca en la tubería de la primera corrida. Aunque esto disminuye el tiempo por corrida, se puede incrementar considerablemente la incertidumbre por desfase, es por esto, que para cada corrida lo recomendable es correr la tubería hasta tocar TD.</p>

Cuadro 13. (Continuación).

ESCENARIO	TÉCNICA DE CORRELACIÓN	PROCEDIMIENTO
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	Esta técnica permite correlacionarse en profundidad en tiempo real con los sensores Gamma Ray y CCL (localizador de collares) al localizar los <i>pup joint</i> y las marcas radiactivas instaladas en el liner de producción de 4-1/2". Permite corregir la profundidad elmd actual a la profundidad elmd del registro base de correlación.

Fuente: elaboración propia.

5.2.4 Método de cañoneo. La técnica de cañoneo y condición de diferencial de presión durante el disparo fue seleccionada de acuerdo a los requerimientos de un trabajo de adición de nuevos intervalos según las propiedades de la formación objetivo. A continuación, se describe la selección y el ajuste de parámetros realizado para maximizar la eficiencia operativa y de beneficio del cañoneo.

5.2.4.1 Técnica de cañoneo. Para los tres escenarios se seleccionó la técnica de cañoneo a chorro (cargas dimensionadas) configurada con cañón de 2 7/8", carga de penetración profunda para ambiente líquido y explosivo de 17.5 g HMX. En cuanto a la geometría del cañoneo, la densidad de disparo es de 6 spf, con un ángulo de fase de 60°. La simulación de penetración de cargas fue realizada asumiendo una posición descentralizada del cañón, una tubería (liner de producción de 4 1/2", 18.9 lb/ft, 13% Cr), con las condiciones de fondo de la zona objetivo y la configuración del cañón/carga mostrada en el **Cuadro 14**.

Cuadro 14. Configuración cañón/carga para simulación de penetración de cargas pozo 1.

Esquema perforado	Información de la carga	
	Tipo	DP para ambiente líquido
	Angulo de fase	60°
	Información del explosivo	
	Tipo	HMX de 17.5 g
	Información del cañón	
	Tamaño	2.875"
	Posición	Excéntrico
	Densidad de disparo	6 spf
Patrón del disparo	Espiral	

Fuente: elaboración propia, con base en EQUION ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Esta simulación es realizada para modelar las penetraciones y el diámetro del hueco de entrada para la densidad y la orientación de disparo escogida. Los resultados de dicha simulación para cada disparo son mostrados en la **Tabla 11**. El modelo predice una penetración en la formación en promedio de 4.95”, un túnel efectivo perforado en promedio de 4.72” y un diámetro de hueco de entrada en el liner de 4 ½” en promedio de 0.327’.

Tabla 11. Simulación de penetración de cargas pozo 1.

Disparo	Orientación (°)	Clearance (in)	Penetración en la formación (in)	Túnel efectivo perforado (in)	Diámetro de hueco de entrada en 4 ½” (in)
1	0	0.00	5.22	4.98	0.306
2	60	0.16	4.75	4.53	0.322
3	120	0.54	4.92	4.69	0.335
4	180	0.77	5.17	4.93	0.342
5	240	0.54	4.92	4.69	0.335
6	300	0.16	4.75	4.53	0.322

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Según la prueba API RP 19B sección I, las cargas de choque con este tipo de cargas producto del disparo pueden generar un hinchamiento de hasta un máximo OD de 3.07” para el cañón de 2 7/8”. Con esto se puede garantizar que el hinchamiento producido en los cañones no supera el *drift* del pozo.

5.2.4.2 Diferencial de presión. Con respecto al diferencial de presión, generalmente, la magnitud de presión diferencial requerida para la limpieza efectiva de los túneles perforados en pozos pertenecientes a los Campos Floreña y Pauto se maneja en un rango óptimo entre 2,000 a 4,000 psi de diferencial de presión positivo (bajo balance). La formación objetivo se estima de alta presión de yacimiento (6,150 psi). Para la determinación de la magnitud de bajo balance óptimo se tomó el método de Behrman (1996), el cual, depende de la siguiente información resumida en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Propiedades de la formación objetivo para cañoneo en el pozo 1.

Parámetro	Abreviación	Valor	Unidad
Permeabilidad efectiva al petróleo	k_o	1	mD
Porosidad efectiva	ϕ	5	%
Resistencia a la compresión	UCS	25,000	psi

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El diámetro del túnel perforado en la roca (D) fue determinado por medio de la **Ecuación 3** según la UCS de la formación y el hueco de entrada en el liner mostrado en la **Sección 5.2.4.1**.

$$D = EH_{N80} * [3.27 - 0.61 * \ln(UCS)] = 0.327 \text{ in} * [3.27 - 0.61 * \ln(25 \text{ kpsi})] = 0.4272 \text{ in}$$

El bajo balance estático óptimo durante el cañoneo fue determinando con la **Ecuación 1** para permeabilidades menores a 100 mD. Para no producir un daño inducido por una mala limpieza del perforado, se recomienda ajustar un bajo balance como mínimo de 2,825 psi.

$$\Delta P_{UB \text{ } k < 100 \text{ mD}} = \frac{687 \Phi D^{0.3}}{k^{1/3}} = \frac{687 * 5 \% * (0.4272 \text{ in})^{0.3}}{(1 \text{ mD})^{1/3}} = 2,825 \text{ psi}$$

Debido a que se tiene una columna hidrostática de fluido (salmuera inhibidora de arcillas) dentro del pozo, es necesario desplazar parte de esta columna para establecer un nivel de fluido que permite ajustar este bajo balance requerido y garantizar que los cañones sean detonados en un ambiente líquido (fluido incompresible). Debido a que es un trabajo de completamiento *rigless*, el desplazamiento del líquido es realizado con unidad de tubería flexible bombeando Nitrógeno (N₂) por dentro de la tubería y desplazando por el anular para ajustar el bajo balance requerido en fondo (frente a la zona objetivo). La **Tabla 13** describe la magnitud de diferencial de presión ajustado para cada escenario considerando aspectos de seguridad de la formación, de integridad del pozo y operativos asociados al método de transporte. En el **Anexo C** se describe el procedimiento para calcular la presión en fondo requerida en cada escenario.

Tabla 13. Diferencial de presión para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.

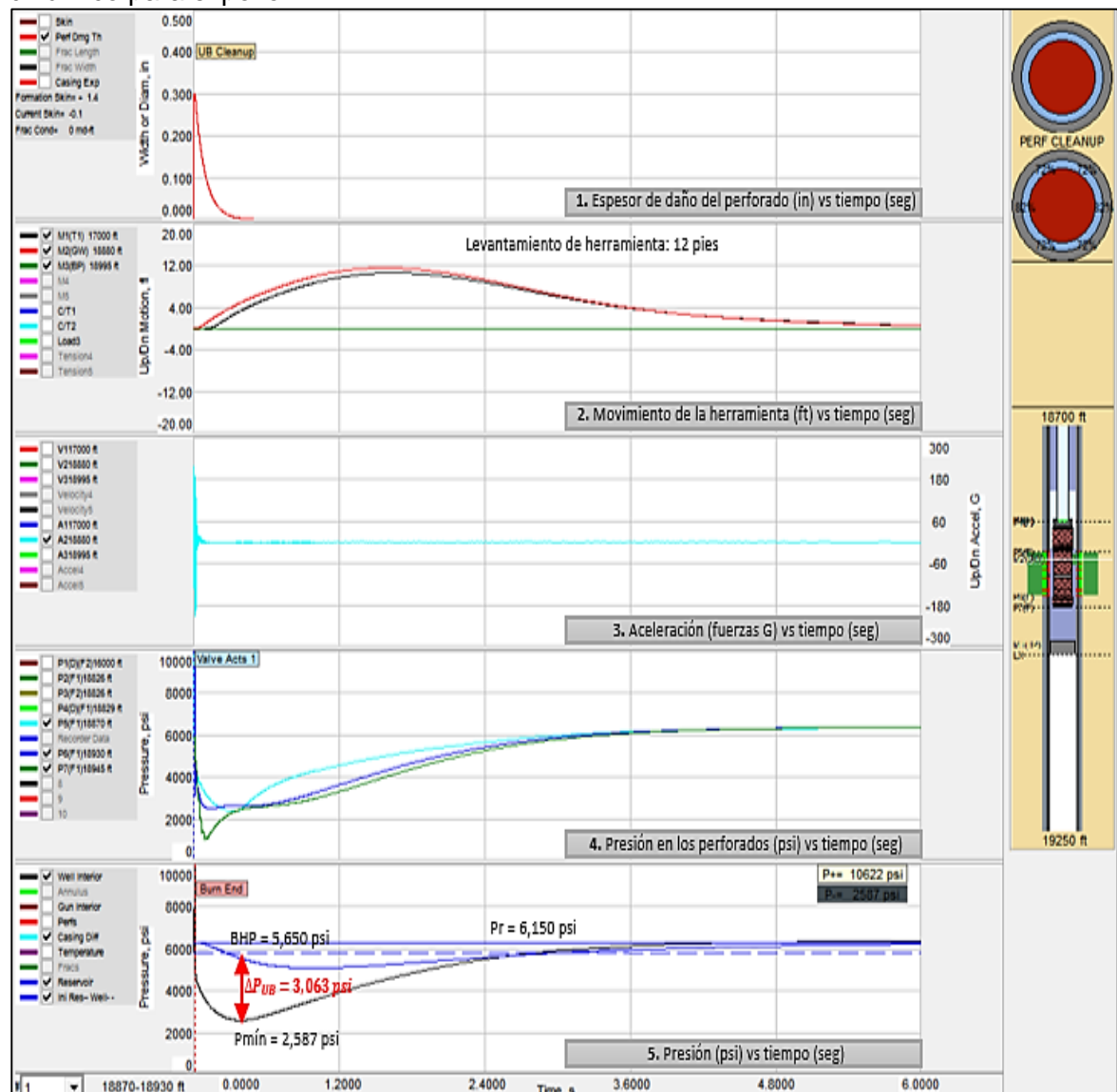
Escenario	Presiones en el pozo. Zona objetivo 18,900 ft MD / 17,125 ft TVD	ΔP al momento del disparo / Condición de presión
Sistema de Deployment	Pyct: 6,150 psi BHP: 5,650 psi	3,063 psi / Bajo balance dinámico (500 psi estático → 2,587 psi dinámico)
Tubería flexible convencional	Pyct: 6,150 psi BHP: 3,130 psi	3,000 psi / Bajo balance estático
Cable eléctrico convencional	Pyct: 6,150 psi BHP: 5,650 psi	500 psi / Bajo balance estático

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El escenario con Sistema de Deployment, fue diseñado para alcanzar en la zona objetivo un bajo balance estático de 500 psi antes del disparo y, después del disparo, someter a la formación a un bajo balance dinámico de aproximadamente 3,063 psi, hasta que la formación produzca suficiente fluido y la presión en fondo se

estabilice con la presión de yacimiento (6,150 psi). Esta combinación entre bajo balance estático y dinámico ha sido configurada para maximizar la limpieza en la cara del pozo alrededor de los túneles perforados. En la **Gráfica 2** se muestra la simulación realizada para modelar dicho escenario mediante el uso de cámaras de vacío; esta condición es alcanzada si existe suficiente volumen libre de cañón, área y camino de flujo para crear el efecto de succión y favorecer la entrada de fluidos del yacimiento al interior del cañón.

Gráfica 2. Simulación de diferencial de presión por cañoneo con bajo balance estático y dinámico para el pozo 1



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

La simulación se ajustó con base en lo siguiente: Inicialmente con la unidad de tubería flexible ajustar un bajo balance estático de 500 psi en fondo antes del

cañoneo, determinado por una presión de yacimiento estimada de 6,150 psi y una presión hidrostática en fondo de 5,650 psi. Al analizar esta simulación, después del disparo y de la apertura de la cámara de vacío, se alcanza una presión mínima en fondo de 2,587 psi logrando un máximo diferencial de presión de 3,063 psi con una duración de 2.5 segundos. Con esta condición se puede producir una remoción completa de la *crushed zone* y un porcentaje de limpieza de los túneles perforados entre 72 y 82%, por lo cual, la relación entre permeabilidad de la zona virgen y por zona compactada (k_c/k) sería aproximada a 1. Las cargas de choque producto de las ondas de presión generadas durante el bajo balance dinámico pueden producir un levantamiento de la herramienta alrededor de 12 ft, por lo cual, estas fuerzas no representan condiciones limitantes de esfuerzos u ondas de choque.

El escenario con tubería flexible convencional fue diseñado para alcanzar un bajo balance estático de 3,000 psi logrando satisfacer el diferencial de presión estático óptimo sugerido por la correlación de Berhman para alcanzar una limpieza efectiva del perforado. Basados en la teoría y datos experimentales, a pesar que se sobrepasa la magnitud de bajo balance acorde a la teoría de Behrman, se ha comprobado que lo que realmente rige la limpieza del perforado son las fluctuaciones de presión en el pozo generados por una condición dinámica. Este escenario contempla una condición de bajo balance estático, por lo cual, se asume una relación k_c/k de 0.5 tomando como referencia los datos teóricos y experimentales reportados en la **Figura 19**. Por otro lado, para el cañoneo con tubería flexible se podría evidenciar un movimiento del cañón alrededor de 4 ft, por lo cual, estas fuerzas no representan condiciones limitantes de esfuerzos u ondas de choque.

El escenario con cable eléctrico convencional fue diseñado para alcanzar un bajo balance estático de 500 psi debido a que esta es la magnitud máxima recomendada para cañonear con esta unidad. Dicha condición no alcanza a satisfacer el diferencial de presión estático óptimo sugerido por la correlación de Berhman, por lo cual, se determinó una relación k_c/k de 0.12 basados en el procedimiento sugerido por Behrman para diferenciales de presión sub-óptimos (**Ecuación 9** y **Ecuación 11**, respectivamente). Por otro lado, basados en la experiencia en campo con respecto a las fuerzas de levantamiento producto del disparo con condiciones similares, el movimiento hacia arriba del cañón transportado con cable eléctrico no superaría el 20% de pérdida de la tensión del cable, por lo cual, estas fuerzas no representan condiciones limitantes de esfuerzos u ondas de choque.

$$Skin_s = \left(\frac{CD}{20}\right)^2 * \left(2.64 - 0.00395 * \frac{\Delta P * k^{\frac{1}{3}}}{\Phi D^{0.3}}\right) = \left(\frac{40.64mm}{20}\right)^2 * \left(2.64 - 0.00395 * \frac{500 psi * 1 mD^{\frac{1}{3}}}{5 \% * 0.4272 in^{0.3}}\right) = 8.7956$$

$$\frac{k_{pd}}{k} = \frac{k_c}{k} = \frac{\ln(r_{pd}/r_p)}{\ln(r_{pd}/r_p) + Skin_s} = \frac{\ln\left(\frac{0.2136 in + 0.5 in}{0.2136 in}\right)}{\ln\left(\frac{0.2136 in + 0.5 in}{0.2136 in}\right) + 8.7956} = 0.12$$

5.3 CONTROL DE PRESIÓN

En la tercera etapa del diseño, se evaluó que todos los escenarios efectivamente cumplieran con todas las consideraciones de control de presión explicadas anteriormente en la **Sección 3.3**. A continuación, se describen las barreras internas y externas, dentro de la envolvente primaria de control de presión, para los escenarios con Sistema de Deployment, tubería flexible convencional y cable eléctrico convencional.

5.3.1 Sistema de Deployment. Con la configuración propuesta para el Sistema de Deployment se puede darle cumplimiento a la política de doble barrera garantizando dos barreras mecánicas probadas entre los fluidos del yacimiento y el ambiente durante toda la operación. En el **Cuadro 15** se muestra la configuración de barreras mecánicas para control de presión en el pozo 1.

Cuadro 15. Configuración de barreras para control de presión con Sistema de Deployment para el pozo 1.

Control de Presión en pozo vivo			Primera barrera		Segunda barrera	
Tipo	Actividad / Unidad		Interna	Externa	Interna	Externa
Convencional	RU PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	MU primera sección BHA	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Sistema de Deployment	MU otras secciones BHA	CT	Barra de Deployment / DFCV	BOP de Deployment (sello pipe ram superior sobre barra de Deployment) / Dual Stripper	BOP convencional	BOP de Deployment (sello pipe ram inferior sobre barra de Deployment)
Convencional	Corrida de cañoneo	CT	DFCV	Dual Stripper	BOP convencional	BOP convencional
Sistema de Deployment	LD otras secciones BHA	CT	Barra de Deployment / DFCV	BOP de Deployment (sello pipe ram superior sobre barra de Deployment) / Dual Stripper	BOP convencional	BOP de Deployment (sello pipe ram inferior sobre barra de Deployment)
Convencional	LD última sección BHA	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior

Fuente: elaboración propia.

5.3.2 Tubería flexible convencional. En la **Cuadro 16** se describe la configuración convencional de barreras mecánicas para control de presión en el pozo 1 con unidad de tubería flexible.

Cuadro 16. Configuración de barreras para control de presión con tubería flexible convencional para el pozo 1.

Control de presión en pozo vivo			Primera barrera		Segunda barrera	
Tipo	Actividad / Unidad		Interna	Externa	Interna	Externa
Convencional	RU PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	MU BHA	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	Corrida de cañoneo	CT	DFCV	Dual Stripper	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	LD BHA	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	RD PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior

Fuente: elaboración propia.

5.3.3 Cable eléctrico convencional. En la **Cuadro 17** se describe la configuración convencional de barreras mecánicas para control de presión en el pozo 1 con unidad de cable eléctrico.

Cuadro 17. Configuración de barreras para control de presión con cable eléctrico convencional para el pozo 1.

Control de presión en pozo vivo			Primera barrera		Segunda barrera	
Tipo	Actividad / Unidad		Interna	Externa	Interna	Externa
Convencional	RU PCE	CT/EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	MU BHA	EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	Corrida de cañoneo	EL	Sistema de inyección de grasa	Stuffing Box	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	LD BHA	EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	RD PCE	CT/EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior

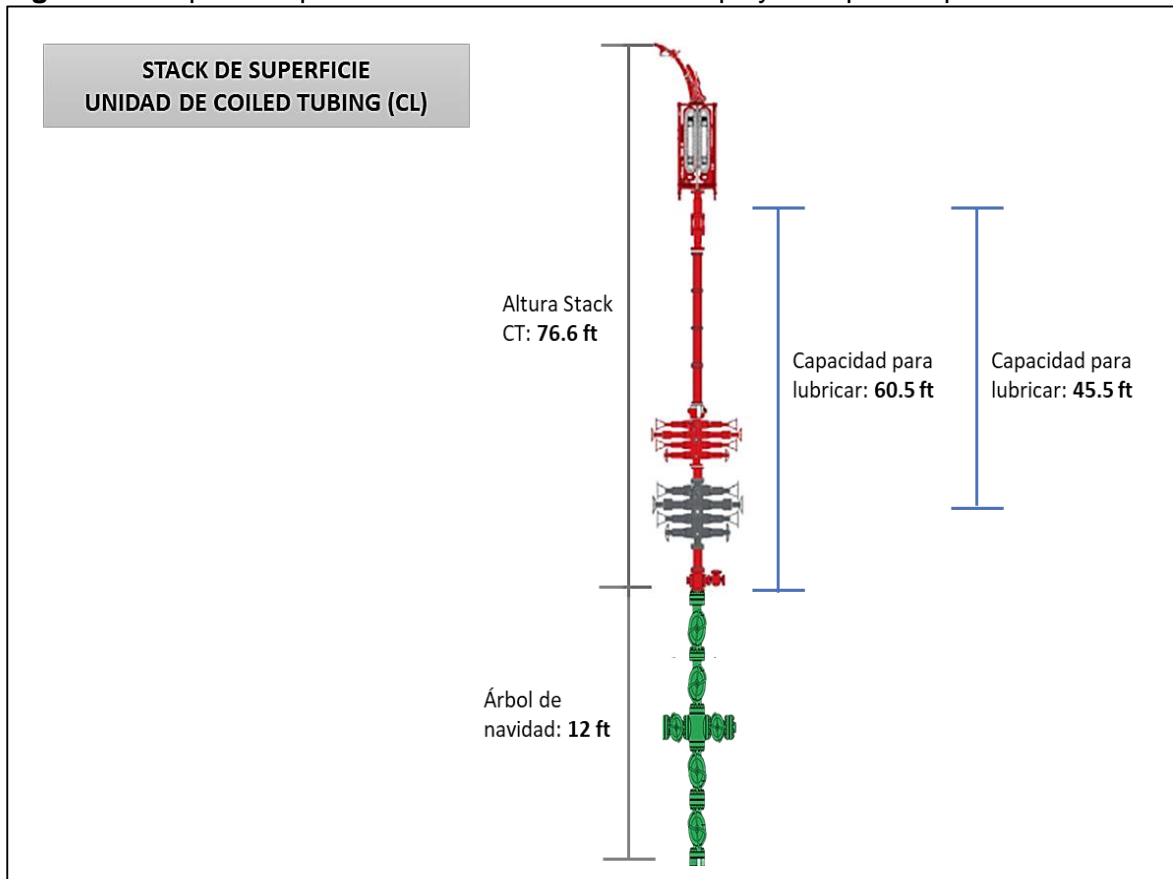
Fuente: elaboración propia.

5.4 CAPACIDAD DE LUBRICAR

En la cuarta etapa, se verificó la capacidad de soportar cargas en el Stack de superficie para evaluar el comportamiento dinámico de esfuerzos y flexión que puede experimentar y, de esta manera, determinar la capacidad de la grúa necesaria y la máxima altura permitida. A continuación, se describe y se ilustra la capacidad de lubricar permitida para cada escenario.

5.4.1 Sistema de Deployment. Este sistema involucre usar la unidad de tubería flexible para el arme y el desarme del BHA por secciones. El Stack de superficie será sostenido por una grúa con capacidad de 120 toneladas. En el caso de la tubería flexible se tiene en cuenta el ángulo, máxima flexión y tensión generada por el *reel back*, por lo que se adiciona 4 vientos en cada extremo soportados con pesos muertos. La capacidad de lubricar del stack de superficie con unidad de tubería flexible por el método convencional involucra 43 ft de lubricadores CT + BOP de Deployment + la capacidad de los equipos del PCE (Stripper, adaptador, sub de prueba rápida, BOP convencional, Flow tee y adaptadores entre equipos). La longitud del Stack y la capacidad para lubricar se muestra en la **Figura 50**.

Figura 50. Capacidad para lubricar con Sistema de Deployment para el pozo 1.

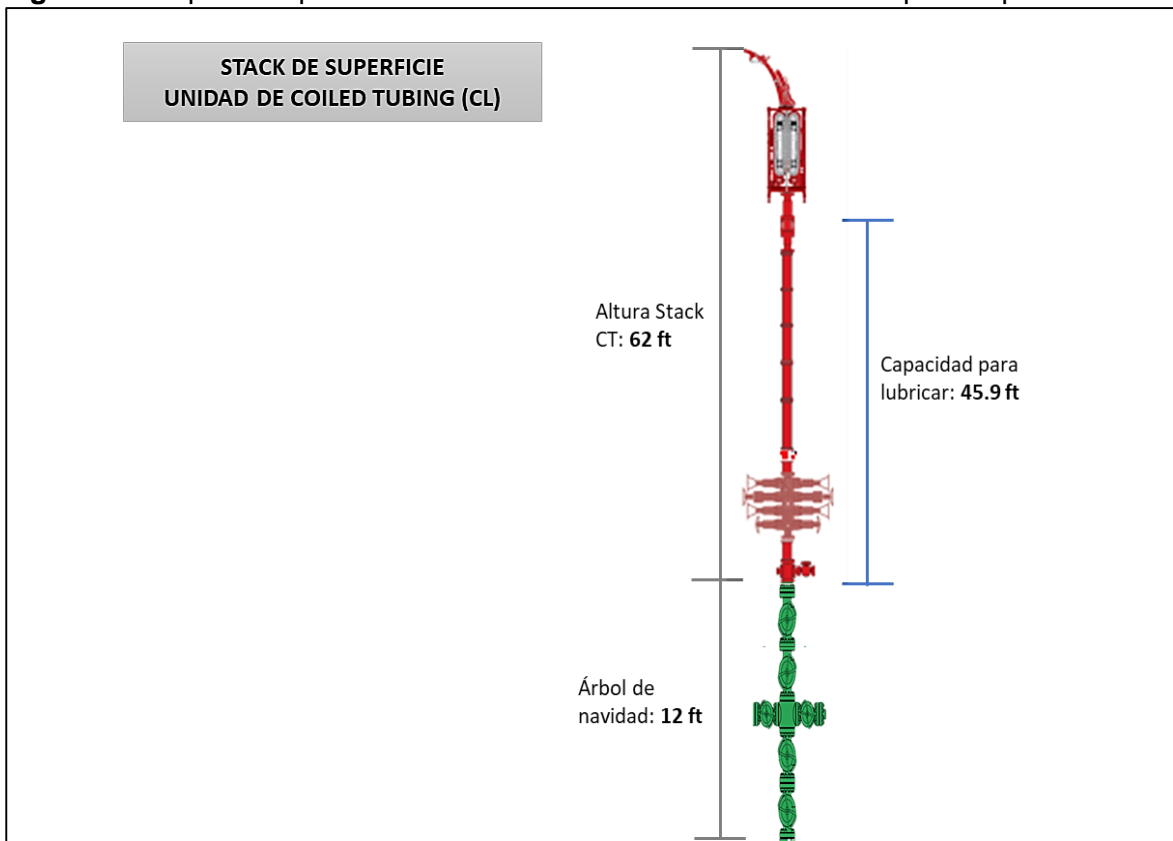


Fuente: elaboración propia.

- Capacidad de lubricar primera sección MU o última sección LD: 60.5 ft.
- Capacidad de lubricar secciones intermedias: 45.5 ft

5.4.2 Tubería flexible convencional. Para este escenario el Stack será sostenido por una grúa con capacidad de 120 toneladas. Se tiene en cuenta el ángulo, máxima flexión y tensión generada por el *reel back*, por lo que se adiciona 4 vientos en cada extremo soportados con pesos muertos. La capacidad de lubricar del stack de superficie con unidad de tubería flexible por el método convencional involucra 43 ft de lubricadores CT + la capacidad de los equipos del PCE (Stripper, adaptador, sub de prueba rápida, BOP convencional, Flow tee y adaptadores entre equipos). La longitud del Stack y la capacidad para lubricar se muestra en la **Figura 51**.

Figura 51. Capacidad para lubricar con tubería flexible convencional para el pozo 1.



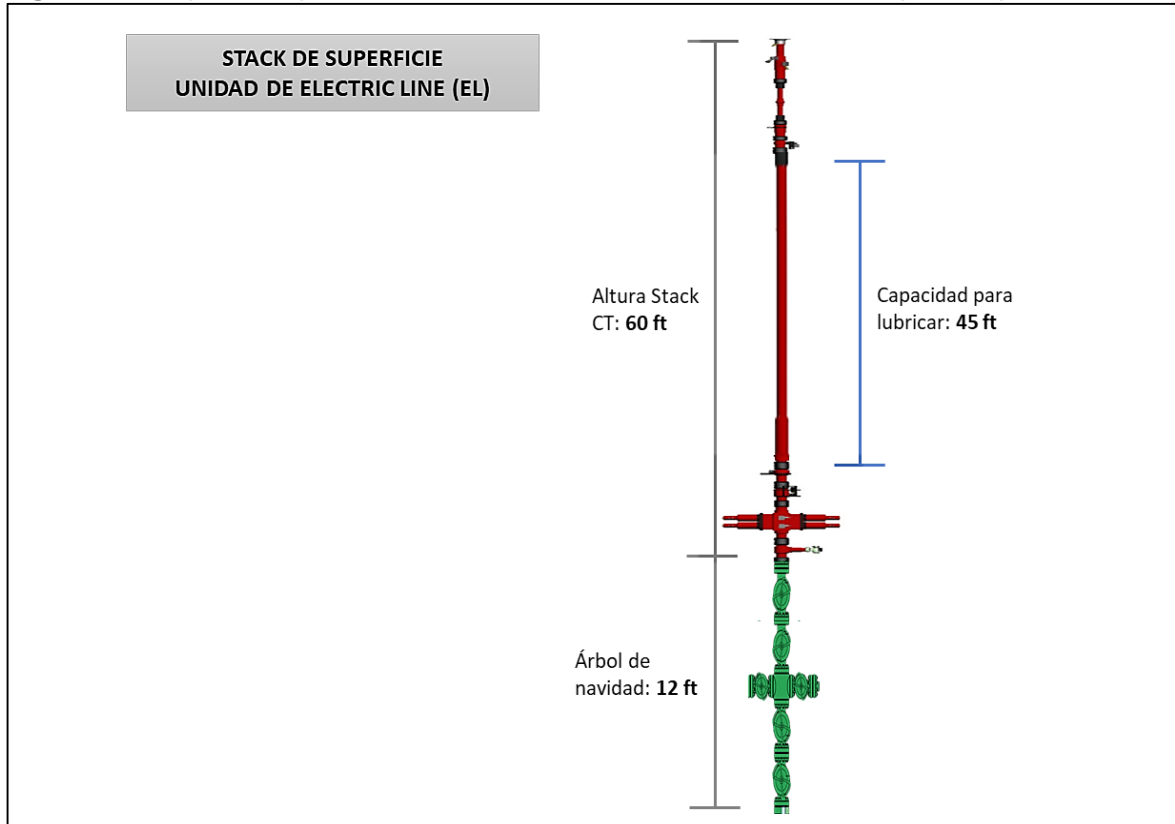
Fuente: elaboración propia.

- Capacidad de lubricar: 45.9 ft.

5.4.3 Cable eléctrico convencional. Para este escenario el Stack de superficie será sostenido por la grúa de la unidad con capacidad de 100 toneladas y adicionalmente una grúa con capacidad de 120 toneladas. La capacidad de lubricar del stack de superficie con unidad de cable eléctrico por el método convencional

involucra 45 ft de lubricadores EL. Con esta unidad no se puede incluir equipos adicionales del PCE para lubricar. La longitud del Stack y la capacidad para lubricar se muestra en la **Figura 52**.

Figura 52. Capacidad para lubricar con cable eléctrico convencional para el pozo 1.



Fuente: elaboración propia.

- Capacidad de lubricar: 45 ft.

5.5 LIMITACIONES MECÁNICAS

La resistencia del método de transporte (cable o tubería flexible) está determinada por las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas. Antes y durante el cañoneo se hace necesario establecer ciertas condiciones óptimas para la ejecución de los diferentes escenarios, por lo cual, dichas simulaciones se encargan de modelar las condiciones propias de cada escenario. En la quinta etapa se verificó la viabilidad de ejecutar el escenario propuesto, es decir, si era posible alcanzar la profundidad objetivo, cañonear y recuperar los cañones teniendo un umbral óptimo de *overpull*. Este análisis de ingeniería es realizado con el fin de evaluar el comportamiento de los esfuerzos que actúan sobre el método de transporte. En las siguientes secciones, se realiza la descripción y el análisis de ingeniería de las limitaciones mecánicas del método de transporte basado en las

simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas para el escenario Sistema de Deployment, tubería flexible convencional y cable eléctrico convencional. En el **Cuadro 18** se explica la teoría y curvas para comprender las gráficas generadas por dichas simulaciones.

Cuadro 18. Teoría y descripción de las simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas		
Método de transporte	Objetivo de la simulación	Descripción de las gráficas generadas por la simulación
Tubería flexible	<p>Determinar si: Fuerzas en dirección descendiente de la tubería flexible (peso tubería y BHA, fluidos dentro de la tubería, presión interna resultante y fuerza aplicada desde superficie) pueden contrarrestar las fuerzas del pozo sin ocasionar LockUp de la tubería flexible. Capacidad de tensión en superficie y umbral óptimo de overpull sin exceder el límite seguro de yield. Capacidad del inyector para soportar la máxima carga axial segura en tensión y ejercer la máxima carga axial segura de compresión de la tubería flexible</p>	<p>La curva Trip Out (curva azul) y Trip In (curva verde) representa el peso estimado en superficie que se tendría durante la salida del pozo (POOH) y la entrada al pozo (RIH), respectivamente. Estas curvas son estimadas de acuerdo a los factores asociados al pozo, es decir, a la geometría y las fuerzas que se experimentarían en el pozo bajo las condiciones del escenario propuesto. La magnitud de la fuerza de compresión y de tensión dependerá principalmente de los factores de fricción y de la condición de fluido en el pozo (nivel, tipo, condición estática o dinámica).</p> <p>La curva Yield (curva vino tinto) representa el límite a la cedencia; si la tensión aplicada en superficie (Trip Out) supera esta curva, el material comenzaría a sufrir una deformación permanente. La curva Lock Up (curva roja) representa el límite al bloqueo helicoidal y puede ocurrir durante el RIH por excesivas cargas de compresión; si la fuerza de compresión aplicada en superficie (Trip In) supera esta curva, no es posible seguir bajando en el pozo y la tubería se "bloquea" helicoidalmente debido a que no se logra superar la fricción producida por las fuerzas de contacto ocasionadas por el arrastre continuo contra las paredes del Tubing.</p>
Cable Eléctrico	<p>Determinar si: Fuerzas en dirección descendiente del cable eléctrico (peso cable y BHA) pueden contrarrestar las fuerzas del pozo sin exceder el 20% de la pérdida de tensión del cable. Capacidad de tensión en superficie y umbral óptimo de overpull sin ocasionar rotura del cable o del punto débil por exceder el límite máximo seguro de tensión del cable o de punto de ruptura del <i>weak point</i> (WP), respectivamente.</p>	<p>La curva Up (curva roja) y Down (curva azul) representa el peso estimado en superficie que se tendría durante la salida del pozo (POOH) y la entrada al pozo (RIH), respectivamente. Estas curvas son estimadas de acuerdo a los factores asociados al pozo, es decir, a la geometría y las fuerzas que se experimentarían en el pozo bajo las condiciones del escenario propuesto. La magnitud de la fuerza de peso bajando y de tensión dependerá principalmente de los factores de fricción y de la condición de fluido en el pozo (nivel, tipo, condición estática o dinámica).</p> <p>La curva MSP (curva verde) representa el límite el Máximo "pull" seguro del cable; si la tensión aplicada en superficie (Up) supera esta curva, el material comenzaría a sufrir una deformación y se puede llegar a presentar ruptura del cable en cualquier punto, en especial en superficie debido a que se experimenta mayor esfuerzo axial.</p> <p>La curva Break WP min y Break WP max (curvas moradas) representan la tensión mínima y máxima necesaria para romper el punto débil del cable.</p> <p>Si la curva Break WP min supera la curva MSP no es posible usar la contingencia de desconexión mecánica (punto débil), por lo cual, se hace obligatorio adicionar un desconector eléctrico en el BHA.</p>

Fuente: elaboración propia.

5.5.1 Sistema de Deployment. En esta sección se describe el diseño de BHA y la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

5.5.1.1 Diseño del BHA de cañoneo. En el **Cuadro 19** se muestra el diseño de la sarta de cañones propuesta según los requerimientos del SOR en cuanto a selectividad de múltiples intervalos para cañoneo de la formación objetivo. Con este diseño es posible determinar el número de corridas y longitud de BHA que son necesarios para satisfacer el objetivo del SOR.

Cuadro 19. Diseño de la sarta de cañones con Sistema de Deployment en el pozo 1.

Corrida	Tipo de intervalo	Intervalo Tope-Base (ft)	Longitud (ft)	Configuración cañones
Corrida 1	Cargado	18,870-18,901	31	Cañón 2 7/8" de 16 ft con: 15 ft cargados Cañón 2 7/8" de 8 ft x 2 con: 8 ft cargados c/u
	En blanco	18,901-18,907	6	Área de sello: Barra de Deployment
	Cargado	18,907-18,930	23	Cañón 2 7/8" de 16 ft con: 16 ft cargados Cañón 2 7/8" de 8 ft con: 7 ft cargados

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

A continuación, se describen la opción del ensamblaje de fondo (BHA) con Sistema de Deployment:

- Una corrida de cañoneo mediante el Sistema de Deployment para configurar un BHA de cañoneo con longitud de 122.24 ft y con un máximo OD de 3.375", incluye: Conector de tubería flexible, MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), 22 ft de cámara de vacío y su válvula de activación, barras de Deployment entre secciones para MU/LD, conectores, cañones de 2 7/8" cargados en total con 54 ft de cargas dimensionadas, válvula de activación y 8 ft de cámara de vacío, medidor rápido de presión.

5.5.1.2 Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

El análisis de ingeniería para la operación de cañoneo se realizó mediante la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas generadas por el criterio de cedencia de Von Mises con el fin de determinar los límites de operación de estallido, colapso, tensión y compresión según las propiedades de la tubería de 2" y las condiciones del pozo durante la corrida de cañoneo. El **Cuadro 20**, muestra la información base con la que fue realizada dicha simulación.

Cuadro 20. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas Sistema de Deployment para el pozo 1.

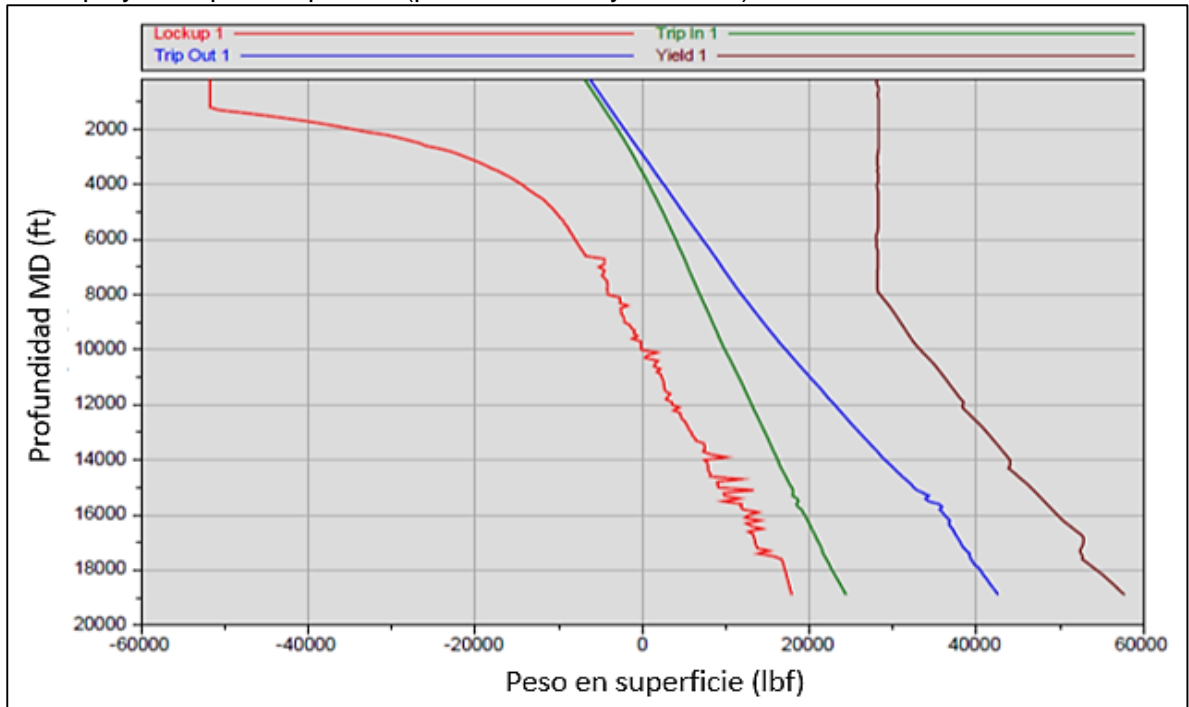
Tubería flexible de 2"	Ensamblaje de fondo BHA	Condiciones de pozo durante la corrida de cañoneo	
		Tipo de fluido	Condiciones
			Durante el disparo
Máx. resistencia a la cedencia: 100k psi	Longitud total BHA ≈ 123 ft Máx. OD BHA: 3.375"	*Columna de salmuera: nivel de fluido con CT en fondo 13,806 ft MD (12,737 ft TVD)	WHSIP= 2,600 psi
Máx. resistencia a la tensión: 110k psi		*Columna de nitrógeno	
	Peso en el aire ≈ 4,700 lbf	Tubería flexible: con Nitrógeno	CP = 6,000 psi

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- Tubería flexible de 2" con resistencia a la cedencia máxima de 100,000 psi y una resistencia a la tensión máxima de 110,000 psi.
- La simulación se realiza asumiendo un BHA de cañoneo con longitud de 123 ft y un peso en el aire de 4,700 lbf.
- Según los cálculos hidrostáticos, para la activación de la cabeza de disparo con presión absoluta bombeando Nitrógeno en directa, el rango calculado entre el valor mínimo y máximo de BHP interna corresponde a 6,503 y 7,687 psia, respectivamente. Este rango calculado es equivalente a tener presión de circulación en superficie (CP) de 4,250 y 5,150 psia, respectivamente.
- Para determinar el comportamiento y limitaciones de la tubería flexible se asume el escenario más crítico durante la corrida, esto es, al momento del disparo. Para la simulación se ingresó una CP de 6,000 psi usando como base el valor máximo de CP para activar la cabeza de disparo más un factor de seguridad del 20%, Nitrógeno (N₂) por dentro de la tubería flexible, condición de pozo cerrado con WHSIP de 2,600 psi, columna de salmuera desde el TOC hasta un nivel de 12,737 ft TVD (asumiendo el desplazamiento de fluido por tubería flexible en fondo a la posición de disparo) y columna de Nitrógeno (N₂) presurizado desde 12,737 ft TVD hasta superficie en el anular.

A continuación, se muestra la **Gráfica 3**, la cual, representa el peso en superficie estimado (lbf) entrando y saliendo que se puede tener durante la corrida de cañoneo con las condiciones propuestas.

Gráfica 3. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con Sistema de Deployment para el pozo 1 (peso entrando y saliendo).



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Basados en la simulación, es viable realizar la corrida de cañoneo con Sistema Deployment y las condiciones propuestas, debido a que:

- Con la curva Trip In se observa un aumento normal del peso de la tubería flexible a medida que se va ganando profundidad hasta la profundidad objetivo sin superar el límite de Lock Up; en caso de restricción durante el RIH, en fondo se tendría un umbral máximo de aproximadamente 6,499 lbf de pérdida de peso, si se presentara en otra profundidad, la máxima pérdida de peso permitida estaría dada por la diferencia entre estas dos curvas.
- Con respecto a la curva Trip Out, se tiene un umbral adecuado para tensionar sin superar el límite de Yield y bajo estas condiciones, no se presentaría una deformación permanente o ruptura de la tubería flexible; en caso de una pega en fondo se podría aplicar un OverPull máximo de aproximadamente 15,162 lbf, si se presentara en otra profundidad, el máximo OverPull permitido estaría dado por la diferencia entre estas dos curvas.

En la **Tabla 14**, se resumen las variables de trabajo. Cabe resaltar que para todos los casos, la capacidad de tensión del inyector es suficiente para soportar el 120% de las tensiones previstas para sacar la tubería flexible fuera del pozo desde la profundidad máxima.

Tabla 14. Variables de trabajo con la tubería en fondo con Sistema de Deployment para el pozo 1.

Variable	Profundidad de referencia aproximada a 18,974.5 ft MD
Peso RIH (lbf)	24,384
LockUp (lbf)	17,885
Peso POOH (lbf)	42,575
Yield (lbf)	57,737
Over pull (lbf)	15,162

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.5.2 Tubería flexible convencional. En esta sección se describe el diseño de BHA y la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

5.5.2.1 Diseño del BHA de cañoneo. En el **Cuadro 21** se muestra el diseño de la sarta de cañones propuesta según los requerimientos del SOR en cuanto a selectividad de múltiples intervalos para cañoneo de la formación objetivo. Con este diseño es posible determinar el número de corridas y longitud de BHA que son necesarios para satisfacer el objetivo del SOR.

Cuadro 21. Diseño de la sarta de cañones con tubería flexible convencional en el pozo 1.

Corrida	Tipo de intervalo	Intervalo Tope-Base (ft)	Longitud (ft)	Configuración cañones
Corrida 1	Cargado	18,870-18,901	31	Cañón 2 7/8" de 22 ft con: 22 ft cargados Cañón 2 7/8" de 11 con: 9 ft cargados
Corrida 2	Cargado	18,907-18,930	23	Cañón 2 7/8" de 16 ft con: 16 ft cargados Cañón 2 7/8" de 8 ft con: 7 ft cargados

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

A continuación, se describen la opción del ensamblaje de fondo (BHA) con tubería flexible convencional:

- Dos corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo con una longitud de 57.58 ft para los cañones de 22 ft y 11 ft (corrida 1) y una longitud de 48.90 ft para los cañones de 16 y 8 ft (corrida 2) con un máximo OD de 3.063", incluye: Conector de tubería flexible, MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), conectores y cañones de 2 7/8" cargados en con cargas dimensionadas según el diseño.

5.5.2.2 Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

El análisis de ingeniería para la operación de cañoneo se realizó mediante la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas generadas por el criterio de cedencia de Von Mises con el fin de determinar los límites de operación de estallido, colapso, tensión y compresión según las propiedades de la tubería de 2” y las condiciones del pozo durante la corrida de cañoneo. El **Cuadro 22**, muestra la información base con la que fue realizada dicha simulación.

Cuadro 22. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas tubería flexible convencional para el pozo 1.

Tubería flexible de 2”	Ensamblaje de fondo BHA	Condiciones de pozo durante la corrida de cañoneo	
		Tipo de fluido	Condiciones
			Durante el disparo
Máx. resistencia a la cedencia: 100k psi	Longitud total BHA ≈ 58 ft Máx. OD BHA: 3.063” Peso en el aire ≈ 2,000 lbf	*Columna de salmuera: nivel de fluido con CT en fondo 13,806 ft MD (12,737 ft TVD)	WHSIP= 750 psi
Máx. resistencia a la tensión: 110k psi		*Columna de nitrógeno	
		Tubería flexible: con Nitrógeno	CP = 6,000 psi

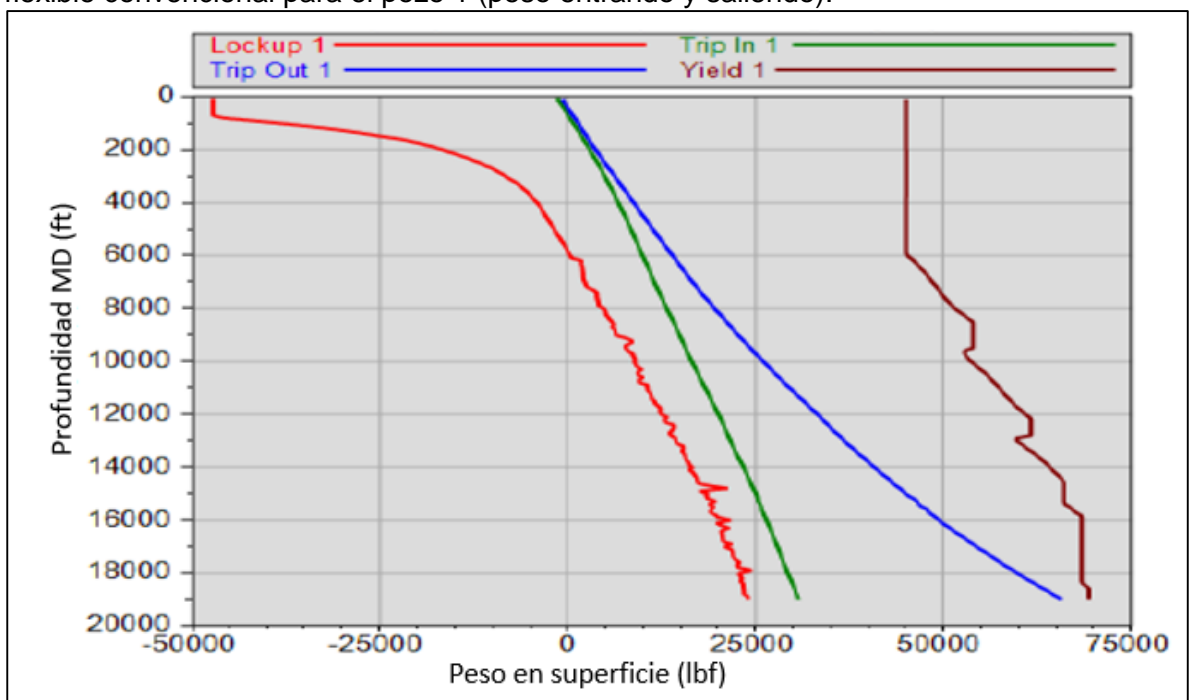
Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- Tubería flexible de 2” con resistencia a la cedencia máxima de 100,000 psi y una resistencia a la tensión máxima de 110,000 psi.
- La simulación se realiza asumiendo un BHA de cañoneo con longitud de 58 ft y un peso de 2,000 lbf debido a que esta opción representa la condición máxima de peso y longitud de BHA que se puede tener durante la corrida.
- Según los cálculos hidrostáticos, para la activación de la cabeza de disparo con presión absoluta bombeando Nitrógeno en directa, el rango calculado entre el valor mínimo y máximo de BHP interna corresponde a 6,503 y 7,687 psia, respectivamente. Este rango calculado es equivalente a tener presión de circulación en superficie (CP) de 4,250 y 5,150 psia, respectivamente.
- Para determinar el comportamiento y limitaciones de la tubería flexible se asume el escenario más crítico durante la corrida, esto es, al momento del disparo. Para la simulación se ingresó una CP de 6,000 psi usando como base el valor máximo de CP para activar la cabeza de disparo más un factor de seguridad del 20%,

Nitrógeno (N₂) por dentro de la tubería flexible, condición de pozo cerrado con WHSIP de 750 psi, columna de salmuera desde el TOC hasta un nivel de 12,737 ft TVD (asumiendo el desplazamiento de fluido por tubería flexible en fondo a la posición de disparo) y columna de Nitrógeno (N₂) presurizado desde 12,737 ft TVD hasta superficie en el anular.

A continuación, se muestra la **Gráfica 4**, la cual, representa el peso en superficie estimado (lbf) entrando y saliendo que se puede tener durante la corrida de cañoneo con las condiciones propuestas.

Gráfica 4. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con tubería flexible convencional para el pozo 1 (peso entrando y saliendo).



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Basados en la simulación, se tiene poca capacidad de Overpull asociado a una menor WHSIP, aun así, es viable realizar la corrida de cañoneo con tubería flexible convencional y las condiciones propuestas, debido a que:

- Con la curva Trip In se observa un aumento normal del peso de la tubería flexible a medida que se va ganando profundidad hasta la profundidad objetivo sin superar el límite de Lock Up; en caso de restricción durante el RIH, en fondo se tendría un umbral máximo de aproximadamente 6,618 lbf de pérdida de peso, si se presentara en otra profundidad, la máxima pérdida de peso permitida estaría dada por la diferencia entre estas dos curvas.

- Con respecto a la curva Trip Out, se tiene un umbral adecuado para tensionar sin superar el límite de Yield y bajo estas condiciones, no se presentaría una deformación permanente o ruptura de la tubería flexible; en caso de una pega en fondo se podría aplicar un OverPull máximo de aproximadamente 3,753 lbf, si se presentara en otra profundidad, el máximo OverPull permitido estaría dado por la diferencia entre estas dos curvas.

En la **Tabla 15**, se resumen las variables de trabajo. Cabe resaltar, que aunque la capacidad de tensión del inyector es suficiente, la tensión prevista para sacar la tubería flexible fuera del pozo desde la profundidad máxima se encuentra cerca al límite seguro del inyector para soportar el 120% de su capacidad.

Tabla 15. Variables de trabajo con la tubería en fondo con tubería flexible convencional para el pozo 1.

Variable	Profundidad de referencia aproximada a TD 18,974.5 ft MD
Peso RIH (lbf)	30,760
LockUp (lbf)	24,142
Peso POOH (lbf)	65,962
Yield (lbf)	69,445
Over pull (lbf)	3,753

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.5.3 Cable eléctrico convencional. En esta sección se describe el diseño de BHA y la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

5.5.3.1 Diseño del BHA de cañoneo. En el **Cuadro 23** se muestra el diseño de la sarta de cañones propuesta según los requerimientos del SOR en cuanto a selectividad de múltiples intervalos para cañoneo de la formación objetivo. Con este diseño es posible determinar el número de corridas y longitud de BHA que son necesarios para satisfacer el objetivo del SOR.

Cuadro 23. Diseño de la sarta de cañones con cable eléctrico convencional en el pozo 1.

Corrida	Tipo de intervalo	Intervalo Tope-Base (ft)	Longitud (ft)	Configuración cañones
Corrida 1	Cargado	18,870-18,886	16	Barras de peso 2 1/8 de 10 ft Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 16 ft cargados
Corrida 2	Cargado	18,886-18,901	15	Barras de peso 2 1/8 de 10 ft Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 15 ft cargados
Corrida 3	Cargado	18,907-18,930	23	Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 20 ft cargados Cañón 2 7/8" de 10 ft con: 3 ft cargados

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

A continuación se describen la opción del ensamblaje de fondo (BHA) con cable eléctrico convencional.

- Cinco corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo con una longitud de 43.45 ft con un máximo OD de 2.875”, incluye: punto débil de 8/3, desconector eléctrico, (barras de peso para la corrida 1 y 2), sensores GR y CCL, cabeza de disparo eléctrica y cañón de 2 7/8” cargados con cargas dimensionadas según el diseño.

5.5.3.2 Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

El análisis de ingeniería para la operación de cañoneo se realizó mediante las simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas generadas por la técnica de modelo numérico FEM (análisis de elementos finitos) de las fuerzas dinámicas actuando en el cable y la herramienta cuando se encuentra en movimiento dentro del pozo, por medio de algoritmos informáticos que calculan los efectos del ángulo y la curvatura del pozo, así como las fuerzas de elevación y el arrastre por viscosidad que surgen de la velocidad relativa entre los fluidos del pozo y el equipo del fondo del pozo. Dicho proceso permite construir un perfil de tensión a lo largo del cable según las propiedades del cable 0.32” y las condiciones del pozo durante la corrida de cañoneo. El **Cuadro 24**, muestra la información base con la que fue realizada dicha simulación.

Cuadro 24. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas cable eléctrico convencional para el pozo 1.

Cable eléctrico 0.32”	Ensamblaje de fondo BHA	Condiciones de pozo durante la corrida de cañoneo	
		Tipo de fluido	Condiciones
			Durante el disparo
Carga segura de trabajo: 5,800 lbf	Longitud total BHA ≈ 43.45 ft	*Columna de salmuera: nivel de fluido con cable en fondo 14,841 ft MD (13,594 ft TVD)	WHSIP= 2,800 psi
Máx. resistencia a la rotura: 11,600 lbf	Máx. OD BHA: 2.875” Peso en el aire ≈ 400 lbf	*Columna de nitrógeno	

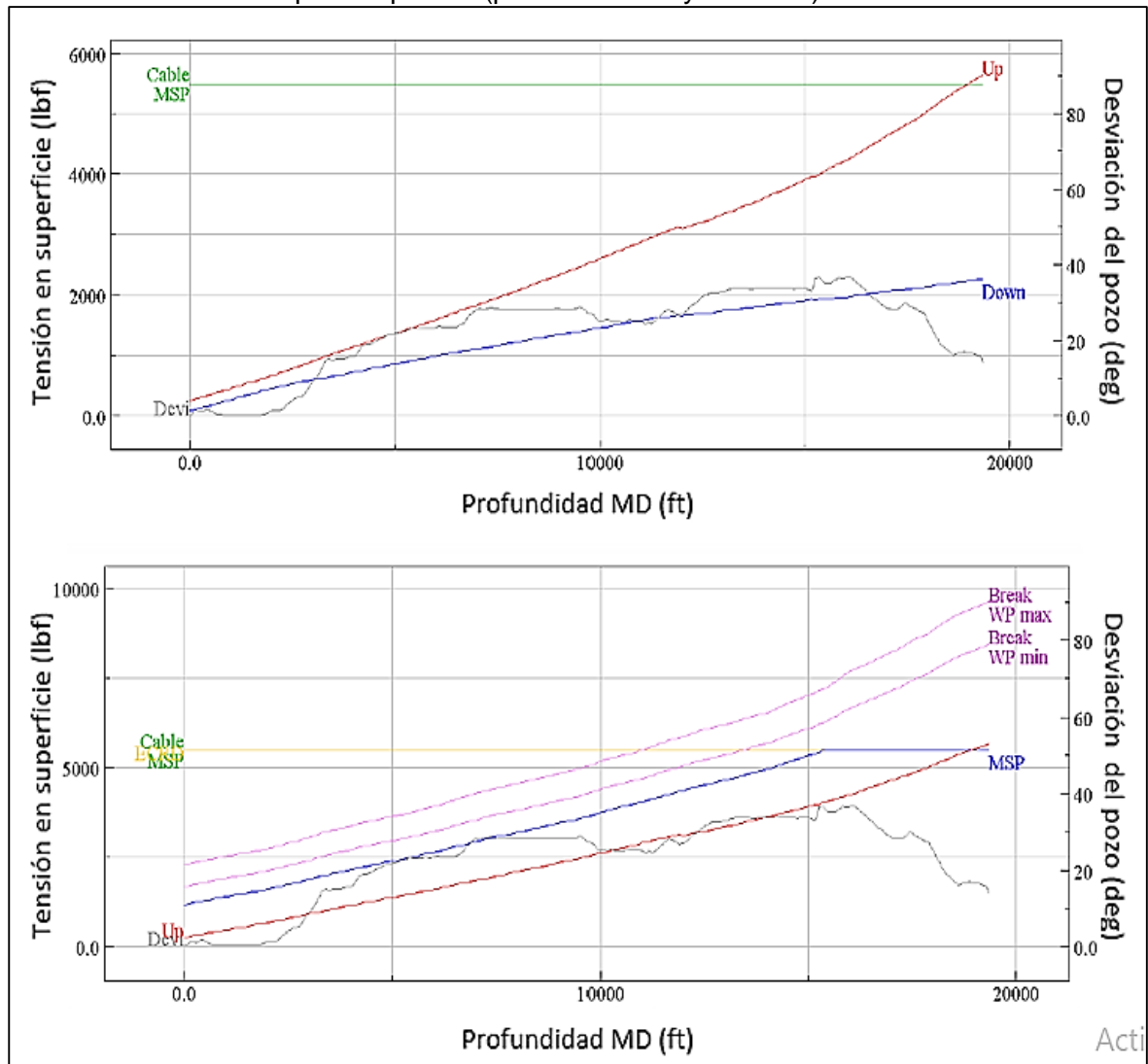
Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- Cable eléctrico de 0.32” con una carga segura de trabajo de 5,800 lbf y una resistencia a la tensión máxima de 11,600 lbf.
- La simulación se realiza asumiendo un BHA de cañoneo con una longitud de 43.45 ft y un peso de 350 lbf de peso en el aire debido a que esta opción representa la condición máxima de peso y longitud de BHA que se puede tener durante la corrida.

- Para determinar el comportamiento y limitaciones del cable eléctrico se asume el escenario más crítico durante la corrida, esto es, al momento del disparo. Para la simulación se ingresó condición de pozo cerrado con WHSIP de 2,800 psi y columna de salmuera desde el TOC hasta un nivel de 13,594 ft TVD (asumiendo el desplazamiento de fluido por el cable y BHA en fondo a la posición de disparo) y columna de Nitrógeno (N₂) presurizado desde 13,594 ft TVD hasta superficie en el anular.

A continuación, se muestra la **Gráfica 5**, donde se representa el peso en superficie estimado (lbf) entrando y saliendo que se puede tener en la corrida de cañoneo con las condiciones propuestas.

Gráfica 5. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con cable eléctrico convencional para el pozo 1 (peso entrando y saliendo).



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Basados en la simulación, no es posible realizar la corrida de cañoneo con cable eléctrico y las condiciones propuestas, debido a que:

- Con la curva Down (entrando al pozo) se observa un aumento normal del peso del cable a medida que se va ganando profundidad hasta la profundidad objetivo sin superar el 20% de pérdida de peso del cable.
- Pero, con respecto a la curva Up (sacando del pozo), las tensiones sacando desde 18,500 ft hasta TD superan el límite MSP (Maximum Safe Pull); bajo estas condiciones, no se tendría *Overpull* disponible y se podría presentar ruptura del cable en cualquier punto, en especial en superficie.

Debido a que la profundidad objetivo se encuentra en el intervalo de 18,870 a 18,930 ft MD, la simulación predice que no es posible acceder hasta esta profundidad determinando que no es factible realizar el trabajo de cañoneo con unidad de cable eléctrico.

En la **Tabla 16**, se resumen las variables de trabajo. Cabe resaltar que la capacidad de tensión del cabrestante (winch) es suficiente para soportar el 120% de las tensiones previstas para sacar el cable eléctrico fuera del pozo desde la profundidad máxima.

Tabla 16. Variables de trabajo tubería en fondo con Sistema de Deployment para pozo 1.

Variable	Profundidad de 18,974.5 ft MD
Peso RIH (lbf)	2,250
Peso POOH (lbf)	5,634 (Excede limite seguro del cable)
MSP	5,474
Over pull (lbf)	Sin capacidad (Excede limite seguro del cable)
Min pull para ruptura del punto débil (lbf)	7,966 (Excede limite seguro del cable)
Max pull para ruptura del punto débil (lbf)	9,944 (Excede limite seguro del cable)

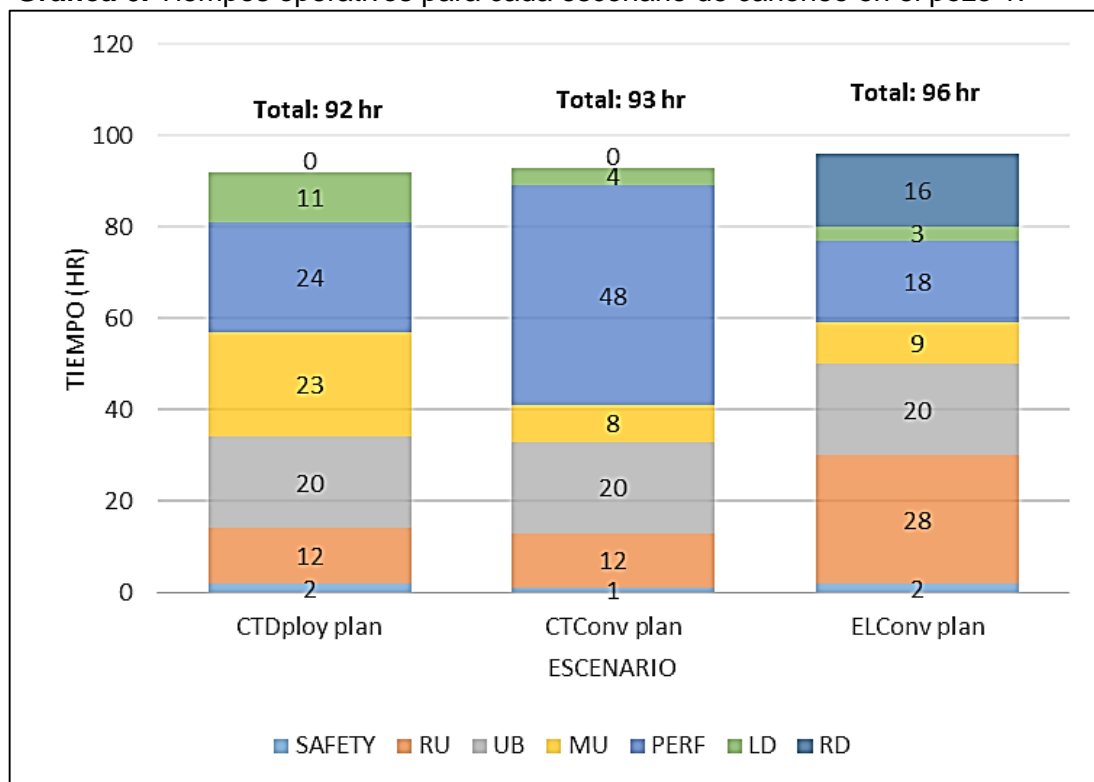
Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.6 TIEMPOS OPERATIVOS

La sexta etapa consiste en estimar la duración del trabajo a través de una secuencia lógica de actividades, a la cuales, se les asigna un magnitud de tiempo promedio como se explicó en la **Sección 3.6**. La **Gráfica 6** representa los resultados de esta sección.

A continuación, se detallan estas actividades principales y su respectiva duración para cada escenario.

Gráfica 6. Tiempos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.



Fuente: elaboración propia.

5.6.1 Sistema de Deployment. En el **Cuadro 25** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo D** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 25. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment para el pozo 1.

Sistema de Deployment: CTDploy plan	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. RU: Rig Up (arme de unidad)	12
3. UB: Under Balance (bajo balance)	20
4. MU: Make Up (arme de herramientas)	23
5. PERF: Perforating (cañoneo)	24
6. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	11
7. RD: Rig Down (desarme de unidad)	0
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	92

Fuente: elaboración propia.

5.6.2 Tubería flexible convencional. En el **Cuadro 26** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo D** se muestra el programa de cañoneo con tubería flexible convencional mediante varias corridas y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 26. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional para el pozo 1.

Tubería flexible convencional: CTConv plan	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	1
2. RU: Rig Up (arme de unidad)	12
3. UB: Under Balance (bajo balance)	20
4. MU: Make Up (arme de herramientas)	8
5. PERF: Perforating (cañoneo)	48
6. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	4
7. RD: Rig Down (desarme de unidad)	0
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	93

Fuente: elaboración propia.

5.6.3 Cable eléctrico convencional. En el **Cuadro 27** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo D** se muestra el programa de cañoneo con cable eléctrico convencional mediante varias corridas con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 27. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional para el pozo 1.

Cable eléctrico convencional: ELConv plan	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. RU: Rig Up (arme de unidad)	28
3. UB: Under Balance (bajo balance)	20
4. MU: Make Up (arme de herramientas)	9
5. PERF: Perforating (cañoneo)	18
6. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	3
7. RD: Rig Down (desarme de unidad)	16
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	96

Fuente: elaboración propia.

5.7 PRODUCCIÓN

La séptima etapa consistió en evaluar el beneficio esperado del trabajo según el método de cañoneo y las condiciones propuestas, además, se determinó la producción diferida resultado de la intervención.

5.7.1 Beneficio en producción. El plan de completamiento oficial del pozo contempla proporcionar conectividad con varias formaciones productoras por las que atraviesa el pozo. Debido a que la formación objetivo requerir posteriores trabajos de estimulación, la estimación del beneficio en producción fue determinada considerando este escenario (cañoneo + estimulación). Es por este motivo que la empresa Equión Energía Limited consideró pertinente no asociarle un beneficio en producción al trabajo inicial de cañoneo debido a la baja probabilidad de respuesta del pozo, por lo que fue necesario dentro del proceso de planeación adicionar trabajos de estimulación y asistencia con Nitrógeno (N_2) para levantamiento del pozo. Esta condición no es objetivo de estudio, debido a que no se relaciona directamente con la operación de cañoneo, por lo cual, el beneficio en producción en términos cuantificados en barriles por día no fue determinado en el presente proyecto por encontrarse fuera de la delimitación.

Cabe resaltar que en la **Sección 5.2.4.2** se evaluó la condición de bajo balance alcanzada por cada escenario. A manera de análisis cualitativo, el mayor beneficio en producción podría ser alcanzado por el Sistema de Deployment debido a que la tecnología permite alcanzar un máximo bajo balance dinámico de aproximadamente 3,063 psi. Se ha comprobado que lo que realmente rige la limpieza de los perforados son las fluctuaciones de presión en el pozo dadas en el régimen de milisegundos generados por el bajo balance dinámico que se produce justo después de la formación del jet y la creación del perforado; el Sistema de Deployment beneficia esta condición al potenciar este efecto permitiendo configurar longitudes extensas de cañones y de cámaras de vacío en una sola corrida, las cuales, mejoran la capacidad de volumen libre, proporcionar mayor área y camino de flujo para crear el efecto de succión y favorecer la entrada de fluidos del yacimiento y residuos del disparo al interior de la cámara. Por este motivo, fue estimado una relación k_c/k de 1, para este escenario, por la alta probabilidad de limpieza efectiva del perforado y eliminación de la zona compactada, estos datos fueron comprobados con la simulación de bajo balance dinámico (**Gráfica 2**). El escenario con tubería flexible convencional puede proporcionar una limpieza efectiva del perforado, pero debido a la limitante de capacidad de lubricar en superficie, no fue posible hacer el diseño de cañoneo con cámaras de vacío, razón por lo cual, se tuvo que optar por la opción de bajo balance estático de 3,000 psi. A pesar de cumplir con el criterio de Behrman para un óptimo bajo balance estático, se estima una relación k_c/k de 0.5, esto asociado a que la condición estática no es suficiente para remover la zona compactada en las paredes del perforado. Esta condición puede inducir un daño leve por zona compactada afectando el índice de productividad del pozo por aumento de daño. En cuanto al escenario con cable eléctrico convencional, este fue

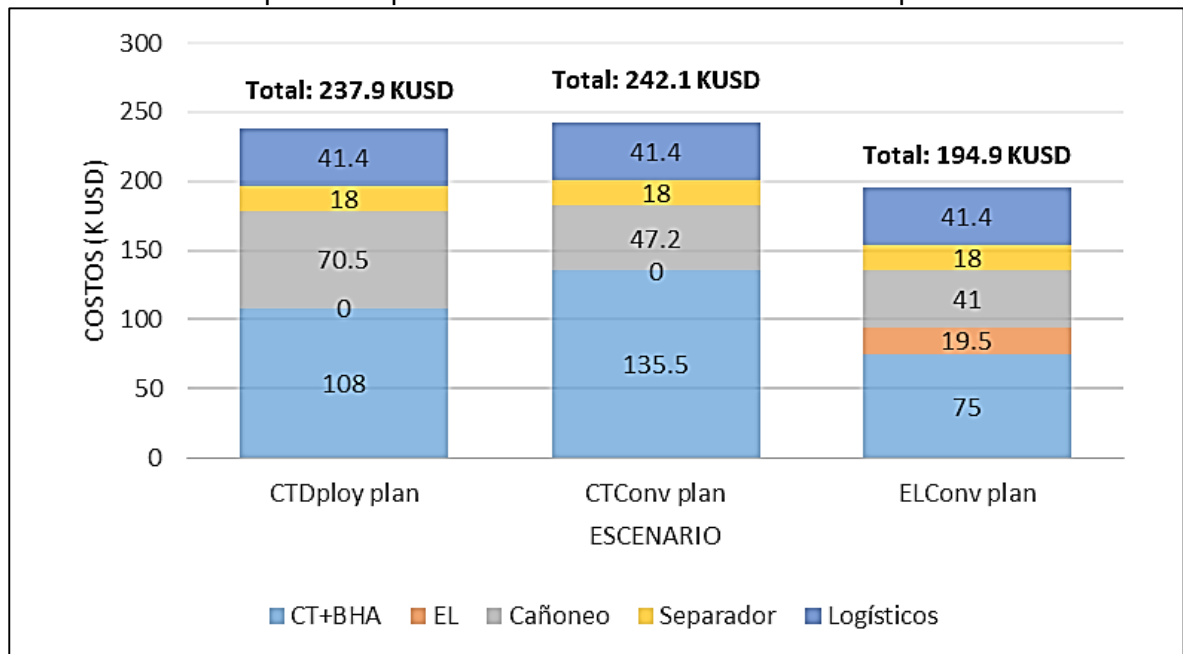
diseñado dentro de los límites del cable, los cuales, contemplan un bajo balance estático de 500 psi, esta magnitud se encuentra por debajo del bajo balance óptimo determinado por el método de Behrman. Basados en el procedimiento de dicho método fue estimado una relación k_c/k de 0.12, esta condición puede indicar un daño alto por zona compactada afectando significativamente el índice de productividad del pozo por aumento de daño.

5.7.2 Impacto en producción. Como se había mencionado anteriormente, la operación de cañoneo el pozo 1 hace parte del plan de completamiento del pozo, por lo cual, no está comunicado con ninguna formación productora por encima del tapón. Cabe resaltar, que cuando se está realizando el completamiento inicial del pozo, no aplica tener producción impactada, debido a que la determinación de la magnitud de la producción diferida se calcula en base a las condiciones de producción estable fiscalizada del pozo, es decir, después del completamiento oficial del pozo. Es por este motivo que, oficialmente, no fue asignado un impacto en producción para ninguno de los tres escenarios.

5.8 COSTOS OPERATIVOS

La octava etapa consistió en estimar los costos directos del trabajo al asignar un valor determinado por hoja de costos como se explicó en la **Sección 3.8**. La **Gráfica 7** representa los resultados de esta sección. A continuación, se detallan los costos por servicio de las unidades, equipos, logística y su respectivo costo directo, para cada uno de los tres escenarios.

Gráfica 7. Costos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.



Fuente: elaboración propia.

5.8.1 Sistema de Deployment. En el **Cuadro 28** se resumen los costos directos totales estimados para la operación de cañoneo según tiempo, cantidad, personal y equipos.

Cuadro 28. Costos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment para el pozo 1.

Sistema de Deployment	
Servicio y cargos asociados a:	(\$ USD)
Unidad de tubería flexible y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo), incluye trabajo de desplazamiento de salmuera.	108,000
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, barras de Deployment, cargas y explosivos, diseño bajo balance dinámico, cámaras de vacío y medidor rápido de presión	70,500
Separador de prueba	18,000
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	42,400
TOTAL COSTO OPERATIVO	237,900

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.8.2 Tubería flexible convencional. En el **Cuadro 29** se resumen los costos directos totales estimados para la operación de cañoneo según tiempo, cantidad, personal y equipos.

Cuadro 29. Costos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional para el pozo 1.

Tubería flexible convencional	
Servicio y cargos asociados a:	(\$ USD)
Unidad de tubería flexible y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo), incluye trabajo de desplazamiento de salmuera.	135,500
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, cargas y explosivos.	47,200
Separador de prueba	18,000
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	41,400
TOTAL COSTO OPERATIVO	242,100

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

5.8.3 Cable eléctrico convencional. En el **Cuadro 30** se resumen los costos directos totales estimados para la operación de cañoneo según tiempo, cantidad, personal y equipos.

Cuadro 30. Costos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional en el pozo 1.

Cable eléctrico convencional	
Servicio y cargos asociados a:	(\$ USD)
Unidad de tubería flexible y herramientas de BHA para trabajo de desplazamiento de salmuera, incluye Stand by por operación de cañoneo con cable eléctrico.	75,000
Unidad de cable eléctrico y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo)	19,500
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, cargas y explosivos	41,000
Separador de prueba	18,000
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	41,400
TOTAL COSTO OPERATIVO	194,900

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

6. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE DEPLOYMENT PARA LA OPERACIÓN DE CAÑONEO EL POZO 1

En este capítulo se describe la segunda etapa del proyecto asociada a la ejecución de la operación de cañoneo con Sistema de Deployment en el pozo 1, localizado en el Campo Pauto del Bloque Piedemonte; esta operación de cañoneo representó la primera intervención en Colombia con Sistema de Deployment de longitud extendida para trabajos de cañoneo rigless.

Durante toda la operación en campo se obtuvo un excelente desempeño operacional asociado a:

- Una excelente planeación operativa, evaluación e identificación de riesgos realizada por la empresa contratista proveedora de la tecnología Sistema de Deployment y la unidad de tubería flexible.
- Una excelente planeación, supervisión permanente y de control por parte del personal de campo, en conjunto con el equipo de planeación, del área de Intervención de Pozos de la empresa Equión Energía Limited.
- Una buena coordinación y comunicación entre todo el personal involucrado en cada una de las etapas del proyecto.
- Una correcta inspección y certificación reciente de todos los equipos y herramientas. Prueba de equipos en locación.
- El cumplimiento de los estándares HSE de la empresa. Cero incidentes y cero derrames.

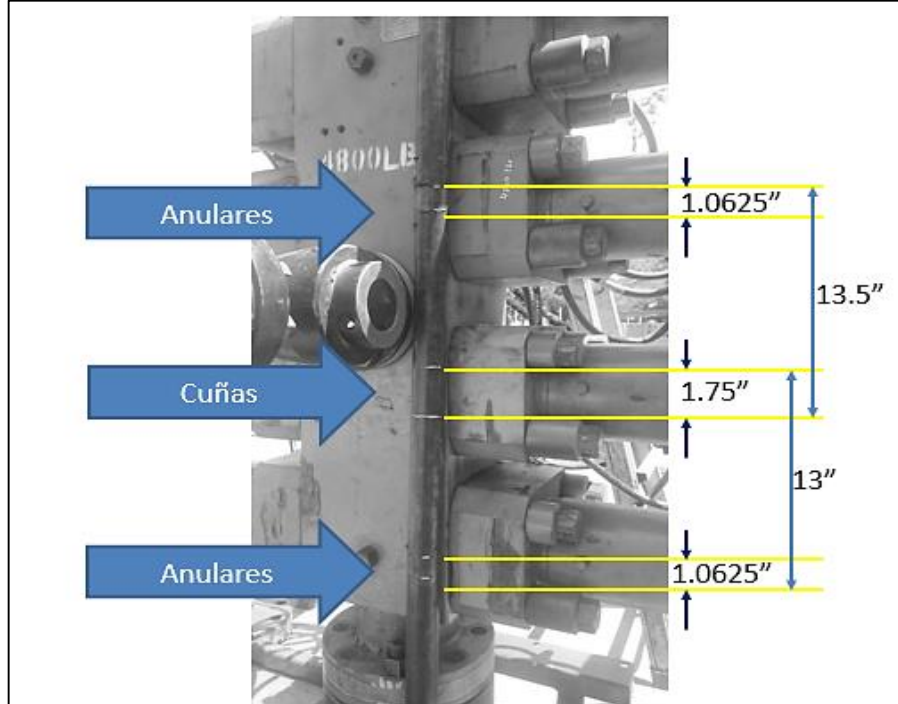
A continuación, se describen los resultados operativos de la implementación de dicha tecnología y la validación con su respectivo diseño.

6.1 ASEGURAMIENTO OPERATIVO

Previo a la corrida de cañoneo con Sistema de Deployment, se realizó el aseguramiento de la operación con los equipos y personal involucrado en la implementación de la tecnología. A continuación, se describen estas actividades:

6.1.1 Pruebas iniciales y verificación de medidas. Previo a la conexión en cabeza de pozo de los equipos del Stack de tubería flexible, se realizó la medición de las pipe rams y la slip rams de la BOP quad de Deployment. Posteriormente, se realizó la medición de áreas de sello y prueba de funcionalidad de dicha BOP sobre las barras de Deployment (**Figura 53**).

Figura 53. Medición de áreas de sello BOP de Deployment.



Fuente: Equión Energía Limited. Informe interno.

Fue realizado la conexión del BHA en superficie para llevar a cabo la verificación de longitudes por sección, midiendo la distancia del tope del conector de tubería flexible hasta el centro de la barra de Deployment. Se confirma la medidas propuestas: Primera sección con 55.29 ft, segunda sección con 41.51 ft y tercera sección con 32.28 ft incluyendo la longitud del sub de levantamiento. Se confirma longitud total de BHA con 122.24 ft y máximo OD de 3.375". En la **Figura 54** se muestra el BHA.

Figura 54. Conexión y verificación de medidas del BHA en superficie

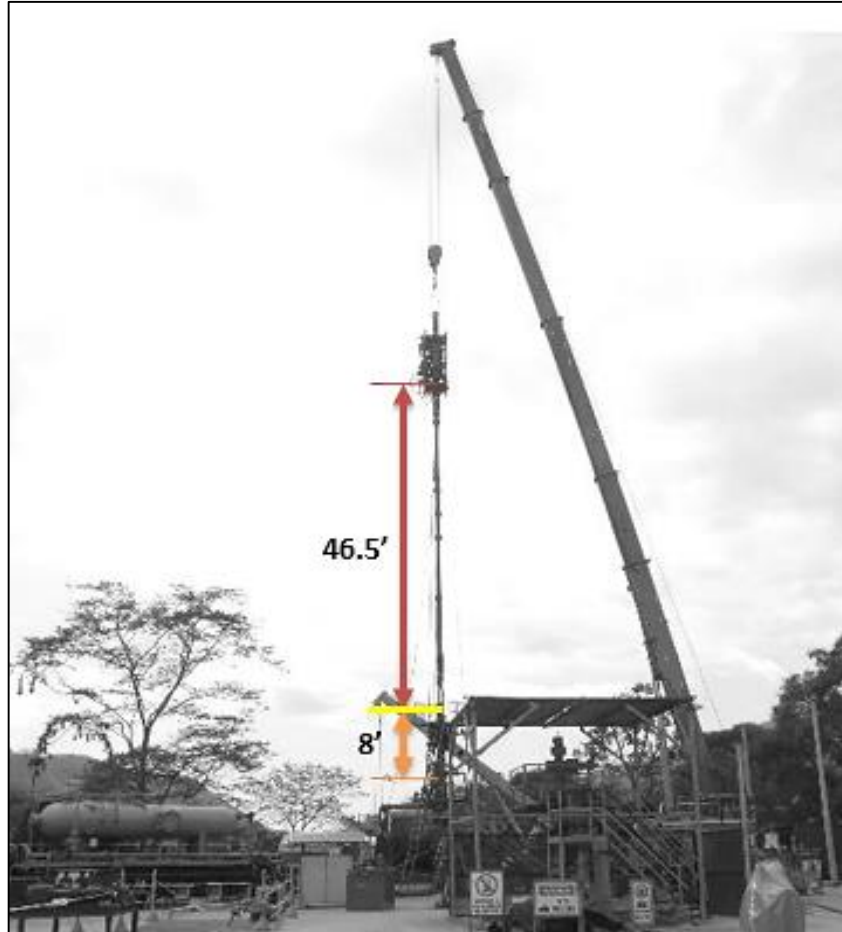


Fuente: Equión Energía Limited. Informe interno.

Se verificaron medidas de los equipos del PCE y se procedió a realizar la conexión del Stack de superficie en cabeza de pozo haciendo prueba de funcionalidad y prueba de presión a la BOP de Deployment contra la válvula swab del árbol de navidad: Apertura y cierre de la *pipe rams* sobre el área de sello de la barra de Deployment con condiciones de presión y sin presión. La caída de presión durante la prueba de presión en baja y en alta fue menor al 5% comprobándose efectividad de sello hidráulico del elemento de barrera. Posteriormente, se realizó la conexión y pruebas del PCE de manera convencional.

Previo a la ejecución de la corrida con boquilla, para desplazamiento de salmuera y establecimiento de bajo balance estático, fue realizada la verificación de las siguientes longitudes representadas en la **Figura 55**:

Figura 55. Verificación de medidas del Stack de superficie.



Fuente: Equión Energía Limited. Informe interno.

- Distancia desde el tope del conector de tubería flexible tocando Stripper hasta la conexión del sub de prueba rápida: 46.5 ft.
- Distancia desde la sección media del *pipe ram* superior de la BOP de Deployment hasta el sub de prueba rápida: 8 ft.
- Recorrido total desde el tope del conector de tubería flexible tocando Stripper hasta la sección media del *pipe ram* superior de BOP de Deployment: 54.5 ft

Estas medidas permitieron determinar la longitud a descender para el posicionamiento de la barra de Deployment superior en *la pipe ram* superior de la BOP de Deployment en cada sección durante el arme y desarme del BHA.

6.2 RESULTADOS OPERATIVOS

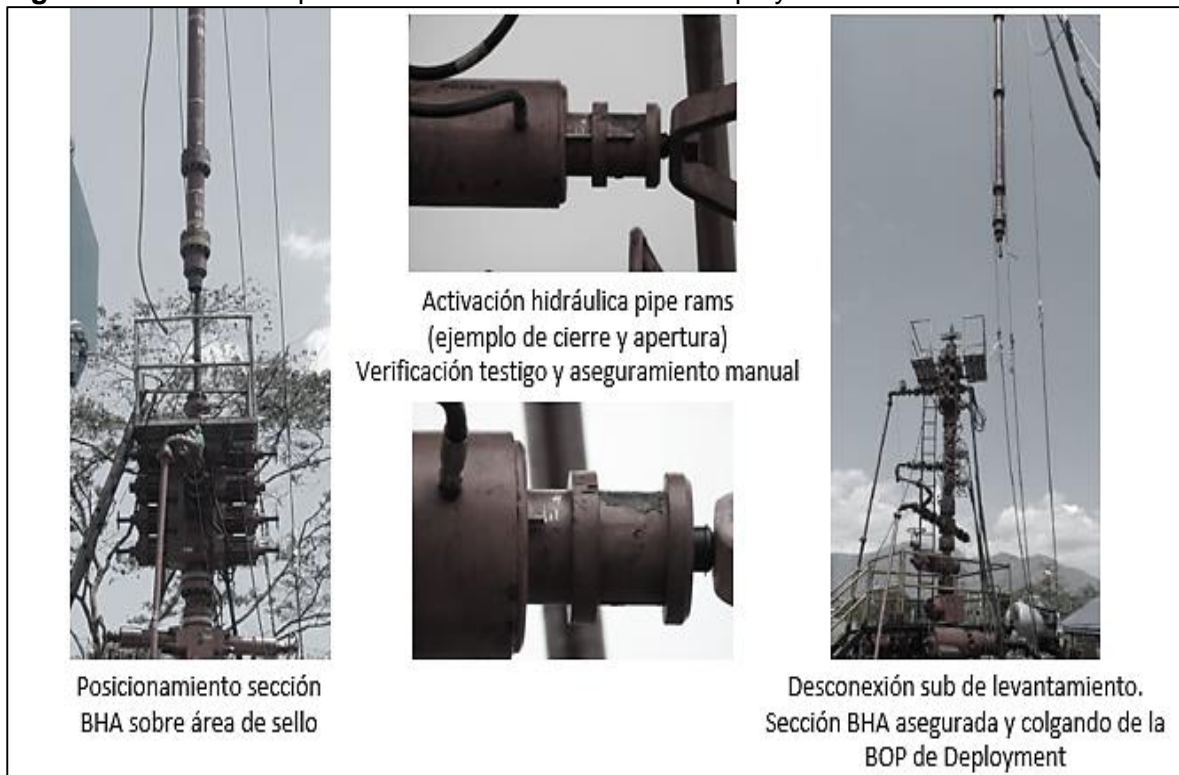
En esta sección se describen las principales actividades ejecutadas durante la operación de cañoneo, los tiempos operativos de cada actividad fueron presentados en la **Sección 6.3.2**.

6.2.1 Arme unidad y pruebas de equipos. Fue realizado el arme de la unidad de tubería flexible de 2" bajo el esquema propuesto en el diseño. Se realizaron pruebas de presión y funcionalidad al PCE convencional y BOP de Deployment. Fue armado el conector de tubería flexible y MHA con sus respectivas pruebas de presión y funcionalidad.

6.2.2 Corrida de desplazamiento y ajuste de bajo balance. Se realizó corrida con BHA de boquilla con bombeo en directa de Nitrógeno (N₂) posicionando BHA a 15,000 ft. Se desplazó 300 bbl de columna de salmuera recuperando fluidos en tanques para finalmente presurizar el pozo dejando 2,000 psi de presión en cabeza.

6.2.3 Arme de BHA con Sistema de Deployment. Se realizó el arme exitoso del BHA en tres secciones mediante Sistema de Deployment proporcionando aislamiento efectivo y sin incidentes de HSE como se observa en la **Figura 56**.

Figura 56. Arme BHA por secciones con Sistema de Deployment.



Fuente: elaboración propia, con base en Equión Energía Limited. Informe interno.

Dos de los mayores retos operativos fueron realizar la: (1) conexión de las secciones de herramientas debido a que eran conexiones de rosca que debían ser apretadas con un torque específico mediante llaves de tubo. (2) conexión del lubricador con el sub de prueba rápida, cuando las secciones se encontraban conectadas y colgando de la BOP de Deployment, debido a que era necesario relajar la presión de las cadenas del inyector de la tubería flexible para poder bajar las cadenas con la grúa y, de esta manera, conectar lubricador con sub de prueba rápida (**Figura 57**).

Figura 57. Conexión lubricador CT con sub de prueba rápida.



Fuente: Equión Energía Limited. Informe interno.

6.2.4 Corrida de cañoneo. Se accedió al pozo haciendo *pull test* como se muestra en la **Tabla 17**. Desde 4,700 ft a 15,700 fue bombeado Nitrógeno (N₂) en directa hasta presurizar el pozo con 2,600 psi de presión en cabeza dejando 2,000 psi de presión de circulación en la tubería flexible. Esto permitió establecer la condición de bajo balance estático de 500 psi según el modelo propuesto de cañoneo.

Tabla 17. Pull Test registrados durante la corrida de cañoneo en el pozo 1.

Profundidad (ft)	Tensión hacia arriba (lbf)	Tensión hacia abajo (lbf)
3,000	1,163	-3,037
6,000	10,010	4,062
9,000	17,243	9,075
12,000	27,445	15,600
15,000	36,053	20,536
18,000	42,926	23,330
18,700 (chequeo)	46,190	25,480
18,974 (TOC)	48,000	25,738

Fuente: Equión Energía Limited. Informe interno.

La correlación en profundidad fue realizada tocando tope de cemento (TOC) dos veces, removiendo estiramiento y corrigiendo la profundidad medida de coiled tubing actual (ctmd) a profundidad de referencia e-line (18,974.5 ft elmd). Se levantó la herramienta con 48,000 lbf de máxima tensión para posicionarla en la profundidad de la zona objetivo (18,870 ft elmd), se procedió a bombear Nitrógeno (N₂) en directa hasta alcanzar la presión mínima de activación de la cabeza de disparo cañoneando exitosamente los intervalos requeridos. Se observó un leve incremento de 100 psi en la presión en cabeza y un incremento de 2,000 lbf, este último asociado a la activación de la cámara de vacío, por lo cual, se levanta la herramienta con 50,000 lbf de máxima tensión y se procede a sacar la herramienta con pesos normales durante el POOH dentro de los límites seguros de la tubería flexible.

6.2.5 Desarme del BHA con Sistema de Deployment. Se realizó el desarme exitoso del BHA en tres secciones mediante Sistema de Deployment proporcionando aislamiento efectivo y sin incidentes de HSE. Se verificó la activación de todos los disparos y se recuperaron algunos residuos de la formación y viruta metálica contenidos en la cámara de vacío; en la **Figura 58** se puede observar algunos de estos residuos encontrados.

Figura 58. Material encontrado en la cámara de vacío posterior al cañoneo.



Fuente: elaboración propia, con base en Equión Energía Limited. Informe interno.

6.3 VALIDACIÓN DEL DISEÑO

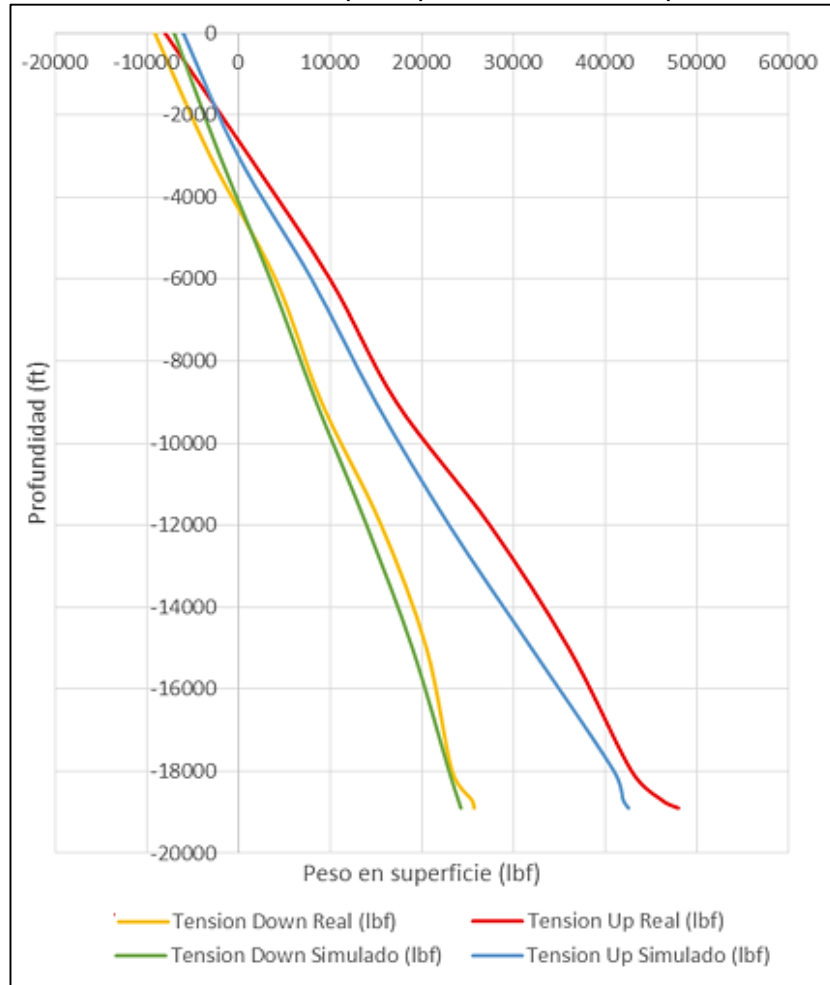
En esta sección se realizó la validación de la implementación del Sistema de Deployment con su respectivo diseño tomando como punto de comparación los datos reales obtenidos durante la operación contra los datos simulados generados en el proceso de planeación. Para realizar este proceso, se tomaron como indicadores de desempeño aquellas categorías cuyos resultados estuvieron asociados directamente a la tecnología, estos son:

- Resistencia de la tubería flexible para analizar su comportamiento en el pozo al correr un BHA extenso.
- Producción para determinar el beneficio del cañoneo.
- Tiempos y costos operativos para evaluar el desempeño operacional y, de esta manera, ajustar dichos valores para procesos de planeación de futuras intervenciones con este Sistema de Deployment.

6.3.1 Resistencia de la tubería flexible. La **Gráfica 8** muestra las curvas Trip in (curva verde) y Trip Out (curva azul) con sus respectivos pesos en superficie determinados con la simulación del modelamiento de fuerza mecánicas e hidráulicas descritas en la **Sección 5.5.1.2**. La curva de tensión hacia abajo (curva amarilla) y tensión hacia arriba (curva roja) representan los pesos en superficie leídos por el sensor de tensión de la cabeza de inyección durante los *Pull Test* realizados en el RIH de la corrida de cañoneo.

Se puede observar que la simulación se ajusta adecuadamente durante la entrada al pozo (RIH o Trip In) debido a que la predicción del comportamiento futuro de las tensiones en superficie, bajo el escenario propuesto, presentó un porcentaje de error absoluto máximo del 5% variando entre 500 a 1,500 lbf de diferencia absoluta entre los valores reales obtenidos durante la corrida y los simulados; esto indica que el factor de fricción para RIH de 0.25 es adecuado para el pozo. Con respecto a la salida del pozo (POOH o Trip Out) las curvas no presentaron buena convergencia debido a que la predicción del comportamiento futuro de las tensiones en superficie, bajo el escenario propuesto, presentó un porcentaje de error absoluto máximo del 20% variando entre 1,000 a 5,500 lbf de diferencia absoluta entre los valores reales obtenidos durante la corrida y los simulados; esto indica que el factor de fricción para POOH de 0.30 subestimó las tensiones del pozo entre TOC (TD) y 10,000 ft MD, en especial, en la profundidad máxima TOC donde se tuvo una diferencia absoluta de 5,500 lbf; esta condición implicó sobreestimar el valor máximo de *Over pull* disponible, debido a que la simulación generó un valor máximo en fondo de 15,162 lbf pero solamente se tenía disponible aproximadamente 9,600 lbf de *Overpull* dentro de los límites seguros de operación.

Gráfica 8. Validación tiempos operativos cañoneo pozo 1.



Fuente: elaboración propia, con base en Equión Energía Limited. Informe interno.

6.3.2 Tiempos operativos. En el **Cuadro 31** se muestra el resumen de la actividad ejecutada junto con sus respectivos tiempos planeados y reales.

Cuadro 31. Validación tiempos operativos cañoneo pozo 1.

Sistema de Deployment: Correlación tocando una profundidad conocida			
CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto)			
BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta			
Actividad	Planeado (horas)	Real (horas)	Diferencia (horas)
1. RU y pruebas unidad de tubería flexible	12	11	-1
2. MU y pruebas CTC/MHA	2	3	+1
3. MU BHA#1 y trabajo de desplazamiento de salmuera (Establecer ΔP cañoneo)	18	22.5	+4.5

Cuadro 31. (Continuación).

Actividad	Planeado (horas)	Real (horas)	Diferencia (horas)
4. Reunión pre operacional y de seguridad	1	1	0
5. MU BHA #2 en tres secciones con Sistema de Deployment	23	12	-11
6. Operación de cañoneo (corrida)	24	16.7	-7.3
7. Reunión pre operacional y de seguridad	1	0.5	-0.5
8. LD BHA#2 en tres secciones con Sistema de Deployment	11	7	-4
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	92	73.7	-18.3

Fuente: Equión Energía Limited. Informe interno.

El indicador de desempeño para los tiempos operativos determino un excelente desempeño operacional al presentarse una reducción del 20% del tiempo total planeado con respecto al real debido a que la operación se ejecutó en menor tiempo con 18.3 horas de diferencia. A continuación, se describen los tiempos operativos:

Durante el trabajo de desplazamiento de salmuera se tuvieron tiempos por encima de lo planeado, alrededor de 4.5 horas, pero esto se debió en gran parte al aseguramiento operativo que se realizó previo a la corrida de cañoneo con el fin de verificar medidas y probar los equipos involucrados con la tecnología en locación.

Para el arme y desarme del BHA de cañoneo, el cual, involucró la implementación de la tecnología Sistema de Deployment, se obtuvo una reducción de 15 horas, alrededor del 43%, con respecto al tiempo planeado.

- Duración de la actividad arme de BHA de cañoneo: Para la primera y segunda sección el arme tomó 4.5 horas, para la tercera sección tomo 3.0 horas. Para un total de 12 horas entre las tres secciones.
- Duración de la actividad desarme de BHA de cañoneo: Para la tercera sección el desarme tomó 2.2 horas, para la segunda sección tomo 3.3 horas y para la primera sección tomo 1.5 horas. Para un total de 7 horas entre las tres secciones.

Durante la corrida de cañoneo las tensiones estuvieron dentro de los límites seguros de operación lo que permitió acceder y recuperar la herramienta con una velocidad promedio de 60 fpm, además, la cabeza de disparo con presión absoluta fue activada con la presión mínima requerida mostrando confiabilidad y buen desempeño; esto conllevó a una reducción de 7.3 horas, alrededor del 30%, con respecto al tiempo planeado.

6.3.3 Producción. El pozo fue cañoneado en la Formación objetivo de acuerdo a los requerimientos del SOR; como era de esperarse, el pozo no respondió por sí solo, por lo cual, fue necesario activar las contingencias incluidas dentro del proceso de planeación. Dichas trabajos implicaron: Pickling para limpiar la tubería, estimulación acida con HCl al 7.5% (tratamiento principal) y sobredesplazamiento con salmuera inhibidora de arcillas, bombeo en directa de Nitrógeno (N₂) para retornar a superficie los fluidos post-estimulación y para asistir levantamiento del pozo. Se reportó durante la prueba oficial del pozo para el intervalo de 54 ft cañoneado con Sistema de Deployment: caudal de aceite de 738 BOPD con BS&W de 1.33% y caudal de gas de 5.1 MMSCFD.

6.3.4 Costos operativos. El Cuadro 32 muestra el resumen de los servicios y cargos contratados junto con sus respectivos costos directos planeados y reales.

Cuadro 32. Validación costos operativos cañoneo pozo 1.

Sistema de Deployment			
Servicio y cargos asociados a:	Planeado (\$USD)	Real (\$USD)	Diferencia (\$USD)
Unidad de tubería flexible y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo), incluye trabajo de desplazamiento de salmuera.	108,000	85,700	-22,300
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, barras de Deployment, cargas y explosivos, diseño bajo balance dinámico, cámaras de vacío y medidor rápido de presión	70,500	67,800	-2,700
Separador de prueba	18,000	13,500	-4,500
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	42,400	29,100	-13,300
TOTAL COSTO OPERATIVO	237,900	196,100	-41,800

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El indicador de desempeño para los costos operativos (directos) determinó un excelente desempeño operacional al presentarse una reducción de \$41,800 USD lo que representa un ahorro del 18% de los costos totales directos planeados con respecto a los reales debido a:

- Un día menos de cargos y servicios asociados a la unidad de tubería flexible debido a que la operación del arme y desarme del BHA con Sistema de Deployment se ejecutó en menos tiempo. Además, la cabeza de disparo con presión absoluta fue activada con la presión mínima requerida, por lo cual, se usó menos cantidad de Nitrógeno (N₂). Dadas estas condiciones se obtuvo una reducción de USD 22,300, lo que representa un ahorro del 20% con respecto al costo directo planeado para dichos cargos.

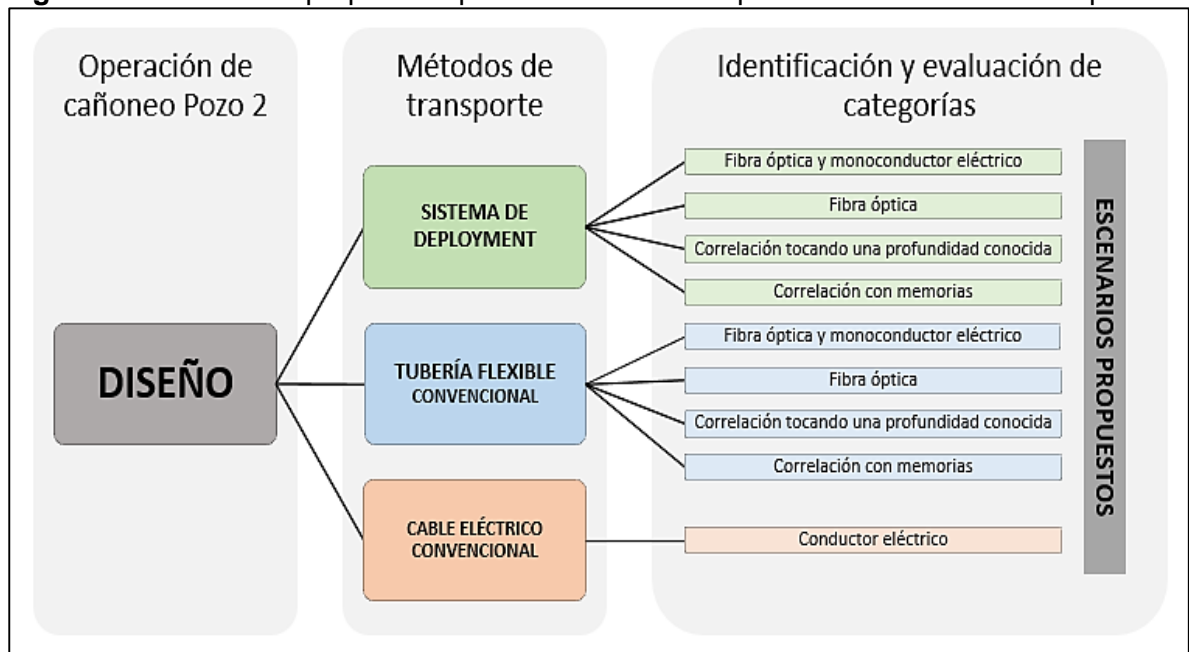
- En la operación de cañoneo se presentó un mal funcionamiento en la herramienta del medidor rápido de presión, por lo cual, no fue posible registrar el bajo balance dinámico. Con esta condición, se obtuvo una reducción de USD 2,700 lo que representa un ahorro del 4% con respecto al costo directo planeado para dichos cargos.
- Un día menos de cargos asociados al separador de prueba. Dadas estas condiciones se obtuvo una reducción de USD 4,500, lo que representa un ahorro del 2.5% con respecto al costo directo planeado para dicho cargo.
- Un día menos de cargos y servicios asociados a costos logísticos. Dadas estas condiciones se obtuvo una reducción de USD 13,300, lo que representa un ahorro del 31% con respecto al costo directo planeado para dichos cargos.

7. DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE CAÑONEO PARA EL POZO 2

En este capítulo se describe la tercera etapa del proyecto asociada a la planeación de la operación de cañoneo para la adición de nuevos intervalos en el pozo 2, localizado en el Campo Floreña del Bloque Piedemonte; esta operación hace parte del plan de cañoneos para incrementar la producción del campo. Dicho proceso de planeación incluyó el diseño de la operación de cañoneo y la descripción de las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas para los escenarios con cable eléctrico convencional, tubería flexible convencional y tubería flexible con Sistema de Deployment; para este último escenario, los resultados obtenidos de la implementación de esta tecnología en el pozo 1, los cuales se describieron en el... Capítulo 6..., fueron incluidos para el desarrollo de estos nuevos diseños con el fin de mejorar la eficiencia operacional y optimizar el valor económico de las operaciones de cañoneo realizadas en Piedemonte.

En la **Figura 59** se muestra los diferentes escenarios propuestos. Debido a la implementación reciente de nuevas tecnologías de tubería flexible para data en tiempo real para trabajos de intervención en pozos operados por la empresa Equión Energía Limited, se decidió incluir el diseño de estas nuevas tecnologías de datos en tiempo real y compararlas con los métodos convencionales de correlación en profundidad con la finalidad de garantizar un correcto posicionamiento de los cañones en fondo e incrementar la confiabilidad de las operaciones resultando en un valor agregado indispensable para una ejecución exitosa y un control más preciso de las condiciones en fondo antes, durante y después del cañoneo.

Figura 59. Escenarios propuestos para el diseño de la operación de cañoneo en el pozo 2.



Fuente: elaboración propia.

El diseño de cada escenario propuesto fue realizado por medio de la identificación y evaluación de las ocho categorías mencionadas en el...Capítulo 3...; este proceso permitió modelar las condiciones específicas de cada escenario dentro del proceso de planeación de las diferentes opciones de cañoneo, al mismo tiempo, permitió determinar si era viable implementar la tecnología Sistema de Deployment en el pozo seleccionado. Cabe resaltar que en este pozo no se cumplían las condiciones de trabajos de longitud extendida mencionados en la **Sección 2.4.3.2**, razón por la cual, estas opciones de cañoneo no fueron incluidas.

7.1 FACTORES ASOCIADOS AL POZO.

La primera etapa para la elaboración de los diseños consistió en identificar la geometría y fuerzas del pozo. El análisis de dichos factores permitió: verificar acceso determinando posibles restricciones o puntos apretados, *drift* del completamiento para determinar el máximo OD del BHA, condiciones de integridad del pozo, intervalos abiertos del pozo, caudales de producción de gas y líquidos, GOR, corte de agua, temperatura y presiones (BHP/ WHFP/ WHSIP).

7.1.1 Geometría del pozo. El pozo 2 fue perforado para ser productor del Campo Floreña alcanzando una profundidad total de 17,786 ft profundidad medida (MD). Este es un pozo direccional con trayectoria tipo S, cuenta con 6 secciones perforadas y revestidas. En la **Tabla 18**, se resume la información del pozo.

Tabla 18. Información sobre la geometría del pozo 2.

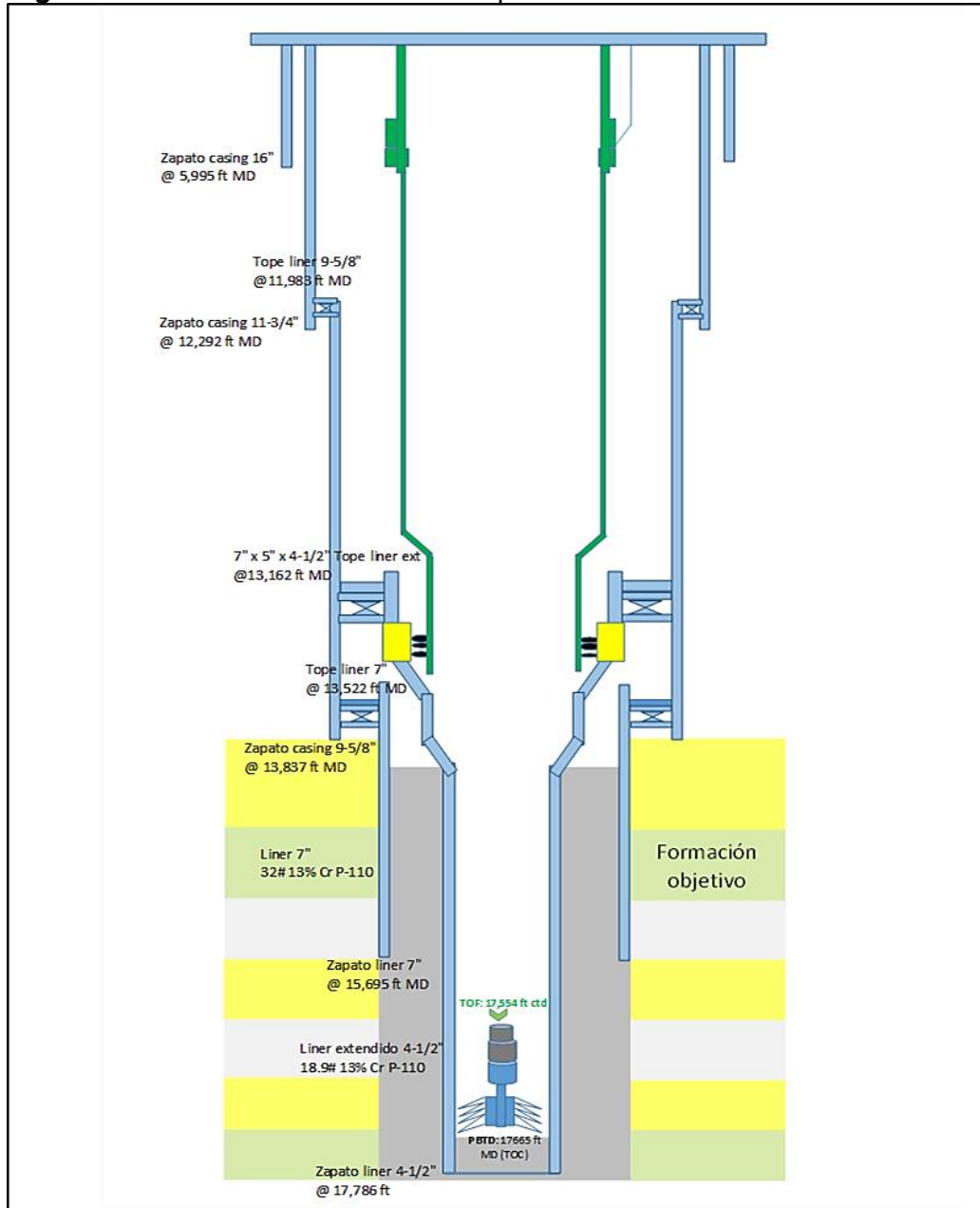
GEOMETRÍA DEL POZO 1			
Forma	Tipo S	TD	Estimado a 17,554 ft ctmd TOF
Máxima desviación	25.4° @ 8,077 ft MD	Volumen	No se requiere desplazamiento
Máximo dogleg	3.92°/100 ft @ 14,634 ft MD	Mínimo ID	3.58" conexión del liner 4 1/2" (18.9 lb/ft)
Completamiento	Tubing: 5 1/2" x 5" Liner: 7" x 5" x 4 1/2"		API Drift 3.515" liner 4 1/2" (18.9 lb/ft)

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El pozo tiene un completamiento con PBR (Polished Bore Receptacle) diseñado para soportar altas presiones: Tubing de 5 1/2" (26 lb/ft y 13% Cr) hasta 13,113 ft MD, posteriormente, el Tubing presenta una reducción a 5" (23.2 lb/ft y 13% Cr) hasta 13,325 ft MD con 5 1-2" WLEG aterrizado en 13,337 ft. Tiene un liner de 7" (32 lb/ft y 13% Cr) colgado a 13,162 ft MD con 5.25" PBR a 13,311 ft MD, liner de 5" (23.2 lb/ft y 13% Cr) conectado al PBR y, por último, liner de producción de 4 1/2" (18.9 lb/ft y 13% Cr) conectado al liner de 5" desde 13,392 ft MD hasta la

profundidad total (TD). El diámetro mínimo en el completamiento del pozo es de 3.586” en las conexiones de la junta y 3,64” en el cuerpo del liner de producción de 4 1/2” (API Drift: 3.515”). La inclinación máxima es 25.4° @ 8,077 ft MD y el “dogleg” máximo es 3.92°/100 ft @ 14,634 ft MD. Actualmente, se tienen pescados en el pozo, por lo cual, la máxima profundidad de acceso está estimada en 17,554 ctmd TOF (tope del pescado, TOF, medido a profundidad de coiled tubing, ctmd). En la **Figura 60**, se puede observar el estado mecánico actual del pozo.

Figura 60. Estado mecánico actual del pozo 2.



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.1.2 Fuerzas del pozo. El pozo 2 localizado en el Campo Floreña, actualmente, es un pozo productor de 3 zonas. La última prueba de pozo a condiciones operativas (totalmente abierto) indica aproximadamente: una producción de gas de 43.3 MMSCFD con un GOR de 19,400 scf/STB, producción de aceite de 2,200 BOPD, gravedad API de 48.8°, BS&W de 3.39%, presión en cabeza (WHP) de 1,000 psi y una temperatura en cabeza (WHT) de 158 °F. Debido a que se tienen diferentes escenarios, en algunos casos, se hace necesario modificar estas condiciones operativas del pozo. A continuación, se describen los escenarios con su respectiva justificación. Esta información se encuentra resumida en la **Tabla 19**.

En los escenarios donde se tienen condiciones operativas, las sensibilizaciones muestran las siguientes condiciones:

- Tasa de producción de gas de 43.3 MMSCFD: Debido a la rigidez de la tubería flexible y la capacidad de tracción del inyector, esta unidad permite realizar la corrida y el disparo con condiciones operativas (pozo totalmente abierto), es decir, sin impactar producción. Bajo estas condiciones de flujo, la sensibilización estima aproximadamente: 2,830 psi de presión de fondo fluyente (BHP) al frente de los intervalos de la zona objetivo con 1,000 psi de presión en cabeza (WHFP).

En los escenarios donde se hace necesario chocar el pozo para reducir la tasa de producción de gas, las sensibilizaciones muestran las siguientes condiciones:

- Reducción en la tasa de producción de gas de 43.3 MMSCFD a 22 MMSCFD: La experiencia en campo con la nueva tecnología de tubería flexible híbrida con fibra óptica y monoconductor eléctrico, al igual que la tecnología de fibra óptica, ha demostrado inconvenientes en la lectura en tiempo real del sensor CCL asociado a la vibración excesiva de la herramienta durante la corrida, efecto ocasionado por altas tasas de producción de gas ($q_g > 25,000$ MMSCFD). Para los escenarios contemplados con este tipo de unidad de tubería flexible (convencional y Sistema de Deployment), se recomienda chocar el pozo al momento de correlacionar en profundidad, esto es realizado para evitar la vibración excesiva de la herramienta al reducir la producción de gas y, de esta manera, estabilizar la lectura del registro generado en tiempo real con el sensor CCL. Inicialmente, se tiene contemplado reducir la tasa de producción de gas desde 43.3 MMSCFD a 22 MMSCFD. Bajo estas condiciones de flujo, la sensibilización estima aproximadamente: 3,150 psi de presión de fondo fluyente (BHP) al frente de los intervalos de la zona objetivo con 1,750 psi de presión en cabeza (WHFP).
- Reducción en la tasa de producción de gas de 43.3 MMSCFD a 5 MMSCFD: Como se ha mencionado con anterioridad, es indispensable calcular las fuerzas de levantamiento y boyanza cuando se realizan trabajos de cañoneo con unidades de cable. Para reducir estas fuerzas se hace necesario ajustar el

tamaño del choque o, en su defecto, cerrar el pozo con el fin de garantizar que estas fuerzas no excedan el 20% de pérdida de tensión del cable. Con respecto al Pozo 2, los eventos históricos de operaciones similares de cañoneo han recomendado mantener el pozo chocado durante la corrida entre un rango 5 y 6 MMSCFD de producción de gas. Bajo estas condiciones, la sensibilización estima aproximadamente: 4,450 psi de presión de fondo fluyente (BHP) al frente de los intervalos de la zona objetivo con 2,500 psi de presión en cabeza (WHFP).

Tabla 19. Información sobre las fuerzas del pozo 2 para la operación de cañoneo.

ESCENARIO	TÉCNICA DE CORRELACIÓN	F_{wp} determinada por:		F_b determinada por:		F_f determinada por:
		Etapa del cañoneo	WHFP	Etapa del cañoneo	BHP / q_g superficie	FACTOR DE FRICCIÓN
Sistema de Deployment y tubería flexible convencional	Correlación con memorias y Correlación tocando una profundidad conocida	Antes	WHP: 1,000 psi	Antes	BHP: 2,830 psi q_g : 43.3 MMSCFD	RIH: 0.30 POOH: 0.28
		Durante	WHP: 1,000 psi	Durante	BHP: 2,830 psi q_g : 43.3 MMSCFD	
	Posterior	WHP: 1,000 psi	Posterior	BHP: 2,830 psi q_g : 43.3 MMSCFD		
	Fibra óptica y Fibra óptica con monoconductor eléctrico	Antes	WHP: 1,750 psi	Antes	BHP: 3,150 psi q_g : 22 MMSCFD	
		Durante	WHP: 1,000 psi	Durante	BHP: 2,830 psi q_g : 43.3 MMSCFD	
		Posterior	WHP: 1,000 psi	Posterior	BHP: 2,830 psi q_g : 43.3 MMSCFD	
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	Antes	WHP: 2,500 psi	Antes	BHP: 4,450 psi q_g : 5 MMSCFD	
		Durante	WHP: 2,500 psi	Durante	BHP: 4,450 psi q_g : 5 MMSCFD	
		Posterior	WHP: 2,500 psi	Posterior	BHP: 4,450 psi q_g : 5 MMSCFD	

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Para estos escenarios, las fuerzas por presión del pozo (F_{wp}) dependen de la presión que se tenga en cabeza de acuerdo a las condiciones de operación. En cuanto a las fuerzas de levantamiento o boyanza (F_b), durante todo el trabajo se tendrán condiciones dinámicas, por lo cual, las fuerzas de levantamiento que experimenta el BHA dependerán de las condiciones de fondo, bien sea, operativas

o con pozo chocado, del peso del BHA y del cable o tubería flexible: Para el RIH, estas fuerzas estarán determinadas por las tasas de producción del pozo. En el momento del disparo dependerán de la dirección y magnitud del diferencial de presión. Posterior al cañoneo, dependerán del potencial de producción de la zona cañoneada y de las demás zonas productoras (para la determinación de esta fuerza, se consideró las mismas condiciones operativas). Por último, con respecto a la fuerza de fricción del pozo (F_f) se usó como referencia los accesos reportados según los eventos históricos del pozo y de otros con trayectorias similares para ajustar el factor de fricción del pozo. El análisis de ingeniería realizado en la **Sección 7.5.1.2**, permitió simular los efectos de estas fuerzas durante el RIH y POOH en los diferentes escenarios.

7.2 REQUERIMIENTOS OPERATIVOS

Los objetivos y el alcance general del trabajo está determinado por el SOR (Statement of Requirements). La segunda etapa del diseño consistió en buscar alternativas de desarrollo que permitan darle cumplimiento a cada uno de los objetivos propuestos en el SOR con respecto al número de intervalos y las zonas objetivo. Estas alternativas pueden ser evaluadas y modificadas con el fin de establecer las condiciones y las técnicas óptimas en miras de maximizar la eficiencia de los perforados para lograr un mayor beneficio en producción.

7.2.1 Numero de intervalos. La zona objetivo hace parte del plan de cañoneos para incrementar la producción del campo, por lo cual, se pretende realizar la adición de intervalos para comunicar el pozo con una formación no cañoneada e investigar su potencial en el área de drenaje del mismo. Se requiere cañonear entre 14,587 ft y 14,704 ft MD con una longitud de 117 ft; la longitud efectiva de intervalos para esta formación son 79 ft espaciados según los requerimientos del SOR.

7.2.2 Selectividad. Se requiere cañoneo de múltiples zonas (múltiples intervalos). En la **Tabla 20** se muestran los intervalos requeridos para cañoneo.

Tabla 20. Intervalos requeridos para cañoneo en el pozo 2.

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Longitud (ft)	Categoría
Formación Objetivo	14,587	14,592	5	Adición
	14,598	14,602	4	Adición
	14,606	14,626	20	Adición
	14,645	14,675	30	Adición
	14,684	14,704	20	Adición

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.2.3 Control de profundidad. Al revisar la historia y el esquemático del pozo se encontró que este tiene pescados en fondo, por lo cual, el TD actual del pozo está en el tope del pescado a 17,554 ft ctmd TOF (esta es una profundidad estimada debido a que no se encuentra corregida a elmd del registro de correlación oficial del pozo). En el **Cuadro 33**, se describen las técnicas de correlación seleccionados para el trabajo de cañoneo en los tres escenarios.

Cuadro 33. Técnicas de correlación para el cañoneo en el pozo 2.

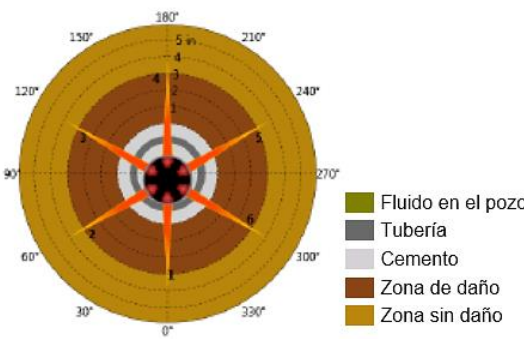
ESCENARIO	TÉCNICA DE CORRELACIÓN	PROCEDIMIENTO
Sistema de Deployment y tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	Esta nueva tecnología permite correlacionarse en profundidad en tiempo real con los sensores Gamma Ray y CCL (localizador de collares) al localizar los pup joint y las marcas radiactivas instalados en el liner de producción de 4-1/2". Permite corregir la profundidad ctmd actual a la profundidad elmd del registro base de correlación.
	Fibra óptica	Esta técnica permite correlacionarse en profundidad en tiempo real con el sensor CCL (localizador de collares) al localizar los pup joint instalados en el liner de producción de 4-1/2". Permite corregir la profundidad ctmd actual a la profundidad elmd del registro base de correlación.
	Correlación tocando una profundidad conocida	Esta técnica implica tocar una profundidad conocida dos veces (en este caso el TOF), remover estiramiento, marcar la tubería en superficie y corregir la profundidad del contador electrónico a elmd del registro base. Posteriormente, posicionar la herramienta en el intervalo de cañoneo y nuevamente marcar la tubería en superficie para usarla como referencia. Debido a que se tiene una profundidad (TOF) estimada en ctmd y no corregida a elmd del registro base, no se recomienda realizar la correlación por esta técnica. *En caso de usar la técnica con tubería flexible convencional, las corridas posteriores de cañoneo pueden ser correlacionadas con la marca en la tubería de la primera corrida. Aunque esto disminuye el tiempo por corrida, se puede incrementar considerablemente la incertidumbre por desfase, es por esto, que para cada corrida lo recomendable es correr la tubería hasta tocar TD.
	Correlación con memorias	Esta técnica implica realizar una corrida hasta TD con memorias (GR, CCL, P/T) previa a la corrida de cañoneo para tocar una profundidad, en superficie descargar la data y corregir la profundidad del tag registrada con las memorias a elmd del registro base del pozo, al identificar los pup joint y las marcas radiactivas instalados en el liner de producción de 4-1/2", corrigiendo el TD actual del pozo (profundidad conocida). Para la corrida (s) de cañoneo la correlación en profundidad se realiza con la técnica de tocar una profundidad conocida. * Esta técnica es una versión complementaria de la correlación tocando una profundidad conocida y se realiza cuando el tag del pozo no está corregido o se tiene incertidumbre por posible asentamiento de sólidos.
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	Esta técnica permite correlacionarse en profundidad en tiempo real con los sensores Gamma Ray y CCL (localizador de collares) al localizar los pup joint y las marcas radiactivas instaladas en el liner de producción de 4-1/2". Permite corregir la profundidad elmd actual a la profundidad elmd del registro base de correlación.

Fuente: elaboración propia.

7.2.4 Método de cañoneo. La técnica de cañoneo y condición de diferencial de presión durante el disparo, fue seleccionada de acuerdo a los requerimientos de un trabajo de adición de nuevos intervalos según las propiedades de la formación objetivo. A continuación, se describe la selección y el ajuste de parámetros realizado para maximizar la eficiencia operativa y de beneficio del cañoneo.

7.2.4.1 Técnica de cañoneo. Para los tres escenarios se seleccionó la técnica de cañoneo a chorro (cargas dimensionadas) configurada con cañón de 2 7/8", carga de penetración profunda para ambiente de gas y explosivo de 15 g HMX. En cuanto a la geometría del cañoneo, la densidad de disparo es de 6 spf, con un ángulo de fase de 60°. La simulación de penetración de cargas fue realizada asumiendo una posición descentralizada del cañón, dos tuberías (liner de 7", 32 lb/ft, 13% Cr y liner extendido de producción de 4 1/2", 18.9 lb/ft, 13" Cr), con las condiciones de fondo de la zona objetivo y la configuración del cañón/carga mostrada en el **Cuadro 34**.

Cuadro 34. Configuración cañón/carga para simulación de penetración de cargas pozo 2.

Esquema perforado	Información de la carga	
	Tipo	DP para ambiente de gas
	Angulo de fase	60°
	Información del explosivo	
	Tipo	HMX de 15g
	Información del cañón	
	Tamaño	2.875"
	Posición	Excéntrico
	Densidad de disparo	6 spf
	Patrón del disparo	Espiral

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Esta simulación es realizada para modelar las penetraciones y el diámetro del hueco de entrada según la densidad y la orientación de disparo escogida. Los resultados de dicha simulación para cada disparo son mostrados en la **Tabla 21**. El modelo predice una penetración en la formación en promedio de 2.95", un túnel efectivo perforado en promedio de 2.4" y un diámetro de hueco de entrada en el liner de 4 1/2" en promedio de 0.227"

Tabla 21. Simulación de penetración de cargas pozo 2.

Disparo	Orientación (°)	Clearance (in)	Penetración en la formación (in)	Túnel efectivo perforado (in)	Diámetro de hueco de entrada en 4 ½" (in)
1	0	0.19	3.60	3.18	0.306
2	60	0.35	3.60	3.18	0.287
3	120	0.73	3.43	3.03	0.258
4	180	0.95	3.49	3.08	0.243
5	240	0.73	3.43	3.03	0.258
6	300	0.35	3.60	3.18	0.287

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Según la prueba API RP 19B sección I, las cargas de choque con este tipo de cargas producto del disparo pueden generar un hinchamiento de hasta un máximo OD de 3.046" para el cañón de 2 7/8". La excepción de la prueba de dicha norma API involucró hacer la prueba con aire en lugar de agua en el anular tubería- cañón para simular un ambiente de gas. Con esto se puede garantizar que el hinchamiento producido en los cañones no supera el drift del pozo.

7.2.4.2 Diferencial de presión. Con respecto al diferencial de presión, generalmente, la magnitud de presión diferencial requerida para la limpieza efectiva de los túneles perforados en pozos pertenecientes a los Campos Floreña y Pauto se maneja en un rango óptimo entre 2,000 a 4,000 psi de diferencial de presión positivo (bajo balance). La Formación objetivo es una formación superior y se estima de baja presión de yacimiento (4,150 psi) comparada con las demás zonas productoras del pozo. El cañoneo pretende conectar esta formación para investigar su potencial en el área de drenaje del pozo, por la cual, se tiene incertidumbre en las condiciones del yacimiento y sus respectivas propiedades petrofísicas. Debido a esto, se decidió determinar un bajo balance óptimo que sea seguro para la formación basado en sus propiedades petrofísicas estimadas. Para esto, se tomó el método de Behrman (1996), el cual, depende de la siguiente información resumida en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Propiedades de la formación objetivo para cañoneo en el pozo 2.

Parámetro	Abreviación	Valor	Unidad
Permeabilidad efectiva al petróleo	k_o	1.5	mD
Porosidad efectiva	Φ	3.3	%
Resistencia a la compresión	UCS	25,000	psi

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El diámetro del túnel perforado en la roca (D) fue determinado por medio de la **Ecuación 3** según la UCS de la formación y el hueco de entrada en el liner mostrado en la **Sección 7.2.4.1**.

$$D = EH_{N80} * [3.27 - 0.61 * \ln(UCS)] = 0.227 \text{ in} * [3.27 - 0.61 * \ln(25 \text{ kpsi})] = 0.2966 \text{ in}$$

El bajo balance estático óptimo durante el cañoneo fue determinando con la **Ecuación 1** para permeabilidades menores a 100 mD. Para no producir un daño inducido por una mala limpieza del perforado, se recomienda ajustar un bajo balance como mínimo de 1,375 psi.

$$\Delta P_{UB \text{ } k < 100 \text{ mD}} = \frac{687 \Phi D^{0.3}}{k^{1/3}} = \frac{687 * 3.3 \% * (0.2966 \text{ in})^{0.3}}{(1.5 \text{ mD})^{1/3}} = 1,375 \text{ psi}$$

La **Tabla 23**, describe la magnitud de diferencial de presión ajustado para cada escenario considerando aspectos de seguridad de la formación, de integridad del pozo y operativos asociados al método de transporte.

Tabla 23. Diferencial de presión para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Presiones en el pozo. Zona objetivo 14,646 ft MD / 14,044 ft TVD	ΔP al momento del disparo / Condición de presión
Sistema de Deployment	Pyc: 4,150 psi BHP: 2,830 psi	1,320 psi / Bajo balance dinámico Pozo fluyendo a Full Open
Tubería flexible convencional	Pyc: 4,150 psi BHP: 2,830 psi	1,320 psi / Bajo balance dinámico Pozo fluyendo a Full Open
Cable eléctrico convencional	Pyc: 4,150 psi BHP: 4,750 psi	-600 psi / Sobre balance Pozo chocado a 5 MMscfd

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

El máximo bajo balance posible de 1,320 psi con el pozo totalmente abierto es alcanzado con los escenarios de tubería flexible convencional y Sistema de Deployment, este valor se encuentra por debajo del valor óptimo para el campo (2,000 psi) pero se encuentra cercano al valor óptimo de 1,375 psi determinado con la correlación de Behrman. Se aceptó esta condición debido a que dicha correlación está basada en la teoría de bajo balance estático y, bajo las condiciones propuestas, se tienen condiciones dinámicas de pozo fluyendo, condición que beneficia la limpieza del perforado y reducción de la zona compactada al promover el *flowback* de los fluidos del pozo y residuos del disparo; por esta razón no será empleada la técnica con cámaras de surgencia para aumentar el bajo balance dinámico.

El cañoneo con cable eléctrico no sería recomendable por la condición de 600 psi de sobre balance debido a que desfavorece la limpieza efectiva de los perforados y puede ocasionar invasión de los fluidos del pozo impidiendo el *flowback* efectivo de los residuos del cañoneo y aumentar la zona compactada.

Para evaluar el impacto de diferencial de presión durante el cañoneo se tomó como referencia los datos teóricos y experimentales reportados en la **Figura 19** para la estimación de la relación k_d/k . Con esta información, la condición de bajo balance propuesta con los escenarios de tubería flexible convencional y Sistema de Deployment pueden inducir un bajo daño por cañoneo debido a que la relación entre permeabilidad de la zona virgen y por zona compactada (k_d/k) se estima de 0.9, esto se debe a que el bajo balance se encuentra cercano al valor óptimo del campo para una limpieza efectiva. En cuanto al escenario con cable eléctrico, al tener una condición de sobre balance, la cual, es desfavorable para la limpieza de los perforados, se puede inducir un daño severo por cañoneo debido a que la relación k_d/k se estima de 0.04.

Por otro lado, basados en la experiencia en campo con respecto a las fuerzas de levantamiento producto del disparo con condiciones similares, el movimiento hacia arriba del cañón transportado con cable eléctrico no superaría el 20% de pérdida del tensión del cable, esta condición es favorecida por la condición de sobre balance; para el cañoneo con tubería flexible se podría evidenciar un movimiento del cañón alrededor de 4 ft. Para todos los escenarios, estas fuerzas no representan condiciones limitantes de esfuerzos u ondas de choque.

7.3 CONTROL DE PRESIÓN

En la tercera etapa del diseño, se evaluó que el Sistema de Deployment efectivamente cumpliera con todas las consideraciones de control de presión explicadas con anterioridad en la **Sección 3.3**. A continuación, se describen las barreras internas y externas, dentro de la envoltente primaria de control de presión, para los escenarios con Sistema de Deployment, tubería flexible convencional y cable eléctrico convencional. Estas fueron identificadas con el fin de garantizar su debida instalación y pruebas de presión/funcionalidad dándole cumplimiento a la política de doble barrera al garantizar dos barreras mecánicas probadas entre los fluidos del yacimiento y el ambiente durante toda la operación.

7.3.1 Sistema de Deployment. Parte de las lecciones aprendidas y opciones de mejora identificadas en la implementación del Sistema de Deployment en el pozo 1, involucra reducir tiempos asociados al arme y desarme del BHA e incrementar la seguridad de la operación. La nueva configuración propuesta para el Sistema de Deployment combina las unidades de Braided Line (BL) y tubería flexible (CT).

Los aspectos más importantes para que fuera propuesta esta nueva configuración son explicados a continuación:

- Facilitar el arme y desarme de las secciones del BHA con unidad de Braided Line. Para esto, se tienen adaptadores especiales que permiten la conexión de los lubricadores de ambas unidades al sub de prueba de presión instalado en el PCE de la unidad de tubería flexible.
- La unidad de Braided Line representa una mejora significativa en el posicionamiento de la barra de Deployment debido a que esta unidad permite tener un control y lectura precisa para ejecutar pequeños movimientos de las herramientas por ser realizado con cable.
- Reducir la altura y peso del Stack de superficie de la unidad de tubería flexible para efectuar la corrida de cañoneo. Esta condición minimiza el riesgo de inestabilidad en la estructura del Stack de superficie, mejora la capacidad del inyector para soportar fuertes cargas axiales durante la corrida y se facilita la ejecución de servicios al inyector o Stripper en caso de presentarse alguna falla de estos equipos con la tubería flexible en operación.
- Debido a que el arme de cada sección del BHA es realizado por medio de la unidad de Braided Line, a excepción de la última sección en el MU y de la primera en el LD, se reduce significativamente la probabilidad de eventos no deseados asociados al riesgo de trabajar con las cadenas del inyector despresurizadas para mover y conectar el lubricador de la tubería flexible al sub de prueba rápida cuando el BHA se encuentra sostenido y colgando de la BOP de Deployment.
- En el caso específico de la BOP de Deployment, se decidió implementar una BOP *combi*, en lugar de *quad*, configurada en la parte superior con una pipe/slip ram y en la parte inferior con una pipe ram adicional como barrera secundaria mientras el sistema se encuentra abierto y expuesto a la presión del pozo. Esta configuración mejora operativamente la actividad de posicionamiento para el cierre de las rams al tener un espaciamiento corto entre ambas ram, por lo cual, se hace necesario usar una sola barra de Deployment como área de sello en lugar de dos barras.

En el **Cuadro 35** se muestra la configuración de barreras mecánicas para control de presión en el pozo 2 bajo este nuevo escenario.

Cuadro 35. Configuración de barreras para control de presión con Sistema de Deployment para el pozo 2.

Control de Presión en pozo vivo			Primera barrera		Segunda barrera	
Tipo	Actividad / Unidad		Interna	Externa	Interna	Externa
Convencional	RU PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	MU primera sección BHA (lubricador desconectado)	BL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab inferior
Convencional	MU primera sección BHA (lubricador conectado)	BL	Sistema de inyección de grasa	Stuffing box	BOP convencional	BOP convencional
Sistema de Deployment	MU secciones intermedias BHA (lubricador desconectado)	BL	Barra de Deployment Sello hidráulico interno herramientas	BOP de Deployment (sello pipe/slip ram superior sobre barra de Deployment)	BOP convencional	BOP de Deployment (sello pipe ram superior sobre barra de Deployment) / BOP
Convencional	MU secciones intermedias BHA (lubricador conectado)	BL	Sistema de inyección de grasa	Stuffing box	BOP convencional	BOP convencional
Sistema de Deployment	MU última sección BHA (lubricador desconectado)	CT	Barra de Deployment Sello hidráulico interno herramientas	BOP de Deployment (sello pipe/slip ram superior sobre barra de Deployment)	BOP convencional	BOP de Deployment (sello pipe ram superior sobre barra de Deployment) / BOP
Convencional	MU última sección BHA (lubricador conectado)	CT	DFCV	Dual Stripper	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	Corrida de cañoneo	CT	DFCV	Dual Stripper	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	LD primera sección BHA (lubricador conectado)	CT	DFCV	Dual Stripper	BOP convencional	BOP convencional
Sistema de Deployment	LD primera sección BHA (lubricador desconectado)	CT	Barra de Deployment Sello hidráulico interno herramientas	BOP de Deployment (sello pipe/slip ram superior sobre barra de Deployment)	BOP convencional	BOP de Deployment (sello pipe ram superior sobre barra de Deployment) / BOP
Convencional	LD secciones intermedias BHA (lubricador conectado)	BL	Sistema de inyección de grasa	Stuffing box	BOP convencional	BOP convencional
Sistema de Deployment	LD secciones intermedias BHA (lubricador desconectado)	BL	Barra de Deployment Sello hidráulico interno herramientas	BOP de Deployment (sello pipe/slip ram superior sobre barra de Deployment)	BOP convencional	BOP de Deployment (sello pipe ram superior sobre barra de Deployment) / BOP
Convencional	LD última sección BHA (lubricador conectado)	BL	Sistema de inyección de grasa	Stuffing box	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	LD última sección BHA (lubricador desconectado)	BL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab inferior
Convencional	RD PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab inferior

Fuente: elaboración propia.

7.3.2 Tubería flexible convencional. En la **Cuadro 36** se describe la configuración convencional de barreras mecánicas para control de presión en el pozo 2 con unidad de tubería flexible.

Cuadro 36. Configuración de barreras para control de presión con tubería flexible convencional para el pozo 2.

Control de presión en pozo vivo			Primera barrera		Segunda barrera	
Tipo	Actividad / Unidad		Interna	Externa	Interna	Externa
Convencional	RU PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	MU BHA	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	Corrida de cañoneo	CT	DFCV	Dual Stripper	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	LD BHA	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	RD PCE CT	CT	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior

Fuente: elaboración propia.

7.3.3 Cable eléctrico convencional. En la **Cuadro 37** se describe la configuración convencional de barreras mecánicas para control de presión en el pozo 2 con unidad de cable eléctrico.

Cuadro 37. Configuración de barreras para control de presión con cable eléctrico convencional para el pozo 2.

Control de presión en pozo vivo			Primera barrera		Segunda barrera	
Tipo	Actividad / Unidad		Interna	Eterna	Interna	Externa
Convencional	RU PCE EL	EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	MU BHA	EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	Corrida de cañoneo	EL	Sistema de inyección de grasa	Stuffing Box	BOP convencional	BOP convencional
Convencional	LD BHA	EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior
Convencional	RD PCE EL	EL	NA	Válvula Swab inferior	NA	Válvula Swab superior

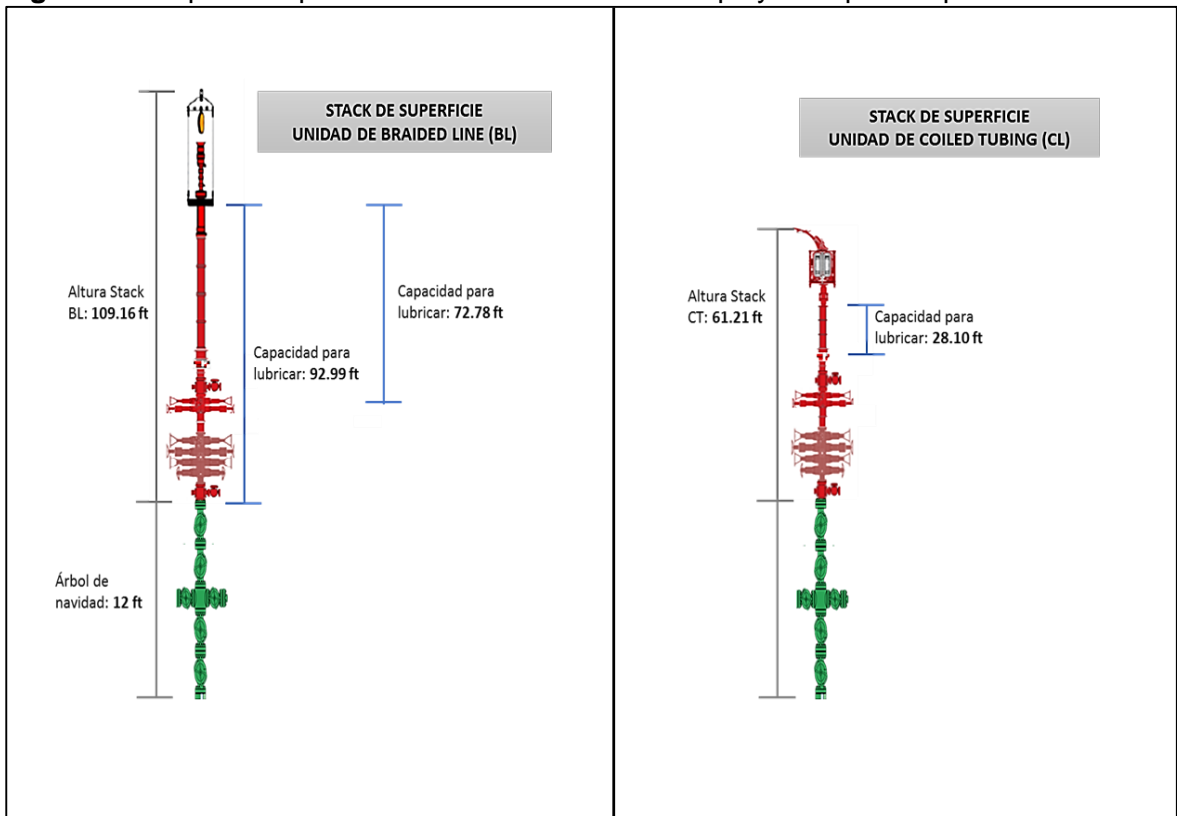
Fuente: elaboración propia.

7.4 CAPACIDAD DE LUBRICAR

En la cuarta etapa, se verificó la capacidad de soportar cargas en el Stack de superficie para evaluar el comportamiento dinámico de esfuerzos y flexión que puede experimentar y, de esta manera, determinar la capacidad de la grúa necesaria y la máxima altura permitida. A continuación, se describe y se ilustra la capacidad de lubricar permitida para cada escenario.

7.4.1 Sistema de Deployment. Este sistema involucra usar en conjunto las unidades de Braided Line y tubería flexible para el arme y el desarme del BHA por secciones. Para ambas unidades, el Stack de superficie será sostenido por una grúa con capacidad de 120 toneladas. En el caso de la tubería flexible se tiene en cuenta el ángulo formado entre el carrete y el plano de superficie, la máxima flexión segura en las conexiones y la tensión generada por el *reel back*, por lo cual, la recomendación es adicionar 4 vientos en cada extremo soportados con pesos muertos. La longitud del Stack y la capacidad para lubricar de cada unidad se muestra en la **Figura 61**.

Figura 61. Capacidad para lubricar con Sistema de Deployment para el pozo 2.



Fuente: elaboración propia.

La capacidad total para lubricar del stack de superficie con unidad de Braided Line involucra 70 ft de lubricadores BL + la capacidad de los equipos inferiores al

lubricador de la unidad de tubería flexible (sub de prueba rápida, Flow tee superior, BOP de Deployment, BOP convencional, Flow tee inferior y adaptadores entre equipos).

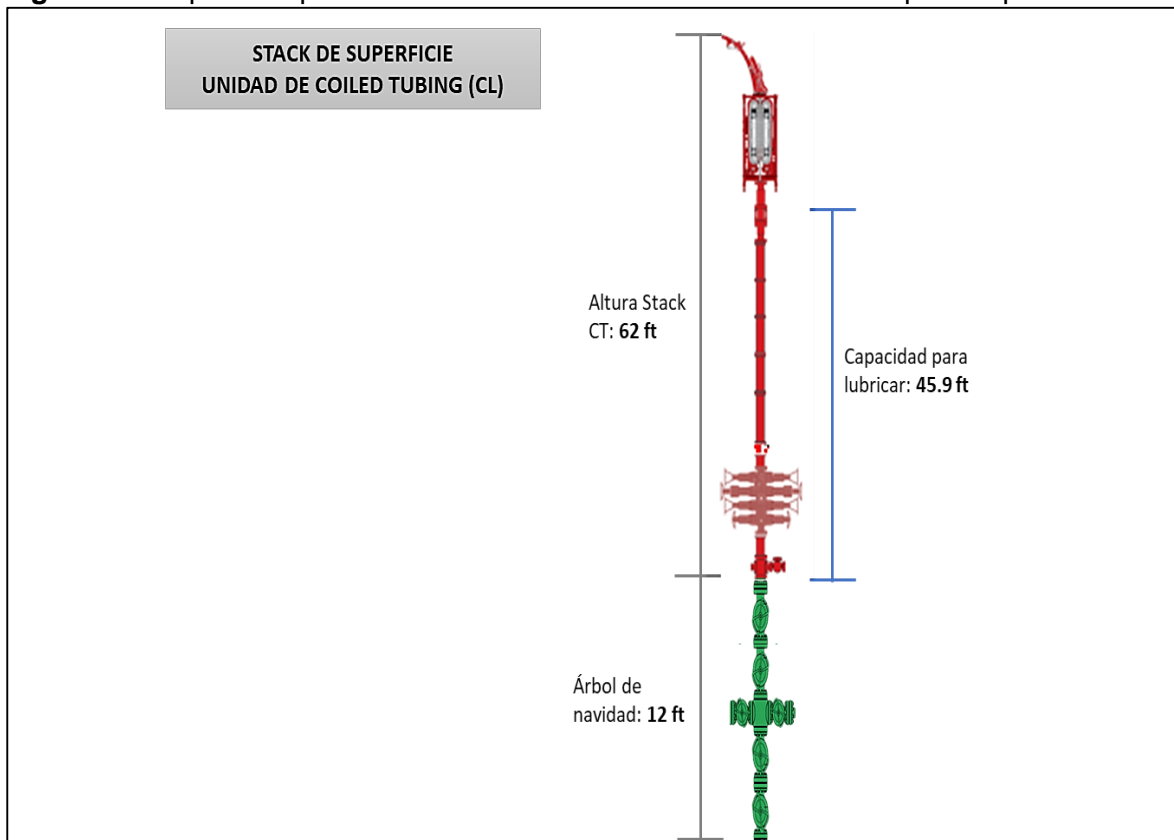
- Capacidad de lubricar primera sección MU y última sección LD: 92,99 ft
- Capacidad de lubricar secciones intermedias: 72,78 ft

La capacidad total para lubricar del stack de superficie con unidad de tubería flexible involucra 25 ft de lubricadores CT + la capacidad de los equipos superiores al lubricador de la unidad de tubería flexible (Stripper y adaptador).

- Capacidad de lubricar última sección MU y primera sección LD: 28.10 ft.

7.4.2 Tubería flexible convencional. Para este escenario el Stack será sostenido por una grúa con capacidad de 120 toneladas. Se tiene en cuenta el ángulo formado entre el carrete y el plano de superficie, la máxima flexión segura en las conexiones y la tensión generada por el reel back, por lo cual, la recomendación es adicionar 4 vientos en cada extremo soportados con pesos muertos. La longitud del Stack y la capacidad para lubricar se muestra en la **Figura 62**.

Figura 62. Capacidad para lubricar con tubería flexible convencional para el pozo 2.



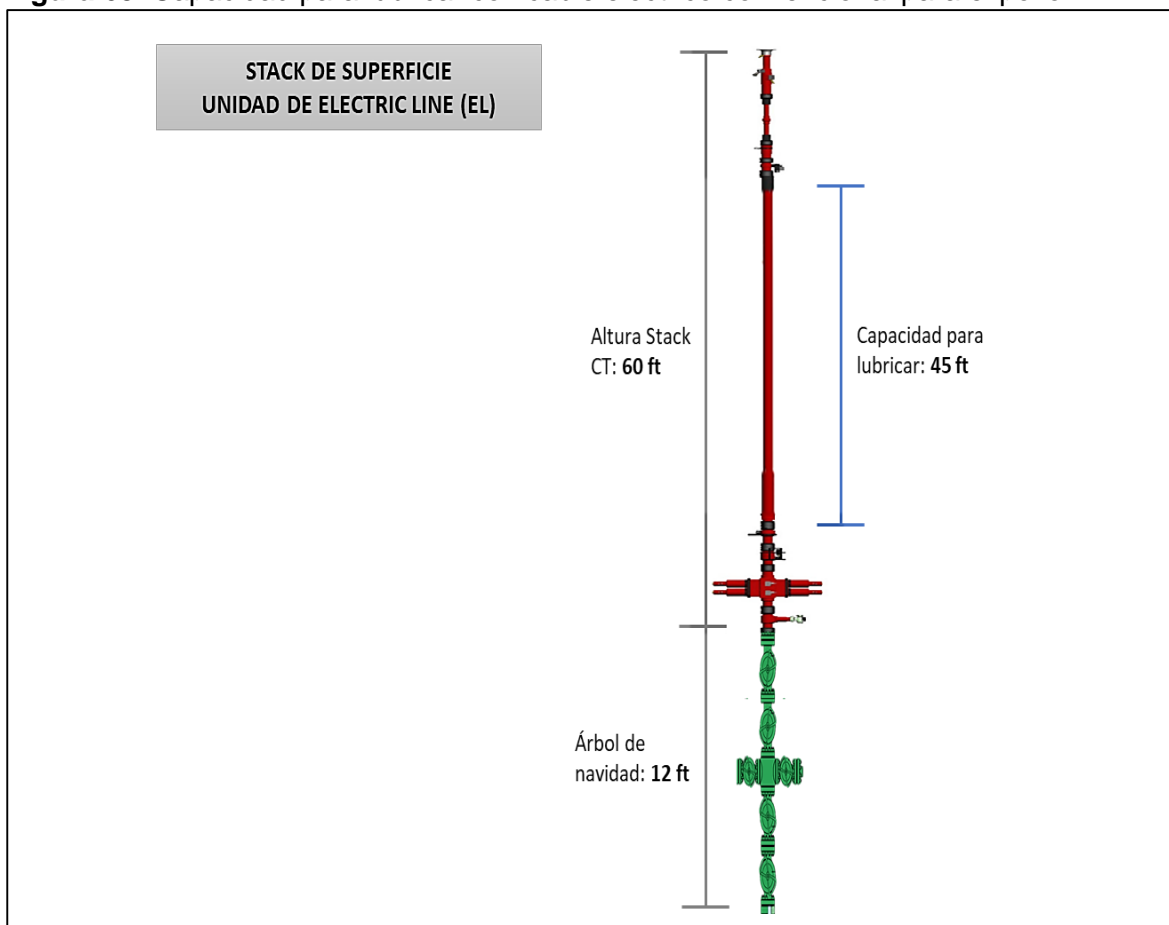
Fuente: elaboración propia.

La capacidad de lubricar del stack de superficie con unidad de tubería flexible por el método convencional involucra 43 ft de lubricadores CT + la capacidad de los equipos del PCE (Stripper, adaptador, sub de prueba rápida, BOP convencional, Flow tee y adaptadores entre equipos).

- Capacidad de lubricar: 45.9 ft.

7.4.3 Cable eléctrico convencional. Para este escenario el Stack de superficie será sostenido por la grúa de la unidad con capacidad de 100 toneladas y adicionalmente una grúa con capacidad de 120 toneladas. La longitud del Stack y la capacidad para lubricar se muestra en la **Figura 63**.

Figura 63. Capacidad para lubricar con cable eléctrico convencional para el pozo 2.



Fuente: elaboración propia.

La capacidad de lubricar del stack de superficie con unidad de cable eléctrico por el método convencional involucra 45 ft de lubricadores EL. Con esta unidad no se puede incluir equipos adicionales del PCE para lubricar.

- Capacidad de lubricar: 45 ft.

7.5 LIMITACIONES MECÁNICAS

En la quinta etapa se verificó la viabilidad de ejecutar el escenario propuesto, es decir, si es posible alcanzar la profundidad objetivo, cañonear y recuperar los cañones teniendo un umbral óptimo de *overpull*. Este análisis de ingeniería es realizado con el fin de evaluar el comportamiento de los esfuerzos que actúan sobre el método de transporte. En las siguientes secciones, se realiza la descripción y el análisis de ingeniería de las limitaciones mecánicas del método de transporte basado en las simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas para el escenario Sistema de Deployment, tubería flexible convencional y cable eléctrico convencional. En el **Cuadro 18** presentado en la **Sección 5.5** se explica la teoría y curvas para comprender las gráficas generadas por dichas simulaciones.

7.5.1 Sistema de Deployment. En esta sección se describe el diseño de BHA y la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

7.5.1.1 Diseño del BHA de cañoneo. En el **Cuadro 38** se muestra el diseño de la sarta de cañones propuesta según los requerimientos del SOR en cuanto a selectividad de múltiples intervalos para cañoneo de la formación objetivo. Con este diseño es posible determinar el número de corridas y longitud de BHA que son necesarios para satisfacer el objetivo del SOR.

Cuadro 38. Diseño de la sarta de cañones con Sistema de Deployment en el pozo 2.

Corrida	Tipo de intervalo	Intervalo Tope-Base (ft)	Longitud (ft)	Configuración cañones
Una corrida	Cargado	14,587-14,592	5	Cañón 2 7/8" de 11 ft con: 5 ft cargados
	En blanco	14,592-14,598	6	
	Cargado	14,598-14,602	4	Cañón 2 7/8" de 11 ft con: 4 ft cargados
	En blanco	14,602-14,606	4	
	Cargado	14,606-14,626	20	Cañón 2 7/8" de 22 ft con: 20 ft cargados
	En blanco	14,626-14,645	19	Espaciadores (Barras de Deployment)
	Cargado	14,645-14,675	30	Cañón 2 7/8" x 3 de 22 ft con: 30 ft cargados parte superior 20 ft cargados parte inferior
	En blanco	14,675-14,684	9	
	Cargado	14,684-14,704	20	

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

A continuación, se describen la opción del ensamblaje de fondo (BHA) con Sistema de Deployment dependiendo la técnica de control de profundidad:

- **Opción fibra óptica con monoconductor eléctrico.** BHA para una sola corrida con longitud total de 153.78 ft y un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, herramienta de fibra óptica con monoconductor eléctrico (sensores presión interna/externa, temperatura interna/externa, CCL, GR y tensión/compresión, desconector, corta cable y disco de ruptura), MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), barras de Deployment entre secciones para MU/LD y para espaciar los cañones, conectores, cañones de 2 7/8" cargados en total con 79 ft de cargas dimensionadas.
- **Opción fibra óptica.** BHA total de cañoneo con 151.09 ft y un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, herramienta de fibra óptica (sensores presión interna/externa, temperatura interna/externa, CCL), MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), barras de Deployment entre secciones para MU/LD y para espaciar los cañones, conectores, cañones de 2 7/8" cargados en total con 79 ft de cargas dimensionadas.
- **Opción correlación tocando una profundidad conocida.** BHA total de cañoneo con 139.56 ft y un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), barras de Deployment entre secciones para MU/LD y para espaciar los cañones, conectores, cañones de 2 7/8" cargados en total con 79 ft de cargas dimensionadas.
- **Opción correlación con memorias.** BHA total de cañoneo con 139.56 ft y un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), barras de Deployment entre secciones para MU/LD y para espaciar los cañones, conectores, cañones de 2 7/8" cargados en total con 79 ft de cargas dimensionadas.

7.5.1.2 Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

El análisis de ingeniería para la operación de cañoneo se realizó mediante la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas generadas por el criterio de cedencia de Von Mises con el fin de determinar los límites de operación de estallido, colapso, tensión y compresión según las propiedades de la tubería de 2" y las condiciones del pozo durante la corrida de cañoneo. El **Cuadro 39**, muestra la información base con la que fue realizada dicha simulación.

Cuadro 39. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas Sistema de Deployment para el pozo 2.

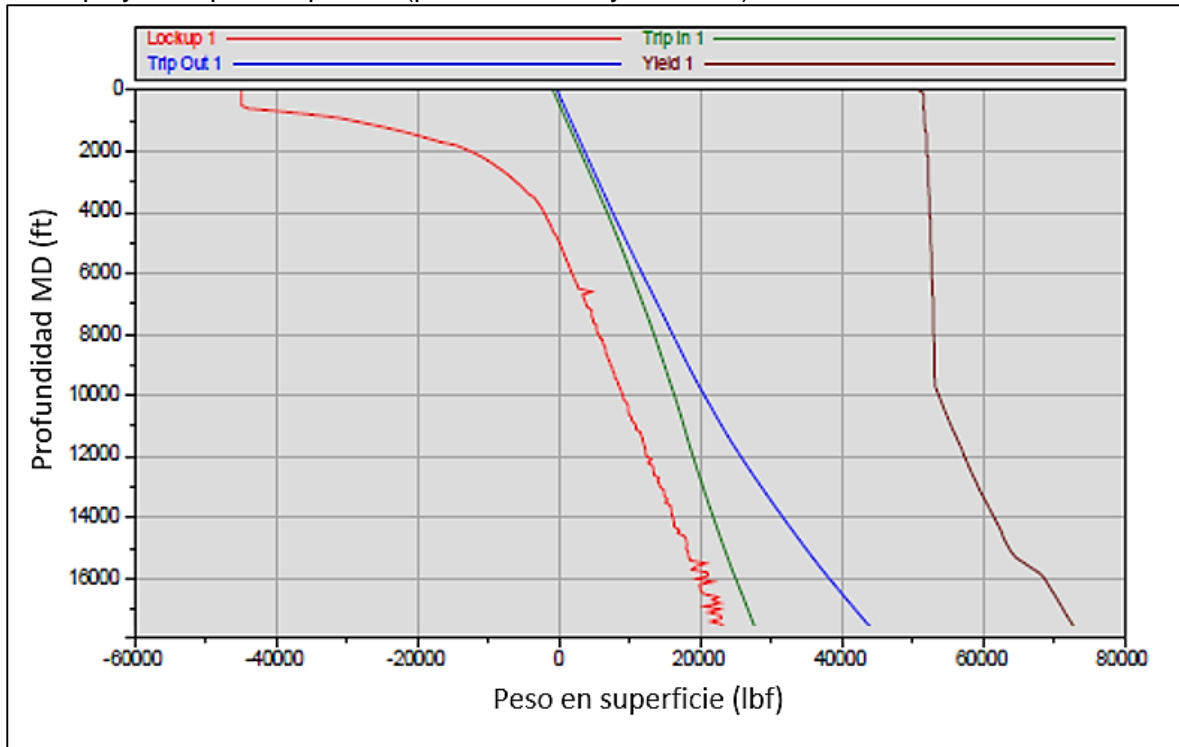
Tubería flexible de 2"	Ensamblaje de fondo BHA	Condiciones de pozo durante la corrida de cañoneo	
		Tipo de fluido	Condiciones
			Durante el disparo
Máx. resistencia a la cedencia: 110k psi	Longitud total BHA ≈ 154 ft	Anular: Fluidos del pozo	WHFP= 1,000 psi q _g =43.3 MMscfd
Máx. resistencia a la tensión: 116k psi	Máx. OD BHA: 3.063" Peso en el aire ≈ 5,000 lbf	Tubería flexible: con Nitrógeno	CP = 6,000 psi

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- Tubería flexible de 2" con resistencia a la cedencia máxima de 110,000 psi y una resistencia a la tensión máxima de 116,000 psi.
- La simulación se realiza asumiendo un BHA de cañoneo con longitud de 154 ft y en peso en el aire de 5,000 lbf debido a que esta opción representa la condición máxima de peso y longitud de BHA que se puede tener con Sistema de Deployment.
- Según los cálculos hidrostáticos, para la activación de la cabeza de disparo con presión absoluta bombeando Nitrógeno en directa, el rango calculado entre el valor mínimo y máximo de BHP interna corresponde a 6,170 y 7,320 psia, respectivamente. Este rango calculado es equivalente a tener presión de circulación en superficie (CP) de 4,370 y 5,280 psia, respectivamente.
- Para determinar el comportamiento y limitaciones de la tubería flexible se asume el escenario más crítico durante la corrida, esto es, al momento del disparo. Para la simulación se ingresó una CP de 6,000 psi usando como base el valor máximo de CP para activar la cabeza de disparo más un factor de seguridad del 20%, Nitrógeno (N₂) por dentro de la tubería flexible, condición de pozo totalmente abierto con WHFP de 1,000 psi y fluidos del pozo en el espacio anular.

A continuación, se muestra la **Gráfica 9**, la cual, representa el peso en superficie estimado (lbf) entrando y saliendo que se puede tener durante la corrida de cañoneo con las condiciones propuestas.

Gráfica 9. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con Sistema de Deployment para el pozo 2 (peso entrando y saliendo).



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Basados en la simulación, es viable realizar la corrida de cañoneo con Sistema Deployment y las condiciones propuestas, debido a que:

- Con la curva Trip In se observa un aumento normal del peso de la tubería flexible a medida que se va ganando profundidad hasta la profundidad objetivo sin superar el límite de Lock Up; en caso de restricción durante el RIH, en fondo se tendría un umbral máximo de aproximadamente 5,209 lbf de pérdida de peso, si se presentara en otra profundidad, la máxima pérdida de peso permitida estaría dada por la diferencia entre estas dos curvas.
- Con respecto a la curva Trip Out, se tiene un umbral adecuado para tensionar sin superar el límite de Yield y bajo estas condiciones, no se presentaría una deformación permanente o ruptura de la tubería flexible; en caso de una pega en fondo se podría aplicar un OverPull máximo de aproximadamente 27,877 lbf, si se presentara en otra profundidad, el máximo OverPull permitido estaría dado por la diferencia entre estas dos curvas.

En la **Tabla 24**, se resumen las variables de trabajo. Cabe resaltar que para todos los casos, la capacidad de tensión del inyector es suficiente para soportar el 120% de las tensiones previstas para sacar la tubería flexible fuera del pozo desde la profundidad máxima.

Tabla 24. Variables de trabajo con la tubería en fondo con Sistema de Deployment para el pozo 2.

Variable	Profundidad de referencia aproximada a TD 17,600 ft MD
Peso RIH (lbf)	29,033
LockUp (lbf)	23,824
Peso POOH (lbf)	44,235
Yield (lbf)	72,112
Over pull (lbf)	27,877

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.5.2 Tubería flexible convencional. En esta sección se describe el diseño de BHA y la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

7.5.2.1 Diseño del BHA de cañoneo. En el **Cuadro 40** se muestra el diseño de la sarta de cañones propuesta según los requerimientos del SOR en cuanto a selectividad de múltiples intervalos para cañoneo de la formación objetivo. Con este diseño es posible determinar el número de corridas y longitud de BHA que son necesarios para satisfacer el objetivo del SOR.

Cuadro 40. Diseño de la sarta de cañones con tubería flexible convencional en el pozo 2.

Corrida	Tipo de intervalo	Intervalo Tope-Base (ft)	Longitud (ft)	BHA
Primera corrida	Cargado	14,587-14,592	5	Cañón 2 7/8" de 22 ft con: 5 ft cargados parte superior 4 ft cargados parte inferior
	En blanco	14,592-14,598	6	
	Cargado	14,598-14,602	4	
Segunda corrida	Cargado	14,606-14,626	20	Cañón 2 7/8" de 22 ft con: 20 ft cargados
Tercera corrida	Cargado	14,645-14,675	30	Cañón 2 7/8" de 22 ft con: 20 ft cargados Cañón 2 7/8" de 11 ft con: 10 ft cargados
Cuarta corrida	Cargado	14,684-14,704	20	Cañón 2 7/8" de 22 ft con: 20 ft cargados

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

A continuación, se describen la opción del ensamblaje de fondo (BHA) con tubería flexible convencional dependiendo la técnica de control de profundidad:

- **Opción fibra óptica con monoconductor eléctrico.** Cuatro corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo

con una longitud de 45.90 ft para el cañón de 22 ft (corridas 1, 2 y 4) y una longitud de 57.58 ft para los cañones de 22 y 11 ft (corrida 3) con un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, herramienta de fibra óptica con monoconductor eléctrico (sensores presión interna/externa, temperatura interna/externa, CCL, GR y tensión/compresión, desconector, corta cable y disco de ruptura), MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), conectores y cañones de 2 7/8" cargados en con cargas dimensionadas según el diseño.

- **Opción fibra óptica.** Cuatro corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo con una longitud de 43.2 ft para el cañón de 22 ft (corridas 1, 2 y 4) y una longitud de 54.88 ft para los cañones de 22 y 11 ft (corrida 3) con un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, herramienta de fibra óptica (sensores presión interna/externa, temperatura interna/externa, CCL), MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), conectores y cañones de 2 7/8" cargados en con cargas dimensionadas según el diseño.
- **Opción correlación tocando una profundidad conocida.** Cuatro corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo con una longitud de 31.68 ft para el cañón de 22 ft (corridas 1, 2 y 4) y una longitud de 43.36 ft para los cañones de 22 y 11 ft (corrida 3) con un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), conectores y cañones de 2 7/8" cargados en con cargas dimensionadas según el diseño.
- **Opción correlación con memorias.** Cuatro corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo con una longitud de 31.68 ft para el cañón de 22 ft (corridas 1, 2 y 4) y una longitud de 43.36 ft para los cañones de 22 y 11 ft (corrida 3) con un máximo OD de 3.063", incluye: conector de tubería flexible, MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y disco de ruptura), crossover, swivel, sub de alivio de presión, cabeza de disparo hidráulica (activada con presión absoluta), conectores y cañones de 2 7/8" cargados en con cargas dimensionadas según el diseño.

7.5.2.2 Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

El análisis de ingeniería para la operación de cañoneo se realizó mediante la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas generadas por el criterio de cedencia de Von Mises con el fin de determinar los límites de operación de estallido, colapso, tensión y compresión según las propiedades de la tubería de

2” y las condiciones del pozo durante la corrida de cañoneo. El **Cuadro 41**, muestra la información base con la que fue realizada dicha simulación.

Cuadro 41. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas tubería flexible convencional para el pozo 2.

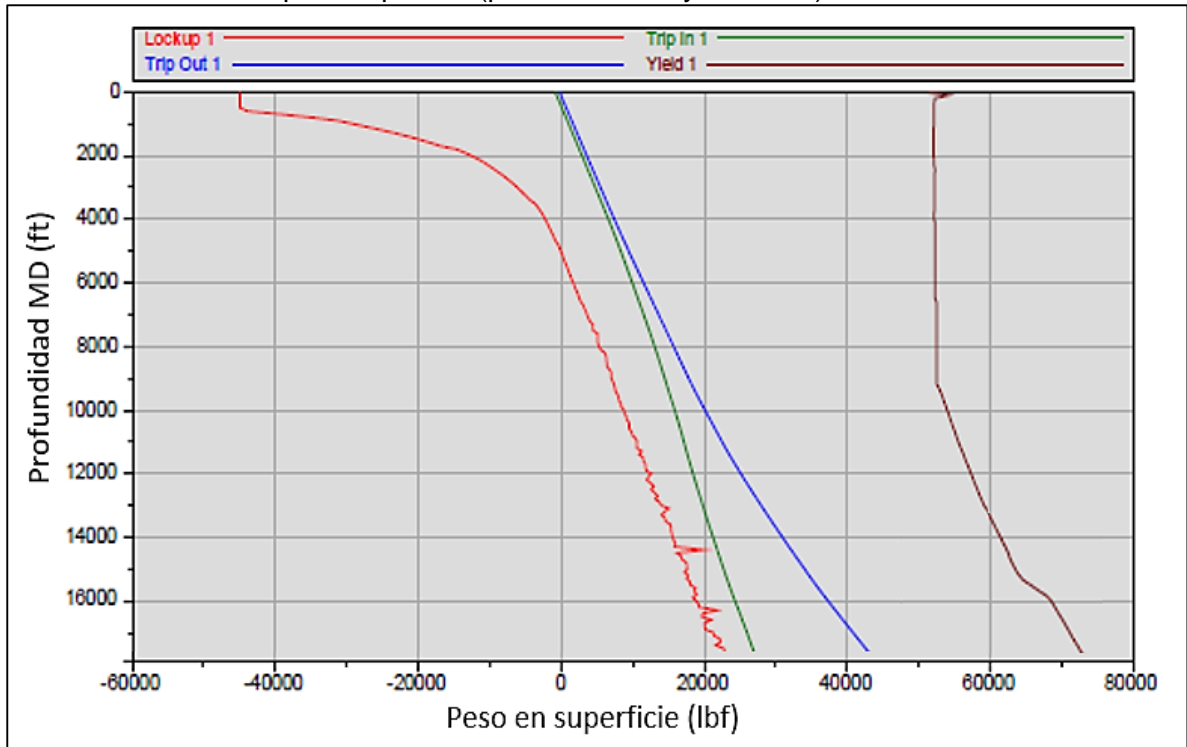
Tubería flexible de 2”	Ensamblaje de fondo BHA	Condiciones de pozo durante la corrida de cañoneo	
		Tipo de fluido	Condiciones
			Durante el disparo
Máx. resistencia a la cedencia: 110k psi	Longitud total BHA ≈ 58 ft Máx. OD BHA: 3.063”	Anular: Fluidos del pozo	WHFP= 1,000 psi q _g =43.3 MMscfd
Máx. resistencia a la tensión: 116k psi	Peso en el aire: 2,000 lbf	Tubería flexible: con Nitrógeno	CP = 6,000 psi

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- Tubería flexible de 2” con resistencia a la cedencia máxima de 110,000 psi y una resistencia a la tensión máxima de 116,000 psi.
- La simulación se realiza asumiendo un BHA de cañoneo con longitud de 58 ft y un peso en el aire de 2,000 lbf debido a que esta opción representa la condición máxima de peso y longitud de BHA que se puede tener con tubería flexible convencional.
- Según los cálculos hidrostáticos, para la activación de la cabeza de disparo con presión absoluta bombeando Nitrógeno en directa, el rango calculado entre el valor mínimo y máximo de BHP interna corresponde a 6,170 y 7,320 psia, respectivamente. Este rango calculado es equivalente a tener presión de circulación en superficie (CP) de 4,370 y 5,280 psia, respectivamente.
- Para determinar el comportamiento y limitaciones de la tubería flexible se asume el escenario más crítico durante la corrida, esto es, al momento del disparo. Para la simulación se ingresó una CP de 6,000 psi usando como base el valor máximo de CP para activar la cabeza de disparo más un factor de seguridad del 20%, Nitrógeno (N₂) por dentro de la tubería flexible, condición de pozo totalmente abierto con WHFP de 1,000 psi y fluidos del pozo en el espacio anular.

A continuación, se muestra la **Gráfica 10**, la cual, representa el peso en superficie estimado (lbf) entrando y saliendo que se puede tener durante la corrida de cañoneo con las condiciones propuestas.

Gráfica 10. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con tubería flexible convencional para el pozo 2 (peso entrando y saliendo).



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Basados en la simulación, es viable realizar la corrida de cañoneo con tubería flexible convencional y las condiciones propuestas, debido a que:

- Con la curva Trip In se observa un aumento normal del peso de la tubería flexible a medida que se va ganando profundidad hasta la profundidad objetivo sin superar el límite de Lock Up; en caso de restricción durante el RIH, en fondo se tendría un umbral máximo de aproximadamente 4,352 lbf de pérdida de peso, si se presentara en otra profundidad, la máxima pérdida de peso permitida estaría dada por la diferencia entre estas dos curvas.
- Con respecto a la curva Trip Out, se tiene un umbral adecuado para tensionar sin superar el límite de Yield y bajo estas condiciones, no se presentaría una deformación permanente o ruptura de la tubería flexible; en caso de una pega en fondo se podría aplicar un OverPull máximo de aproximadamente 28,545 lbf, si se presentara en otra profundidad, el máximo OverPull permitido estaría dado por la diferencia entre estas dos curvas.

En la **Tabla 25**, se resumen las variables de trabajo. Cabe resaltar que para todos los casos, la capacidad de tensión del inyector es suficiente para soportar el 120% de las tensiones previstas para sacar la tubería flexible fuera del pozo desde la profundidad máxima.

Tabla 25. Variables de trabajo con la tubería en fondo con tubería flexible convencional para el pozo 2.

Variable	Profundidad de referencia aproximada a TD 17,600 ft MD
Peso RIH (lbf)	28,176
LockUp (lbf)	23,824
Peso POOH (lbf)	43,567
Yield (lbf)	72,112
Over pull (lbf)	28,545

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.5.3 Cable eléctrico convencional. En esta sección se describe el diseño de BHA y la simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

7.5.3.1 Diseño del BHA de cañoneo. En el **Cuadro 42** se muestra el diseño de la sarta de cañones propuesta según los requerimientos del SOR en cuanto a selectividad de múltiples intervalos para cañoneo de la formación objetivo. Con este diseño es posible determinar el número de corridas y longitud de BHA que son necesarios para satisfacer el objetivo del SOR.

Cuadro 42. Diseño de la sarta de cañones con cable eléctrico convencional en el pozo 2.

Corrida	Tipo de intervalo	Intervalo Tope-Base (ft)	Longitud (ft)	BHA
Primera corrida	Cargado	14,587-14,592	5	Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 5 ft cargados parte superior 4 ft cargados parte inferior
	En blanco	14,592-14,598	6	
	Cargado	14,598-14,602	4	
Segunda corrida	Cargado	14,606-14,626	20	Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 20 ft cargados
Tercera corrida	Cargado	14,645-14,675	20	Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 20 ft cargados
Cuarta corrida			10	Barras de peso 2 1/8 de 10 ft Cañón 2 7/8" de 10 ft con: 10 ft cargados
Quinta corrida	Cargado	14,684-14,704	20	Cañón 2 7/8" de 20 ft con: 20 ft cargados

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

A continuación se describen la opción del ensamblaje de fondo (BHA) con cable eléctrico convencional.

- Cinco corridas de cañoneo mediante el método convencional para configurar un BHA de cañoneo con una longitud de 31.45 ft con un máximo OD de 2.875", incluye: punto débil de 8/3, desconector eléctrico, (barras de peso para la corrida

4), sensores GR y CCL, cabeza de disparo eléctrica y cañón de 2 7/8" cargados con cargas dimensionadas según el diseño.

7.5.3.2 Simulación del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas.

El análisis de ingeniería para la operación de cañoneo se realizó mediante las simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas generadas por la técnica de modelo numérico FEM (análisis de elementos finitos) de las fuerzas dinámicas actuando en el cable y la herramienta, cuando se encuentra en movimiento dentro del pozo, por medio de algoritmos informáticos que calculan los efectos del ángulo y la curvatura del pozo, así como las fuerzas de elevación y el arrastre por viscosidad que surgen de la velocidad relativa entre los fluidos del pozo y el equipo del fondo del pozo. Dicho proceso permite construir un perfil de tensión a lo largo del cable según las propiedades del cable 0.32" y las condiciones del pozo durante la corrida de cañoneo. El **Cuadro 43**, muestra la información base con la que fue realizada dicha simulación.

Cuadro 43. Información base para las simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas cable eléctrico convencional para el pozo 2.

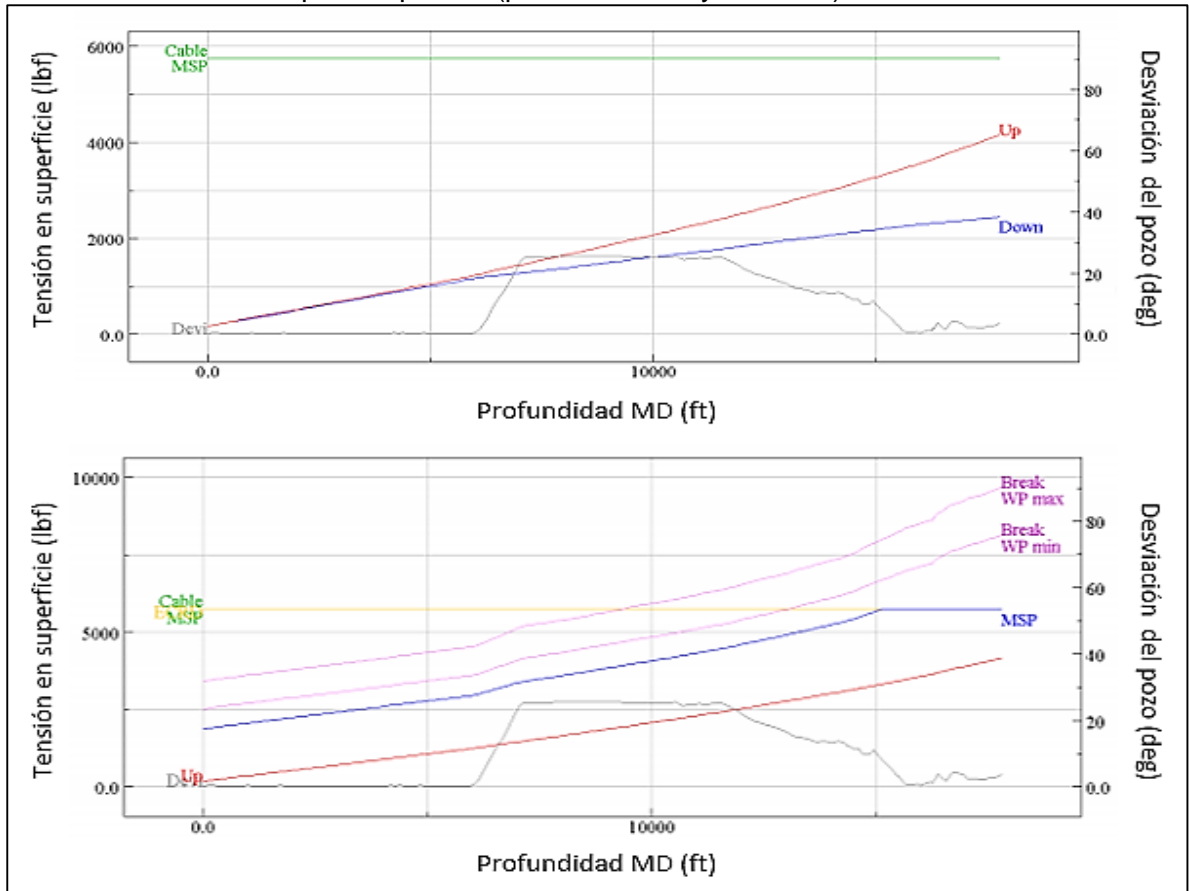
Cable eléctrico 0.32"	Ensamblaje de fondo BHA	Condiciones de pozo durante la corrida de cañoneo	
		Tipo de fluido	Condiciones
			Durante el disparo
Carga segura de trabajo: 5,800 lbf	Longitud total BHA ≈ 31.45 ft	Anular: Fluidos del pozo	WHP= 2,500 psi q _g = 5 MMscfd
Máx. resistencia a la rotura: 11,600 lbf	Máx. OD BHA: 2.875" Peso en el aire ≈ 350 lbf		

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- Cable eléctrico de 0.32" con una carga segura de trabajo de 5,800 lbf y una resistencia a la tensión máxima de 11,600 lbf.
- La simulación se realiza asumiendo un BHA de cañoneo con 31.45 ft de longitud y 350 lbf de peso en el aire.
- Para determinar el comportamiento y limitaciones del cable eléctrico se asume el escenario más crítico durante la corrida, esto es, al momento del disparo. Para la simulación se ingresó condición de pozo chocado a 5 MMSCFD con WHFP de 2,500 psi y fluidos del pozo en el espacio anular.

A continuación, se muestra la **Gráfica 11**, la cual, representa el peso en superficie estimado (lbf) entrando y saliendo que se puede tener en la corrida de cañoneo con las condiciones propuestas.

Gráfica 11. Simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas con cable eléctrico convencional para el pozo 2 (peso entrando y saliendo).



Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

Basados en la simulación, es viable realizar la corrida de cañoneo con cable eléctrico convencional y las condiciones propuestas, debido a que:

- Con la curva Down (entrando al pozo) se observa un aumento normal del peso del cable a medida que se va ganando profundidad hasta la profundidad objetivo sin superar el 20% de pérdida de peso del cable.
- Con respecto a la curva Up (sacando del pozo), se tiene un umbral adecuado para tensionar sin superar el límite de MSP (Maximum Safe Pull) y bajo estas condiciones, no se presentaría ruptura del cable; en caso de una pega en fondo se podría aplicar un *OverPull* máximo de aproximadamente 1,700 lbf, si se presentara en otra profundidad, el máximo *OverPull* permitido estaría dado por la diferencia entre estas dos curvas. En caso de requerir desconexión para liberar el cable y dejar el BHA en el pozo, se puede observar que la tensión máxima para romper el punto débil mecánico, curva Break WP max, supera la curva MSP del cable desde 8,000 ft hasta TD, por lo cual, en estas profundidades la desconexión se debería realizar únicamente con el desconector eléctrico.

En la **Tabla 26**, se resumen las variables de trabajo. Cabe resaltar que la capacidad de tensión del cabrestante (winch) es suficiente para soportar el 120% de las tensiones previstas para sacar el cable eléctrico fuera del pozo desde la profundidad máxima.

Tabla 26. Variables de trabajo tubería en fondo con Sistema de Deployment para pozo 2.

Variable	Profundidad de referencia aproximada a TD 17,600 ft MD
Peso RIH (lbf)	2,410
Peso POOH (lbf)	4,038
MSP	5,738
Over pull (lbf)	1,700
Min pull para ruptura del punto débil (lbf)	7,966 (Excede limite seguro del cable)
Max pull para ruptura del punto débil (lbf)	9,944 (Excede limite seguro del cable)

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6 TIEMPOS OPERATIVOS

La sexta etapa consistió en estimar la duración del trabajo a través de una secuencia lógica de actividades a la cuales se les asigna una magnitud promedio de tiempo como se explicó en la **Sección 3.6**. A continuación, se detallan estas actividades principales y su respectiva duración para cada escenario.

7.6.1 Sistema de Deployment. En esta sección se detallan las actividades principales y su respectiva duración.

7.6.1.1 Fibra óptica y monoconductor eléctrico. En el **Cuadro 44** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 44. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment Fibra óptica y monoconductor eléctrico para el pozo 2.

Sistema de Deployment: CTDploy FO+CE	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	3
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	18
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	24
6. PERF: Perforating (cañoneo)	18
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	7
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	120

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.1.2 Fibra óptica. En el **Cuadro 45** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 45. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment Fibra óptica para el pozo 2.

Sistema de Deployment: Fibra óptica	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	3
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	18
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	24
6. PERF: Perforating (cañoneo)	18
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	7
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	120

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.1.3 Correlación tocando una profundidad conocida. En el **Cuadro 46** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cabe resaltar que esta técnica no es recomendable bajo las condiciones actuales debido a que no se tiene una profundidad conocida que se encuentre corregida a profundidad elmd del registro base de correlación del pozo. En caso de seleccionar esta técnica, implicaría:

- Realizar una corrida previa con memorias o con unidad de cable eléctrico para tocar el TOF (Tope del pescado) y corregirlo a profundidad elmd (medido a profundidad e-line, elmd del resgistro base de correlación).

Debido a que este caso es especial y no genérico (generalmente estos pozos cuentan con un tag conocido), se prefiere facilitar la ejecución de la planeación del proyecto en el pozo 2 y obtener una base comparativa con las demás técnicas, por lo cual, se realiza el procedimiento con esta salvedad.

Cuadro 46. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment correlación tocando una profundidad conocida para el pozo 2.

Sistema de Deployment: Correlación tocando una profundidad conocida	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	3
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	18
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	16
6. PERF: Perforating (cañoneo)	18
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	7
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	112

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.1.4 Correlación con memorias. En el **Cuadro 47** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Esta técnica es una versión complementaria de la correlación tocando una profundidad conocida cuando el tag del pozo no está corregido.

En caso de seleccionarse una técnica de correlación que no implique data en tiempo real, esta técnica sería la única opción viable de ejecución en el pozo bajo las condiciones actuales.

Cuadro 47. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment correlación con memorias para el pozo 2.

Sistema de Deployment: Correlación con memorias	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	3
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	18
4. MEM: Corrida con memorias	10
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	16
6. PERF: Perforating (cañoneo)	18
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	7
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	122

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.2 Tubería flexible convencional. En esta sección se detallan las actividades principales y su respectiva duración.

7.6.2.1 Fibra óptica y monoconductor eléctrico. En el **Cuadro 48** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 48. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional Fibra óptica y monoconductor eléctrico para el pozo 2.

Tubería flexible convencional: Fibra óptica y monoconductor eléctrico	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	12
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	28
6. PERF: Perforating (cañoneo)	72
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	8
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	172

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.2.2 Fibra óptica. En el **Cuadro 49** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 49. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional Fibra óptica para el pozo 2.

Tubería flexible convencional: Fibra óptica	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	12
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	28
6. PERF: Perforating (cañoneo)	72
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	8
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	172

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.2.3 Correlación tocando una profundidad conocida. En la **Cuadro 50** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cabe resaltar que esta técnica no es recomendable bajo las condiciones actuales debido a que no se tiene una profundidad conocida que se encuentre corregida a profundidad elmd del registro base de correlación del pozo. En caso de seleccionar esta técnica, implicaría:

- Realizar una corrida previa con memorias o con unidad de cable eléctrico para tocar el TOF (Tope del pescado) y corregirlo a profundidad elmd (medido a profundidad e-line, elmd del resgistro base de correlación).

Debido a que este caso es especial y no genérico (generalmente estos pozos cuentan con un tag conocido), se prefiere facilitar la ejecución de la planeación del proyecto en el pozo 2 y obtener una base comparativa con las demás técnicas, por lo cual, se realiza el procedimiento con esta salvedad.

Cuadro 50. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional correlación tocando una profundidad conocida para el pozo 2.

Tubería flexible convencional: Correlación tocando una profundidad conocida	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	12
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	24
6. PERF: Perforating (cañoneo)	72
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	8
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	168

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.2.4 Correlación con memorias. En el **Cuadro 51** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Esta técnica es una versión complementaria de la correlación tocando una profundidad conocida cuando el tag del pozo no está corregido.

En caso de seleccionarse una técnica de correlación que no implique data en tiempo real, esta técnica sería la única opción viable de ejecución en el pozo bajo las condiciones actuales.

Cuadro 51. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional correlación con memorias para el pozo 2.

Tubería flexible convencional: Correlación con memorias	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	12
4. MEM: Corrida con memorias	24
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	24
6. PERF: Perforating (cañoneo)	72
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	8
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	20
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	192

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.6.3 Cable eléctrico convencional. En esta sección se detallan las actividades principales y su respectiva duración.

7.6.3.1 Conductor eléctrico. En la **Cuadro 52** se encuentran las actividades principales y su respectiva duración. En el **Anexo E** se muestra el programa de cañoneo con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

Cuadro 52. Tiempos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional para el pozo 2.

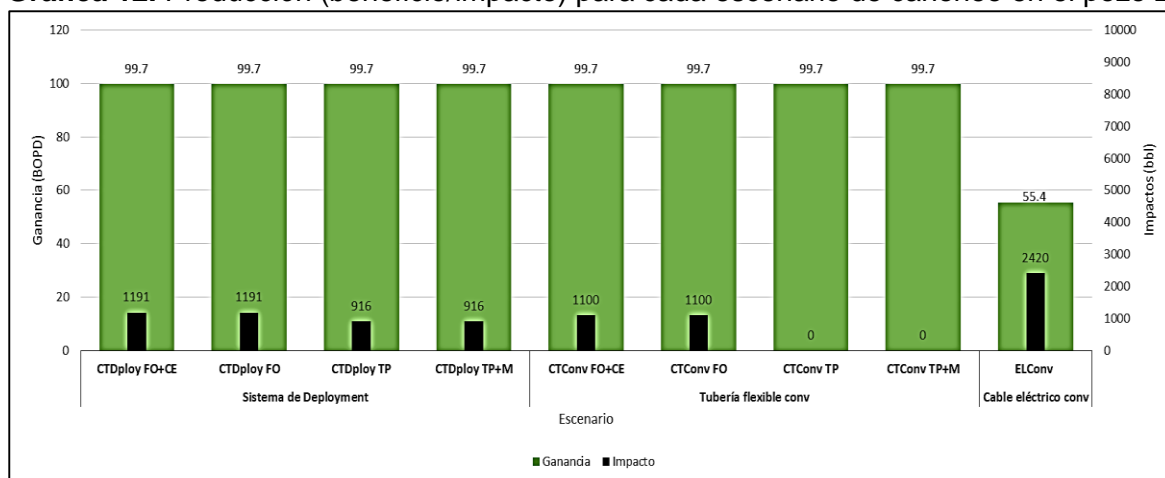
Cable eléctrico convencional: Conductor eléctrico	
Actividad	(horas)
1. SAFETY: Seguridad	2
2. MOB: Mobilization (movilización)	24
3. RU: Rig Up (arme de unidad)	16
4. MEM: Corrida con memorias	0
5. MU: Make Up (arme de herramientas)	15
6. PERF: Perforating (cañoneo)	30
7. LD: Lay Down (desarme de herramientas)	5
8. RD: Rig Down (desarme de unidad)	16
9. DMOB: Desmobilization (desmovilización)	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	114

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

7.7 PRODUCCIÓN

La séptima etapa consistió en evaluar el beneficio esperado del trabajo según el método de cañoneo y las condiciones propuestas, además, se determina la producción diferida resultado de la intervención. En la **Gráfica 12** se encuentra representado gráficamente los resultados de esta sección para el primer mes).

Gráfica 12. Producción (beneficio/impacto) para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.



Fuente: elaboración propia.

7.7.1 Beneficio en producción. Para estimar el potencial de producción de la zona objetivo, la empresa Equión Energía Limited realiza modelos probabilísticos basados en sensibilidades de análisis nodal. El modelo predice un escenario P10 de 50 BOPD, un P50 de 100 BOPD y un P90 de 180 BOPD. Debido a que el P50 es el escenario con mayor probabilidad de materializarse, se escoge como caso base para el desarrollo del proyecto. La obtención de este valor se realizó aplicando la **Ecuación 4**, esto es, Ley de Darcy para flujo radial semicontinuo. La información necesaria para el cálculo se resume en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Propiedades de entrada para determinación del daño por cañoneo en el pozo 2.

Parámetro	Abreviación	Valor	Unidad
Permeabilidad efectiva al petróleo	k_o	1.5	mD
Espesor de la formación por Net to Gross.	h	75	ft
Presión promedio del yacimiento	\bar{P}_r	4,150	psi
Presión de fondo fluyente (a mitad de intervalos objetivo)	P_{wf}	2,850	psi
Factor volumétrico del petróleo	β_o	2.02	bbbl/STB
Viscosidad del petróleo	μ_o	0.17	cP
Radio de drenaje del pozo	r_e	660	ft
Radio del pozo (hueco abierto)	r_w	0.25	ft
Sumatoria del daño total y daño por flujo no-Darcy	$S_t + Dq$	23	Adim.

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

$$q_o = \frac{0.00708 * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\beta_o * \mu_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S_t \right]} = \frac{0.00708 * 1.5 \text{ mD} * 75 \text{ ft} * (4,150 \text{ psi} - 2,850 \text{ psi})}{2.02 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0.17 \text{ cP} \left[\ln\left(\frac{660 \text{ ft}}{0.25 \text{ ft}}\right) - 0.75 + 23 \right]} = 100 \text{ BOPD}$$

El valor de $S_t + Dq$ es un valor estimado por el modelo probabilístico debido a que la formación no está conectada con el pozo, por lo cual, no es posible obtener un dato de Skin medido por pruebas de presión (PBU). Este beneficio de 100 BOPD se realiza asumiendo condiciones óptimas de limpieza del perforado; debido a que en cada escenario se tienen condiciones diferentes de diferencial de presión, fue necesario evaluar el impacto en productividad asociado a un bajo balance sub-óptimo; dicho proceso permitió obtener el beneficio neto en producción para cada uno de los tres escenarios.

En el **Anexo F** se describe el procedimiento para la estimación del daño, el cual, fue determinado bajo las siguientes premisas:

- El pozo 2 es vertical en la profundidad del yacimiento, por lo cual, no aplica tener daño por geometría.
- El requerimiento de cañoneo pretende adicionar toda la zona Net Pay de la formación, por lo cual, no aplica tener daño por penetración parcial y la relación h/h_p sería igual a 1.
- El daño mecánico, por fluidos multifase y por fluido Non-darcy fue estimado por el modelo probabilístico de la empresa según los daños medidos por pruebas de presión de las formaciones actualmente productoras del pozo y datos correlacionados de la formación objetivo.
- El daño por perforados (S_p) y por zona compactada (S_c) fue determinado por el método de Karakas y Tariq (1991)¹⁰⁰. Con estos valores de daño, se obtuvo el factor de daño por perforado calculado con la **Ecuación 6**, debido a que el perforado termina en la zona de daño; la relación kc/k fue estimada según datos de laboratorio encontrados en la literatura, los cuales, fueron presentados en la **Sección 7.2.4.2**.
- Finalmente, dadas las premisas anteriores, el daño total (S_t) fue determinado por el método híbrido de Jones y Slusser (**Ecuación 12**).

El **Cuadro 53** resume esta información; el cálculo de la tasa de producción esperada fue realizado por medio de la **Ecuación 4**, esto es, Ley de Darcy para flujo radial semicontinuo.

¹⁰⁰ KARAKAS, M., y TARIQ, S. Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions. En: SPE Production Engineering. (Febrero de 1991). Volumen 6. p. 73. SPE 18247-PA.

Cuadro 53. Beneficio en producción esperado para escenarios de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Daño: St + Dq (adimensional)	Beneficio: Tasa de aceite q_o (BOPD)	ΔP al momento del disparo / Condición de presión
Sistema de Deployment	23.11	99.7	1,320 psi / Bajo balance dinámico Pozo fluyendo a Full Open
Tubería flexible convencional	23.11	99.7	1,320 psi / Bajo balance dinámico Pozo fluyendo a Full Open
Cable eléctrico convencional	47.31	55.4	-600 psi / Sobre balance Pozo chocado a 5 MMscfd

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra la **Ecuación 3**, con la cual fue calculado el beneficio en producción esperado para los diferentes escenarios de cañoneo en el pozo 2. Cabe resaltar que el daño estimado del pozo, asumiendo una buena limpieza del perforado, está en 23.0 según el modelo probabilístico.

7.7.1.1 Sistema de Deployment. La magnitud de bajo balance estimada con este escenario es cercana a la magnitud óptima determinada por la correlación de Behrman. Bajo estas condiciones, se estima un daño total de 23.11 aumentando en 0.11 con respecto al inicial, por lo cual, el beneficio esperado sería de 99.7 BOPD.

$$q_o = \frac{0.00708 * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\beta_o * \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right]} = \frac{0.00708 * 1.5 \text{ mD} * 75 \text{ ft} * (4,150 \text{ psi} - 2,850 \text{ psi})}{2.02 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0.17 \text{ cP} \left[\ln \left(\frac{660 \text{ ft}}{0.25 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 23.11 \right]} = 99.7 \text{ BOPD}$$

7.7.1.2 Tubería flexible convencional. La magnitud de bajo balance estimada con este escenario es cercana a la magnitud óptima determinada por la correlación de Behrman. Bajo estas condiciones, se estima un daño total de 23.11 aumentando en 0.11 con respecto al inicial, por lo cual, el beneficio esperado sería de 99.7 BOPD.

$$q_o = \frac{0.00708 * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\beta_o * \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right]} = \frac{0.00708 * 1.5 \text{ mD} * 75 \text{ ft} * (4,150 \text{ psi} - 2,850 \text{ psi})}{2.02 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0.17 \text{ cP} \left[\ln \left(\frac{660 \text{ ft}}{0.25 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 23.11 \right]} = 99.7 \text{ BOPD}$$

7.7.1.3 Cable eléctrico convencional. Con este escenario no es posible alcanzar una condición de balance, por el contrario, se obtiene una condición de sobre balance de 600 psi por condiciones operativas. Bajo estas condiciones, se estima un daño total de 47.31 aumentando en 24.3 con respecto al inicial, por lo cual, el beneficio esperado sería de 55.4 BOPD.

$$q_o = \frac{0.00708 * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\beta_o * \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right]} = \frac{0.00708 * 1.5 \text{ mD} * 75 \text{ ft} * (4,150 \text{ psi} - 2,850 \text{ psi})}{2.02 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0.17 \text{ cP} \left[\ln \left(\frac{660 \text{ ft}}{0.25 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 47.31 \right]} = 55.4 \text{ BOPD}$$

7.7.2 Impacto en producción. Consistió en determinar la producción diferida resultado de la intervención. En el **Cuadro 54** se muestra el total de producción impactada por la operación de cañoneo para cada escenario.

Cuadro 54. Impacto en producción esperado para escenarios de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Impactos en producción (bbl)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	1,191
	Fibra óptica	1,191
	Correlación tocando una profundidad conocida	916
	Correlación con memorias	916
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	1,100
	Fibra óptica	1,100
	Correlación tocando una profundidad conocida	0
	Correlación con memorias	0
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	2,420

Fuente: elaboración propia.

7.7.2.1 Sistema de Deployment. Como se ha mencionado en varias ocasiones, uno de los fundamentos del Sistema de Deployment es el de no impactar producción. Al ser esta una tecnología nueva en el campo, se hace necesario realizar, dentro del proceso de planeación, análisis de riesgos asociados al arme y desarme del BHA con las condiciones específicas de cada escenario. Para este caso en específico, se evaluó el riesgo de una vibración excesiva del BHA por la alta producción de gas del pozo, debido a que puede ocasionar un daño en los elastómeros y las cuñas de las pipe/slip ram cuando el BHA se encuentre colgando de estas. Para disminuir la probabilidad de este evento no deseado, se decide disminuir el caudal de gas chocando el pozo a la mitad con el fin de prevenir esta condición de riesgo durante el arme y el desarme del BHA con Sistema de Deployment. En la **Tabla 28** se muestra las actividades mencionadas en los procedimientos encontrados en el **Anexo E** que requieren impactar producción para su ejecución y su respectivo valor en barriles.

Tabla 28. Impacto en producción esperado para el escenario con Sistema de Deployment en el pozo 2.

SISTEMA DE DEPLOYMENT							
Fibra óptica y monoconductor eléctrico		Fibra óptica		Correlación tocando una profundidad conocida		Correlación con memorias	
Actividad (Numero)	Impacto (bbl)	Actividad (Numero)	Impacto (bbl)	Actividad (Numero)	Impacto (bbl)	Actividad (Numero)	Impacto (bbl)
7	458	7	458	7	458	9	458
8	275	8	275	10	458	12	458
10	458	10	458				
Impacto Total (bbl)	1,191	Impacto Total (bbl)	1,191	Impacto Total (bbl)	916	Impacto Total (bbl)	916

Fuente: elaboración propia.

7.7.2.2 Tubería flexible convencional. En la **Tabla 29** se muestra las actividades mencionadas en la **Sección 7.6.2** que requieren impactar producción para su ejecución y su respectivo valor en barriles.

Tabla 29. Impacto en producción esperado para el escenario con tubería flexible convencional en el pozo 2.

TUBERÍA FLEXIBLE CONVENCIONAL							
Fibra óptica y monoconductor eléctrico		Fibra óptica		Correlación tocando una profundidad conocida		Correlación con memorias	
Actividad (Numero)	Impacto (bbl)	Actividad (Numero)	Impacto (bbl)	Actividad (Numero)	Impacto (bbl)	Actividad (Numero)	Impacto (bbl)
7	275	7	275				
10	275	10	275				
13	275	13	275				
16	275	16	275				
Impacto Total (bbl)	1,100	Impacto Total (bbl)	1,100	Impacto Total (bbl)	0	Impacto Total (bbl)	0

Fuente: elaboración propia.

7.7.2.3 Cable eléctrico convencional. En la **Tabla 30** se muestra las actividades mencionadas en la **Sección 7.6.3** que requieren impactar producción para su ejecución y su respectivo valor en barriles.

Tabla 30. Impacto en producción esperado para el escenario con cable eléctrico convencional en el pozo 2.

CABLE ELÉCTRICO CONVENCIONAL	
Conductor eléctrico	
Actividad (Numero)	Impacto (bbl)
7	484
10	484
13	484
16	484
20	484
Impacto Total (bbl)	2.420

Fuente: elaboración propia.

7.8 COSTOS OPERATIVOS

La octava etapa consistió en estimar los costos directos del trabajo al asignar un valor determinado por hoja de costos como se mencionó en la **Sección 3.8**.

A continuación, se detallan los costos por servicio de las unidades, equipos, logística y su respectivo costo directo, para cada uno de los tres escenarios.

7.8.1 Sistema de Deployment. En el **Cuadro 55** se resumen los costos directos totales estimados para la operación de cañoneo según tiempo, cantidad, personal y equipos.

Cuadro 55. Costos operativos para el escenario de cañoneo con Sistema de Deployment para el pozo 2.

Sistema de Deployment				
Servicio y cargos asociados a:	Fibra óptica con moniconductor eléctrico (\$ USD)	Fibra óptica (\$ USD)	Correlación tocando prof. conocida (\$ USD)	Correlación con memorias (\$ USD)
Unidad de tubería flexible y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo)	123,000	103,600	62,700	71,000
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, barras de Deployment, cargas y explosivos	58,400	58,400	58,400	58,400
Unidad de Braided Line	18,000	18,000	13,500	18,000
Separador de prueba	5,400	5,400	5,400	8,000
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	64,600	64,600	53,000	64,600
TOTAL COSTO OPERATIVO	269,400	250,000	193,000	220,000

Fuente: elaboración propia.

7.8.2 Tubería flexible convencional. En el **Cuadro 56** se resumen los costos directos totales estimados para la operación de cañoneo según tiempo, cantidad, personal y equipos.

Cuadro 56. Costos operativos para el escenario de cañoneo con tubería flexible convencional para el pozo 2.

Tubería flexible convencional				
Servicio y cargos asociados a:	Fibra óptica con moniconductor eléctrico (\$ USD)	Fibra óptica (\$ USD)	Correlación tocando prof. conocida (\$ USD)	Correlación con memorias (\$ USD)
Unidad de tubería flexible y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo)	385,900	275,700	182,300	221,000
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, cargas y explosivos	76,000	76,000	76,000	76,000
Separador de prueba	31,500	31,500	27,000	31,500
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	87,600	87,600	79,700	87,600
TOTAL COSTO OPERATIVO	581,000	470,800	365,000	416,100

Fuente: elaboración propia.

7.8.3 Cable eléctrico convencional. En el **Cuadro 57** se resumen los costos directos totales estimados para la operación de cañoneo según tiempo, cantidad, personal y equipos.

Cuadro 57. Costos operativos para el escenario de cañoneo con cable eléctrico convencional en el pozo 2.

Cable eléctrico convencional	
Servicio y cargos asociados a:	Conductor eléctrico (\$ USD)
Unidad de cable eléctrico y herramientas de BHA (a excepción de herramientas de cañoneo)	24,000
Cañoneo: Cabeza de disparo, cañones, cargas y explosivos	55,500
Separador de prueba	22,500
Logísticos (grúas, campamento, alimentación, seguridad, contratistas menores, combustible e iluminación)	57,000
TOTAL COSTO OPERATIVO	159,000

Fuente: elaboración propia.

8. EFICIENCIA DEL SISTEMA DE DEPLOYMENT PARA OPERACIONES DE CAÑONEO

La caracterización de oportunidades es un proceso clave en el logro de los objetivos estratégicos de la empresa Equión Energía Limited debido a que permite realizar una correcta planeación, ejecución exitosa y entregar la promesa de valor del trabajo. Por esta razón, se ha desarrollado para la empresa un proceso dinámico que incluye evaluar la eficiencia entre las diferentes opciones de cañoneo rigless en la etapa de planeación para los pozos productores de flujo natural o inyectores ubicados en el Bloque Piedemonte.

En este capítulo se describe dicho proceso representado por una matriz de selección que permite comparar el Sistema de Deployment con las alternativas convencionales durante la etapa de planeación a través de la identificación y evaluación de las ocho categorías presentadas a lo largo del proyecto considerando aspectos de HSEQ & SP, de esta manera, es posible seleccionar la opción viable con mayor grado de eficiencia y seguridad para ejecutar la operación de cañoneo.

8.1 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DURANTE LA ETAPA DE PLANEACIÓN

En la etapa de ejecución del proyecto descrita en el...Capítulo 6...fue posible determinar los principales indicadores de desempeño según parámetros técnicos, producción, tiempos y costos reales de un trabajo de cañoneo con Sistema de Deployment. Basados en los resultados de la implementación, fue posible generalizar estos parámetros y asignarles a cada factor un valor cualitativo y/o cuantitativo estimado. Estos valores fueron usados como referencia para ajustar la planeación de los trabajos de cañoneo con este sistema y compararlos con las alternativas convencionales mediante una matriz de selección genérica. A continuación, se describe el procedimiento para la elaboración de dicha matriz y la implementación de esta matriz con los dos pozos de estudio.

8.1.1 Matriz de Selección. Una matriz de selección, también conocida como matriz de priorización, es una técnica de clasificación jerárquica para evaluar proyectos potenciales, problemas, alternativas o soluciones propuestas basadas en variables cuantitativas y cualitativas que tiene por objetivo final, en el campo de ejecución, prescribir planes de acción en la búsqueda de la competitividad.

Para determinar la eficiencia de las diferentes opciones de cañoneo durante la etapa de planeación, se aplicó la matriz MPC (Matriz de Perfil Competitivo). Este tipo de matriz permite identificar diferentes opciones y evaluarlas de acuerdo a sus ventajas y desventajas particulares. El resultado de esta matriz es un sistema de comparación donde se definen variables cuantitativas y permite incorporar variables cualitativas difíciles de comprender numéricamente y llevarlas a valoraciones

cuantitativas, de esta forma, se genera una puntuación que guiaran al resultado más eficiente. La matriz MPC se forma con base en cinco aspectos fundamentales:¹⁰¹

- El primer aspecto se define como los factores claves o determinantes para el desarrollo del proyecto. Dichos factores condicionan, restringen o favorecen la respuesta de las diferentes alternativas para la ejecución eficiente del proyecto.
- El segundo aspecto hace referencia a cada participante de la competencia en estudio, es decir, las diferentes alternativas de desarrollo que se han identificado para la realización del proyecto.
- El tercer aspecto denominado peso, consiste en asignar una ponderación a cada propiedad con el objetivo de indicar la importancia relativa que tiene ese factor para alcanzar el éxito o el mayor grado de eficiencia en la ejecución del proyecto. El procedimiento consiste en asignar un peso relativo a cada factor, de 0.0 (no es importante) a 1.0 (muy importante); cada uno de estos valores dados debe ser menor a uno y la suma total debe ser igual a uno.
- El cuarto aspecto hace referencia a la calificación, donde se refleja el comportamiento o la respuesta que tiene cada factor clave del éxito respecto a la opción participante de la competencia con el que está siendo evaluado; es decir que tan “eficaz” o que tan “insuficiente” es el comportamiento de las características o propiedades evaluadas. Este aspecto actúa como uno de los más relevantes puesto que determina numéricamente la fortaleza o la debilidad de la opción participante de la competencia que está siendo evaluada.
- El quinto aspecto se denomina peso ponderado siendo el resultado de la multiplicación del peso y la calificación anteriormente mencionados. La opción participante que tenga mejor puntuación total será la opción más eficiente.

A continuación, se realiza la descripción y calificación de los factores claves, procedimiento e implementación de la matriz de selección para operaciones de cañoneo rigless convencionales y con Sistema de Deployment en pozos de flujo natural e inyectores del Bloque Piedemonte.

8.1.2 Descripción y calificación de los factores claves de la matriz de selección. Para madurar y progresar las opciones de cañoneo haciendo uso de la matriz de selección, fueron seleccionados los ocho categorías con sus respectivos factores claves mostrados en el... Capítulo 3... El rango de incidencia o peso relativo escogido para el desarrollo de esta matriz, fue asignado de manera

¹⁰¹ HERRERA, Camila. Evaluación técnico financiera de la selección de un trazador para la comunicación entre el pozo inyector Brisas 1 y los pozos productores del campo Brisas en la Cuenca del VSM. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2018. p. 104-106.

proporcional entre las ocho categorías debido a que cada una tienen igual importancia dentro de las operaciones de cañoneo. En cuanto al rango de calificación o eficiencia, los criterios son presentados en la **Cuadro 58**.

Cuadro 58. Rangos de calificación o eficiencia de los factores claves para la matriz de selección.

Rango de calificación (eficiencia)	
Cualitativo	Cuantitativo
No cumple	0
Muy baja	1
Baja	2
Media	3
Alta	4
Muy alta	5

Fuente: elaboración propia.

Es importante resaltar que el rango de calificación 0 para cualquier factor implica que no es posible realizar la operación de cañoneo con la opción que se está evaluando, por lo cual, se descartaría esa opción. Con respecto a la calificación para evaluar cada categoría, fueron establecidos valores de calificación recomendados para cada uno de los factores críticos bajo una serie de criterios de selección específicos, los cuales, se basaron en la teoría presentada en el proyecto y fueron complementados con la experiencia del personal de Intervención de Pozos. La calificación mostrada a continuación tiene el objetivo de funcionar como una guía para el usuario, aun así, la matriz fue diseñada con flexibilidad para que el usuario pueda calificar cada factor crítico desde su propio juicio de ingeniería.

A continuación, se describen las categorías con cada uno de los factores claves, los criterios de calificación y la incidencia de dichos factores en las opciones de cañoneo: cable eléctrico convencional, tubería flexible convencional y Sistema de Deployment con tubería flexible. Para simplificar la elaboración de las tablas fueron representadas las diferentes opciones de cañoneo de la siguiente manera:

- Cable eléctrico convencional (**ELC_{onv}**)
- Tubería flexible convencional (**CTC_{onv}**)
- Tubería flexible con sistema de Deployment (**CTD_{eploy}**)

8.1.2.1 Factores asociados al pozo. Dentro de esta categoría se encuentran los factores asociados la geometría del pozo y las fuerzas del pozo. En cuanto a la geometría del pozo, esta es una variable que no se puede alterar debido a que depende de la trayectoria, desviación y tortuosidad propias del pozo. Para las

fuerzas del pozo, esta una variable que se puede modificar dependiendo de las condiciones del pozo y requerimientos del cañoneo. En el **Cuadro 59** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de factores asociados al pozo.

Cuadro 59. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de factores asociados al pozo.

Factores asociados al pozo					
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo			
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}	
Geometría del pozo Peso relativo (0.063)	Pozos con desviación <60°	5	5	5	
	Pozos con alta tortuosidad y desviación >60°(Sin tractor)	0	5	4	
	Pozos con alta tortuosidad y desviación >60°(Con tractor)	2	5	4	
Fuerzas del pozo Peso relativo (0.063)	Fuerza de presión del pozo Peso relativo (0.021)	Baja. Cercana a la presión de la línea FLP (condiciones operativas)	5	5	5
		Alta. Muy por encima a la presión de la línea FLP o cercana/igual a la presión de cierre (SIWHP)	3	5	5
		Muy alta. Necesario implementar fuerza de Snubbing dentro del rango seguro del inyector	0	5	3
	Fuerza de levantamiento o boyanza Peso relativo (0.021)	Baja. Asociada a baja producción (<10,000 scf/STB GOR) o pozo cerrado/chocado con baja boyanza	5	5	5
		Media. Asociada a baja producción (entre 10,000 y 30,000 scf/STB GOR) o pozo cerrado/chocado con media boyanza	3	5	5
		Alta. Asociada a alta producción (>30,000 scf/STB GOR), pozo full open y/o muy alta boyanza	1	4	5
	Fuerzas de fricción Peso relativo (0.021)	Baja. <0.20 para RIH; <0.30 para POOH	5	5	5
		Media. Entre 0.20 y 0.25 para RIH; entre 0.30 y 0.35 para POOH	3	5	5
		Alta. >0.25 para RIH y >0.35 para POOH	1	5	4

Fuente: elaboración propia.

8.1.2.2 Requerimientos operativos. Los requerimientos y el alcance general de la operación se encuentran establecidos por el SOR (Statement of Requirements). Esto incluye el objetivo del trabajo, las bases para el desarrollo y sus alternativas especificando: la selectividad (una o múltiples zonas objetivo) y los intervalos de cañoneo; es por esta razón, que estos dos factores no se pueden alterar desde la parte de ingeniería de intervención de pozos. Con respecto a la selección del método de cañoneo y control de profundidad, si son factores que dependen del análisis de ingeniería del proyecto, por lo cual, pueden ser modificados y ajustados a las condiciones propias del pozo y de cada escenario para maximizar la eficiencia operativa y de productividad/ inyectividad. En la **Cuadro 60** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de requerimientos operativos de cañoneo.

Cuadro 60. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de requerimientos operativos.

Requerimientos operativos					
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo			
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}	
Número de intervalos Peso relativo (0.031)	Numero de intervalos<40 ft (BHA CT<62 ft / BHA EL<47 ft)	5	3	0	
	Numero de intervalos<40 ft (BHA CT>62 ft / BHA EL>47 ft)	5	5	3	
	Numero de intervalos>40 ft (BHA CT>62 ft / BHA EL>47 ft)	2	3	5	
Selectividad Peso relativo (0.031)	Una zona	5	5	5	
	Múltiples zonas o intervalos	1	3	5	
Control de profundidad Peso relativo (0.031)	Cable eléctrico vs tubería flexible convencional	5	3	3	
	Cable eléctrico vs tubería flexible convencional (corrida previa con memorias)	5	4	4	
	Cable eléctrico vs tubería flexible (fibra óptica y/o conductor eléctrico)	5	5	5	
Método de cañoneo Peso relativo (0.031)	Técnica de cañoneo Peso relativo (0.0156)	Cañoneo a chorro	5	5	5
		Cañoneo abrasivo	0	5	0
		Cañoneo con propelente	1	5	5
	Diferencial de presión Peso relativo (0.0156)	Bajo balance estático < 700 psi	5	5	5
		Bajo balance estático > 700 psi	0	5	5
		Bajo balance dinámico < 700 psi	5	5	5
		Bajo balance dinámico > 700 psi	0	5	5
		Bajo balance dinámico (cámaras de vacío)	0	3	5
		Balance	5	5	5
		Sobre balance	3	5	5
Sobre balance extremo	0	5	5		

Fuente: elaboración propia.

8.1.2.3 Control de presión. Las operaciones de cañoneo deben ir acorde a la filosofía de seguridad de dos barreras, la cual establece: “al menos dos barreras independientes probadas entre los fluidos del reservorio y el ambiente en todo momento”.

El control de presión depende del tipo y condiciones del pozo y del yacimiento en cuanto a presión, temperatura, integridad, tipo de fluidos y caudal. Por ende, este factor puede ser modificado en cualquier momento de la operación adicionando elementos de barreras durante la planeación y ejecución (en caso de contingencias). En el **Cuadro 61** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de control de presión.

Cuadro 61. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de control de presión.

Control de presión					
Factor / Peso relativo		Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
			ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Durante RU/RD y MU/LD Peso relativo (0.063)	RU/RD Unidad Peso relativo (0.0313)	Pozo vivo: Árbol de navidad (Válvula Swab inferior y superior)	5	5	5
		Pozo cerrado: Árbol de navidad (Válvula Master y Swab inferior)	3	3	3
	MU/LD BHA Peso relativo (0.0313)	Pozo vivo: Árbol de navidad (Válvula Swab inferior y superior)	5	5	0
		Pozo vivo: Sin accionar válvulas del árbol de navidad	0	0	5
		Pozo cerrado: Árbol de navidad (Válvula Master y Swab inferior)	3	3	0
	Durante la corrida Peso relativo (0.063)	MASP dentro de los límites seguros del equipo.		5	5
MASP por fuera de los límites seguros del equipo.		0	0	0	

Fuente: elaboración propia.

8.1.2.4 Capacidad para lubricar. Para las unidades de cable eléctrico y tubería flexible, que se manejan en las operaciones en el Bloque Piedemonte, se ha determinado una máxima longitud para lubricar de acuerdo a la máxima altura del Stack de superficie que se puede configurar basados en el tipo de conexión, capacidad de la grúa y de la unidad, aspectos ambientales y operativos. En el **Cuadro 62** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de capacidad para lubricar.

Cuadro 62. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de capacidad para lubricar.

Capacidad para lubricar				
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Máxima capacidad de lubricar Peso relativo (0.125)	Capacidad de lubricar: BHA no excede capacidad de lubricar conv. (BHA CT<62 ft / BHA EL<47 ft)	5	3	0
	Capacidad de lubricar: BHA excede capacidad de lubricar conv. (BHA CT>62 ft / BHA EL>47 ft)	1	3	5

Fuente: elaboración propia.

8.1.2.5 Limitaciones mecánicas del método de transporte. Este es un factor crítico a evaluar dentro de las operaciones con Sistema de Deployment debido a que este factor limita la máxima longitud de sarta que se pueda configurar determinando si la tubería flexible y el inyector, que se tengan disponibles, son suficientes para permitir la ejecución del trabajo. Aunque este factor no es posible categorizarlo cuantitativamente, debido a que depende de los factores asociados al pozo y requerimientos propios de la operación, si es un factor que se puede alterar modificando las condiciones de operación o seleccionando unidades de mayor capacidad y resistencia. En el **Cuadro 63** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de limitaciones mecánicas del método de transporte.

Cuadro 63. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de limitaciones mecánicas del método de transporte.

Limitaciones mecánicas del método de transporte				
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Capacidad de los equipos de la unidad Peso relativo (0.042)	Dentro de los límites seguros de operación: Capacidad de Pulling y sólo CT (tracción y/o Snubbing)	5	5	5
	Por fuera de límites seguros de operación: Capacidad de Pulling y sólo CT (tracción y/o Snubbing)	0	0	0
Simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas Peso relativo (0.042)	Operación dentro de los límites seguros del método de transporte. Con rangos óptimos de overpull	5	5	5
	Operación dentro de los límites seguros del método de transporte. Pero con baja capacidad de overpull	1	1	1
	Operación por fuera de los límites seguros del método de transporte. Sin capacidad de overpull	0	0	0

Cuadro 63. (Continuación).

Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Referencia histórica de acceso: Reentradas al pozo o referencia de pozos similares Peso relativo (0.042)	Operación dentro de los límites seguros del método de transporte. Con rangos óptimos de overpull	5	5	5
	Operación dentro de los límites seguros del método de transporte. Pero con baja capacidad de overpull	1	1	1
	Operación por fuera de los límites seguros del método de transporte. Sin capacidad de overpull	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

8.1.2.6 Tiempos operativos. Este factor es una de las principales razones de la creación de los Sistemas de Deployment, cuyo objetivo, es realizar la operación de cañoneo en una sola corrida, por ende, reducir tiempos operativos. Basados en datos estadísticos de las operaciones de cañoneo en Piedemonte, se establecieron los tiempos operativos estimados para las opciones de cañoneo convencionales. En la etapa de ejecución del proyecto, fue posible determinar los tiempos reales de un trabajo de cañoneo con Sistema de Deployment lo que permitió ajustar los tiempos planeados y de esta manera, estimar con mayor precisión los tiempos operativos de dicha operación. Aunque los tiempos operativos para un trabajo de cañoneo no son posibles categorizarlos en una jerarquía cuantitativa, debido a que depende de los factores internos y externos asociados al pozo, requerimientos operativos y desempeño de los contratistas, si es un factor que se puede alterar con el fin de minimizarlo. En el **Cuadro 64** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de tiempos operativos. La calificación de esta categoría está dada por una condicional que identifica y califica el tiempo operativo más alto con 1, el tiempo operativo medio con 3 y el tiempo operativo más bajo con 5.

Cuadro 64. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de tiempos operativos.

Tiempos operativos				
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Tiempos operativos estimados Peso relativo (0.125)	Tiempo operativo más bajo comparado entre las tres opciones	5	5	5
	Tiempo operativo medio comparado entre las tres opciones	3	3	3
	Tiempo operativo más alto comparado entre las tres opciones	1	1	1

Fuente: elaboración propia.

8.1.2.7 Producción o inyección. Este factor, también es una de las principales razones de la creación de los Sistemas de Deployment, cuyo objetivo, es realizar la operación de cañoneo en pozos vivos sin generar impactos en producción y poder maximizar el beneficio en producción o infectividad a través del ajuste de diferenciales de presión óptimos en el pozo para realizar el cañoneo de la zona de interés en un solo disparo y/o con el uso de herramientas adicionales en el BHA como las cámaras de vacío. Aunque el beneficio o pérdida de producción por la operación de cañoneo no es posible categorizarla en una jerarquía cuantitativa, debido a que el primero depende del potencial de la zona cañoneada y el segundo de los tiempos y caudales de producción estables propias de cada pozo o de la pérdida de producción de los pozos vecinos en caso de un inyector, si es un factor que se puede alterar. Por esta razón, esta categoría se calificó de una manera cualitativa. En el **Cuadro 65** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de producción/ inyección.

Cuadro 65. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de producción/ inyección.

Impactos en producción				
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Beneficio en producción o inyección Peso relativo (0.063)	Beneficio más bajo comparado entre las tres opciones	1	1	1
	Beneficio medio comparado entre las tres opciones	3	3	3
	Beneficio más alto comparado entre las tres opciones	5	5	5
Impactos en producción Peso relativo (0.063)	Impacto en producción más bajo comparado entre las tres opciones	5	5	5
	Impacto en producción medio comparado entre las tres opciones	3	3	3
	Impacto en producción más alto comparado entre las tres opciones	1	1	1

Fuente: elaboración propia

Para la estimación del beneficio del cañoneo, el autor recomienda determinar el daño por perforados con los métodos mostrados en la **Sección 2.3.2.7** y, con esto, evaluar el impacto en cada una de las tres opciones. Además de los posibles impactos en producción que se pueden generar en los pozos de Piedemonte, se tomó en cuenta los posibles beneficios en producción asociadas a las diferentes opciones de cañoneo, debido a que con el CTD_{ply} el beneficio se obtiene en una sola corrida, a diferencia de los convencionales donde el beneficio total del trabajo se verá reflejado cuando se completen todas las corridas de cañoneo, por lo cual, existe cierto grado de producción impactada si se mira desde la perspectiva de lo que se puede lograr con los Sistemas de Deployment. A continuación, se muestra la justificación de esta categorización.

- El escenario con ELC_{onv} representa la calificación con menor eficiencia debido a que con este método de transporte, en su mayoría de casos, se tiene que impactar la producción para disminuir la condición de diferencial de presión a los límites seguros de operación, reducir las fuerzas de levantamiento para permitir el acceso al pozo y/o minimizar las ondas de choque durante el disparo. Esto puede conllevar a obtener un menor beneficio en producción por un diferencial de presión insuficiente para la limpieza de los perforados (bajo balance) o por no poder aplicar una técnica de cañoneo como EOB (cañoneo con propelente).
- El escenario con CTC_{onv} representa una calificación media debido a que no es necesario, en su mayoría de casos, impactar la producción por acceso o por fuerzas de levantamiento, además, permite magnitudes de bajo balance muy altas, comparadas con el permitido con la unidad de cable, y la aplicación de técnicas como EOB.
- El escenario con CTD_{ply} representa la calificación con mayor eficiencia, porque al igual que el escenario con CTC_{onv} , no se impacta la producción y permite la ejecución de diferentes métodos de cañoneo pero, a diferencia de este, el cañoneo de largos intervalos o múltiples zonas se realiza en un solo disparo obteniendo el beneficio total del trabajo en menos tiempo y, en algunos casos, puede llegar a mejorar la productividad del pozo logrando un mayor beneficio en producción por maximizar los diferenciales y las fluctuaciones de presión.

8.1.2.8 Costos operativos. Este factor también es una de las principales razones de la creación de los Sistemas de Deployment, cuyo objetivo, es realizar la operación de cañoneo en una sola corrida, por ende, reducir costos operativos. Basados en datos estadísticos de las operaciones de cañoneo en Piedemonte, se establecieron los costos operativos estimados para las opciones de cañoneo convencionales. En la etapa de ejecución del proyecto, fue posible determinar los costos reales de un trabajo de cañoneo con Sistema de Deployment lo que permitió ajustar los tiempos planeados y de esta manera, estimar con mayor precisión los costos operativos de dicha operación. Aunque los costos operativos para un trabajo de cañoneo no son posibles categorizarlos en una jerarquía cuantitativa, debido a que dependen de requerimientos operativos, contratistas y sus costos asociados, si es un factor que se puede alterar con el fin de minimizarlo. La recomendación del autor para calificar esta categoría es realizar los económicos del proyecto mediante el indicador Valor Presento Neto (VPN) debido a que en algunos escenarios el costo directo operativo puede ser menor, pero las implicaciones de impactar producción y obtener un beneficio menor pueden afectar considerablemente la promesa de valor de trabajo y llevar a la obtención de VPN bajos o incluso menores a 0.

Una vez se ha determinado el VPN de la operación, es posible calificar esta categoría con una jerarquía cualitativa según el grado de eficiencia, donde el mayor grado de eficiencia está dada por la opción de cañoneo con mayor VPN entre las

tres opciones. En el **Cuadro 66** se muestran los criterios de calificación e incidencia para la categoría de costos operativos.

Cuadro 66. Criterio de calificación e incidencia para la categoría de costos operativos.

Costos operativos				
Factor / Peso relativo	Criterios de selección	Opciones de cañoneo		
		ELC _{onv}	CTC _{onv}	CTD _{ply}
Costos operativos estimados llevados a VPN Peso relativo (0.125)	VPN más bajo comparado entre las tres opciones	1	1	1
	VPN medio comparado entre las tres opciones	3	3	3
	VPN mas alto comparado entre las tres opciones	5	5	5

Fuente: elaboración propia.

8.1.3 Implementación de la matriz de selección. La matriz fue implementada en los dos pozos de estudio para determinar la eficiencia operacional, de seguridad y económica de cada uno de los escenarios propuestos. Para interpretar los resultados es necesario conocer:

- El escenario ideal de cañoneo es aquel que cumple con la máxima calificación (5.0) en cada factor crítico.
- La eficiencia de cada escenario está representada como un porcentaje respecto al caso ideal. Entre mayor eficiencia, más cerca se encuentra el escenario en estudio de cumplir los criterios del caso ideal.
- La calificación 0 para cualquier factor implica que no es posible realizar la operación de cañoneo con la opción que se está evaluando, por lo cual, se descartaría esa opción.
- El rango de eficiencia en indicador de color está dado según los siguientes criterios: Gris implica que no es posible realizar la operación, rojo indica una eficiencia baja, amarillo una eficiencia media y verde una eficiencia alta.
- El rango de eficiencia en porcentaje está dado según los siguientes criterios: [0%] implica que no es posible, entre (0%,40%] indica que no se recomienda, entre (40%,60%] indica eficiencia baja, entre (60%,80%] indica eficiencia media y entre (80%,100%] indica eficiencia alta.

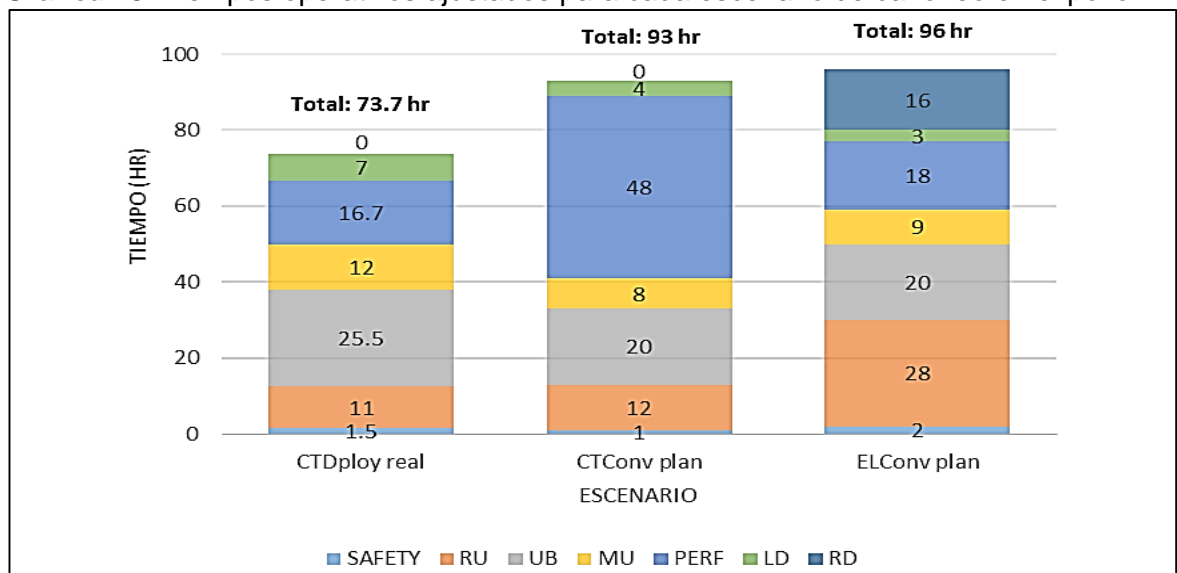
8.1.3.1 Pozo 1. En el **Cuadro 67** se muestra en resumen los principales indicadores de desempeño basados en parámetros técnicos, beneficio e impactos en producción, costos y tiempos operativos. Para esto se tomó como referencia los resultados operativos de la implementación con Sistema de Deployment mostrados en el...Capítulo 6... y los diseños realizados con los escenarios convencionales mostrados en el...Capítulo 5... Con respecto a los tiempos y costos operativos para este pozo, fue realizada nuevamente la comparación entre Sistema de Deployment y las alternativas convencionales, mostrado en la **Sección 5.6** y **Sección 5.8**, pero esta vez integrando los valores reales obtenidos durante el trabajo en lugar de los estimados en el proceso de planeación, esto con el fin de visualizar el beneficio real del Sistema de Deployment al tener una base comparativa ajustada con los valores reales obtenidos durante su implementación; esto último es representado en las **Gráfica 13** y **Gráfica 14** para tiempos y costos operativos, respectivamente.

Cuadro 67. Indicadores de desempeño operación de cañoneo en el pozo 1.

Escenario	Técnica de correlación	Viabilidad operativa	Beneficio inicial (BOPD)	Impactos en producción (bbl)	Tiempos operativos (hr)	Costos directos (\$USD)
Sistema de Deployment	Correlación tocando una profundidad conocida	ALTA	ALTO	N/A	73.7	196,100
Tubería flexible convencional	Correlación tocando una profundidad conocida	ALTA	MEDIO	N/A	93	242,100
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	NO ES POSIBLE	BAJO	N/A	96	194,900

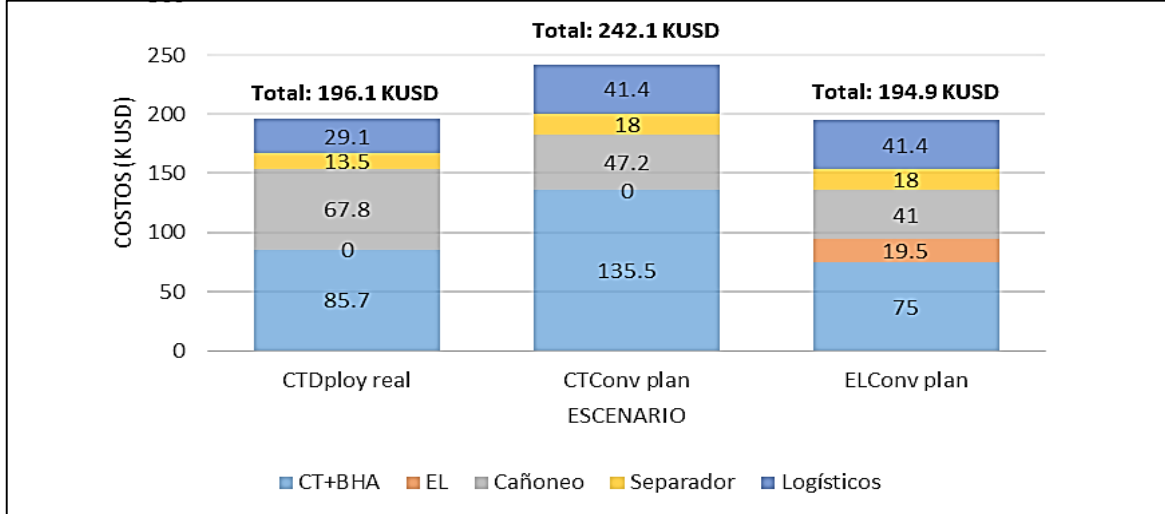
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 13. Tiempos operativos ajustados para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. Costos operativos ajustados para cada escenario de cañoneo en el pozo 1.



Fuente: elaboración propia.

Con esta información y demás contenida en los respectivos diseños, fue posible implementar la matriz de selección para generar el porcentaje de eficiencia de cada escenario, la cual, se muestra en la **Tabla 31**.

La matriz valida al Sistema de Deployment como la alternativa más eficiente en comparación con los enfoques convencionales con una eficiencia muy alta de 98% comprobando el beneficio y la eficiencia del Sistema para cañoneo de intervalos mayores a 40 ft gross así se tenga el requerimiento de baja longitud efectiva (54 ft) durante el NRC del pozo asociado a lo siguiente:

Para el escenario con tubería flexible convencional se obtuvo una eficiencia media del 70% asociado a que este escenario no satisface en alto grado los requerimientos operativos y de producción esperados por la empresa por ser diseñado solamente con condición de bajo balance estático, esto debido a que no era posible configurar un BHA con las herramientas para producir un bajo balance dinámico, y consideraba efectuar 2 corridas dadas las limitaciones de capacidad para lubricar. Al comparar el Sistema de Deployment con este escenario, se determinó que, por usar Deployment, se tiene una reducción significativa en los tiempos operativos de 21% (diferencia alrededor de -19.3 hr) y en los costos directos en promedio del 19% (ahorro alrededor de 46,000 USD); esto es asociado a la significativa reducción en tiempos y costos operativos al realizar el mismo trabajo en una sola corrida.

En cuanto al escenario con cable eléctrico convencional la matriz generó como resultado “NO ES POSIBLE”, esto debido a que las simulaciones del modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas mostraron que no era posible llegar a fondo porque se excederían los límites seguros del cable desde 18,500 ft MD hasta TD en las 3 corridas, por ende, la opción fue descartada. Además, al comparar el Sistema de Deployment con este escenario, se determinó que, por usar Deployment, se tiene

una reducción en los tiempos operativos de 23% (diferencia alrededor de -22.3 hr), mientras que en los costos directos se tienen valores similares con una diferencia de solo 1,200 USD; a pesar que la unidad de cable eléctrico tiene costos y tiempos operativos por corrida entre un 50% y 75% menores que la tubería flexible (se recuerda que de forma general: en promedio 35,000 USD con 10 hr operativas por corrida con cable eléctrico y en promedio entre 75,000 a 110,000 USD con 24 hr operativas por corrida con tubería flexible), se tienen valores elevados asociados a que la operación de cañoneo incluye trabajos de desplazamiento por ser parte del NRC del pozo, por ende, es necesario tener en locación unidad de tubería flexible. Con respecto a los tiempos, son altos debido a que incluye los asociados al desarme parcial y al arme de la tubería flexible y con respecto a los costos, son altos debido a que incluye el stand by de la tubería flexible.

Tabla 31. Matriz de selección para la operación de cañoneo en el pozo 1.

ESCENARIO IDEAL	Calificación		MATRIZ DE SELECCIÓN PARA OPERACIONES DE CAÑONEO EN PIEDEMONTE						
	Peso ponderado								
	EFICIENCIA (%)								
CATEGORÍA	FACTOR CRÍTICO		Peso relativo	Calificación (COLUMNA A) Peso ponderado (COLUMNA B)					
				CTDply		CTConv		ELConv	
				Correlación tocando una profundidad conocida		Correlación tocando una profundidad conocida		Conductor eléctrico	
				A	B	A	B	A	B
Factores asociados al pozo	Geometría del pozo		0.063	5	0.313	5	0.313	3	0.188
	Fuerzas del pozo	Fuerza de presión del pozo	0.021	5	0.104	5	0.104	3	0.063
		Fuerza de levantamiento o boyanza	0.021	5	0.104	4	0.083	5	0.104
		Fuerzas de fricción	0.021	4	0.083	5	0.104	1	0.021
Requerimientos operativos	Número de intervalos		0.031	5	0.156	3	0.094	3	0.094
	Selectividad		0.031	5	0.156	3	0.094	1	0.031
	Control de profundidad		0.031	3	0.094	3	0.094	5	0.156
	Método de cañoneo	Técnica de cañoneo	0.016	5	0.078	5	0.078	5	0.078
Diferencial de presión		0.016	5	0.078	3	0.047	1	0.016	
Control de presión	Durante RU/RD y MU/LD	RU/RD Unidad	0.0313	5	0.156	5	0.156	5	0.156
		MU/LD BHA	0.0313	5	0.156	5	0.156	5	0.156
	Durante la corrida		0.063	5	0.313	5	0.313	5	0.313
Capacidad para lubricar	Máxima capacidad de lubricar		0.125	5	0.625	3	0.375	1	0.125
Limitaciones mecánicas	Capacidad de los equipos de la unidad		0.042	5	0.208	2	0.083	0	0.000
	Simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas		0.042	5	0.208	2	0.083	0	0.000
	Referencia histórica de acceso: Reentradas o referencia de pozos similares		0.042	5	0.208	5	0.208	1	0.042
Tiempos operativos	Tiempos operativos estimados		0.125	5	0.625	3	0.375	3	0.375
Producción o inyección	Beneficio en producción o inyección		0.063	5	0.313	3	0.188	1	0.063
	Impactos en producción		0.063	5	0.313	3	0.188	1	0.063
Costos operativos	Costos operativos llevados a VPN		0.125	5	0.625	3	0.375	1	0.125
TOTAL			1.000	97	4.917	75	3.510	0	0.000
EFICIENCIA (%)				98%		70%		NO ES POSIBLE	

Fuente: elaboración propia.

Con esto es posible concluir que la opción de cañoneo con Sistema de Deployment en el pozo 1, desde una perspectiva operacional, de seguridad y financiera efectivamente fue la opción más eficiente comparada con los métodos convencionales de cañoneo que se realizan en las operaciones de Piedemonte, debido a que con este Sistema se pudo obtener un 98% de eficiencia comparado con el caso ideal.

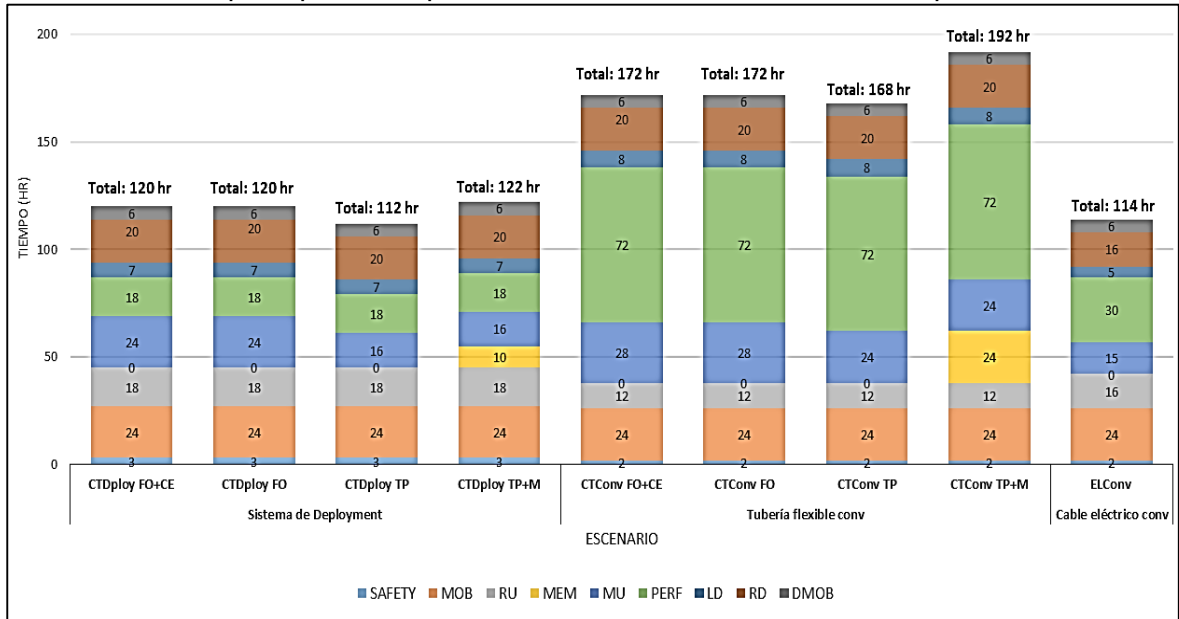
8.1.3.2 Pozo 2. En el **Cuadro 68** se muestra en resumen los principales indicadores de desempeño basados en parámetros técnicos, beneficio e impactos en producción, costos y tiempos operativos, AIOR (Tasa de Petróleo Incremental Anual Promedio) y VPN (Valor Presente Neto); estos dos últimos conceptos fueron explicados y determinados en el...Capítulo 9... Para esto se tomó como referencia los diseños realizados con los escenarios Sistema de Deployment y convencionales mostrados en el...Capítulo 7... representados en las **Gráfica 15** y **Gráfica 16** para tiempos y costos operativos, respectivamente.

Cuadro 68. Indicadores de desempeño operación de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Viabilidad operativa	Beneficio inicial (BOPD)	Impactos en producción (bbl)	AIOR (BOPD)	Tiempos operativos (hr)	VPN (\$ MMUSD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	ALTA	99.7	1,191	91.3	120	1,34
	Fibra óptica	ALTA	99.7	1,191	91.3	120	1,37
	Correlación tocando una profundidad conocida	BAJA	99.7	916	92.0	112	1,45
	Correlación con memorias	BAJA	99.7	916	92.0	122	1,42
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	ALTA	99.7	1,100	91.5	172	0.97
	Fibra óptica	ALTA	99.7	1,100	91.5	172	1,11
	Correlación tocando una profundidad conocida	BAJA	99.7	0	94.4	168	1,29
	Correlación con memorias	BAJA	99.7	0	94.4	192	1,23
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	MEDIA	55.4	2,420	46.0	114	0.65

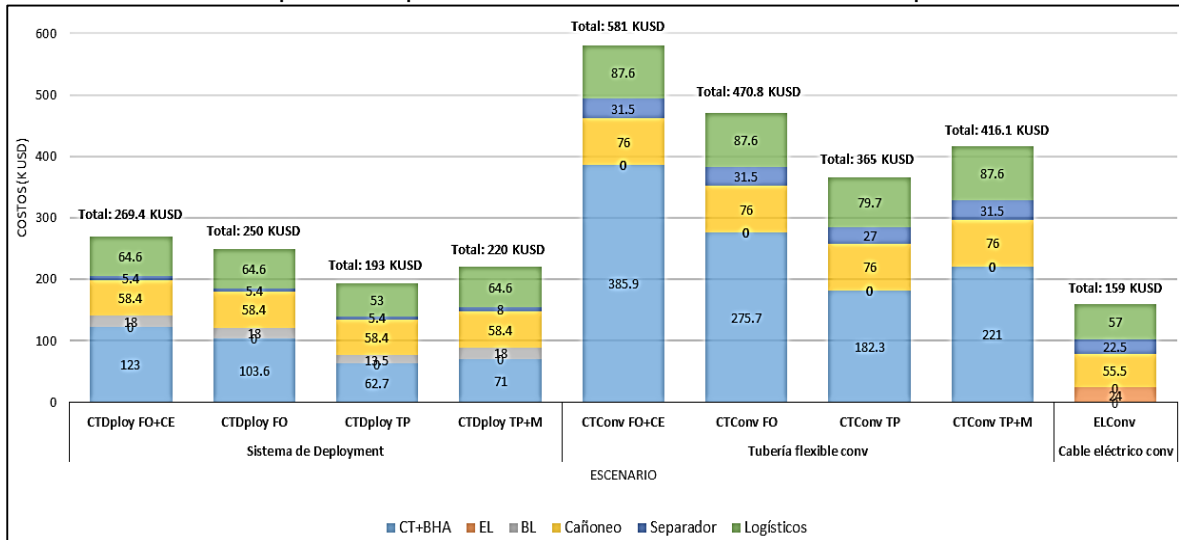
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 15. Tiempos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 16. Costos operativos para cada escenario de cañoneo en el pozo 2.



Fuente: elaboración propia.

Con esta información y demás contenida en los respectivos diseños, fue posible implementar la matriz de selección para generar el porcentaje de eficiencia de cada escenario, la cual, se muestra en la **Tabla 32**.

La matriz valida al Sistema de Deployment, sin importar la técnica de correlación que se desee implementar, como la alternativa más eficiente en comparación con los enfoques convencionales con una eficiencia entre 94% y 85% para operaciones de intervención a pozos asociado a lo siguiente:

Para el escenario con tubería flexible convencional se obtuvo una eficiencia media entre 76% y 66% asociado a tener que efectuar 4 corridas dadas las limitaciones de capacidad para lubricar. Al comparar el Sistema de Deployment con su respectivo escenario de tubería flexible convencional, se determinó que, por usar Deployment, se tiene una reducción significativa en los tiempos operativos en promedio de 33% para las mismas técnicas de correlación (diferencia entre -70 y -52 hr) y en los costos directos en promedio del 50% para las mismas técnicas de correlación (ahorro alrededor de 311,600 y 172,000 USD); esto es asociado a la significativa reducción en tiempos operativos al realizar el mismo trabajo en una sola corrida. Con respecto al VPN, el Deployment optimizó considerablemente trabajar con tubería flexible al incrementar el VPN entre 33% y 11% (ganancia adicional entre 370,000 y 162,000 USD) con respecto a la tubería flexible convencional, ligado en su mayoría al egreso CAPEX, dado a que para ambos escenarios, el beneficio neto en producción producto del cañoneo fue similar (AIOR oscila entre 91 y 94 BOPD), por ende, la diferencia del VPN está ligada en su mayoría al egreso CAPEX por escenario.

En cuanto al escenario con cable eléctrico convencional se obtuvo una eficiencia baja del 58%. Debido a que el requerimiento de cañoneo no abarca una longitud extensa de intervalos para ser cañoneados, la opción de cable eléctrico sigue representando una de las opciones con mejores resultados en costos operativos (inversión inicial CAPEX) y en tiempos operativos (a pesar de tener que efectuar 5 corridas), esto asociado a un bajo costo por servicio y tiempos de la unidad de cable eléctrico comparada con la unidad de tubería flexible. Con este escenario, al compararlo con el Sistema de Deployment, se tienen valores similares en los tiempos operativos con una diferencia entre 8 y 2 hr, mientras que en costos operativos se tiene un aumento entre el 41% y 18% (costo adicional entre 110,400 y 34,000 USD), esto asociado a un mayor costo por corrida de la tubería flexible. También al comparar cable eléctrico convencional con el escenario tubería flexible convencional, el primero reduce significativamente el segundo, tanto en los tiempos operativos entre 41% y 32% (diferencia entre -78 horas y -54 horas) como en los costos directos entre 73% y 56% (ahorro alrededor de 422,000 y 206,000 USD). A pesar de los buenos resultados en términos de ahorros en inversión inicial CAPEX y tiempos operativos, la gran desventaja con este escenario radica en el posible impacto en productividad del pozo al inducir un daño severo por mala limpieza del perforado e incremento de zona compactada asociado a la condición de sobre balance, esto castiga de manera drástica el posible beneficio del cañoneo reduciendo la productividad del intervalo perforado en un 51%, debido a que el AIOR se estima de 46 BOPD, por lo cual, el VPN se reduce drásticamente por la obtención de menos barriles, por ende, menos ingresos por el trabajo; por esta razón, el escenario con Sistema de Deployment incrementó considerablemente el VPN entre 55% y 54% (ganancia adicional entre 798,140 y 693,240 USD) con respecto al cable eléctrico.

Tabla 32. Matriz de selección para la operación de cañoneo en el pozo 2.

ESCENARIO IDEAL	Calificación		MATRIZ DE SELECCIÓN PARA OPERACIONES DE CAÑONEO EN PIEDEMONTE																	
	Peso ponderado																			
	EFICIENCIA (%)																			
CATEGORÍA	FACTOR CRÍTICO	Peso relativo	Calificación (COLUMNA A) / Peso ponderado (COLUMNA B)																	
			CTDply								CTConv								ELConv	
			Fibra óptica con mono conductor eléctrico		Fibra óptica		Correlación tocando una profundidad		Correlación con memorias		Fibra óptica con mono conductor eléctrico		Fibra óptica		Correlación tocando una profundidad		Correlación con memorias		Conductor eléctrico	
			A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Factores asociados al pozo	Geometría del pozo	0.063	5	0.313	5	0.313	5	0.313	5	0.313	5	0.313	5	0.313	5	0.313	5	0.313		
	Fuerzas del pozo	Fuerza de presión del pozo	0.021	5	0.104	5	0.104	5	0.104	5	0.104	5	0.104	5	0.104	5	0.104	3	0.063	
		Fuerza de levantamiento o	0.021	5	0.104	5	0.104	5	0.104	5	0.104	4	0.083	4	0.083	4	0.083	4	0.083	
		Fuerzas de fricción	0.021	4	0.083	4	0.083	2	0.042	2	0.042	5	0.104	5	0.104	2	0.042	2	0.042	
Requerimientos operativos	Número de intervalos	0.031	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	3	0.094	3	0.094	3	0.094	3	0.094		
	Selectividad	0.031	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	3	0.094	3	0.094	3	0.094	3	0.094		
	Control de profundidad	0.031	5	0.156	5	0.156	1	0.031	3	0.094	5	0.156	5	0.156	1	0.031	3	0.094		
	Método de cañoneo	Técnica de cañoneo	0.016	5	0.078	5	0.078	3	0.047	3	0.047	5	0.078	5	0.078	3	0.047	3	0.047	
Diferencial de presión		0.016	5	0.078	5	0.078	5	0.078	5	0.078	5	0.078	5	0.078	5	0.078	5	0.078		
Control de presión	Durante RU/RD y MU/LD	RU/RD Unidad	0.0313	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	5	0.156	
		MU/LD BHA	0.0313	5	0.156	5	0.156	4	0.125	4	0.125	5	0.156	5	0.156	4	0.125	4	0.125	
	Durante la corrida	0.063	5	0.313	5	0.313	4	0.250	4	0.250	5	0.313	5	0.313	4	0.250	4	0.250		
Capacidad para lubricar	Máxima capacidad de lubricar	0.125	5	0.625	5	0.625	5	0.625	5	0.625	3	0.375	3	0.375	3	0.375	3	0.375		
Limitaciones mecánicas	Capacidad de los equipos de la unidad	0.042	5	0.208	5	0.208	2	0.083	2	0.083	5	0.208	5	0.208	3	0.125	3	0.125		
	Simulaciones de modelamiento de fuerzas mecánicas e hidráulicas	0.042	5	0.208	5	0.208	5	0.208	5	0.208	5	0.208	5	0.208	5	0.208	5	0.208		
	Referencia histórica de acceso: Reentradas o referencia de pozos	0.042	4	0.167	4	0.167	1	0.042	1	0.042	5	0.208	5	0.208	1	0.042	1	0.042		
Tiempos operativos	Tiempos operativos estimados	0.125	4	0.500	4	0.500	5	0.625	4	0.500	2	0.250	2	0.250	2	0.250	1	0.125		
Producción o inyección	Beneficio en producción o inyección	0.063	5	0.313	5	0.313	5	0.313	5	0.313	4	0.250	4	0.250	5	0.313	4	0.250		
	Impactos en producción	0.063	3	0.188	3	0.188	4	0.250	4	0.250	3	0.188	3	0.188	5	0.313	5	0.313		
Costos operativos	Costos operativos llevados a VPN	0.125	5	0.625	5	0.625	5	0.625	5	0.625	3	0.375	3	0.375	3	0.375	3	0.375		
TOTAL			1.000	95	4.688	95	4.688	81	4.333	82	4.271	85	3.792	85	3.792	71	3.417	71	3.292	
EFICIENCIA (%)				94%	94%	87%	85%	76%	76%	68%	66%	58%								

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, para las técnicas de correlación con data en tiempo real, la matriz generó como resultado una eficiencia del 94% y 76%, para el escenario con Sistema de Deployment y tubería flexible convencional, respectivamente, en gran parte asociado al excelente desempeño operacional y alta confiabilidad de los sensores en fondo para registrar en tiempo real, lo que permite disminuir drásticamente la incertidumbre por desfase y proporciona un valor agregado indispensable para una ejecución exitosa y un control más preciso de las condiciones en fondo al tener parámetros como presión/temperatura de fondo y otras variables operativas; además, se reduce el riesgo por problemas operativos y de seguridad debido que no es necesario correr la tubería flexible hasta TD y tocar el pescado. En cuanto a las técnicas de correlación convencionales, se generó una eficiencia en promedio de 86% y 67% para el escenario con Sistema de Deployment y tubería flexible convencional, respectivamente; esta reducción con respecto a las técnicas con data en tiempo real es debido, principalmente, por factores de seguridad y operación, asociado a desfases en profundidad y el incremento de probabilidad para el riesgo de una pega en fondo al tener que correr la tubería hasta TD y tocar el pescado con los cañones cargados.

Con esto es posible concluir que la opción de cañoneo en el pozo 2 con Sistema de Deployment y correlación en tiempo real, desde una perspectiva operacional, de seguridad y financiera, representa la opción más eficiente comparada con los métodos convencionales de cañoneo que se realizan en las operaciones de Piedemonte, debido a que con ambas técnicas se puede obtener un 94% de eficiencia comparado con el caso ideal.

9. EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera es una actividad fundamental dentro del proceso de planeación de una empresa operadora, debido a que funciona como base para evaluar el cumplimiento y control presupuestal de los proyectos. Esta actividad hace parte de la caracterización de oportunidades permitiendo determinar la viabilidad económica de un proyecto y sus mejoras alternativas de desarrollo. Una vez se han identificado dichas oportunidades, junto con sus estimaciones preliminares de recursos, costos y potenciales beneficios, se llevan a cabo análisis con el fin de maximizar la producción incremental y el beneficio económico de cada una de las oportunidades de negocio. Las oportunidades atractivas entran al proceso de maduración de proyectos, mientras que las no atractivas se descartan o continúan mejorando hasta demostrar su potencial beneficio económico y operativo.

En el...Capítulo 7..., se demostró la viabilidad operativa y de seguridad para la nueva alternativa Sistema de Deployment y de las alternativas convencionales para la operación de cañoneo propuestas en el Pozo 2, por lo cual, en este capítulo se presentan los económicos para cada alternativa. La evaluación financiera se hace desde la perspectiva de una compañía operadora, mediante la utilización del indicador Valor Presente Neto (VPN) determinado por el flujo de caja según Costos de Inversión (CAPEX), Costos de Operación (OPEX) e ingresos de cada escenario. La unidad monetaria de valor constante es el dólar estadounidense (USD), la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) es del 15% efectivo anual para la empresa¹⁰² y el horizonte de tiempo es de un año con periodos mensuales.

Dicha evaluación permitió determinar la viabilidad financiera de la nueva tecnología de cañoneo con Sistema de Deployment dándole cumplimiento a la disciplina de capital de la empresa Equión Energía Limited cuando se evalúan oportunidades WELLWORK.

9.1 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para estimar la producción incremental producto del cañoneo, la empresa Equión determina la Tasa de Petróleo Incremental Anual Promedio (AIOR) en 12 meses.¹⁰³ Este valor se calcula como un promedio aritmético de los beneficios mensuales a partir del mes en que se ejecuta el trabajo y hasta 12 meses después de la ejecución del trabajo. Este promedio incluye el impacto de producción por la ejecución del trabajo y utiliza valores cero para el promedio si el beneficio finaliza antes de los próximos 12 meses después de la ejecución.

La estimación del incremental de producción fue realizada asumiendo el beneficio esperado determinado en la **Sección 7.7.1** y los impactos en producción

¹⁰² Equión Energía Limited. Informe interno.

¹⁰³ Equión Energía Limited. Documento interno.

determinados en la **Sección 7.7.2** para los tres escenarios. En la **Tabla 33** se resume esta información mostrando el AIOR estimado.

Tabla 33. AIOR estimado producto de la operación de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Beneficio inicial (BOPD)	Impacto (bbl)	AIOR (BOPD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	99.7	1,191	91.3
	Fibra óptica	99.7	1,191	91.3
	Correlación tocando una profundidad conocida	99.7	916	92.0
	Correlación con memorias	99.7	916	92.0
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	99.7	1,100	91.5
	Fibra óptica	99.7	1,100	91.5
	Correlación tocando una profundidad conocida	99.7	0	94.4
	Correlación con memorias	99.7	0	94.4
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	55.4	2,420	46.0

Fuente: elaboración propia.

La declinación mensual nominal del Pozo 2 se estima en 1%, por lo cual, los periodos posteriores al primer mes de ejecución del trabajo se verán afectados por dicha declinación. Además, fue descontando el 8% del incremental asociado a las regalías que recibe el Estado Colombiano por la explotación de recursos naturales no renovables, esto con el fin de determinar la producción incremental mensual neta en los 12 periodos para la empresa. Los ingresos por venta fueron calculados según el precio base de venta establecido por la empresa basados en la calidad de los hidrocarburos producidos en los Campos Floreña y Pauto, los cuales, están compuestos por hidrocarburos livianos de aproximadamente 42° API y 0.11% de azufre. El precio base de venta para el crudo se estima en 67 USD/bbl manejando el indicador de referencia Brent ajustado por costos de transporte y por el factor de ajuste por calidad del crudo definidos por la empresa.¹⁰⁴

La **Tabla 34** representa el ingreso neto en barriles producto del cañoneo y su respectivo ingreso por venta para cada uno de los escenarios propuestos en el proyecto (en el **Anexo G** se encuentra el proceso para su determinación).

¹⁰⁴ Equión Energía Limited. Informe interno.

Tabla 34. Ingresos por venta estimados por producción incremental neta producto de la operación de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Incremental neto (bbl)	Ingreso neto por venta (\$ USD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	30,226	2,025,161
	Fibra óptica	30,226	2,025,161
	Correlación tocando una profundidad conocida	30,466	2,041,210
	Correlación con memorias	30,466	2,041,210
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	30,306	2,030,472
	Fibra óptica	30,306	2,030,472
	Correlación tocando una profundidad conocida	31,264	2,094,668
	Correlación con memorias	31,264	2,094,668
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	15,264	1,022,706

Fuente: elaboración propia.

9.2 ANÁLISIS DE EGRESOS

El análisis de egresos fue realizado por medio de la determinación de los costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) del proyecto.

9.2.1 Costos de inversión (CAPEX). El termino CAPEX (Capital expenditures), se refiere a la cantidad de inversión para adquirir o mejorar los activos de un proyecto. Los costos de inversión se tienen en cuenta sólo para el primer período del horizonte de tiempo y representan los costos totales (directos y de asignación) asociados a la intervención de cañoneo para incrementar la producción del Pozo 2.

9.2.1.1 Costos directos. Son aquellos asociados específicamente a los costos operativos según el objetivo del trabajo. Los costos directos depende de los servicios y valores contratados entre la empresa operadora y las prestadoras de servicios.

La **Tabla 35** muestra el costo directo estimado por hoja de costos para cada uno de los escenarios propuestos en el proyecto.

En el caso del Sistema de Deployment, los costos directos fueron determinados según los costos que maneja la empresa contratista proveedora de la tecnología y demás involucrados en la operación con base en lo siguiente:

- **Costos operativos.** Cargos por movilización de equipos desde la base a la locación, cargos por servicio de las unidades de tubería flexible, Braided Line y separadores, tiempo de servicio de la unidad y del personal contratado, herramientas, materiales (explosivos) y pies recorridos por la tubería flexible.
- **Costos logísticos.** Estos costos abarcan los servicios de grúas, campamentos, alimentación, seguridad, combustible e iluminación; la mayoría está asociado a costos redistribuidos internos.

Tabla 35. Costos directos estimados para la operación de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Costo directo (\$ USD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	269,400
	Fibra óptica	250,000
	Correlación tocando una profundidad conocida	193,000
	Correlación con memorias	220,000
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	581,000
	Fibra óptica	470,800
	Correlación tocando una profundidad conocida	365,000
	Correlación con memorias	416,100
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	159,000

Fuente: elaboración propia.

Para evaluar la inversión del proyecto se tomó como referencia los tiempos operativos, los costos operativos y costos redistribuidos internos según lo contratado y fue ajustada la cantidad según el método de transporte, tipo de unidad, método de cañoneo, requerimientos operativos y factores asociados al pozo. Estos costos fueron presentados con más detalle en la **Sección 7.8**.

9.2.1.2 Costos por asignación “allocation”. La asignación de costos es un proceso para proporcionar alivio a los centros de costos de la organización. Consiste en asignar el costo de los departamentos de servicio a los departamentos operativos utilizando una base de asignación adecuada. Estos costos incluyen los asociados al personal administrativo, salarios, arriendo de oficina, entre otros.

Debido a que esta operación de cañoneo es una opción WELLWORK, la base asignada para el Grupo de Intervención de Pozos es el 20% de los costos directos por operación (**Ecuación 17**).

Ecuación 17. Costos de asignación (allocation).

$$\text{Allocation cost (\$USD)} = \text{Base(\%)} * \text{Direct cost (\$USD)}$$

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

En la **Tabla 36** se muestra el resumen de costos por asignación para cada uno de los escenarios propuestos.

Tabla 36. Costos asignados estimados para la operación de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Costo asignado (\$ USD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	53,880
	Fibra óptica	50,000
	Correlación tocando una profundidad conocida	38,600
	Correlación con memorias	44,000
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	116,200
	Fibra óptica	94,160
	Correlación tocando una profundidad conocida	73,000
	Correlación con memorias	83,220
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	31,800

Fuente: elaboración propia.

9.2.2 Costos de operación (OPEX). El término OPEX (Operating Expense), se refiere a los costos permanentes para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. En el caso del proyecto, el OPEX está asociado a los costos de levantamiento por barril producido, en este caso, al incremental de producción por el cañoneo.

9.2.2.1 Costo de levantamiento (Lifting cost). Hace referencia a los costos por operación, facilidades y mantenimiento de pozos incurridos por producir los hidrocarburos a la superficie. El valor del *lifting cost* de 7 USD/Barril es el precio que se manejan en las operaciones de Equión.

En la **Tabla 37**, se muestra el resumen de costos de levantamiento para cada uno de los escenarios propuestos. (en el **Anexo H** se encuentra el proceso para su determinación).

Tabla 37. Costos de levantamiento estimados para la operación de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	Costo de levantamiento (\$USD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	229,983
	Fibra óptica	229,983
	Correlación tocando una profundidad conocida	231,805
	Correlación con memorias	231,805
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	230,586
	Fibra óptica	230,586
	Correlación tocando una profundidad conocida	237,876
	Correlación con memorias	237,876
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	116,141

Fuente: elaboración propia.

9.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Esta sección tiene como propósito evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la aplicación del Indicador Valor Presente Neto (VPN).

9.3.1 Tasa Interna de Oportunidad (TIO). Es la tasa de descuento utilizada para trasladar los ingresos y/o egresos al momento cero. La tasa de descuento es el precio que se paga por los fondos requeridos para cubrir la inversión de un proyecto.

Debido a que el proyecto contempla horizontes de tiempo mensuales y la Tasa de Interés de Oportunidad es del 15% efectiva anual, es necesario convertir la TIO de la tasa de interés efectiva anual, a una tasa de interés efectiva mensual, para lo cual se aplica la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Conversión tasas de interés.

$$(1 + i_{e. \text{ anual}})^n = (1 + i_{e. \text{ mensual}})^n$$

Fuente: MEZA OROZCO, Jhonny de Jesus. Tasas de Interés. En: Matemáticas Financieras Aplicadas. 4 ed. Ecoe Ediciones: Ecoe Ediciones. 2011. P. 179.

El cálculo realizado para determinar la tasa efectiva mensual fue realizado despejando $i_{e. mensual}$ de la **Ecuación 18**:

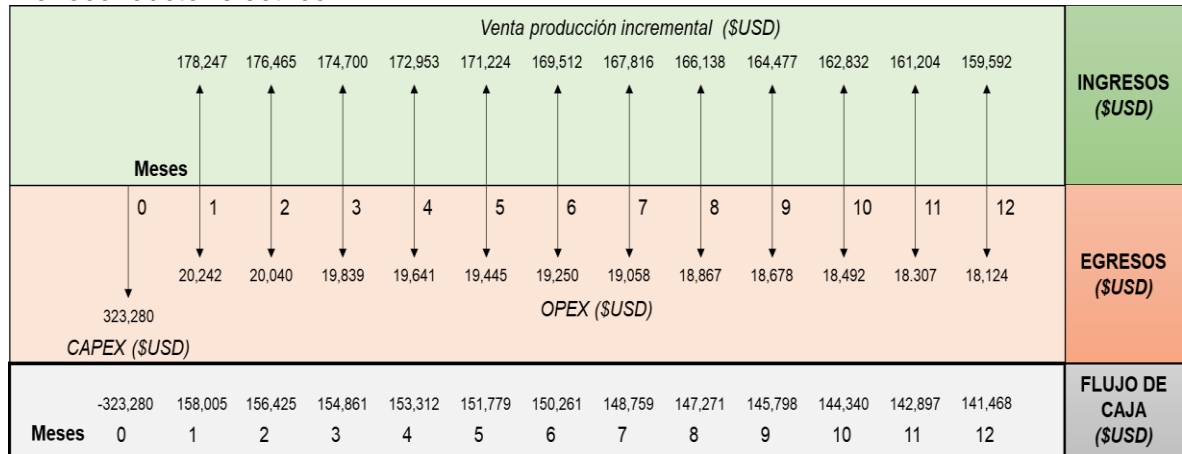
$$i_{e. mensual} = \sqrt[12]{(1 + 0,15)^1} - 1 = 1.17\% \text{ efectivo mensual}$$

De esta manera se obtuvo una TIO de 1.17% efectivo nominal mensual.

9.3.2 Flujo de caja. Es el registro gráfico de ingresos y egresos de dinero durante el tiempo que dura la operación financiera. Básicamente, es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado.

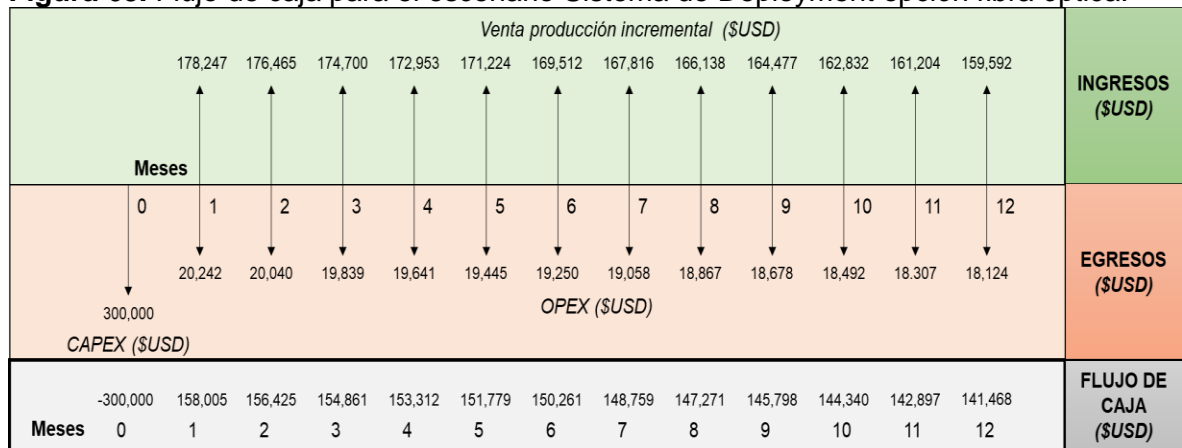
9.3.2.1 Sistema de Deployment. A continuación, se muestra el flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment según las diferentes técnicas de correlación.

Figura 64. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción fibra óptica con monoconductor eléctrico.



Fuente: elaboración propia.

Figura 65. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción fibra óptica.



Fuente: elaboración propia.

Figura 66. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción correlación tocando una profundidad conocida.

Meses														
Venta producción incremental (\$USD)													INGRESOS (\$USD)	
		179,660	177,863	176,085	174,324	172,581	170,855	169,146	167,455	165,455	164,123	162,481		160,857
	0	20,403	20,199	19,997	19,797	19,599	19,403	19,209	19,017	18,826	18,638	18,452	18,267	EGRESOS (\$USD)
	0	OPEX (\$USD)												
	0	CAPEX (\$USD)												FLUJO DE CAJA (\$USD)
	0	231,600	159,257	157,665	156,088	154,527	152,982	151,452	149,938	148,438	146,954	145,484	144,030	

Fuente: elaboración propia.

Figura 67. Flujo de caja para el escenario Sistema de Deployment opción correlación con memorias.

Meses														
Venta producción incremental (\$USD)													INGRESOS (\$USD)	
		179,660	177,863	176,085	174,324	172,581	170,855	169,146	167,455	165,455	164,123	162,481		160,857
	0	20,403	20,199	19,997	19,797	19,599	19,403	19,209	19,017	18,826	18,638	18,452	18,267	EGRESOS (\$USD)
	0	OPEX (\$USD)												
	0	CAPEX (\$USD)												FLUJO DE CAJA (\$USD)
	0	264,000	159,257	157,665	156,088	154,527	152,982	151,452	149,938	148,438	146,954	145,484	144,030	

Fuente: elaboración propia.

9.3.2.2 Tubería flexible convencional. A continuación, se muestra el flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional según las diferentes técnicas de correlación.

Figura 68. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción fibra óptica con monoconductor eléctrico.

Meses														
Venta producción incremental (\$USD)													INGRESOS (\$USD)	
		178,715	176,928	175,158	173,407	171,673	169,956	168,257	166,574	164,908	163,259	161,627		160,010
	0	20,295	20,092	19,891	19,693	19,496	19,301	19,108	18,917	18,727	18,540	18,355	18,171	EGRESOS (\$USD)
	0	OPEX (\$USD)												
	0	CAPEX (\$USD)												FLUJO DE CAJA (\$USD)
	0	697,200	158,420	156,835	155,267	153,714	152,177	150,655	149,149	147,657	146,181	144,719	143,272	

Fuente: elaboración propia.

Figura 69. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción fibra óptica.

		Venta producción incremental (\$USD)												INGRESOS (\$USD)	
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
			178,715	176,928	175,158	173,407	171,673	169,956	168,257	166,574	164,908	163,259	161,627	160,010	
			20,295	20,092	19,891	19,693	19,496	19,301	19,108	18,917	18,727	18,540	18,355	18,171	
		564,960													OPEX (\$USD)
		CAPEX (\$USD)													
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	FLUJO DE CAJA (\$USD)
		- 564,960	158,420	156,835	155,267	153,714	152,177	150,655	149,149	147,657	146,181	144,719	143,272	141,839	

Fuente: elaboración propia.

Figura 70. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción correlación tocando una profundidad conocida.

		Venta producción incremental (\$USD)												INGRESOS (\$USD)	
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
			184,365	182,522	180,696	178,889	177,101	175,330	173,576	171,840	170,122	168,421	166,737	165,069	
			20,937	20,728	20,520	20,315	20,112	19,911	19,712	19,515	19,320	19,126	18,935	18,746	
		438,000													OPEX (\$USD)
		CAPEX (\$USD)													
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	FLUJO DE CAJA (\$USD)
		- 438,000	163,428	161,794	160,176	158,574	156,989	155,419	153,864	152,326	150,803	149,295	147,802	146,324	

Fuente: elaboración propia.

Figura 71. Flujo de caja para el escenario tubería flexible convencional opción correlación con memorias.

		Venta producción incremental (\$USD)												INGRESOS (\$USD)	
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
			184,365	182,522	180,696	178,889	177,101	175,330	173,576	171,840	170,122	168,421	166,737	165,069	
			20,937	20,728	20,520	20,315	20,112	19,911	19,712	19,515	19,320	19,126	18,935	18,746	
		499,320													OPEX (\$USD)
		CAPEX (\$USD)													
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	FLUJO DE CAJA (\$USD)
		- 499,320	163,428	161,794	160,176	158,574	156,989	155,419	153,864	152,326	150,803	149,295	147,802	146,324	

Fuente: elaboración propia.

9.3.2.3 Cable eléctrico convencional. A continuación, se muestra el flujo de caja para el escenario cable eléctrico convencional.

Figura 72. Flujo de caja para el escenario cable eléctrico convencional.

Venta producción incremental (\$USD)													INGRESOS (\$USD)	
		90,015	89,115	88,224	87,341	86,468	85,603	84,747	83,900	83,061	82,230	81,408		80,594
Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	190,800	10,222	10,120	10,019	9,919	9,820	9,721	9,624	9,528	9,433	9,338	9,245	9,152	
	CAPEX (\$USD)													EGRESOS (\$USD)
	OPEX (\$USD)													
Meses	-190,800	19,793	78,995	18,205	77,423	76,648	75,882	75,123	74,372	73,628	72,892	72,163	71,441	FLUJO DE CAJA (\$USD)

Fuente: elaboración propia.

9.3.3 Valor Presente Neto (VPN). Es el indicador que permite evaluar un proyecto poniendo en valor de hoy los ingresos y egresos futuros, para que estos resultados puedan ser computados y determinen la viabilidad del proyecto, es decir, permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El Valor Presente Neto, desde el punto de vista matemático es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, lo cual se representa por la **Ecuación 19**:

Ecuación 19. Valor Presente Neto.

$$VPN(i) = \sum F_n * (1 + i)^{-n} = F_0 + F_1(1 + i)^{-1} + F_2(1 + i)^{-2} \dots + F_n(1 + i)^{-n}$$

Fuente: MEZA OROZCO, Jhonny de Jesús. Tasas de Interés. En: Matemáticas Financieras Aplicadas. 4 ed. Ecoe Ediciones: Ecoe Ediciones. 2011. P. 179.

Donde, F_n es el flujo de caja, F_0 es la inversión inicial, i es la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) y n son los periodos de tiempo. Teniendo en cuenta que se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), su resultado indica a dólares de hoy el valor económico del proyecto.

- Si el $VPN > 0$, quiere decir que los ingresos son mayores que los egresos y por ende el proyecto es atractivo para el inversionista.
- Si el $VPN = 0$, significa que el proyecto le es indiferente financieramente para el inversionista.
- Si el $VPN < 0$, quiere decir que los ingresos son menores que los egresos, el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.

9.3.3.1 Sistema de Deployment. Siguiendo el flujo de caja mostrado anteriormente se calcula el VPN para el escenario Sistema de Deployment según las diferentes técnicas de correlación.

- VPN para Fibra óptica con monoconductor eléctrico:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -323,280 + (158,005 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (156,425 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (154,861 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (153,312 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (151,779 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (150,261 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (148,759 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (147,271 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (145,798 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (144,340 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (142,897 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (141,468 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,344,833.98
 \end{aligned}$$

- VPN para Fibra óptica:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -300,000 + (158,005 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (156,425 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (154,861 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (153,312 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (151,779 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (150,261 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (148,759 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (147,271 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (145,798 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (144,340 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (142,897 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (141,468 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,368,113.98
 \end{aligned}$$

- VPN para correlación tocando una profundidad conocida:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -231,600 + (159,257 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (157,665 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (156,088 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (154,527 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (152,982 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (151,452 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (149,938 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (148,438 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (146,954 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (145,484 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (144,030 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (142,589 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,449,733.52
 \end{aligned}$$

- VPN para correlación con memorias:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -264,000 + (159,257 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (157,665 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (156,088 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (154,527 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (152,982 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (151,452 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (149,938 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (148,438 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (146,954 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (145,484 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (144,030 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (142,589 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,417,333.52
 \end{aligned}$$

9.3.3.2 Tubería flexible convencional. Siguiendo el flujo de caja mostrado anteriormente se calcula el VPN para el escenario tubería flexible convencional según las diferentes técnicas de correlación.

- VPN para fibra óptica con monoconductor eléctrico:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -697,200 + (158,420 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (156,835 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (155,267 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (153,714 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (152,177 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (150,655 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (149,149 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (147,657 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (146,181 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (144,719 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (143,272 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (141,839 * (1 + 0.0117)^{-12}) \\
 &= 975,288.44
 \end{aligned}$$

- VPN para fibra óptica:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -564,960 + (158,420 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (156,835 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (155,267 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (153,714 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (152,177 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (150,655 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (149,149 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (147,657 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (146,181 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (144,719 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (143,272 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (141,839 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,107,528.44
 \end{aligned}$$

- VPN para correlación tocando una profundidad conocida:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -438,000 + (163,428 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (161,794 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (160,176 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (158,574 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (156,989 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (155,419 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (153,864 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (152,326 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (150,803 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (149,2959 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (147,802 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (146,324 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,287,366.61
 \end{aligned}$$

- VPN para correlación con memorias:

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -499,320 + (163,428 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (161,794 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (160,176 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (158,574 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (156,989 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (155,419 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (153,864 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (152,326 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (150,803 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (149,2959 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (147,802 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (146,324 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 1,226,046.61
 \end{aligned}$$

9.3.3.3 Cable eléctrico convencional. Siguiendo el flujo de caja mostrado anteriormente se calcula el VPN para el escenario cable eléctrico convencional.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0117)} &= \sum F_n * (1 + i)^{-n} \\
 &= -190,800 + (79,793 * (1 + 0.0117)^{-1}) + (78,995 * (1 + 0.0117)^{-2}) \\
 &\quad + (78,205 * (1 + 0.0117)^{-3}) + (77,423 * (1 + 0.0117)^{-4}) \\
 &\quad + (76,648 * (1 + 0.0117)^{-5}) + (75,882 * (1 + 0.0117)^{-6}) \\
 &\quad + (75,123 * (1 + 0.0117)^{-7}) + (74,372 * (1 + 0.0117)^{-8}) \\
 &\quad + (73,628 * (1 + 0.0117)^{-9}) + (72,892 * (1 + 0.0117)^{-10}) \\
 &\quad + (72,163 * (1 + 0.0117)^{-11}) + (71,441 * (1 + 0.0117)^{-12}) = 651,597.32
 \end{aligned}$$

9.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

En la **Tabla 38** se muestra el Valor Presente Neto (VPN) determinado anteriormente para cada uno de los escenarios propuestos.

Tabla 38. Valor Presente Neto determinado para los escenarios de cañoneo en el pozo 2.

Escenario	Técnica de correlación	VPN (\$ USD)
Sistema de Deployment	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	1,344,833.98
	Fibra óptica	1,368,113.98
	Correlación tocando una profundidad conocida	1,449,733.52
	Correlación con memorias	1,417,333.52
Tubería flexible convencional	Fibra óptica con monoconductor eléctrico	975,288.44
	Fibra óptica	1,107,528.44
	Correlación tocando una profundidad conocida	1,287,366.61
	Correlación con memorias	1,226,046.61
Cable eléctrico convencional	Conductor eléctrico	651,597.32

Fuente: elaboración propia.

Debido a la viabilidad económica para todos los escenarios propuestos fue necesario realizar una evaluación financiera en conjunto con la evaluación técnica, con el fin de determinar la opción que represente la de mayor viabilidad y eficiencia desde una perspectiva operativa, de seguridad y económica para realizar el cañoneo en el pozo 2. A continuación, se explica este proceso de selección.

En cuanto al Sistema de Deployment, la opción que representa la mayor ganancia de USD 1,449,734, es mediante la técnica de correlación tocando una profundidad conocida. Como se mencionó en el...Capítulo 7..., el pozo 2 tiene una profundidad

(TOF) estimada en ctmd y no corregida a elmd del registro base, por lo cual, no se recomienda realizar el cañoneo con esta técnica por alta incertidumbre durante la correlación de profundidad, lo que puede llevar a desfases de profundidad en el cañoneo. Además, al revisar la historia del pozo se identificó pescados en fondo, problemas de acceso y puntos apretados, por lo que emplear las técnicas de correlación tocando una profundidad conocida o con memorias, tienen una baja viabilidad operativa y de seguridad asociado a: (1) tener que tocar el cuello del pescado en fondo, lo que puede ocasionar problemas por atascamiento del BHA. (2) la geometría y factores de fricción en el pozo debido a que con estas técnicas se tiene que bajar hasta fondo, lo que puede incrementar la probabilidad de problemas de acceso o pegas del BHA.

Estas opciones fueron descartadas, por lo cual, las opciones con la mayor eficiencia del 94% y viabilidad operativa, de seguridad y económica, son las tecnologías de correlación en tiempo real con sensores en fondo y Sistema de Deployment proporcionadas por la empresa prestadora de servicios de la unidad de tubería flexible. Por intereses internos de la empresa operadora Equión Energía Limited, resulta más atractivo realizar el trabajo con la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico dado su excelente desempeño operacional y alta confiabilidad al combinar conductos internos de fibra óptica y eléctrico que proporcionan comunicación y potencia.

Por todos estos motivos, se recomienda realizar la operación de cañoneo para la adición de 79 ft de intervalos en el pozo 2 mediante las nuevas tecnologías Sistema de Deployment y la técnica de correlación fibra óptica con monoconductor eléctrico, la cual, representa a dólares de hoy, una ganancia extraordinaria de USD 1,344,834 adicional a la TIO.

Desde el punto de vista financiero, para la empresa operadora Equión Energía Limited, resulta atractivo implementar la nueva tecnología Sistema de Deployment para sus operaciones de cañoneo de longitud extendida en pozos vivos del Bloque Piedemonte, debido a que esta opción de cañoneo, siempre y cuando se tenga un requerimiento de cañoneo de largos intervalos o múltiples zonas, representa la alternativa de desarrollo con mayor ganancia por encima de las alternativas convencionales de cañoneo de varias corridas.

10. CONCLUSIONES

- Se implementó de manera exitosa la tecnología Sistema de Deployment para la operación de cañoneo en el Pozo 1 del Bloque Piedemonte proporcionando aislamiento efectivo, sin incidentes HSE y con condición de bajo balance dinámico. En la parte de indicadores de desempeño, se obtuvo un excelente desempeño operacional debido a la reducción significativa en tiempos operativos planeados del 20% (diferencia de -18.3 hr) y en costos operativos planeados del 18% (ahorro de 41,800 USD). A nivel de limitaciones mecánicas, el factor de fricción para RIH de 0.25 fue adecuado al presentarse 5% de E_a máximo entre valor simulado y real; mientras que para el POOH de 0.30 no fue adecuado al presentarse 20% de E_a máximo, situación que subestimó las tensiones del pozo entre TOC (TD) y 10,000 ft MD, en especial, en profundidad TOC donde se tuvo una diferencia absoluta de 5,500 lbf.
- Se realizó el diseño de los tres escenarios para la operación de cañoneo en el pozo 1. Para tener una base comparativa adecuada, se ajustó el diseño Sistema de Deployment integrando los valores reales obtenidos en su implementación.
- Se evaluó la eficiencia del Sistema de Deployment para el cañoneo en el pozo 1 por medio de la matriz de selección generada en el proyecto validándolo como la alternativa más eficiente en comparación con los enfoques convencionales con una eficiencia del 98%, comprobándose su potencial beneficio y eficiencia para cañoneos de intervalos mayores a 40 ft gross, así se tenga el requerimiento de baja longitud efectiva (54 ft) durante un NRC. Al comparar el beneficio con respecto a tubería flexible convencional, se determinó una reducción significativa en los tiempos operativos del 21% (diferencia de -19.3 hr) y en los costos operativos del 19% (ahorro de 46,000 USD); esta reducción es asociada a realizar el mismo trabajo en una sola corrida. Al comparar el beneficio con respecto a cable eléctrico convencional, se determinó una reducción en los tiempos operativos de 23% (diferencia de -22.3 hr), mientras que en los costos operativos se tienen valores similares para ambos escenarios con una diferencia de solo 1,200 USD; a pesar que la unidad de cable eléctrico, en general, tiene costos y tiempos operativos por corrida entre un 50% y 75% menores que la tubería flexible, el cable eléctrico tuvo valores elevados asociados a que la operación de cañoneo en el NRC incluía trabajos de desplazamiento, por ende, era necesario la unidad de tubería flexible en locación.
- Se evaluó la eficiencia de las alternativas convencionales para el cañoneo en el pozo 1. Para tubería flexible convencional la matriz generó eficiencia media del 70% asociado a condición de bajo balance estático y efectuar 2 corridas dadas las limitaciones de capacidad para lubricar. Para cable eléctrico convencional la matriz generó como resultado "NO ES POSIBLE", debido a que desde 18,500 ft MD hasta TD se excedían límites seguros de tensión del cable en las 3 corridas.

- Se realizó el diseño de los tres escenarios para la operación de cañoneo en el pozo 2 integrando las nuevas tecnologías de tubería flexible con sensores en fondo e incluyendo las lecciones aprendidas y opciones de mejora de la implementación del Sistema de Deployment, los cuales, incluían reemplazar la *BOP Quad* por una *BOP Combi* e integrar la unidad de Braided Line para facilitar el arme/desarme del BHA y para minimizar las situaciones donde el personal se expone al riesgo.
- Se evaluó la eficiencia del Sistema de Deployment para el cañoneo en el pozo 2 por medio de la matriz de selección validándolo, sin importar la técnica de correlación que se desee implementar, como la alternativa más eficiente en comparación con los enfoques convencionales con eficiencia entre 94% y 85% en el caso de intervención a pozo. Al comparar el beneficio del Deployment con su respectivo escenario de tubería flexible convencional, se determinó una reducción significativa en tiempos operativos en promedio del 33% (diferencia entre -70 y -52 hr) y en costos operativos en promedio del 50% (ahorro entre 311,600 y 172,000 USD) asociados a realizar el mismo trabajo en una sola corrida; además, el Deployment optimizó considerablemente trabajar con tubería flexible al incrementar el VPN entre 33% y 11% (ganancia adicional entre 370,000 y 162,000 USD) ligado solamente al egreso CAPEX dado a que el beneficio neto en producción fue similar en ambos escenarios (AIOR entre 91 y 94 BOPD). Al comparar el beneficio del Deployment con respecto a cable eléctrico convencional, se tienen valores similares en tiempos operativos con una diferencia entre 8 y 2 hr, mientras que en costos operativos se tiene un aumento entre el 41% y 18% (costo adicional entre 110,400 y 34,000 USD) esto asociado a un mayor costo por corrida de la tubería flexible; por otro lado, el Deployment incrementó considerablemente el VPN entre 55% y 54% (ganancia adicional entre 798,140 y 693,240 USD) debido a que el AIOR para cable eléctrico se estimó en 46 BOPD, impactando en un 51% la productividad.
- Se evaluó la eficiencia de las alternativas convencionales para el cañoneo en el pozo 2. Para tubería flexible convencional la matriz generó una eficiencia media entre 76% y 66% asociado a tener que efectuar 4 corridas dadas las limitaciones de capacidad para lubricar. Para cable eléctrico convencional se obtuvo una eficiencia baja del 58%; aunque se tuvo buenos resultados en costos operativos (inversión inicial CAPEX) y en tiempos operativos (a pesar de tener que efectuar 5 corridas), la gran desventaja con este escenario radica en el posible impacto en la productividad del pozo al inducir un daño severo por una deficiente limpieza del perforado e incremento de zona compactada por condición de sobre balance.
- Se evaluó la eficiencia de las técnicas de correlación con data en tiempo real comparadas con las de correlación convencional para el cañoneo en el pozo 2. La matriz generó como resultado una eficiencia del 94% y 76% para Sistema de Deployment y tubería flexible convencional, respectivamente, asociado al

excelente desempeño operacional y alta confiabilidad de los sensores en fondo para correlación en profundidad. En cuanto a las técnicas de correlación convencional, se generó una eficiencia en promedio de 86% y 67% para Sistema de Deployment y tubería flexible convencional, respectivamente; esta reducción con respecto a las técnicas con data en tiempo real es debido a factores de seguridad y operación, asociado a desfases en profundidad y el incremento de probabilidad para el riesgo de una pega en fondo al tener que correr la tubería hasta TD y tocar el pescado con los cañones cargados.

- Se determinó que, desde el punto de vista solamente financiero, el escenario Sistema de Deployment y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida, es la opción que representa la mayor ganancia a dólares de hoy de USD 1,449,734 adicional a la tasa interna de oportunidad (TIO) para realizar la operación de cañoneo en el pozo 2.
- Se determinó que, desde el punto de vista operativo, de seguridad y financiero, el escenario Sistema de Deployment y la técnica de correlación en tiempo real de fibra óptica con monoconductor eléctrico, es la opción mas atractiva para la empresa operadora Equión Energía Limited debido a que cumple con sus expectativas, representa la mayor eficiencia del 94% y una ganancia a dólares de hoy de USD 1,344,834 adicional a la tasa interna de oportunidad (TIO) para realizar la operación de cañoneo en el pozo 2.
- Se concluyó que, para la empresa operadora Equión Energía Limited, resulta atractivo continuar con el Sistema de Deployment para sus operaciones de cañoneo de longitud extendida en pozos vivos del Bloque Piedemonte, debido a que esta alternativa de desarrollo representa la opción más eficiente desde una perspectiva operacional, de seguridad y financiera comparada con los enfoques convencionales cuando se tiene el requerimiento de trabajos con longitudes extensas de BHA (>60 ft de longitud total) y/o cañoneos de largos intervalos o múltiples zonas (>40 ft de intervalo gross).

11. RECOMENDACIONES

- Evaluar el impacto en los elastómeros de las *pipe rams* y las cuñas *slip rams* de la BOP de Deployment cuando el BHA se encuentra colgando de dichas *rams* por posible vibración excesiva de la herramienta en pozos con alta producción de gas.
- Estandarizar los límites seguros de operación según las especificaciones de todos los equipos y herramientas involucrados en las operaciones de cañoneo con el Sistema de Deployment implementado en el proyecto.
- Evaluar técnica y financieramente los Sistemas de Deployment (diferente al implementado en el Bloque Piedemonte) para operaciones de cañoneo en pozos vivos mediante la metodología propuesta en el proyecto.
- Evaluar el beneficio en el índice de productividad de un pozo cuando se maximiza con Sistema de Deployment la condición de bajo balance dinámico (mayor longitud de cámaras de vacío, por ende, mayor capacidad de volumen vacío para potenciar el efecto de succión después del disparo) y de sobre balance extremo (cañoneo con propelente para sobre balance extremo combinado con el uso de cámaras de vacío para bajo balance dinámico).
- Comparar el índice de productividad para el cañoneo inicial de un pozo con Sistema de Deployment (una sola corrida donde todo el intervalo neto se beneficia de la máxima condición de diferencial de presión posible) y con métodos convencionales (varias corridas donde solo el primer intervalo obtiene el beneficio).
- Evaluar la factibilidad, viabilidad y eficiencia del Sistema de Deployment para operaciones con pozo vivo que requieran longitudes extensas de BHA, bombeo y/o circulación, como por ejemplo: cañoneo abrasivo al configurar varios set de perforados y ejecutar la operación en una sola corrida, registros, tratamientos selectivos, correr de manera *thru tubing* herramientas del completamiento como mallas y *casing patch*, Coiled Tubing Drilling (CTD) y trabajos en pozos de alcance extendido (uso de *tractor* y herramientas adicionales).
- Comparar la eficiencia y viabilidad de los Sistemas de Deployment para los diferentes métodos de transporte *rigless* (Wireline, Coiled Tubing, Hydraulic Workover Unit), cañoneo con TCP y cañoneo *Thru Tubing* con técnicas de longitud extendida (válvula de lubricación y *shoot & drop*).

BIBLIOGRAFÍA

ACKERT, David, et al. The Coiled Tubing Revolution. Schlumberger. Oilfield Review. 1989. P. 4.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cartografía Geológica Cuenca Cordillera Oriental sector Soapaga. Bogotá. Julio 2016. P. 91.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C.: ANH. 2017. P. 71.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Informe final. 2012. P. 48.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de tierras: Listado de áreas [Base de datos en línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round: Llanos Oriental. [Poster]. 2010. P. 1.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo y Producción Mensual de Gas en Colombia: Producción Fiscalizada de crudo y gas. [Base de datos en línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>.

ÁLVAREZ, Luis. Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los Campos Floreña y Pauto. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2018. P. 28.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Coiled Tubing Well Control Equipment Systems: API Recommended Practice 16 ST. Washington. 2009. P. 11-30.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services: API Recommended Practice 5CT. Washington. 1996. P. 27.

AMOROCHO, J., et al. Successful Field Trial of a Novel Abrasive Jetting Tool Designed to Create Large Diameter Long Cavities in the Formation to Enhance Stimulation Treatments. En: Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (31 de marzo de 2009: Texas, USA). P. 1-3. SPE 121794.

ATWOOD, D., et al. Underbalance Pressure Criterio for Perforating Carbonates. En: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. (18-20 febrero de 2004: Louisiana, USA). P. 1. SPE 86542.

BAKKER, Eelco, et al. The new dynamics of underbalanced perforating. En: Schlumberger. Oilfield Review. 2003. P. 56-58.

BAQUERO, Liliana. Análisis comparativo de la eficiencia de los tipos de cargas utilizadas en los trabajos de cañoneo en los Campos Cusiana y Cupiagua. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2001. P. 37.

BARTHOLOMEW, P., et al. Near a Kilometer of Perforating Guns, in a 7½ Kilometer, Extended Reach Well – Coiled Tubing Shows its Mettle in New Zealand. En: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. (11-13 de septiembre de 2006: Adelaide, Australia). P. 1. SPE 101065.

BAUMANN, C. Et al. Reduction of Perforating Gunschocks Loads. En: Brasil Offshore (14-17 de Junio de 2011: Brasil). P. 2. SPE 143816.

BAXTER, Dennis, et al. Perforating-When failure is the objective. Schlumberger. Oilfield Review. 2009. P. 6-7

BEHRMANN, L. Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage. En: European Formation Damage Conference. (15-16 de mayo de 1996: Holanda). P. 1-3. SPE 30081.

BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Aberdeen, UK: Developments in Petroleum Science. 2009. P. 3. ISBN 978-0-444-53210-7.

BOAS, Viviana. Análisis técnico y de costos del uso de StimGun como método de punzamiento en algunos pozos de Petroproducción. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2009. P. 60.

CABRAL, C. y CROW, W. Coiled Tubing Conveyed Perforating. En: SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference (23-26 Abril de 1996: Trinidad). P. 1. SPE 36137.

CEBALLOS, L., et al. Geología de las planchas 98-Durania y 99- Villa del Rosario Norte de Santander- Colombia. Bogotá D.C.: Ingeominas y Ministerio de Minas y Energía. 2011. P. 82.

CLAVIJO, Julián. Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales. Tesis de Maestría Ingeniería

de Petróleos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Departamento de Energía. 2017. P. 4.

COOK, John, et al. Rock Matter. Schlumberger: Oilfield Review. 2007.

CTES. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

DINERO. BP Colombia se convierte en Equión [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: < <https://www.dinero.com/negocios/articulo/bp-colombia-convierte-equion/111733>>.

EL PAÍS. Repsol cierra la compra de Talisman Energy por 10.400 millones [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <https://cincodias.elpais.com/cincodias/2015/05/08/empresas/1431066087_516968.html>.

EL TIEMPO. BP: Pauto y Floreña producirían en el 2001 [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1256740>>.

EL TIEMPO. Hallado el mejor crudo del mundo [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-434612>>.

ENGEL, Steve y SEHNAL, Zdenek. Deploying and Recovering Long and Heavy BHAs in Live High Angle Wells. En: SPE Gulf Coast Section/IcoTA North American Coiled Tubing Roundtable, (26-28 de febrero de 1996: Texas, USA). P. 1. SPE-36330-MS.

EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Documento interno.

EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

FAHAD, Moudi, et al. Comparative analysis between perforation techniques applied to a supergiant depletion oil reservoir in North Kuwait for productivity effectiveness. En: SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference (11-14 octubre de 2015: Kuwait). P. 4. SPE 175335-MS.

FARID, Jarid. Importance of Perforation Process and Its Techniques. Tesis de Maestría. Halifax, Nueva Escocia: Dalhousie University. 2012. P. 10-11.

FRANKLIN, B. Factibilidad de optimización de las prácticas de cañoneo enfocado en el mejoramiento de productividad en los Campos Hato-Sinco y Borburata de la sub-cuenca Barinas. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleo). Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2011. P. 44.

GENERAL ELECTRICS. Well Entry Simulation Tool (WEST).[Brochure]. 2012. P. 1.

GHAZALI, S., y KHALAF, F. Evaluation of Tubing-Conveyed Perforators in Gulf of Suez Fields. SPE 15770-MS. 1987.

GOOGLE MAPS. Colombia. [En línea]. [Consulta: 28 de Septiembre, 2018]. Disponible en internet: <<https://maps.google.com>>.

GORDON, W., et al. HP/HT WCCL Technology aids successful Deployment perforating operations on the Glenelg Field. En: SPE/IcoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (1-2 de abril de 2008: Texas, USA). P. 2. SPE 113835.

GUTIÉRREZ, Zorel. Efecto del espaciamento y longitud de fracturas sobre la permeabilidad de un yacimiento naturalmente fracturado: caso Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis de Maestría (Ingeniería de Petróleos). Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Departamento de Procesos y Energía. 2016. P. 28.

HALLIBURTON. Perforating Solutions Catalog. [Sin fecha].

HERRERA, Camila. Evaluación técnico financiera de la selección de un trazador para la comunicación entre el pozo inyector Brisas 1 y los pozos productores del Campo Brisas en la cuenca del VSM. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de petróleos. 2018. P. 104-106.

HUBER, T. y TAUSCH, G. Permanent Type Well Completions. Paper SPE-231-G. 1953. P. 1.

HUNTING ENERGY SERVICES. Ebfire Guide Book. 2013. P. 5.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6188. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153p.

ICOTA. An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. 2005.

INGEOMINAS. Geología del piedemonte llanero en la Cordillera Oriental, departamentos de Arauca y Casanare. Memoria. Bucaramanga. 2010. P. 23.

JAIMES, Lainie. Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la formación Carbonera en un Campo de los Llanos Orientales. Tesis de Grado en Ingeniería Geológica. Sogamoso: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Facultad seccional. 2016. P. 28.

KARAKAS, M., y TARIQ, S. Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions. En: SPE Production Engineering. (Febrero de 1991). Volumen 6. P. 73. SPE 18247-PA.

KLEPPA, E., et al. Innovative Live Well Perforating System Used in the Staffjord Field. En: European Petroleum Conference. (20-22 de octubre de 1998: Hague, Holanda). P. 2-3. SPE 50588.

LIZCANO, E., HIGUERA, J. y CROW, W. Case study of estimated vs. actual Coiled Tubing forces. En: SPE/IcoTA Coiled Tubing Roundtable. (7-8 de marzo de 2001: Houston, USA). SPE 68430. P. 2.

NATIONAL OILWELL VARCO. Deployment System. [Brochure]. Houston, Texas.

NATIONAL OILWELL VARCO. Wireline Grease Injection Control Head. [Brochure]. 2014.

NEWMAN, K. Et al. Elongation of coiled tubing during its life. En: SPE/IcoTA North American Coiled Tubing Roundtable. (1-3 de abril de 1997: Texas, USA). P. 1. SPE 38408.

NEWMAN, R., STONE., L y WOLHART., L. Defining Coiled Tubing limits – A new approach. En: Offshore Technology Conference (6-9 de mayo de 1996: Houston, USA). P. 1. OTC 8221-MS.

OWEN OIL TOOLS, et al. StimGun Technology. En: Propellant Technology Development Group. [Sin fecha]. P. 16-19.

PETROCOMPLETIONS. Well Completion: Introduction Perforating System. Emiratos Árabes: Perforating technology & systems. P. 33-87.

PUCKNELL, J. Y CLIFFORD, J. Calculation of Total Skin Factors. En: Offshore European Conference. (3-6 de septiembre de 1991: Aberdeen). P. 28. SPE 23100.

SCHLUMBERGER, CIRP. [Brochure]. [Sin fecha].

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Válvula de seguridad de fondo de pozo (SSSV). [En línea]. [08 Octubre de 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/subsurface_safety_valve_sssv.aspx>.

SCHULTZ, D. y THOMPSON, D. Thru Tubing Solutions: Abrasive Perforating via Coiled Tubing Revisited. En: Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. (20-21 de marzo de 2007: Texas, USA). P. 2. SPE 107050.

SCHLUMBERGER. Perforating Services Catalog. 2008.

SMALLEY, Ed, et al. Modeling and Measuring Dynamic Well Intervention Stack Stress. En: SPE/IcoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition (12-13 abril de 2005; Texas). P. 2. SPE 94233.

THOMEER, H. y ESLINGER D. Safe Deployment of specialized Coiled Tubing tools in live Wells. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (4-7 de octubre de 1992: Washington, D.C. USA). P. 3. SPE 24621.

YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (13-14 de mayo de 2003: Holanda). P. 1. SPE 82249.

YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). P. 66-67. SPE 82249

ANEXOS

ANEXO A.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS Y CRUDO CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO REPORTADOS EN LA ANH 2013-2018

AÑO	MES	CAMPO FLOREÑA		CAMPO PAUTO	
		Gas (MPCD)	Crudo (BPD)	Gas (MPCD)	Crudo (BPD)
2013	Enero	78.8	8,287	205.9	20,757
	febrero	60.3	6,871	214.7	21,650
	marzo	59.0	6,652	206.7	20,751
	abril	58.0	6,604	201.6	20,302
	mayo	57.9	6,202	197.7	19,474
	Junio	56.6	6,077	221.3	21,264
	Julio	58.4	6,127	183.4	18,336
	agosto	52.3	5,826	179.6	17,993
	septiembre	55.6	5,820	185.0	18,204
	octubre	49.8	5,564	197.2	18,876
	noviembre	54.9	5,703	202.3	19,300
	diciembre	47.6	5,283	224.4	21,286
2014	enero	47.4	6,251	229.6	19,849
	febrero	54.3	5,576	225.7	21,121
	marzo	51.0	5,133	220.1	20,488
	abril	52.3	5,380	217.6	20,436
	mayo	51.1	5,291	227.0	21,313
	junio	54.1	5,461	228.5	21,595
	julio	51.8	5,587	226.7	21,592
	agosto	48.8	5,725	223.8	20,620
	septiembre	53.0	6,257	216.0	20,164
	octubre	50.6	6,103	227.0	20,728
	noviembre	45.3	5,804	274.0	24,724
	diciembre	33.7	4,006	243.5	21,067
2015	enero	44.1	5,989	290.4	24,292
	febrero	39.5	5,280	269.3	23,894
	marzo	41.3	5,719	262.5	24,115
	abril	39.2	5,506	299.4	28,065
	mayo	44.5	6,346	319.9	30,271
	junio	50.8	7,130	329.4	31,046
	julio	41.7	6,203	305.3	29,224
	agosto	63.2	9,102	357.7	31,939
	septiembre	62.0	9,304	351.8	31,508
	octubre	67.4	9,334	363.8	31,134
	noviembre	65.9	9,156	360.5	30,442
	diciembre	88.0	10,915	360.0	29,915

AÑO	MES	CAMPO FLOREÑA		CAMPO PAUTO	
		Gas (MPCD)	Crudo (BPD)	Gas (MPCD)	Crudo (BPD)
2016	enero	96.8	11,508	365.4	29,931
	febrero	85.3	10,238	367.1	29,768
	marzo	92.0	10,723	376.1	29,450
	abril	95.9	10,828	371.1	29,909
	mayo	99.1	11,084	382.4	30,474
	junio	108.0	12,011	367.8	29,395
	julio	99.8	17,761	394.7	31,269
	agosto	111.2	18,007	393.7	31,027
	septiembre	116.5	19,024	404.7	31,029
	octubre	119.9	19,764	410.6	30,988
	noviembre	120.5	18,688	383.6	29,353
	diciembre	124.1	19,568	391.3	29,877
2017	enero	120.5	10,874	374.8	28,665
	febrero	130.6	11,350	383.8	29,373
	marzo	132.7	11,246	379.6	29,207
	abril	120.9	10,148	365.8	28,378
	mayo	130.3	10,496	428.7	33,077
	junio	132.3	10,226	435.8	29,803
	julio	125.1	9,803	414.8	31,083
	agosto	118.6	8,636	424.4	31,402
	septiembre	129.8	9,841	395.0	28,459
	octubre	142.9	10,902	417.5	29,287
	noviembre	136.2	9,946	412.1	29,144
	diciembre	132.8	9,054	426.2	30,446
2018	enero	126.7	8,315	402.6	30,367
	febrero	132.0	8,426	426.9	30,476
	marzo	126.4	7,858	448.1	32,788
	abril	142.7	8,688	432.7	31,964
	mayo	144.5	8,695	443.3	31,743

ANEXO B.

MÉTODOS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE DAÑO TOTAL Y SUS COMPONENTES

La siguiente información fue extradaida de la fuente: YILDIZ, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells. En: SPE European Formation Damage Conference. (Febrero de 2006: Holanda). SPE 82249.

TABLE 1—EQUATIONS FOR TOTAL SKIN FACTOR AND ITS COMPONENTS	
Vrbik (1991)	$s_t = s_d + s_{pp} + s_p + s_\theta + s_f$
Daltaban-Wall (1998)	$s_t = s_d + s_{pp} + s_\theta$
McLeod (1983)	$s_{pdc} = s_d + s_p + s_{cz}$
Jones-Slusser (1974)	$s_{pd} = s_d + (k/k_d) s_p$
	$s_t = (h/h_p) s_{pd} + s_{pp}$
Karakas-Tariq (1991)	See Eqs. 17 through 23
	$s_t = s_d + s_{pp} + s_\theta$
Bell-Sukup-Tariq (1995)	$s_t = s_{cv} + \frac{h}{h_p} \left[\frac{s_{pk}}{\gamma_n} + \frac{1}{20} \left(9 + 11 \frac{h}{h_p} \right) s_v \right]$
	$s_{pdc} = s_d + (k/k_d) (s_p + s'_{cz} + s_x)$
Thomas <i>et al.</i> (1992)	$s_t = (h/h_p) \frac{s_d}{\gamma_{jw}} + s_{pp} + s_p + s_{cz} + s_\theta$
Penmatcha-Fayers-Aziz (1995)	$s_t = (h/h_p) \frac{s_d}{\gamma_{jw}} + s_{pp} + s_p + s_{cz} + s_\theta$
Golan-Whitson (1991)	$s_t = (h/h_p) (s_d + s_p) + s_{cz} + s_{pp}$
Samaniego-Cinco Ley (1996)	$s_t = (h/h_p) (s_d + s_p) + s_{pp} + s_\theta + s_f$
Economides-Boney (2000)	$s_t = s_d + s_p + s_{qpp}$
Elshahawi-Gad (2001)	$s_t = s_d + s_p + s_{pwp} + \sum \text{more skins}$
Pucknell-Clifford (1991)	$s_t = \frac{h}{L_w} s_{pdc} + s_{qpp}$

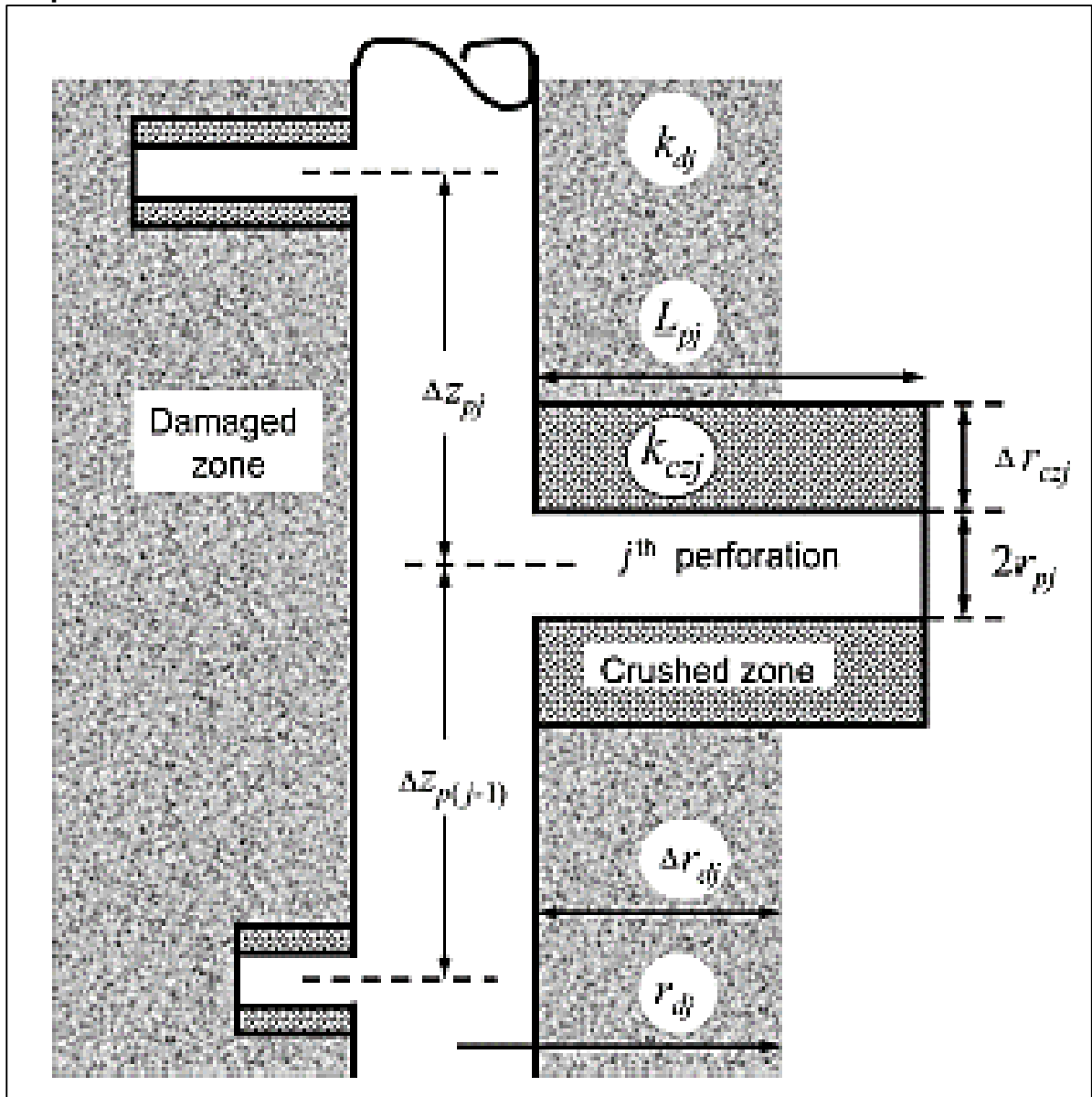
En el siguiente cuadro se muestra cada uno de las componentes del factor de daño total (S_t) y su correspondiente nomenclatura.

Componentes del factor de daño total.

Nomenclatura	Componente del daño
S_d	Daño mecánico por daño/estimulación de la 285ormación.
S_p	Pseudo-daño debido al cañoneo por arreglo geométrico del cañoneo.
S_{cz}	Daño debido a la compactación de la roca alrededor de los perforados en presencia de daño de 285ormación
S'_{cz}	Daño debido a la compactación de la roca alrededor de los perforados en ausencia de daño de formación
S_x	Pseudo-daño debido al cañoneo por efectos de límite.
S_{pc}	Daño total de cañoneo combinando la convergencia del fluido a través de los perforados y el daño por zona compactada.
S_{pd}	Daño total de cañoneo combinando la convergencia del fluido a través de los perforados y el daño de 285ormación
S_{pdc}	Daño total de cañoneo incluyendo el pseudo-daño del cañoneo, daño de 285ormación y daño por zona compactada.
S_{pp}	Pseudo-daño por completamiento o penetración parcial.
S_f	Pseudo-daño por completamiento debido a fracturamiento hidráulico.
S_θ	Pseudo-daño por geometría del pozo debido a la desviación.
$S_{\theta pp}$	Pseudo-daño combinando los efectos de la geometría del pozo y penetración parcial.
Dq	Daño por velocidad de flujo donde (D) es el coeficiente por flujo No-Darcy y (q) es la tasa de flujo.
h/h_p	Relación que representa el espesor de la 285ormación (h) sobre la longitud del intervalo completado (h_p).
k/k_d	Relación que representa la permeabilidad de la 285ormación (k) sobre la permeabilidad de la zona dañada por el cañoneo (k_d).

En la siguiente figura se muestra el esquemático de un pozo cañoneado relacionando términos del cañoneo.

Esquemático de un cañoneo con sus términos asociados.



ANEXO C.

CÁLCULOS DE UNDERBALANCE (BAJO BALANCE ESTÁTICO) PARA EL CAÑONEO DEL POZO 1)

Condiciones del pozo/ formación y requerimientos operativos.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Presión de yacimiento	6,150	psi
Profundidad a mitad de intervalos de cañoneo	18,900	ft MD
	17,125	ft TVD
Tipo de fluido en el pozo (columna hidráulica)	Salmuera inhibidora de arcillas	
Densidad del fluido en el pozo (columna hidráulica)	8.4	ppg
Nivel de fluido deseado (sin CT en fondo)	15,000	ft MD
	13,732	ft TVD

Fuente: elaboración propia.

Corrida de desplazamiento de salmuera: Establecer nivel de fluido en 15,000 ft MD (13,732 ft TVD)

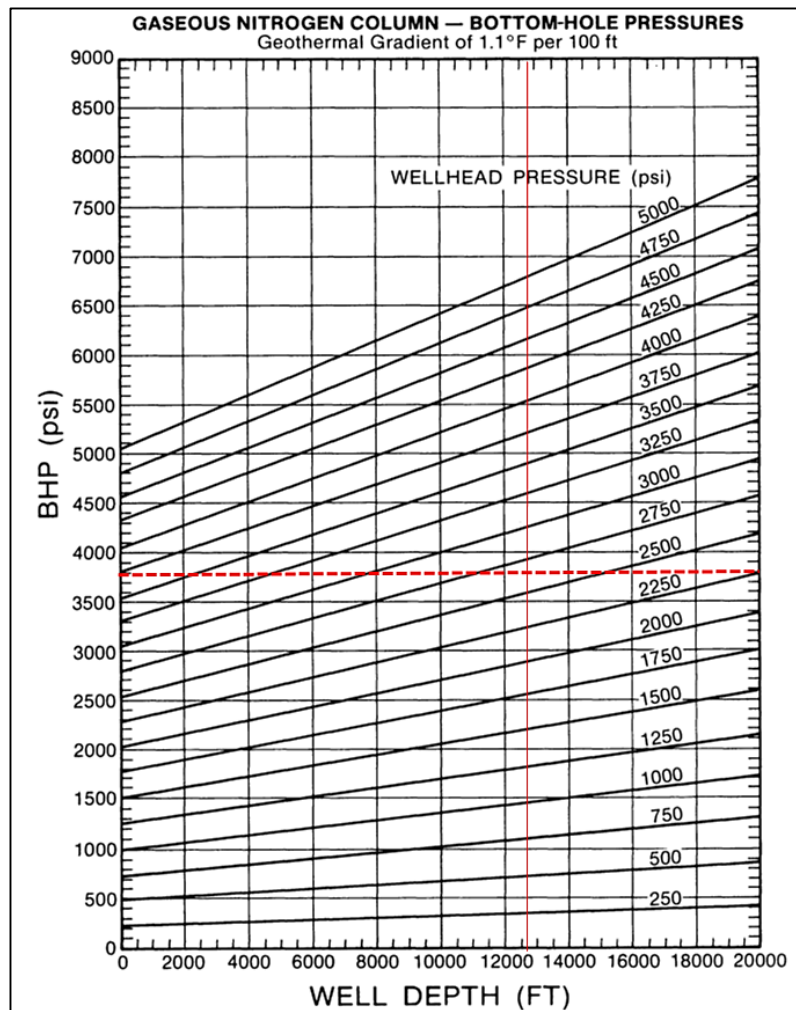
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Volumen del pozo	352	bbl hasta TD
Nivel de fluido deseado (sin CT en fondo)	15,000	ft MD
	13,732	ft TVD
Tipo de fluido en el pozo	Salmuera inhibidora de arcillas	
Densidad del fluido en el pozo	8.4	ppg
Equivalente en volumen: Nivel de fluido deseado (sin CT en fondo)	52	bbl
Volumen requerido para recuperar en superficie (establecer UB)	300	bbl

Fuente: elaboración propia.

Corrida de cañoneo: condición de bajo balance antes del disparo.

SISTEMA DE DEPLOYMENT (500 psi UB estático)		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Profundidad punta del CT posicionado en la profundidad objetivo	18,944	ft MD
	17,167	ft TVD
Nueva altura de fluido en el pozo con CT en fondo	1,194	ft MD
Nivel de fluido deseado (Nueva altura con CT en fondo)	13,806	ft MD
	12,737	ft TVD
Presión de yacimiento	6,150	psi
Bajo balance estático	500	psi
Presión requerida a mitad de intervalos de cañoneo	5,650	psi
Presión hidrostática con CT en fondo	1,917	psi
Presion requerida columna de nitrógeno (BHP)	3,733	psi
Presion requerida columna de nitrógeno (WHP)	2,600	psi

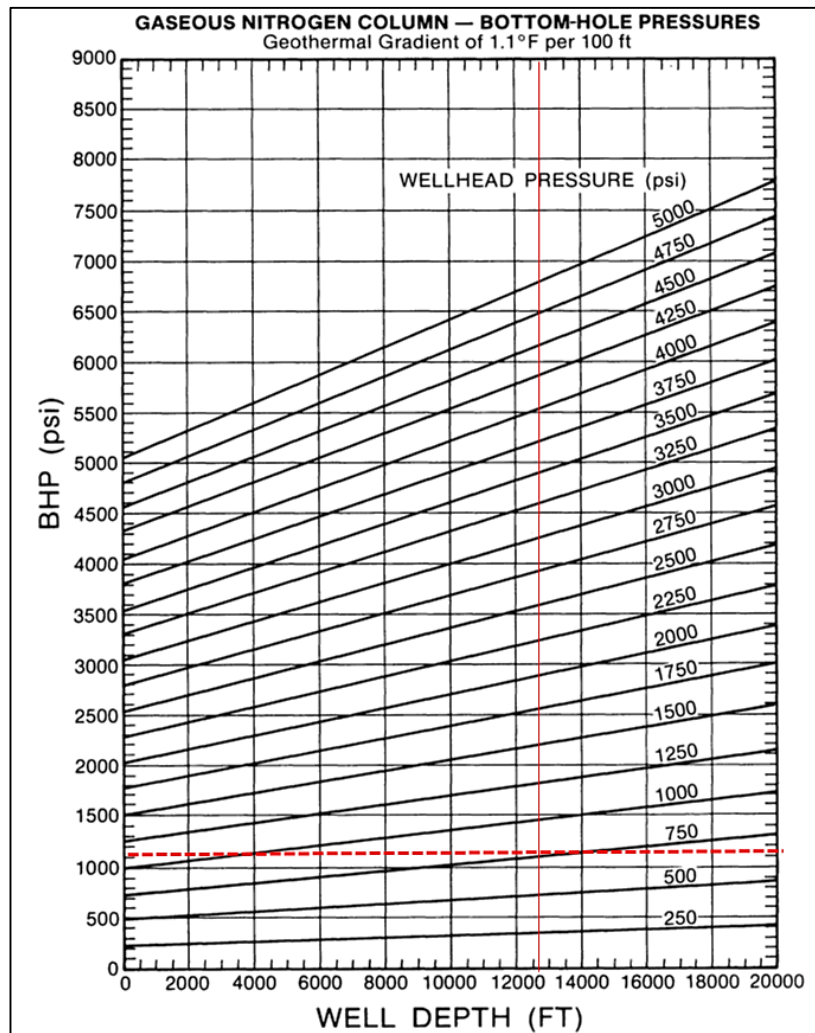
Fuente: elaboración propia.



Corrida de cañoneo: condición de bajo balance antes del disparo.

TUBERÍA FLEXIBLE CONVENCIONAL (3,000 psi UB estático)		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Profundidad punta del CT posicionado en la profundidad objetivo	18,930	ft MD
	17,160	ft TVD
Nueva altura de fluido en el pozo con CT en fondo	1,194	ft MD
Nivel de fluido deseado (Nueva altura con CT en fondo)	13,806	ft MD
	12,737	ft TVD
Presión de yacimiento	6,150	psi
Bajo balance estático	3,000	psi
Presión requerida a mitad de intervalos de cañoneo	3,150	psi
Presión hidrostática con CT en fondo	1,917	psi
Presión requerida columna de nitrógeno (BHP)	1,233	psi
Presión requerida columna de nitrógeno (WHP)	750	psi

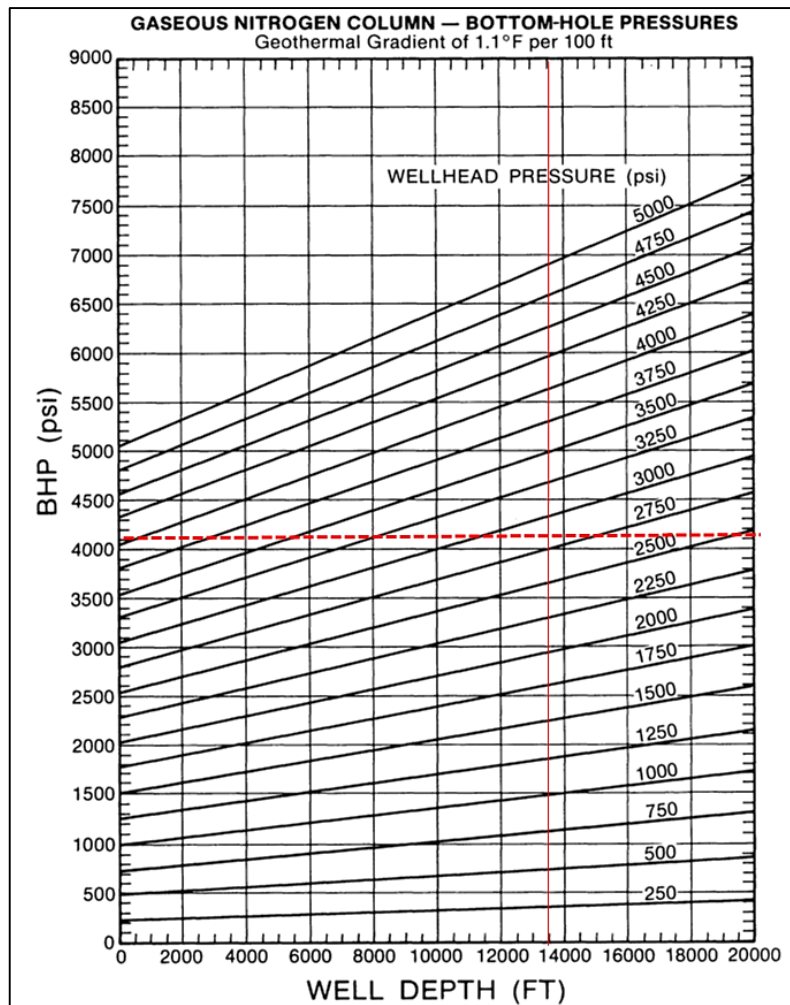
Fuente: elaboración propia.



Corrida de cañoneo: condición de bajo balance antes del disparo.

CABLE ELÉCTRICO CONVENCIONAL (500 psi UB estático)		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Profundidad punta del EL posicionado en la profundidad objetivo	18,930	ft MD
	17,160	ft TVD
Nueva altura de fluido en el pozo con EL en fondo	159	ft MD
Nivel de fluido deseado (Nueva altura con CT en fondo)	14,841	ft MD
	13,594	ft TVD
Presión de yacimiento	6,150	psi
Bajo balance estático	5,650	psi
Presión requerida a mitad de intervalos de cañoneo	500	psi
Presión hidrostática con CT en fondo	1,542	psi
Presion requerida columna de nitrógeno (BHP)	4,108	psi
Presion requerida columna de nitrógeno (WHP)	2,800	psi

Fuente: elaboración propia.



ANEXO D.

PROCEDIMIENTOS Y TIEMPOS OPERACIONALES PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CAÑONEO POZO 1

- Sistema de Deployment:** En el siguiente cuadro se muestra el programa de cañoneo para el pozo 1 con Sistema de Deployment y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida con sus respectivos tiempos estimados.

Sistema de Deployment: Correlación tocando una profundidad conocida	
CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Trabajos con cable eléctrico previos al desplazamiento de salmuera	No es objeto de estudio
2. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida + BOP quad de Deployment / unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE y BOP de Deployment). *Separador de prueba con líneas a tanques y quemadero se encuentra armado y probado en locación.	12
3. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV.	2
4. MU BHA#1 con boquilla para trabajo de desplazamiento de salmuera (Establecer ΔP cañoneo): RIH con BHA#1 haciendo pull test cada 3,000 ft. Posicionar la herramienta a 15,000 ft MD, bombear Nitrógeno (N ₂) en directa con una tasa de 1,000 scfm para descargar el pozo dejando una columna hidrostática que establezca la condición de bajo balance estático requerido asumiendo tubería flexible en fondo (nivel de fluido a 15,000 ft). Recuperar 300 bbl de fluido en superficie. Presurizar y cerrar el pozo dejando 2,000 psi en cabeza (WHP). POOH. TAS. LD BHA#1	18
5. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
6. MU BHA #2 en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 1 mediante unidad CT: MU sección 1. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir válvulas swab. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe ram y slip ram sobre las dos barras de Deployment. Despresurizar y desconectar lubricador CT. Desconectar sub de levantamiento de la sección 1. -Sección 2 mediante unidad CT: MU sección 2 y conectarla con la sección 1. Relajar presión del inyector y bajar cadenas con la grúa. Presurizar cadenas. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Aplicar presión al sistema de tracción para mover tubería. Ecuilibrar presión. Abrir las dos pipe ram y slip ram. Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe ram y slip ram sobre las dos barras de Deployment. Despresurizar y desconectar lubricador CT. Relajar presión del inyector y subir cadenas con la grúa. Presurizar cadenas. Desconectar sub de levantamiento de la sección 2. -Sección 3 mediante unidad CT: MU sección 3 y conectarla con la sección 2. Relajar presión del inyector y bajar cadenas con la grúa. Presurizar cadenas. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Aplicar	23

presión al sistema de tracción para mover tubería. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe ram y slip ram. Longitud total BHA: 122.24 ft / Máximo OD: 3.375"	
7. Operación de cañoneo (corrida): RIH con BHA #2 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOC. Durante el RIH bombear Nitrógeno (N ₂) en directa para ajustar WHP de 2,600 psi presurizando la tubería flexible hasta máximo 2,000 psi (No presurizar por encima de la presión mínima de disparo). Correlacionar profundidad tocando TOC (verificar toque), corregir ctmd actual a "elmd". Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 500 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. POOH. TAS.	24
8. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
9. LD BHA#2 en tres secciones con Sistema de Deployment: *Para el desarme el procedimiento de conexión se invierte para realizar la desconexión.	11
10. Flowback del pozo y trabajos con tubería flexible posteriores al cañoneo. *Si posterior al cañoneo el pozo no responde, asistir con bombeo de Nitrógeno (N ₂) en directa para levantamiento del pozo: MU BHA#3 con boquilla. **Contingencia: Tratamiento ácido con HCL	No es objeto de estudio
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	92

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- **Tubería flexible convencional:** En el siguiente cuadro se muestra el programa de cañoneo para el pozo 1 con tubería flexible convencional mediante varias corridas y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida con sus respectivos tiempos estimados.

Tubería flexible convencional: Correlación tocando una profundidad conocida	
CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Trabajos con cable eléctrico previos al desplazamiento de salmuera	No es objeto de estudio
2. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida + BOP quad de Deployment / unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE y BOP de Deployment). *Separador de prueba con líneas a tanques y quemadero se encuentra armado y probado en locación.	12
3. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV.	2
4. MU BHA#1 con boquilla para trabajo de desplazamiento de salmuera (Establecer ΔP cañoneo): RIH con BHA#1 haciendo pull test cada 3,000 ft. Posicionar la herramienta a 15,000 ft MD, bombear Nitrógeno (N ₂) en directa con una tasa de 1,000 scfm para descargar el pozo dejando una columna hidrostática que establezca la condición de bajo balance estático requerido asumiendo tubería flexible en fondo (nivel de fluido a 15,000 ft). Recuperar 300 bbl de fluido en superficie. Cerrar el pozo dejando 0 psi en cabeza (WHSIP). POOH. TAS. LD BHA#1	18
5. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
6. MU BHA #2. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 57.58 ft / Máximo OD: 3.063"	4
7. Operación de cañoneo* (primera corrida): RIH con BHA #2 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOC. Durante el RIH bombear Nitrógeno (N ₂) en directa para ajustar WHSIP de 750 psi presurizando la tubería flexible hasta máximo 2,000 psi (No presurizar por encima de la presión mínima de disparo). Correlacionar profundidad tocando TOC (verificar toque), corregir ctmd actual a "elmd". Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 500 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. POOH. TAS.	24
8. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	2
9. MU BHA #3. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 48.90 ft / Máximo OD: 3.063"	4

10. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	24
11. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	2
12. Flowback del pozo y trabajos con tubería flexible posteriores al cañoneo. *Si posterior al cañoneo el pozo no responde, asistir con bombeo de Nitrógeno (N ₂) en directa para levantamiento del pozo: MU BHA#3 con boquilla. **Contingencia: Tratamiento ácido con HCL	No es objeto de estudio
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	93

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

- **Cable eléctrico convencional:** En el siguiente cuadro se muestra el programa de cañoneo para el pozo 1 con cable eléctrico convencional mediante varias corridas con sus respectivos tiempos estimados.

Cable eléctrico convencional: Conductor eléctrico	
EL: Lubricador con conexión roscada BHA: Cabeza de disparo eléctrica	
Actividad	(horas)
1. Trabajos con cable eléctrico previos al desplazamiento de salmuera	No es objeto de estudio
2. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida + BOP quad de Deployment / unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE y BOP de Deployment). *Separador de prueba con líneas a tanques y quemadero se encuentra armado y probado en locación.	12
3. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV.	2
4. MU BHA#1 con boquilla para trabajo de desplazamiento de salmuera (Establecer ΔP cañoneo): RIH con BHA#1 haciendo pull test cada 3,000 ft. Posicionar la herramienta a 15,000 ft MD, bombear Nitrógeno (N2) en directa con una tasa de 1,000 scfm para descargar el pozo dejando una columna hidrostática que establezca la condición de bajo balance estático requerido asumiendo tubería flexible en fondo (nivel de fluido a 15,000 ft). Recuperar 300 bbl de fluido en superficie. Presurizar y cerrar el pozo dejando 2,800 psi en cabeza (WHSIP). POOH. TAS. LD BHA#1	18
5. RD parcial unidad de tubería flexible de 2"	8
6. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
7. RU unidad de cable eléctrico de 0.32" (PCE con 45 ft de lubricadores/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE).	8
8. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
9. MU BHA #2. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
10. Operación de cañoneo* (primera corrida): RIH con BHA #2 haciendo pull test cada 3,000 ft. Correlacionar profundidad con los pup joints instalados en el liner de 4 ½" (corregir profundidad a elmd actual). Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Activar la cabeza de disparo eléctrica. Confirmar disparo. POOH. TAS	6
11. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	1
12. MU BHA #3. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
13. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	6
14. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	1

15. MU BHA #4. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
16. Operación de cañoneo (Tercera corrida): Mismo procedimiento*	6
17. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#4.	1
18. RD unidad de cable eléctrico	8
19. RU unidad de tubería flexible de 2"	8
20. Flowback del pozo y trabajos con tubería flexible posteriores al cañoneo. *Si posterior al cañoneo el pozo no responde, asistir con bombeo de Nitrógeno (N ₂) en directa para levantamiento del pozo: MU BHA#3 con boquilla. **Contingencia: Tratamiento ácido con HCL.	No es objeto de estudio
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	96

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

ANEXO E.

PROCEDIMIENTOS Y TIEMPOS OPERACIONALES PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CAÑONEO POZO 2

SISTEMA DE DEPLOYMENT.

- **Fibra óptica y monoconductor eléctrico.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con Sistema de Deployment y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

CTDploy FO+CE	
BL: Lubricador con conexión roscada / CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Mover equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 25 ft de lubricadores + BOP de Deployment + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE y BOP de Deployment (pipe/slip rams)). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba con líneas a tanques y quemadero.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU y prueba de presión herramienta de fibra óptica con monoconductor eléctrico (DFCV, desconector, corta cable, disco de ruptura, sensores CCL, P/T, tensión/compresión) y MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	12
5. RU unidad de Braided Line (sistema de inyección de grasa/ 70 ft de lubricadores/ conexión rope socket/ Pull test conexión rope socket/ prueba de presión al PCE.	6
6. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
7. MU BHA #1 en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 1 mediante unidad BL: MU sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir válvulas swab. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 1. -Sección 2 mediante unidad BL: MU sección 2 y conectarla con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 2.	12

<p>-Sección 3 mediante unidad CT: MU sección 3 (herramientas de CT) y conectarla con la sección 2. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuálizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Longitud total BHA: 153.78 ft / Máximo OD: 3.063".</p> <p>*Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams</p>	
<p>8. Operación de cañoneo (corrida): Abrir el pozo a condiciones operativas. RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida. Antes de entrar al liner de 4 ½", chocar el pozo a 22 MMSCFD (WHFP≈1,750 psi) para obtener una lectura estable del sensor CCL. Correlacionar profundidad con los pup joints instalados en el liner de 4 ½" (corregir profundidad a elmd). Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. Abrir el pozo a condiciones operativas. POOH. TAS.</p>	18
<p>9. Realizar reunión pre operacional y de seguridad</p>	1
<p>10. LD BHA#1 en tres secciones con Sistema de Deployment:</p> <p>-Sección 3 mediante unidad CT: Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador CT. Desconectar sección 3 de la sección 2. LD sección 3.</p> <p>-Sección 2 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 2. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuálizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sección 2 de la sección 1. LD sección 2.</p> <p>-Sección 1 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuálizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1 por encima de las válvulas swab. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador BL. LD sección 1.</p> <p>*Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams</p>	7
<p>11. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas. Mientras tanto, RD unidad de Braided Line</p>	8
<p>12. RD unidad de tubería flexible, separador de prueba, líneas a tanques y quemadero</p>	12
<p>13. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área</p>	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	120

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

SISTEMA DE DEPLOYMENT.

- **Fibra óptica.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con Sistema de Deployment y la tecnología de fibra óptica con sus respectivos tiempos estimados.

CTDeploy FO	
BL: Lubricador con conexión roscada / CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 25 ft de lubricadores + BOP de Deployment + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE y BOP de Deployment (pipe/slip rams)). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba con líneas a tanques y quemadero.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU y prueba de presión herramienta de fibra óptica (DFCV, sensores CCL, P/T) y MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	12
5. RU unidad de Braided Line (sistema de inyección de grasa/ 70 ft de lubricadores/ conexión rope socket/ Pull test conexión rope socket/ prueba de presión al PCE.	6
6. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
7. MU BHA #1 en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 1 mediante unidad BL: MU sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir válvulas swab. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 1. -Sección 2 mediante unidad BL: MU sección 2 y conectarla con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 2. -Sección 3 mediante unidad CT: MU sección 3 (herramientas de CT) y conectarla con la sección 2. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Longitud total BHA: 151.09 ft / Máximo OD: 3.063". *Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams	12
8. Operación de cañoneo (corrida): Abrir el pozo a condiciones operativas. RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida. Antes de entrar al liner de 4 ½", chocar el pozo a 22 MMSCFD (WHFP≈1,750 psi) para obtener una lectura estable del sensor CCL. Correlacionar profundidad con los pup joints instalados en el liner de 4 ½" (corregir profundidad a elmd). Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear	18

Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. Abrir el pozo a condiciones operativas. POOH. TAS.	
9. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
10. LD BHA#1 en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 3 mediante unidad CT: Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador CT. Desconectar sección 3 de la sección 2. LD sección 3. -Sección 2 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 2. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sección 2 de la sección 1. LD sección 2. -Sección 1 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1 por encima de las válvulas swab. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador BL. LD sección 1. *Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams	7
11. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas. Mientras tanto, RD unidad de Braided Line	8
12. RD unidad de tubería flexible, separador de prueba, líneas a tanques y quemadero	12
13. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	120

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

SISTEMA DE DEPLOYMENT.

- **Correlación tocando una profundidad conocida.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con Sistema de Deployment y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida con sus respectivos tiempos estimados.

CTDploy TP	
BL: Lubricador con conexión roscada / CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Mover equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 25 ft de lubricadores + BOP de Deployment + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE y BOP de Deployment (pipe/slip rams)). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba con líneas a tanques y quemadero.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas	4
5. RU unidad de Braided Line (sistema de inyección de grasa/ 70 ft de lubricadores/ conexión rope socket/ Pull test conexión rope socket/ prueba de presión al PCE. Mientras tanto, terminar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas	6
6. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
7. MU BHA #1 en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 1 mediante unidad BL: MU sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir válvulas swab. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 1. -Sección 2 mediante unidad BL: MU sección 2 y conectarla con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 2. -Sección 3 mediante unidad CT: MU sección 3 (herramientas de CT) y conectarla con la sección 2. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilibrar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Longitud total BHA: 139.56 ft / Máximo OD: 3.063" *Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams	12
8. Operación de cañoneo (corrida): Abrir el pozo a condiciones operativas. RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOF. Correlacionar profundidad tocando TOF (verificar toque), corregir ctmd actual a "elmd". Posicionar la	18

herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. POOH. TAS.	
9. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
10. LD BHA#1 en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 3 mediante unidad CT: Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador CT. Desconectar sección 3 de la sección 2. LD sección 3. -Sección 2 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 2. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sección 2 de la sección 1. LD sección 2. -Sección 1 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1 por encima de las válvulas swab. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador BL. LD sección 1. *Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams	7
11. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas. Mientras tanto, RD unidad de Braided Line	8
12. RD unidad de tubería flexible, separador de prueba, líneas a tanques y quemadero	12
13. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	112

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

SISTEMA DE DEPLOYMENT.

- **Correlación con memorias.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con Sistema de Deployment y la técnica de correlación con memorias con sus respectivos tiempos estimados.

CTDploy TP+M	
BL: Lubricador con conexión roscada / CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de Braided Line (sistema de inyección de grasa/ 70 ft de lubricadores/ BL BOP/ conexión rope socket/ Pull test conexión rope socket/ prueba de funcionamiento BL BOP). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba con líneas a tanques y quemadero.	6
4. MU BHA#1 para registro con memorias (sensor GR, CCL, P/T). Conectar lubricador BL. Prueba de presión al PCE. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab.	2
5. Operación de registro (corrida con memorias): RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOF (verificar toque). POOH registrando liner de 4 ½". TAS. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador BL. LD BHA #1. Descargar data, corregir profundidad TOF blmd a elmd.	8
6. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 25 ft de lubricadores + BOP de Deployment + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de presión y funcionalidad al PCE y BOP de Deployment (pipe/slip rams)). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	12
7. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂).	4
8. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
9. MU BHA #2 para cañoneo en tres secciones con Sistema de Deployment: -Sección 1 mediante unidad BL: MU sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 1. -Sección 2 mediante unidad BL: MU sección 2 y conectarla con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresurizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sub de levantamiento de la sección 2.	12

<p>-Sección 3 mediante unidad CT: MU sección 3 (herramientas de CT) y conectarla con la sección 2. Conectar lubricador CT con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Longitud total BHA: 139.56 ft / Máximo OD: 3.063”</p> <p>*Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams</p>	
<p>10. Operación de cañoneo (corrida): Abrir el pozo a condiciones operativas. RIH con BHA #2 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOF. Correlacionar profundidad tocando TOF (verificar toque), corregir ctmd actual a elmd corregida. Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. POOH. TAS.</p>	18
<p>11. Realizar reunión pre operacional y de seguridad</p>	1
<p>12. LD BHA#2 en tres secciones con Sistema de Deployment:</p> <p>-Sección 3 mediante unidad CT: Posicionar sección 2. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresarizar y desconectar lubricador CT. Desconectar sección 3 de la sección 2. LD sección 3.</p> <p>-Sección 2 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 2. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1. Cerrar las dos pipe/slip ram sobre barra de Deployment con inflow test. Despresarizar y desconectar lubricador BL. Desconectar sección 2 de la sección 1. LD sección 2.</p> <p>-Sección 1 mediante unidad BL: Conectar sub de levantamiento con la sección 1. Conectar lubricador BL y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir las dos pipe/slip ram. Posicionar sección 1 por encima de las válvulas swab. Cerrar válvulas swab. Despresarizar y desconectar lubricador BL. LD sección 1.</p> <p>*Análisis de riesgo: Chocar el pozo a la mitad para reducir la vibración excesiva del BHA cuando se encuentre colgando de las pipe/slip rams</p>	7
<p>13. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas. Mientras tanto, RD unidad de Braided Line</p>	8
<p>14. RD unidad de tubería flexible, separador de prueba, líneas a tanques y quemadero</p>	12
<p>15. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área</p>	6
<p>TOTAL TIEMPO OPERATIVO</p>	122

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

TUBERÍA FLEXIBLE CONVENCIONAL.

- **Fibra óptica y monoconductor eléctrico.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con tubería flexible convencional mediante varias corridas y la nueva tecnología de fibra óptica con monoconductor eléctrico con sus respectivos tiempos estimados.

CTConv FO+CE	
CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU y prueba de presión herramienta de fibra óptica con monoconductor eléctrico (DFCV, desconector, corta cable, disco de ruptura, sensores CCL, P/T, tensión/compresión) y MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	12
5. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
6. MU BHA #1. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 45.90 / Máximo OD: 3.063"	4
7. Operación de cañoneo* (primera corrida): RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida. Antes de entrar al liner de 4 ½", chocar el pozo a 22 MMSCFD (WHFP≈1,750 psi) para obtener una lectura estable del sensor CCL. Correlacionar profundidad con los pup joints instalados en el liner de 4 ½" (corregir profundidad a elmd). Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. Abrir el pozo a condiciones operativas. POOH. TAS.	18
8. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#1.	2
9. MU BHA #2. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 45.90 / Máximo OD: 3.063"	4
10. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	18
11. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	2
12. MU BHA #3. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 57.58 ft / Máximo OD: 3.063"	4
13. Operación de cañoneo (Tercera corrida): Mismo procedimiento*	18

14. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	2
15. MU BHA #4. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 45.90 / Máximo OD: 3.063"	4
16. Operación de cañoneo (Cuarta corrida): Mismo procedimiento*	18
17. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#4.	2
18. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas.	8
19. RD unidad de tubería flexible y separador de prueba.	12
20. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	172

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

TUBERÍA FLEXIBLE CONVENCIONAL.

- **Fibra óptica.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con tubería flexible convencional mediante varias corridas y la tecnología de fibra óptica con sus respectivos tiempos estimados.

CTConv FO	
CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU y prueba de presión herramienta de fibra óptica (DFCV, sensores CCL, P/T) y MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	12
5. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
6. MU BHA #1. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.20 ft / Máximo OD: 3.063".	4
7. Operación de cañoneo* (primera corrida): RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida. Antes de entrar al liner de 4 ½", chocar el pozo a 22 MMSCFD (WHFP≈1,750 psi) para obtener una lectura estable del sensor CCL. Correlacionar profundidad con los pup joints instalados en el liner de 4 ½" (corregir profundidad a elmd). Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. Abrir el pozo a condiciones operativas. POOH. TAS.	18
8. Cerrar válvulas swab. Despresarizar y desconectar lubricador. LD BHA#1.	2
9. MU BHA #2. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.20 ft / Máximo OD: 3.063".	4
10. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	18
11. Cerrar válvulas swab. Despresarizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	2
12. MU BHA #3. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 54.88 ft / Máximo OD: 3.063".	4
13. Operación de cañoneo (Tercera corrida): Mismo procedimiento*	18
14. Cerrar válvulas swab. Despresarizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	2

15. MU BHA #4. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.20 ft / Máximo OD: 3.063".	4
16. Operación de cañoneo (Cuarta corrida): Mismo procedimiento*	18
17. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#4.	2
18. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas.	8
19. RD unidad de tubería flexible y separador de prueba.	12
20. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	172

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

TUBERÍA FLEXIBLE CONVENCIONAL.

- **Correlación tocando una profundidad conocida.** En el siguiente cuadro se muestra el programa de cañoneo para el pozo 2 con tubería flexible convencional mediante varias corridas y la técnica de correlación tocando una profundidad conocida con sus respectivos tiempos estimados.

CTConv TP	
CT: Lubricador con conexión bridada (vientos + pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	8
5. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
6. MU BHA #1. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.68 ft / Máximo OD: 3.063".	4
7. Operación de cañoneo* (primera corrida): RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOF. Correlacionar profundidad tocando TOF (verificar toque), corregir ctmd actual a "elmd". Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. POOH. TAS.	18
8. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#1.	2
9. MU BHA #2. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.68 ft / Máximo OD: 3.063".	4
10. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	18
11. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	2
12. MU BHA #3. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.36 ft / Máximo OD: 3.063".	4
13. Operación de cañoneo (Tercera corrida): Mismo procedimiento*	18
14. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	2

15. MU BHA #4. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.68 ft / Máximo OD: 3.063".	4
16. Operación de cañoneo (Cuarta corrida): Mismo procedimiento*	18
17. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#4.	2
18. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas.	8
19. RD unidad de tubería flexible y separador de prueba.	12
20. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	168

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

TUBERÍA FLEXIBLE CONVENCIONAL.

- **Correlación con memorias.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con tubería flexible convencional mediante varias corridas y la técnica de correlación con memorias con sus respectivos tiempos estimados.

CTConv TP+M	
CT: Lubricador con conexión bridada (guys+pesos muerto) BHA: Cabeza de disparo activada con presión hidráulica absoluta	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de tubería flexible de 2" (PCE con 43 ft de lubricadores + sub de prueba rápida/ unidad de bombeo de líquido y unidad de bombeo de nitrógeno/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba.	12
4. Armar conector de tubería flexible. Drift de la tubería flexible. Pull test y prueba de presión al conector de tubería flexible. MU MHA (DFCV, desconector, puerto de circulación y discos de ruptura). Prueba de presión diferencial DFCV. Desplazar tubería flexible a Nitrógeno (N ₂). Mientras tanto, realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	8
5. MU BHA#1 para registro con memorias (sensor GR, CCL, P/T). Conectar lubricador con sub de prueba rápida. Prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab.	4
6. Operación de registro (corrida con memorias): RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOF (verificar toque). POOH registrando liner de 4 ½". TAS. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA #1. Descargar data, corregir profundidad TOF ctmd a elmd.	20
7. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
8. MU BHA #2 para cañoneo. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.68 ft / Máximo OD: 3.063".	4
9. Operación de cañoneo* (primera corrida): RIH con BHA #2 haciendo pull test cada 3,000 ft para ajustar el modelamiento de fuerzas a los parámetros reales durante la corrida hasta tocar TOF. Correlacionar profundidad tocando TOF (verificar toque), corregir ctmd actual a "elmd". Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Bombear Nitrógeno en directa (N ₂) a una tasa de 1,000 scfm hasta activar la cabeza de disparo. Confirmar disparo. POOH. TAS.	18
10. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	2
11. MU BHA #3 para cañoneo. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.68 ft / Máximo OD: 3.063".	4
12. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	18
13. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	2

14. MU BHA #4 para cañoneo. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 43.36 ft / Máximo OD: 3.063".	4
15. Operación de cañoneo (Tercera corrida): Mismo procedimiento*	18
16. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#4.	2
17. MU BHA #5 para cañoneo. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.68 ft / Máximo OD: 3.063".	4
18. Operación de cañoneo (Cuarta corrida): Mismo procedimiento*	18
19. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#5.	2
20. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas.	8
21. RD unidad de tubería flexible y separador de prueba.	12
22. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	192

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

CABLE ELÉCTRICO CONVENCIONAL.

- **Conductor eléctrico.** En el siguiente cuadro se encuentra el programa de cañoneo para el pozo 2 con cable eléctrico convencional mediante varias corridas con sus respectivos tiempos estimados.

ELConv	
EL: Lubricador con conexión roscada BHA: Cabeza de disparo eléctrica	
Actividad	(horas)
1. Movilizar equipos a la locación.	24
2. Realizar reunión pre operacional y de seguridad.	1
3. RU unidad de cable eléctrico de 0.32" (PCE con 45 ft de lubricadores/ líneas/ pruebas de funcionalidad y prueba de presión al PCE). Mientras tanto, RU y pruebas de presión del separador de prueba.	8
4. Realizar prueba de pozo para la línea base a condiciones operativas.	8
5. Realizar reunión pre operacional y de seguridad	1
6. MU BHA #1. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
7. Operación de cañoneo* (primera corrida): Chocar el pozo a 5 MMSCFD (WHFP≈2,500 psi). RIH con BHA #1 haciendo pull test cada 3,000 ft. Correlacionar profundidad con los pup joints instalados en el liner de 4 ½" (corregir profundidad a elmd actual). Posicionar la herramienta en el intervalo objetivo. Activar la cabeza de disparo eléctrica. Confirmar disparo. POOH. TAS. Abrir el pozo a condiciones operativas.	6
8. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#1.	1
9. MU BHA #2. Conectar lubricador con sub de prueba rápida y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
10. Operación de cañoneo (Segunda corrida): Mismo procedimiento*	6
11. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#2.	1
12. MU BHA #3. Conectar lubricador con QTS y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
13. Operación de cañoneo (Tercera corrida): Mismo procedimiento*	6
14. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#3.	1
15. MU BHA #4. Conectar lubricador con QTS y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3
16. Operación de cañoneo (Cuarta corrida): Mismo procedimiento*	6
17. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#4.	1
18. MU BHA #5. Conectar lubricador con QTS y prueba de presión. Ecuilizar presión. Abrir válvulas swab. Longitud total BHA: 31.45 ft / Máximo OD: 2.875".	3

19. Operación de cañoneo (Quinta corrida): Mismo procedimiento*	6
20. Cerrar válvulas swab. Despresurizar y desconectar lubricador. LD BHA#5.	1
21. Realizar prueba de pozo posterior al cañoneo a condiciones operativas.	8
22. RD unidad de cable eléctrico y separador de prueba.	8
23. Desmovilizar equipos/ Entrega del pozo y el área	6
TOTAL TIEMPO OPERATIVO	114

Fuente: elaboración propia, con base en EQUIÓN ENERGÍA LIMITED. Informe interno.

ANEXO F.

DETERMINACIÓN FACTOR DE DAÑO POR PERFORADOS Y FACTOR DE DAÑO TOTAL POZO 2

Factor de daño total por cañoneo (Sp)

PARÁMETROS DE ENTRADA			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
rw	3	in	Radio del pozo (Open Hole)
h	2	in	Espaciamiento entre cañones (12/spf)
Phasing	60	°	Ángulo de fase entre cañones (phasing)
lp	2.4	in	Longitud del perforado
D	0.2966	in	Diámetro del perforado
rp	0.1483	in	Radio del perforado
rd	5	in	Radio de la zona de daño (desde el centro del pozo)
ld	2	in	Longitud de la zona de daño (rd-rw)
kh	9	mD	Permeabilidad horizontal
kv	1	mD	Permeabilidad vertical
k	1.5	mD	Permeabilidad de la zona virgen (ko efectiva al petróleo)

Fuente: elaboración propia.

PARÁMETROS GUN-PHASING DE ENTRADA SEGÚN KARAKAS & TARIQ																																																											
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción																																																								
α	0.8130	Adim	Escoger las variable presentadas en la siguiente tabla según el phasing (°) configurado en el cañón																																																								
C1	0.0003	Adim																																																									
C2	7.5090	Adim	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: small;"> <thead> <tr> <th>Phasing (°)</th> <th>α</th> <th>C₁</th> <th>C₂</th> <th>a₁</th> <th>a₂</th> <th>b₁</th> <th>b₂</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>N/A</td> <td>1.6 × 10⁻¹</td> <td>2.675</td> <td>-2.091</td> <td>0.0453</td> <td>5.1313</td> <td>1.8672</td> </tr> <tr> <td>180</td> <td>0.5</td> <td>2.6 × 10⁻²</td> <td>4.532</td> <td>-2.025</td> <td>0.0943</td> <td>3.0373</td> <td>1.8115</td> </tr> <tr> <td>120</td> <td>0.648</td> <td>6.6 × 10⁻³</td> <td>5.320</td> <td>-2.018</td> <td>0.0634</td> <td>1.6136</td> <td>1.7770</td> </tr> <tr> <td>90</td> <td>0.726</td> <td>1.9 × 10⁻³</td> <td>6.155</td> <td>-1.905</td> <td>0.1038</td> <td>1.5674</td> <td>1.6935</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>0.813</td> <td>3.0 × 10⁻⁴</td> <td>7.509</td> <td>-1.898</td> <td>0.1023</td> <td>1.3654</td> <td>1.6490</td> </tr> <tr> <td>45</td> <td>0.860</td> <td>4.6 × 10⁻⁵</td> <td>8.791</td> <td>-1.788</td> <td>0.2398</td> <td>1.1915</td> <td>1.6392</td> </tr> </tbody> </table>	Phasing (°)	α	C ₁	C ₂	a ₁	a ₂	b ₁	b ₂	0	N/A	1.6 × 10 ⁻¹	2.675	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	180	0.5	2.6 × 10 ⁻²	4.532	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	120	0.648	6.6 × 10 ⁻³	5.320	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	90	0.726	1.9 × 10 ⁻³	6.155	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	60	0.813	3.0 × 10 ⁻⁴	7.509	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	45	0.860	4.6 × 10 ⁻⁵	8.791	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392
Phasing (°)	α	C ₁		C ₂	a ₁	a ₂	b ₁	b ₂																																																			
0	N/A	1.6 × 10 ⁻¹		2.675	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672																																																			
180	0.5	2.6 × 10 ⁻²		4.532	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115																																																			
120	0.648	6.6 × 10 ⁻³		5.320	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770																																																			
90	0.726	1.9 × 10 ⁻³		6.155	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935																																																			
60	0.813	3.0 × 10 ⁻⁴		7.509	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490																																																			
45	0.860	4.6 × 10 ⁻⁵		8.791	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392																																																			
a1	-1.8980	Adim																																																									
a2	0.1023	Adim																																																									
b1	1.3654	Adim																																																									
b2	1.6490	Adim																																																									

Fuente: elaboración propia.

VARIABLES ADIMENSIONALES			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
h _D	2.5000	Adim	Espaciamiento del cañoneo adimensional $h_D = (h/L_p)\sqrt{k_H/k_V}$
rp _D	0.0494	Adim	Radio del cañoneo adimensional $r_{pD} = (r_p/2h)(1 + \sqrt{k_V/k_H})$
rw _D	0.5556	Adim	Radio del pozo adimensional $r_{wD} = r_w/(L_p + r_w)$

Fuente: elaboración propia.

DAÑO HORIZONTAL POR CAÑONEO (Swb)			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Sh cuando phasing= 0°	0	Adim	Daño horizontal por cañoneo cuando el ángulo de fase es igual a 0°
Sh cuando phasing<>0°	-0.3808	Adim	Daño horizontal por cañoneo cuando el ángulo de fase es diferente a 0°
$s_H = \ln\left(\frac{r_w}{r_{we}}\right) \quad r_{we}(\theta) = \begin{cases} \frac{1}{4}L_p & \text{if } \theta = 0^\circ \\ \alpha_\theta(r_w + L_p) & \text{otherwise} \end{cases}$			
DAÑO DEL POZO POR CAÑONEO (Swb)			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Swb	0.0194	Adim	Daño del pozo por cañoneo
$s_{wb}(\theta) = c_1(\theta)\exp[c_2(\theta)r_{wD}]$			
DAÑO VERTICAL POR CAÑONEO (Sv)			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Sv	4.2118	Adim	Daño vertical por cañoneo
$a = a_1 \log_{10} r_{pD} + a_2 \quad s_V = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b$ $b = b_1 r_{pD} + b_2$			
DAÑO POR GEOMETRÍA DEL CAÑONEO (Sp)			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Sp	3.8504	Adim	Daño total por cañoneo. Sumatoria entre Sh, Swb y Sv
$s_p = s_H + s_V + s_{wb}$			

Fuente: elaboración propia.

Factor de daño por zona compactada (Sc)

PARÁMETROS DE ENTRADA			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
rw	3	in	Radio del pozo (Open Hole)
h ó Δz _p	2	in	Espaciamiento entre cañones (12/spf)
lp	2.4	in	Longitud del perforado
D	0.2966	in	Diametro del perforado
rp	0.1483	in	Radio del perforado
rd	5	in	Radio de la zona de daño (desde el centro del pozo)
rc	0.5	in	Radio de la zona compactada alrededor del perforado
k/kc	Depende escenario	Adim	Relacion entre la permeabilidad de la zona virgen y la zona compactada

Fuente: elaboración propia.

ESCENARIO	k/kc	Sc	Comentarios
Sistema de Deployment	0.9	0.1125343	1,320 psi / Bajo balance dinámico Pozo fluyendo a Full Open
Tuberia flexible convencional	0.9	0.1125343	1,320 psi / Bajo balance dinámico Pozo fluyendo a Full Open
Cable eléctrico convencional	0.04	24.307417	(-)600 psi / Sobre balance Pozo chocado a 5 MMscfd
$s_c = \frac{h}{L_p} \left(\frac{k}{k_c} - 1 \right) \ln\left(\frac{r_c}{r_p}\right)$			

Fuente: elaboración propia.

ESTIMACIÓN FACTOR DE DAÑO TOTAL (St + Dq) POZO 2

PARÁMETROS DE ENTRADA			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
h/hp	1	Adim	Relacion entre espesor formacion (NTG) y espesor cañoneado
k/kd	0.5	Adim	Relacion entre la permeabilidad de la zona virgen y la zona dañada

Fuente: elaboración propia.

FACTORES DE DAÑO			
Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Sd+Dq	15	Adim	Daño estimado por el modelo probabilístico
Sp	3.8504	Adim	Daño por perforado calculado por el método de Karakas & Tariq
Sc CTDply	0.1125	Adim	Daño por zona compactada escenario Sistema de Deployment
Sc CTConv	0.1125	Adim	Daño por zona compactada escenario tubería flexible convencional
Sc ELConv	24.3074	Adim	Daño por zona compactada escenario cable eléctrico convencional

Fuente: elaboración propia.

FACTOR DE DAÑO TOTAL POZO 2		
ESCENARIO	St+Dq	qo (BOPD)
Sistema de Deployment	23.1125	99.7
Tubería flexible convencional	23.1125	99.7
Cable eléctrico convencional	47.3074	55.4
$S_{pdc} = S_d + \frac{k}{k_d} S_p + S_{cz} \qquad S_t = \frac{h}{h_p} S_{pdc} + S_{pp}$		

Fuente: elaboración propia.

ANEXO G.

INGRESOS POR VENTA PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO 2 (\$ USD)

Sistema de Deployment: Fibra óptica y monoconductor eléctrico					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,892	231	2,660	67	178,247
2	2,863	229	2,634	67	176,465
3	2,834	227	2,607	67	174,700
4	2,806	224	2,581	67	172,953
5	2,778	222	2,556	67	171,224
6	2,750	220	2,530	67	169,512
7	2,723	218	2,505	67	167,816
8	2,695	216	2,480	67	166,138
9	2,668	213	2,455	67	164,477
10	2,642	211	2,430	67	162,832
11	2,615	209	2,406	67	161,204
12	2,589	207	2,382	67	159,592
TOTAL	32,855	2,628	30,226	804	2,025,161

Fuente: elaboración propia.

Sistema de Deployment: Fibra óptica					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,892	231	2,660	67	178,247
2	2,863	229	2,634	67	176,465
3	2,834	227	2,607	67	174,700
4	2,806	224	2,581	67	172,953
5	2,778	222	2,556	67	171,224
6	2,750	220	2,530	67	169,512
7	2,723	218	2,505	67	167,816
8	2,695	216	2,480	67	166,138
9	2,668	213	2,455	67	164,477
10	2,642	211	2,430	67	162,832
11	2,615	209	2,406	67	161,204
12	2,589	207	2,382	67	159,592
TOTAL	32,855	2,628	30,226	804	2,025,161

Fuente: elaboración propia.

Sistema de Deployment: Correlación tocando una profundidad conocida					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,915	233	2,681	67	179,660
2	2,886	231	2,655	67	177,863
3	2,857	229	2,628	67	176,085
4	2,828	226	2,602	67	174,324
5	2,800	224	2,576	67	172,581
6	2,772	222	2,550	67	170,855
7	2,744	220	2,525	67	169,146
8	2,717	217	2,499	67	167,455
9	2,689	215	2,474	67	165,780
10	2,663	213	2,450	67	164,123
11	2,636	211	2,425	67	162,481
12	2,610	209	2,401	67	160,857
TOTAL	33,115	2,649	30,466	804	2,041,210

Fuente: elaboración propia.

Sistema de Deployment: Correlación con memorias					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,915	233	2,681	67	179,660
2	2,886	231	2,655	67	177,863
3	2,857	229	2,628	67	176,085
4	2,828	226	2,602	67	174,324
5	2,800	224	2,576	67	172,581
6	2,772	222	2,550	67	170,855
7	2,744	220	2,525	67	169,146
8	2,717	217	2,499	67	167,455
9	2,689	215	2,474	67	165,780
10	2,663	213	2,450	67	164,123
11	2,636	211	2,425	67	162,481
12	2,610	209	2,401	67	160,857
TOTAL	33,115	2,649	30,466	804	2,041,210

Fuente: elaboración propia.

Tubería flexible convencional: Fibra óptica y monoconductor eléctrico					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,899	232	2,667	67	178,715
2	2,870	230	2,641	67	176,928
3	2,842	227	2,614	67	175,158
4	2,813	225	2,588	67	173,407
5	2,785	223	2,562	67	171,673
6	2,757	221	2,537	67	169,956
7	2,730	218	2,511	67	168,257
8	2,702	216	2,486	67	166,574
9	2,675	214	2,461	67	164,908
10	2,649	212	2,437	67	163,259
11	2,622	210	2,412	67	161,627
12	2,596	208	2,388	67	160,010
TOTAL	32,941	2,635	30,306	804	2,030,472

Fuente: elaboración propia.

Tubería flexible convencional: Fibra óptica					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,899	232	2,667	67	178,715
2	2,870	230	2,641	67	176,928
3	2,842	227	2,614	67	175,158
4	2,813	225	2,588	67	173,407
5	2,785	223	2,562	67	171,673
6	2,757	221	2,537	67	169,956
7	2,730	218	2,511	67	168,257
8	2,702	216	2,486	67	166,574
9	2,675	214	2,461	67	164,908
10	2,649	212	2,437	67	163,259
11	2,622	210	2,412	67	161,627
12	2,596	208	2,388	67	160,010
TOTAL	32,941	2,635	30,306	804	2,030,472

Fuente: elaboración propia.

Tubería flexible convencional: Correlación tocando una profundidad conocida					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalías 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,991	239	2,752	67	184,365
2	2,961	237	2,724	67	182,522
3	2,931	235	2,697	67	180,696
4	2,902	232	2,670	67	178,889
5	2,873	230	2,643	67	177,101
6	2,844	228	2,617	67	175,330
7	2,816	225	2,591	67	173,576
8	2,788	223	2,565	67	171,840
9	2,760	221	2,539	67	170,122
10	2,732	219	2,514	67	168,421
11	2,705	216	2,489	67	166,737
12	2,678	214	2,464	67	165,069
TOTAL	33,982	2,719	31,264	804	2,094,668

Fuente: elaboración propia.

Tubería flexible convencional: Correlación con memorias					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalías 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	2,991	239	2,752	67	184,365
2	2,961	237	2,724	67	182,522
3	2,931	235	2,697	67	180,696
4	2,902	232	2,670	67	178,889
5	2,873	230	2,643	67	177,101
6	2,844	228	2,617	67	175,330
7	2,816	225	2,591	67	173,576
8	2,788	223	2,565	67	171,840
9	2,760	221	2,539	67	170,122
10	2,732	219	2,514	67	168,421
11	2,705	216	2,489	67	166,737
12	2,678	214	2,464	67	165,069
TOTAL	33,982	2,719	31,264	804	2,094,668

Fuente: elaboración propia

Cable eléctrico convencional: Conductor eléctrico					
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Regalias 8% (bbl)	Incremental neto (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingreso neto por venta (USD)
1	1,460	117	1,344	67	90,015
2	1,446	116	1,330	67	89,115
3	1,431	115	1,317	67	88,224
4	1,417	113	1,304	67	87,341
5	1,403	112	1,291	67	86,468
6	1,389	111	1,278	67	85,603
7	1,375	110	1,265	67	84,747
8	1,361	109	1,252	67	83,900
9	1,348	108	1,240	67	83,061
10	1,334	107	1,227	67	82,230
11	1,321	106	1,215	67	81,408
12	1,307	105	1,203	67	80,594
TOTAL	16,592	1,327	15,264	804	1,022,706

Fuente: elaboración propia

Estas tablas representan los totales con respecto al ingreso neto en barriles producto del cañoneo y su respectivo ingreso por venta para cada escenario.

ANEXO H.

EGRESOS POR OPEX LIFTING COST POZO 2 (\$ USD)

Sistema de Deployment: Fibra óptica y monoconductor eléctrico			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,892	7	20,242
2	2,863	7	20,040
3	2,834	7	19,839
4	2,806	7	19,641
5	2,778	7	19,445
6	2,750	7	19,250
7	2,723	7	19,058
8	2,695	7	18,867
9	2,668	7	18,678
10	2,642	7	18,492
11	2,615	7	18,307
12	2,589	7	18,124
TOTAL	32,855	-	229,983

Fuente: elaboración propia

Sistema de Deployment: Fibra óptica			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,892	7	20,242
2	2,863	7	20,040
3	2,834	7	19,839
4	2,806	7	19,641
5	2,778	7	19,445
6	2,750	7	19,250
7	2,723	7	19,058
8	2,695	7	18,867
9	2,668	7	18,678
10	2,642	7	18,492
11	2,615	7	18,307
12	2,589	7	18,124
TOTAL	32,855	-	229,983

Fuente: elaboración propia

Sistema de Deployment: Correlación tocando una profundidad conocida			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,915	7	20,403
2	2,886	7	20,199
3	2,857	7	19,997
4	2,828	7	19,797
5	2,800	7	19,599
6	2,772	7	19,403
7	2,744	7	19,209
8	2,717	7	19,017
9	2,689	7	18,826
10	2,663	7	18,638
11	2,636	7	18,452
12	2,610	7	18,267
TOTAL	33,115	-	231,805

Fuente: elaboración propia

Sistema de Deployment: Correlación con memorias			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,915	7	20,403
2	2,886	7	20,199
3	2,857	7	19,997
4	2,828	7	19,797
5	2,800	7	19,599
6	2,772	7	19,403
7	2,744	7	19,209
8	2,717	7	19,017
9	2,689	7	18,826
10	2,663	7	18,638
11	2,636	7	18,452
12	2,610	7	18,267
TOTAL	33,115	-	231,805

Fuente: elaboración propia

Tubería flexible convencional: Fibra óptica y monoconductor eléctrico			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,899	7	20,295
2	2,870	7	20,092
3	2,842	7	19,891
4	2,813	7	19,693
5	2,785	7	19,496
6	2,757	7	19,301
7	2,730	7	19,108
8	2,702	7	18,917
9	2,675	7	18,727
10	2,649	7	18,540
11	2,622	7	18,355
12	2,596	7	18,171
TOTAL	32,941	-	230,586

Fuente: elaboración propia

Tubería flexible convencional: Fibra óptica			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,899	7	20,295
2	2,870	7	20,092
3	2,842	7	19,891
4	2,813	7	19,693
5	2,785	7	19,496
6	2,757	7	19,301
7	2,730	7	19,108
8	2,702	7	18,917
9	2,675	7	18,727
10	2,649	7	18,540
11	2,622	7	18,355
12	2,596	7	18,171
TOTAL	32,941	-	230,586

Fuente: elaboración propia

Tubería flexible convencional: Correlación tocando una profundidad conocida			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,991	7	20,937
2	2,961	7	20,728
3	2,931	7	20,520
4	2,902	7	20,315
5	2,873	7	20,112
6	2,844	7	19,911
7	2,816	7	19,712
8	2,788	7	19,515
9	2,760	7	19,320
10	2,732	7	19,126
11	2,705	7	18,935
12	2,678	7	18,746
TOTAL	33,982	-	237,876

Fuente: elaboración propia

Tubería flexible convencional: Correlación con memorias			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	2,991	7	20,937
2	2,961	7	20,728
3	2,931	7	20,520
4	2,902	7	20,315
5	2,873	7	20,112
6	2,844	7	19,911
7	2,816	7	19,712
8	2,788	7	19,515
9	2,760	7	19,320
10	2,732	7	19,126
11	2,705	7	18,935
12	2,678	7	18,746
TOTAL	33,982	-	237,876

Fuente: elaboración propia

Cable eléctrico convencional: Conductor eléctrico			
Periodo (Mensual)	Producción incremental (bbl)	Ligting cost (USD/bbl)	Costo de levantamiento (USD)
1	1,460	7	10,222
2	1,446	7	10,120
3	1,431	7	10,019
4	1,417	7	9,919
5	1,403	7	9,820
6	1,389	7	9,721
7	1,375	7	9,624
8	1,361	7	9,528
9	1,348	7	9,433
10	1,334	7	9,338
11	1,321	7	9,245
12	1,307	7	9,152
TOTAL	16,592	-	116,141

Fuente: elaboración propia