

**ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES QUE SE EJECUTAN DURANTE EL  
PROCESO DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA EN LOS POZOS DEL CAMPO  
CASABE**

**CARMEN CRISTINA ROSSO TORRES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD FISICOQUIMICA  
ESCUELA INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2014**

**ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES QUE SE EJECUTAN DURANTE EL  
PROCESO DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA EN LOS POZOS DEL CAMPO  
CASABE**

**CARMEN CRISTINA ROSSO TORRES**

**Trabajo de grado para optar al título de  
INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**ERIK GIOVANY MONTES PAÉZ  
INGENIERO DE PETRÓLEOS  
DIRECTOR**

**MALEKOV ROBLES CHAVEZ  
INGENIERO DE PETRÓLEOS  
TUTOR DE LA EMPRESA-SCHLUMBERGER**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD FISICOQUIMICA  
ESCUELA INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## DEDICATORIA

Al dueño de mi vida, Dios quien siempre me llevo de su mano, me enseñó a ser fuerte, a luchar, a soñar, a persistir y sentir su presencia cerca de mí.

A la virgen María quien siempre caminó a mi lado, brindándome amor, apoyo y fortaleza.

A mis papis Marina y Jairo quienes me han demostrado que la fuerza más grande es el amor, inspiran mi vida, creen y confían siempre en mí. Todo lo que soy es porque ustedes han guiado mis pasos y me han apoyado en cada instante de mi vida.

A Liliana que desde el cielo cumple este sueño junto a mí, nos graduamos juntas como te lo prometí, vos sos quien inspira mis sueños, desde que no estas son dobles porque cumpliré los de ambas.

A Jahaira, mi hermana del alma, quien me regaña cada día, ella es mi bastón, mi alegría, mi apoyo y ejemplo a seguir.

A Orlando, mi gordo, quien con sus chistes me aumentaba el ánimo, siempre me brindó su apoyo incondicional y confianza total en todos mis proyectos.

A Andrea Cristina y Juan Felipe, la mayor bendición que Dios le ha regalado a mi vida, sus sonrisas, travesuras y existencia hacen de mí la mujer más feliz del planeta.

A Paula, quien durante estos años me soporto, me acompaño e hizo de mí una persona más fuerte.

A Jaime Andrés, el hombre que Dios puso en mi camino para caminar junto a mí, porque tu verdadero amor siempre me mantuvo a flote.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios y la virgen María que me permitieron cumplir esta meta, siempre estuvieron a mi lado para protegerme y guiarme

A mis papis Jairo y Marina por su infinito amor, comprensión y dedicación durante todos los aspectos de mi vida. Siempre obtuve de ustedes un consejo a tiempo y el verdadero regalo de amor, fuerza y confianza que tus padres te pueden brindar.

A Jahaira y Ernesto por acogerme como su hija mayor, abrirme las puertas de su corazón para cumplir conmigo este sueño y compartir junto a ustedes como una familia.

A Orlando porque su fuerza desde lejos la sentí y siempre confiaste en mí.

A Andrea y Juan Felipe porque ustedes son el motor de mi vida y la fuerza que me inspira a luchar cada día.

A Liliana quien durante este proceso siempre me acompañó y me dio fuerzas para continuar con mi carrera.

A William mi gran amigo de toda la vida, quien siempre me escucha y ha sido mi apoyo en buenos y malos de momentos. Gracias por existir.

A Paula y Andrea por enseñarme a ver la vida de un modo distinto y disfrutar de ella con sus locuras. Gracias por estar pendiente de mí y hacer mi vida feliz.

A Efer, Samuel, Carlos, Anlu, Andrés, Carlitos, Yorkin y Danny, mis amigos que con su apoyo todo fue más fácil, logramos construir el camino junto.

A doña Luisa por su oración constante.

A Ceci por su apoyo y consejos durante toda mi carrera.

A mi tía Marlene quien sonrío hoy por ver cumplir mi sueño.

A mi tía amparito quien siempre creyó en mí.

A Malekov y Erik por hacerme crecer profesionalmente, por brindarme sus conocimientos y apoyo total durante todo el proceso.

A Rubí, Jorge y Abelardo por acogerme, brindarme lo mejor de ustedes, por hacer de mi experiencia laboral, la mejor de las enseñanzas y contribuir a mí crecimiento tanto personal como profesionalmente

A Pablo Saavedra por sus grandes aportes y formación profesional.

A Otoniel, Gerson Pérez, Alejandro, Diego Castellanos, Oswaldo, Frank, JJ y Nati por su tiempo y conocimientos brindados.

A Susana y José quienes siempre me recuerdan la gracias de Dios y feliz de encontrarlos en medio del camino. Mi alegría junto a ustedes aumenta.

A Rosita, Yesid, Francy, Sergio y Natalio gracias por ser más que mis compañeros de trabajo y haberme brindado su sincera amistad.

A Rafael, quien es mi ángel, aún no puedo explicar lo agradecida que me siento de encontrar personas sabias, amables y con una gran sonrisa que brindar. A vos gracias totales.

A todo el equipo de Workover por el placer de trabajar en esta área y que mi aprendizaje con ustedes aumentara mucho más.

A las compañías Schlumberger y Ecopetrol por creer en mí y darme la oportunidad de experimentar mi carrera en una forma fascinante.

A todos mis familiares, amigos y vecinos de la 33 por su compañía, palabras y consejos que obtuve de ustedes durante todo mi proceso.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	20
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE .....	22
1.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN.....	22
1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO.....	24
1.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.....	25
1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS .....	30
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	31
1.6 SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO CASABE . .....	33
1.6.1 Inyección de agua .....	33
1.6.2 Configuración de la inyección.....	35
1.6.3 Arreglo de cinco pozos.....	35
1.6.4 Condiciones operacionales .....	36
1.7 INFRAESTRUCTURA DE INYECCIÓN DE AGUA .....	38
1.7.1 Planta de Inyección.....	39
1.7.2 Estaciones de recolección y tratamiento .....	41
1.7.2.1 Estación de recolección y tratamiento – ERT-2 .....	41
1.7.2.2 Estación de recolección y tratamiento – ERT-3 .....	42
1.7.2.3 Estación de recolección y tratamiento– ERT-4 .....	43
1.7.2.4 Estación de recolección y tratamiento – PTS.....	45
1.7.2.5 Estación de bombeo Cóndor.....	46
1.8 SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO .....	47
1.8.1 Tubería de producción (crudo + agua + gas) .....	48
1.8.2 Oleoducto y líneas de pozos de Casabe Sur .....	49
1.8.3 Tubería de inyección de agua .....	49
2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER EN CAMPO CASABE .....	51

2.1	OPERACIONES DE WORKOVER.....	51
2.1.1	Trabajos de workover menores .....	51
2.1.2	Trabajos de workover mayores .....	52
2.2	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	53
2.2.1	Criterios de selección de pozos candidatos .....	53
2.3	POZOS SELECCIONADOS PARA ESTIMULACIÓN .....	55
2.3.1	Pozo Casabe CR1.....	55
2.3.1.1	Antecedentes .....	55
2.3.1.2	Datos de tubería pozo CR1 .....	58
2.3.1.3	Datos del yacimiento del pozo Casabe CR1.....	58
2.3.1.4	Intervalos a estimular Casabe CR1.....	59
2.3.1.5	Morning Brief Casabe CR1 .....	60
2.3.2	Pozo Casabe CR2 .....	61
2.3.2.1	Antecedentes Casabe CR2.....	61
2.3.2.2	Datos de tubería Casabe CR2 .....	62
2.3.2.4	Intervalos a estimular Casabe CR2.....	63
2.3.2.5	Morning Brief CR2.....	64
2.3.3.1	Antecedentes .....	65
2.3.3.2	Datos de tubería.....	66
2.3.3.4	Intervalos a estimular Casabe CR3.....	67
2.3.3.5	Morning Brief CR3.....	68
2.3.4	Pozo Casabe CR4 .....	69
2.3.4.2	Datos de tubería .....	70
2.3.4.4	Intervalos a estimular Casabe CR4.....	71
2.4	UNIDADES UTILIZADAS EN LA OPERACIÓN DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA CAMPO CASABE .....	74
2.4.1	Especificaciones técnicas unidad de SlickLine.....	74
2.4.1.1	Descripción de accesorios y equipos .....	75
2.4.2	Especificaciones técnicas unidad de Coiled Tubing.....	79
2.4.2.1	Ventajas del Coiled Tubing .....	80

2.4.2.2	Características de Coiled Tubing .....	80
2.4.2.3	Componentes básicos de la unidad de Coiled Tubing. ....	82
2.4.2.4	Beneficios de los servicios con Coiled Tubing .....	88
2.4.2.5	Aplicaciones convencionales del Coiled Tubing.....	91
3.	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO CASABE .....	97
3.1	ETAPA I.....	97
3.1.1	Operación Slickline.....	97
3.1.1.1	Prueba de integridad del pozo .....	97
3.2	ETAPA II.....	98
3.2.1	Operación Coiled Tubing.....	98
3.3	ETAPA III.....	100
3.3.1	Estimulación .....	100
3.4	ETAPA IV .....	101
3.4.1	Restablecimiento de condiciones en el pozo y estabilización de inyección .... .....	101
3.5	DISEÑO TRATAMIENTO .....	102
3.5.1	Schedule de bombeo .....	103
3.6	ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO CASABE CR1 .....	104
3.6.1	CoilLife antes y después de operación de Coiled tubing.....	104
3.6.2	Graficas de adquisición CoilCat .....	105
3.6.3	Operación de limpieza de tubing con Jet Blaster .....	107
3.6.4	Operación de pesca de válvula Dummy con Coiled Tubing .....	108
3.6.5	Corrida de estimulación.....	110
3.6.6	Conclusiones Casabe CR1 .....	118
3.6.7	Lecciones aprendidas .....	119
3.7	ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO CASABE CR2 .....	119
3.7.1	CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.....	119
3.7.2	Graficas de adquisición CoilCat .....	120
3.7.3	Operación de limpieza de tubing con Jet Blaster .....	122

3.7.4	Corrida de estimulación zona 4728 ft y 4805 ft CBE CR2.....	123
3.7.5	Prueba de inyectividad Bullheading zona 4728 ft y 4805 ft CSB CR2.....	125
3.7.6	Prueba de inyectividad Bullheading zona 4582 ft y 4654 ft CSB CR2.....	126
3.7.7	Conclusiones estimulación pozo Casabe CR2.....	127
3.8	ESTIMULACION MATRICIAL POZO CASABE CR3.....	128
3.8.1	CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.....	128
3.8.2	Graficas de adquisición CoilCat .....	128
3.8.3	Operación de limpieza de tubing con Jet Blaster .....	130
3.8.4	Corrida de estimulación Primera etapa - Intervalo entre 4740 ft y 4836 ft.	131
3.8.5	Corrida de estimulación Segunda etapa - Intervalo entre 4574 ft y 4698 ft.....	136
3.8.6	Corrida de estimulación Tercera etapa - Intervalo entre 4422 ft y 4512 ft.	140
3.8.7	Corrida de estimulación Cuarta etapa - Intervalo entre 4196 ft y 4330 ft ..	144
3.8.9	Corrida de estimulación Quinta etapa - Intervalo entre 4062 ft y 4142 ft...	148
3.8.10	Corrida de circulación de pozo con salmuera posterior a etapas de estimulación .....	152
3.8.11	Corrida de pesca de tapón TTP posterior a circulación de pozo .....	153
3.8.12	Conclusiones estimulación pozo Casabe CR3.....	155
3.9	ESTIMULACION MATRICIAL POZO CASABE CR4.....	157
3.9.1	CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.....	157
3.9.2	Graficas de adquisicion CoilCat .....	159
3.9.3	Limpieza de tubing y corrida de acceso – herramienta de fondo JetBlaster #1 .....	160
3.9.4	Limpieza de tubing y corrida de acceso – Herramienta de fondo JetBlaster #2 .....	161
3.9.5	Circulación de pozo con salmuera 9.4 – Herramienta de circulación .....	163
3.9.6	Conclusiones estimulación pozo CSB CR4.....	164
4.	CONCLUSIONES.....	166
5.	LECCIONES APRENDIDAS .....	167
	BIBLIOGRAFIA.....	168

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localización del Campo Casabe. ....	22
Figura 2: División por bloque del Campo Casabe.....	24
Figura 3: Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	27
Figura 4: Esquema ambiente de sedimentación.....	28
Figura 5: Historia de producción e inyección del campo.....	32
Figura 6: Arreglo geométrico de 5 pozos.....	36
Figura 7: Sistema de Inyección.....	39
Figura 8 Planta de inyección (A).....	40
Figura 9: Planta de inyección (B).....	40
Figura 10: Estaciones de recolección y tratamiento.....	41
Figura 11: Estación de recolección y tratamiento 2. ....	42
Figura 12: Estación de recolección y tratamiento 3. ....	43
Figura 13 Estación de recolección y tratamiento 4. ....	44
Figura 14: Estación de recolección y tratamiento PTS. ....	46
Figura 15: Estación de bombeo cóndor. ....	47
Figura 16: Cabezal de pozo CR1.....	57
Figura 17: Locación del pozo CR1.....	58
Figura 18: Bloque I y II (Mandril 4).....	60
Figura 19: Cabezal de pozo Casabe CR2. ....	61
Figura 20: Locación pozo CR2.....	62
Figura 21: Bloque VI (Mandril 3y 4). ....	64
Figura 22: Cabezal de pozo Casabe CR3. ....	65
Figura 23: Locación pozo Casabe CR3. ....	66
Figura 24: Bloque III (Mandril 9, 8, 7,6 y 5).....	68
Figura 25: Cabezal de pozo Casabe CR4. ....	70
Figura 26: Locación de pozo Casabe CR4. ....	70

Figura 27: Bloque VIII (Mandril 2, 6,11 y 12). .....	73
Figura 28: Unidad de SlickLine. ....	79
Figura 34: Herramienta Utilizada para la limpieza del Jet Blaster por parte de Coiled Tubing.....	93
Figura 35: herramienta Utilizada para la pesca de válvulas por parte de Coiled Tubing.....	95
Figura 36: herramienta Utilizada para la estimulación química por parte de Coiled Tubing.....	96
Figura 37: Schedule de bombeo.....	103
Figura 38: CoilLIFE antes y después de operación de Coiled tubing.....	105
Figura 39: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.....	106
Figura 40: Corrida de JetBLASTER, para limpieza de tubing. ....	108
Figura 41: Pesca de válvula Dummy con CT, primer intento. ....	109
Figura 42: Pesca exitosa de Válvula Dummy con CT. ....	110
Figura 43: Prueba de Inyectividad CBE CR1, Formación Mugrosa B2, Grupo 4. ....	111
Figura 44: Grafica prueba de inyectividad. ....	112
Figura 45: Selección de puntos, formación mugrosa B2, grupo 4.....	112
Figura 46: Análisis de prueba de inyectividad.....	113
Figura 47: Análisis de declinación, prueba de inyectividad.....	113
Figura 48: Bombeo estimulación matricial, Casabe CR1, Formación Mugrosa B2 Grupo 4.....	115
Figura 49: Grafica de entrada de los fluidos en formación, CBE CR1, Formación Mugrosa B2, Grupo 4.....	115
Figura 50: Comportamiento del Skin, durante el bombeo de la estimulación matricial. ....	116
Figura 51: Prueba de inyectividad Post – estimulación, formación mugrosa B2, grupo 4.....	117
Figura 52: CoilLIFE antes y después de operación de Coiled tubing.....	120
Figura 53: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.....	121

Figura 54: Corrida de JetBLASTER, para limpieza de tubing. ....	122
Figura 55: Estimulación zona 4728 ft y 4805 ft CSB CR2.....	123
Figura 56: Comportamiento presión, peso y profundidad en la inyección de pre flujo inorgánico con CT. ....	124
Figura 57: Comportamiento de la formación ante los efectos del fluido OMA. ...	125
Figura 58: Prueba de inyectividad Bullheading Zona 4728 ft y 4805 ft CSB CR2. ....	126
Figura 59: CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing. ....	128
Figura 60: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.....	129
Figura 61: Corrida de JetBLASTER, para limpieza de tubing. ....	130
Figura 62: Gráfica de adquisición de corrida de acceso con restricción en 4044 ft. ....	132
Figura 63: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad. ....	133
Figura 64: prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.....	134
Figura 65: POOH Coiled Tubing a superficie. ....	135
Figura 66: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad. ....	137
Figura 67: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación. ....	138
Figura 68: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación presión residual constante.....	139
Figura 69: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad. ....	141
Figura 70: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación. ....	142
Figura 71: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación presión residual constante.....	144
Figura 72: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de Inyectividad. ....	145
Figura 73: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación. ....	146
Figura 74: POOH Coiled Tubing a superficie. ....	147

Figura 75: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de Inyectividad.....	149
Figura 76: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación. ....	150
Figura 77: POOH Coiled Tubing a superficie.....	152
Figura 78: Gráfica de adquisición durante el desarrollo de la operación de circulación de pozo. ....	153
Figura 79: corrida de pesca de tapón ttp posterior a circulación de pozo. ....	154
Figura 80: CoilLIFE antes y después de operación de Coiled Tubing. ....	158
Figura 81: Nivel de fatiga 29.7 % a una profundidad de 4060 ft anterior a la implementación de operación en pozo. ....	158
Figura 82: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.....	159
Figura 83: Limpieza de tubing y corrida de acceso.....	160
Figura 84: Limpieza de tubing y corrida de acceso jetblaster #2. ....	161
Figura 85: Gráfica de adquisición durante el desarrollo de la operación de circulación de pozo. ....	162
Figura 86: Circulación de pozo con salmuera 9.4.....	164

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Propiedades petrofísicas del Campo Casabe. ....	30
Tabla 2: Propiedades de los fluidos del Campo Casabe. ....	30
Tabla 3: Inventario de pozos activos Campo Casabe. ....	33
Tabla 4: Líneas de producción Campo Casabe. ....	48
Tabla 5: Tuberías Campo Casabe. ....	48
Tabla 6: Tubería de inyección de agua. ....	49
Tabla 7: Pozos seleccionados, pozos inyectores y número de bloques. ....	54
Tabla 8: Impacto del proyecto. ....	55
Tabla 9: Descripción configuración de cabezal de pozo CR1. ....	55
Tabla 10: Datos yacimiento Casabe CR1. ....	58
Tabla 11: Intervalos a estimular. ....	59
Tabla 12: Datos yacimiento Casabe CR2. ....	63
Tabla 13: Intervalos a estimular Casabe CR2. ....	63
Tabla 14: Descripción configuración de cabezal y pozo CR3. ....	65
Tabla 15: Datos yacimiento del pozo Casabe CR3. ....	66
Tabla 16: Intervalos a estimular Casabe CR3. ....	67
Tabla 17: Intervalos a estimular Casabe CR3. ....	67
Tabla 18: Datos yacimientos pozo Casabe CR4. ....	71
Tabla 19: Intervalos a estimular Casabe CR4. ....	71
Tabla 20: Características de Coiled Tubing. ....	80
Tabla 21: Unidad de Coiled Tubing. ....	81
Tabla 22: Formulaciones de cada uno de los fluidos. ....	104
Tabla 23: Etapas, tipos de fluidos y volumen en el tratamiento de estimulación. .....	104
Tabla 24: Resultados análisis prueba de inyectividad, Formación Mugrosa B2 Grupo 4. ....	114

Tabla 25: Parámetros de inyección con el desarrollo de prueba de inyectividad. .....	135
Tabla 26: Tasa de bombeo y presión de cabeza. ....	139
Tabla 27: Descripción de la prueba de inyectividad.....	141
Tabla 28: Presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyectividad final.....	143
Tabla 29: Descripción de la prueba de inyectividad.....	144
Tabla 30: La presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyectividad final.....	147
Tabla 31: Prueba de inyectividad, tasa de bombeo y presión de cabeza. ....	149
Tabla 32: Presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyectividad final.....	151

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES QUE SE EJECUTAN DURANTE EL PROCESO DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA EN LOS POZOS DEL CAMPO CASABE.\*

**AUTORA:** CARMEN CRISTINA ROSSO TORRES.\*\*

**PALBRAS CLAVES:** Daño a la formación, Estimulación matricial, Workover, Campo Casabe, Inyección, Yacimiento.

### DESCRIPCIÓN

La pobre producción en ciertos pozos de petróleo está ligada a problemas de taponamiento de los poros de la roca reservorio. A este taponamiento de poros, que a su vez restringe el flujo de manera parcial o total de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es lo que se conoce como "daño de formación".

Para el desarrollo de un campo maduro es necesario realizar trabajos de workover mayores de acuerdo a las características del yacimiento, estas actividades son desarrolladas principalmente para incrementar las ganancias y las reservas recuperables por medio de la estimulación de pozos.

La estimulación química matricial es un proceso de inyección de fluidos en la formación a presiones inferiores a la presión de fractura, para mejorar la permeabilidad de la formación cercana al pozo, la producción o la capacidad de flujo de un pozo y reducir el daño a la formación.

Este proyecto piloto de cuatro pozos inyectoros realizado en el campo Casabe permite identificar el principal problema de daño a la formación, mejorar los tiempos de operación que se generan durante el proceso y aumentar el caudal de inyección de los trazadores para un posterior aumento de la producción debido al patrón de inyección de cinco puntos que se maneja dentro del campo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Montes Paéz, Erik Giovany. Tutor: Robles Chavéz, Malekov.

## ABSTRACT

**TÍTULO:** ANALYSIS OF OPERATIONS RUNNING DURING CHEMICAL STIMULATION FIELD IN WELLS CASABE.\*

**AUTHOR:** CARMEN CRISTINA ROSSO TORRES.\*\*

**KEY WORDS:** Formation damage, Matrix Stimulation, Workover, Casabe field, Injection and Reservoir.

### DESCRIPTION

The poor production in some oil Wells is related with the plugging of the pores of the reservoir rock. The plugging of the pores, which in turn restricts the flow of fluids of partial or total way from reservoir into the well is what is known as "formation's damage".

For the development of a mature field is required workovers older according to the characteristics of the reservoir, these activities are developed primarily to increase profits and recoverable reserves through well stimulation.

Matrix Chemical stimulation is a process of injecting fluids into the formation below the fracture pressure, to improve permeability of the formation around the well, the production or capacity of flow of a well and reduce damage to the training.

This pilot project of four injection wells conducted in the Casabe field identifies the main problem of formation damage, improve operating times that are generated during the process and increase the injection flow tracer for further increase in production due to the injection pattern five points that is managed on the field

---

\* Degree Project

\*\* Physiochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Montes Paéz, Erik Giovany. Tutor: Robles Chavéz, Malekov.

## INTRODUCCIÓN

Los planes originales de desarrollo del campo para el esquema de inyección y producción incluyeron cuatro pozos por localización de inyección, destinados a inundar las areniscas multiestratificadas. Se utilizaron dos pozos para extraer petróleo pero en ciertas localizaciones un solo pozo de producción mezcló los fluidos provenientes de las arenas A y B, B y C, o A, B y C.

La producción de arena y alta velocidad de los chorros de agua arenosa a través de los disparos erosiono de forma significativa las paredes de las tuberías de revestimiento y los equipamientos de fondo en los pozos productores. Durante un periodo crucial del programa de inyección de agua, numerosos pozos colapsaron y fueron abandonados o puestos fuera de servicio. Para sustentar los niveles de producción, se optó por convertir muchos pozos inyectoros en pozos de producción; sin embargo, esto afectó drásticamente los esquemas de inyección de agua.

La eficiencia del barrido vertical está determinada por la efectividad con que el agua que fluye desde los pozos inyectoros desplaza el petróleo a través de las capas permeables hasta los pozos productores de petróleo conectados a la formación.

Considerando querer aumentar la producción, se ha propuesto estimular los pozos inyectoros del campo para reducir el daño en la formación e identificar los intervalos cañoneados a los cuales se les aplicará generando así un mejor barrido en el yacimiento.

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un

yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación.

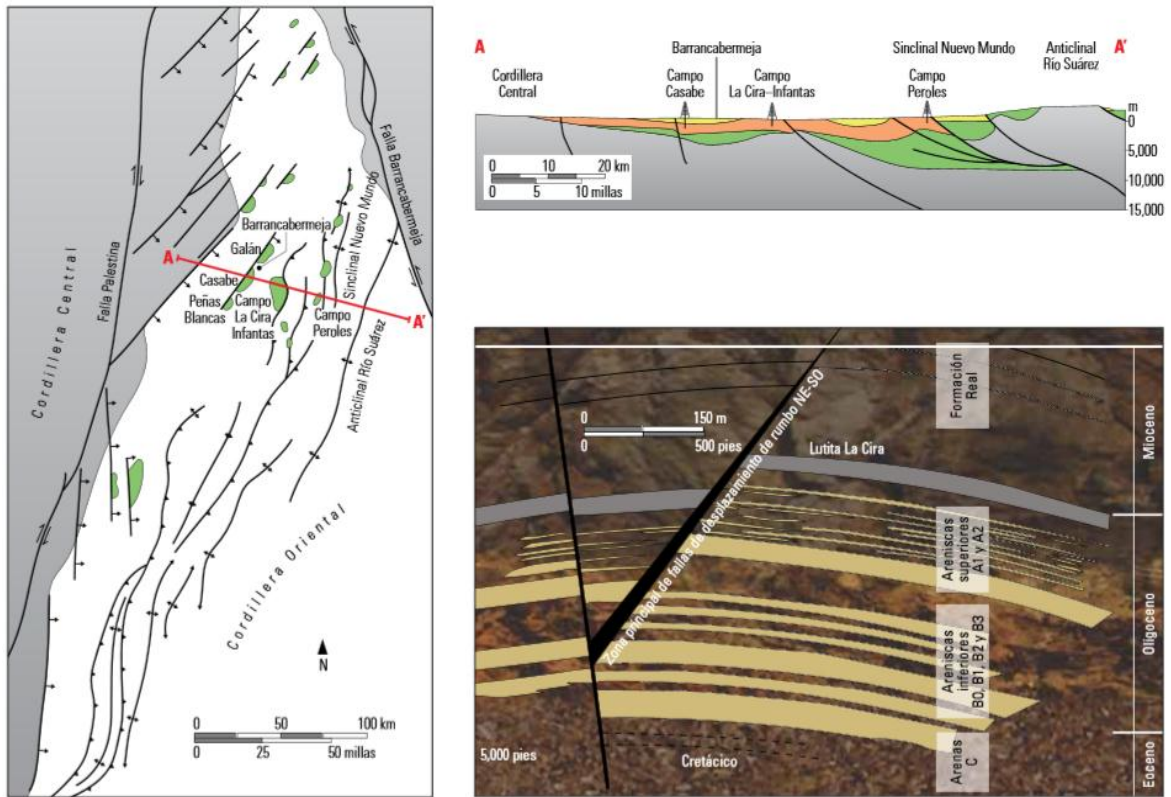
A través de los años la tecnología asociada con la estimulación se ha enriquecido significativamente, por el desarrollo de métodos, materiales y equipos para estimular todo tipo de yacimientos.

# 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

## 1.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN

El Campo Casabe es un campo maduro ubicado en el Valle Medio del Río Magdalena en el municipio de Yondó, departamento de Antioquia, Colombia.

Figura 1: Localización del Campo Casabe.



Fuente: Schlumberger. Olifield Review Abril 2010.

Fue descubierto mediante el pozo CSB 1, en las arenas A1, y completado el 20 de octubre de 1941 por la compañía Shell de Colombia, pero su explotación comercial se inició en junio de 1945, logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10

resultaron secos. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46,000 BOPD provenientes de 414 pozos (ver Figura 5). Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época. Los estimados oficiales de aceite original en sitio son de 1300 Mbls; sin embargo, un estudio realizado en el año 2008 luego de la interpretación de nueva información sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1750 Mbls. En 1977, se iniciaron los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo con algunos pilotos, pero fue hasta el 17 de febrero de 1982, que se aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante la inyección de agua”.

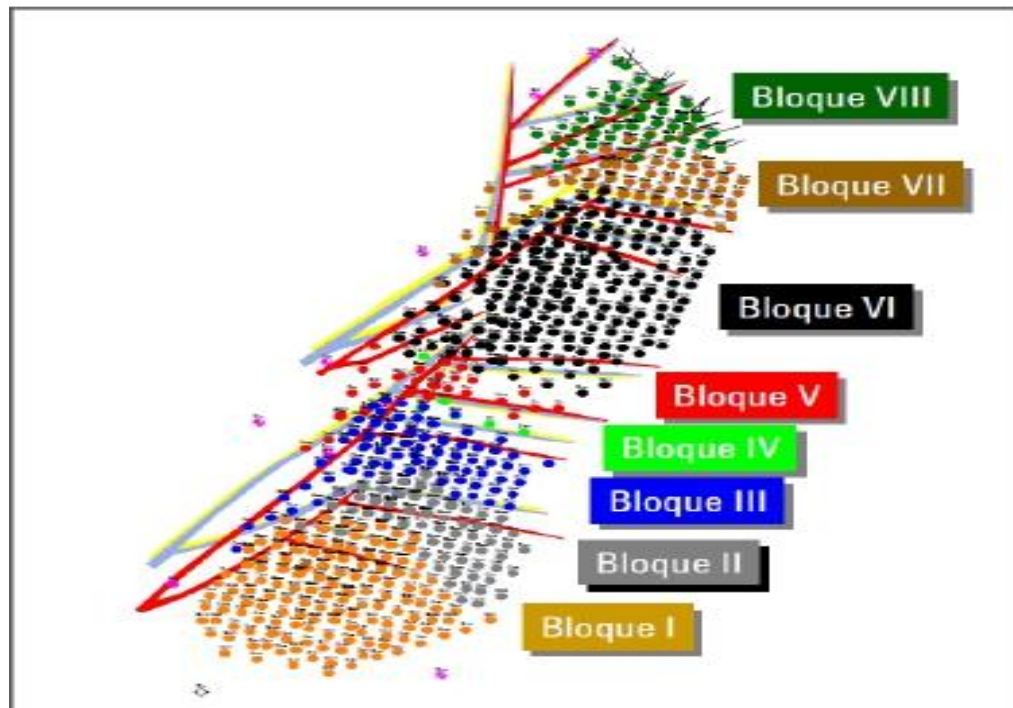
En 1979, la empresa ECOPETROL S.A inició la explotación secundaria del campo, mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en Junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en Diciembre de 1988 (ver figura 5). Para el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectoras y productores. Este mecanismo permitió incrementar la producción sustancialmente en relación a la declinación que marcaba el campo para la época.

En el año 2004 se firmó la Alianza Tecnológica entre Ecopetrol S.A y Schlumberger con el objetivo de incrementar la producción del campo mediante la Implementación de nuevas tecnologías, técnicas de gerenciamiento de yacimientos y reducción de costos operativos. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 18000 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BWPD hasta 110000 BWPD.

## 1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO

El área de Casabe presenta una estructura anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de entrapamiento del Terciario. La distribución de las fallas geológicas identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho (8) bloques operativos, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos realizados. Adicionalmente, a unos 7 Km al sur del campo Casabe se encuentra el campo Peñas Blancas, con un desarrollo menos agresivo. La división por bloques del campo Casabe se muestra en la figura 2.

**Figura 2: División por bloque del Campo Casabe.**



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

### 1.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La estratigrafía del área Casabe refleja los eventos tectónico-sedimentarios que tuvieron lugar en el proceso de formación de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena. El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Mega secuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito conocido como Formación Girón.

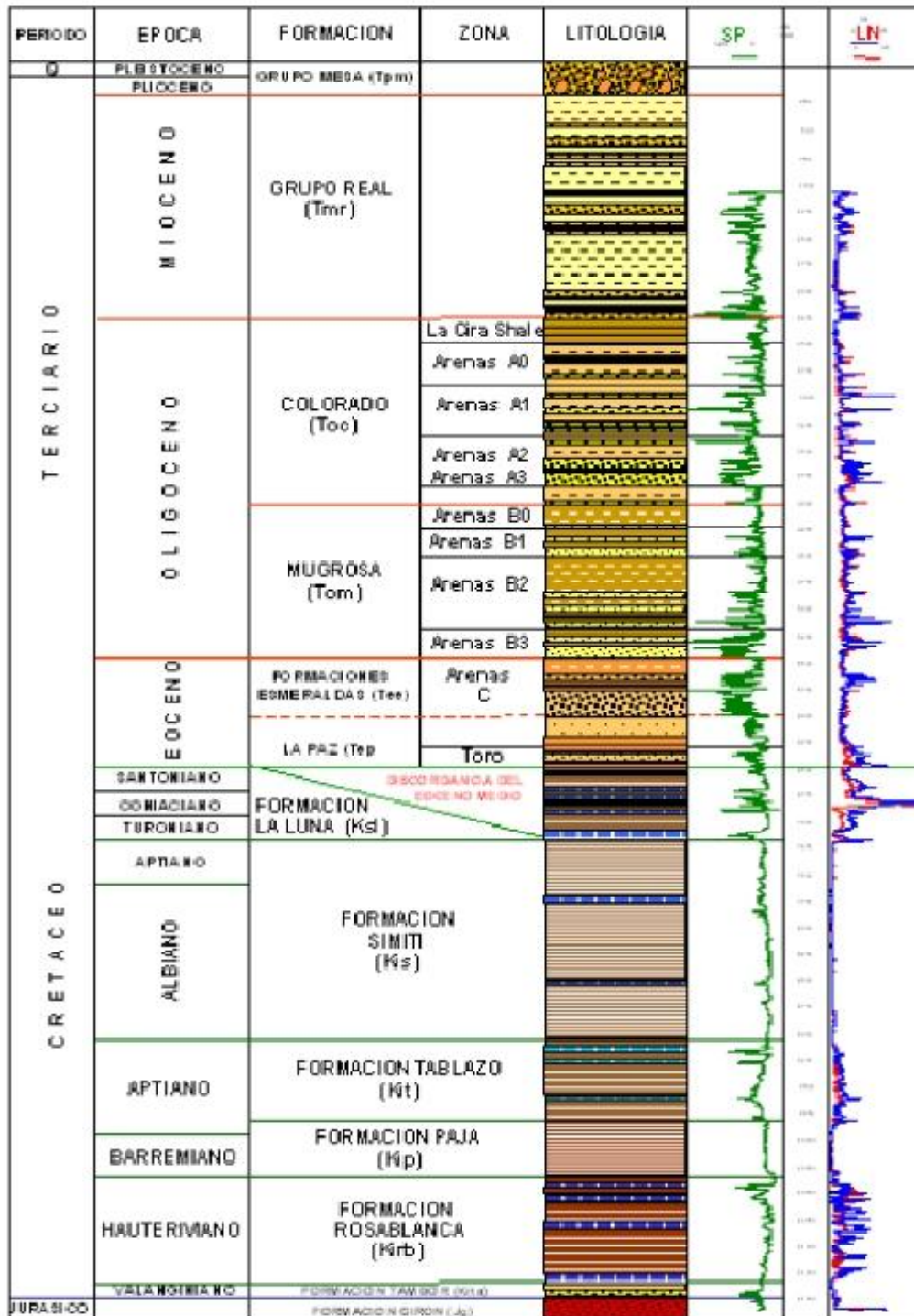
Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca Retroarco, al este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias de arena y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea.

El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Ante país, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como discordancia del Eoceno Medio.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno a Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzo- feldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositadas en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontaña, cuya secuencia está representada por el depósito del grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía. El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno- Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa. Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz; estando la formación Mugrosa infrayaciendo a la formación Colorado (Figura 3).

Figura 3: Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: La Alianza Casabe, field development plan, marzo 2010, p. 27.

Con base en la información de corazones existentes y mediante la interpretación de registros eléctricos, se estableció que las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz se depositaron en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, las cuales se describen brevemente como sigue.

**Figura 4: Esquema ambiente de sedimentación.**



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

- **FORMACIÓN LA PAZ (Eoceno Medio - Oligoceno Inferior).**

Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como “El Toro”, que consiste de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esférica e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Presentan intercalaciones de arcillolita caolinítica, gris clara a verde claro, abigarradas. Estos cuerpos arenosos son reconocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en algunas partes del campo y presentan un espesor promedio total de 320 pies.

- **FORMACIÓN MUGROSA (Oligoceno Inferior a medio).**

Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzo- feldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base. Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente.

La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa.

Las arenas B0 o A3, presentan bajo desarrollo de arenas, generalmente de color gris claro, con granulometría gradacional de fino a medio hacia el tope y de medio a grueso hacia la base con intercalaciones de conglomerados y gravas principalmente con granos de cuarzo y fragmentos de chert. Ocasionalmente aparecen epidota y mica como minerales accesorios. Las arcillas se presentan intercaladas en estratos gruesos a muy gruesos, de color gris verde claro, abigarradas, duras y con niveles arenosos hacia la base.

- **FORMACIÓN COLORADO (Oligoceno medio – Mioceno inferior).**

Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es suprayacente discordantemente por el horizonte fosilífero de La Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad

Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope<sup>1</sup>.

#### 1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS

Los parámetros promedios de cada una de las zonas productoras reflejan las características sedimentarias de la formación descritas anteriormente. Esto se resume en las siguientes tablas.

**Tabla 1: Propiedades petrofísicas del Campo Casabe.**

PARÁMETRO	CAMPO CASABE			
	Formación Colorado		Formación Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Área (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad Prom (ft.s.n.m)	2600	2900	3900	4200
Espesor Neto (pies)	76	78	43	23
Porosidad Prom (%)	24	24	25,5	25,5
Permeabilidad Prom (md)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de Crudo	Asfáltenos			
Mecanismo de Producción	Inyección de Agua			

Fuente: Autora

**Tabla 2: Propiedades de los fluidos del Campo Casabe.**

PARÁMETROS	CAMPO CASABE	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad (cp) a Pb	43	21
Factor Volumétrico Inicial	1,083	1,117
Factor Volumétrico	1,055	1,07
GOR (SCF/STB) Inicial	187	254
Presión a Pb (PSI)	1350	2200

Fuente: Autora.

<sup>1</sup> ECOPEPETROL S.A. [en línea]. Generalidades Campo Casabe-Yondo-Antioquia. 2005. < <http://www.ecopetrol.com.co> >.

## 1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo inició oficialmente su explotación en junio de 1945, de arenas superiores (formación Colorado zona A), con el pozo Casabe 1. En 1950 se inició la explotación de las arenas inferiores (formación Mugrosa, zona B). En Febrero 1954 llegó a su máxima producción con 47.134 BOPD.

En diciembre de 1958 se concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, separados para arenas superiores y arenas inferiores. En 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad

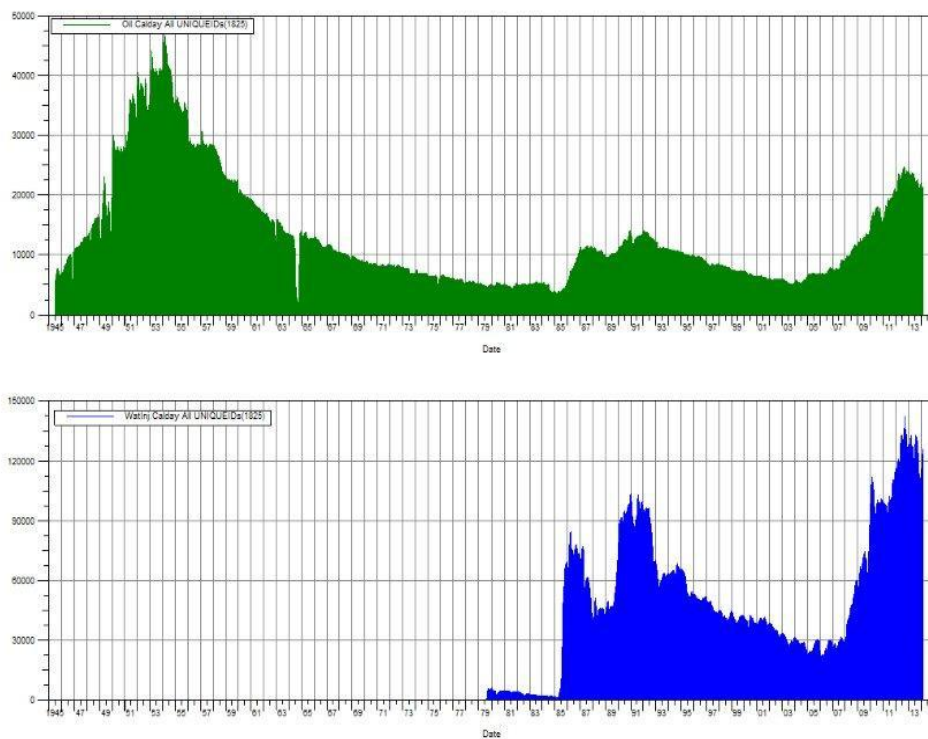
de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas A y B del campo. Con base en los resultados obtenidos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectores y se reemplazaron aquellos pozos productores que presentaban mal estado mecánico. En Junio 20 de 1985 se inició la inyección en el sector norte, bloques VI, VII, VIII. Al inicio de la inyección, la producción del campo era de 4000 BPD.

En agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En 1988 se inicia la inyección en el sector sur bloques I, II, III, V. La máxima inyección en el campo se presentó el 15 de Febrero de 2010 con 118.190 BWPD con una producción de aceite de 16.005 BOPD. La máxima producción de aceite una vez iniciado el proceso de inyección se presentó el 1 de agosto de 2010 con 18.288 BOPD y una inyección de 108.565 BWPD.

Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos (4 pozos inyectores en los vértices de un cuadrado y un pozo productor central). Se utiliza agua

dulce de la formación La Mesa, en sistema cerrado. Se dispone de siete pozos de captación para el suministro de agua. La producción promedio anual del Campo actualmente es de 7082 BOPD con un corte de agua promedio (BSW) de 88%. La siguiente figura muestra la producción del campo desde que inició en 1945.

**Figura 5: Historia de producción e inyección del campo.**



Fuente: Base de datos Ecopetrol. Oil Field Manager.

Se cuenta con 165 pozos con bombeo de cavidades progresivas PCP y 9 pozos con Bombeo Mecánico BM. Existen 397 pozos inyectores (56 sarta convencional y 341 sarta selectiva).

El campo Casabe cuenta con cuatro estaciones de recolección, una estación de bombeo y una planta de inyección de agua (147.200 barriles de agua/día (bwpd)); cuenta con un centro de generación eléctrica con una capacidad de 1.6 Megavatios.

**Tabla 3: Inventario de pozos activos Campo Casabe.**

CAMPO	POZOS PRODUCTORES		POZOS INYECTORES		POZOS DE CAPTACIÓN	
	BM	PCP	SARTA CONVENCIONAL	SARTA SELECTIVA	BES	SUMERGIBLE CON MOTOR EN SUPERFICIE
CASABE	9	165	56	341	4	3
PEÑAS BLANCAS	6					
BAJO RIO	1					
CBE SUR SUR	18	4		8	1	
SUB TOTAL	34	169	56	341	5	3
TOTAL	203		397		8	

Fuente: Autora

## 1.6 SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO CASABE

**1.6.1 Inyección de agua.** Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta ser poco atractiva. Entonces, es necesario inyectar al yacimiento un fluido que le proporcione energía adicional aumentando la producción y la recuperación final. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía después de agotarse la propia, se le llama recuperación secundaria.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es

el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones, entre las que se nombran:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

La inyección de agua fue descubierta a mediados del siglo diecinueve en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania; el agua proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y fué hasta los primeros años de 1890, cuando se notó que el agua había mejorado la producción.

Para 1907, la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del campo Bradford; se inyectó agua en un solo pozo y a medida que aumentaba la zona invadida, los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua y se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea

igual de pozos inyectoros, para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de cinco pozos y después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección- producción.

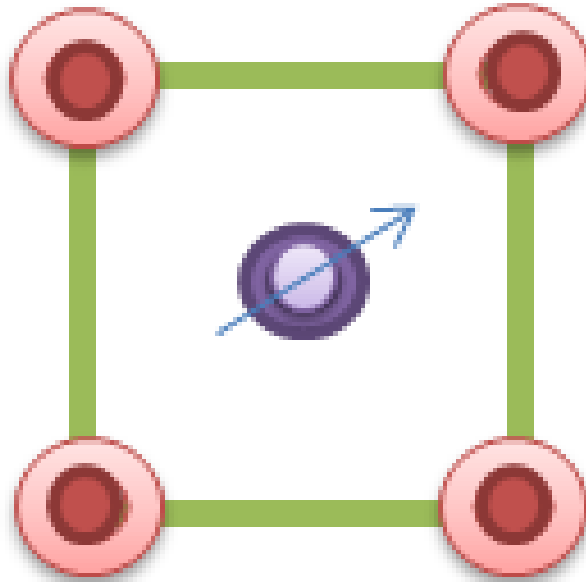
Hoy en día, los ingenieros y geo científicos aplican un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de agua, en el cual juega un papel fundamental, la información de yacimientos, historia de producción, fuente de agua, tasa de inyección e instalaciones de superficie, entre otros.

**1.6.2 Configuración de la inyección.** En el momento de planificar un proceso de inyección de agua, es importante determinar el arreglo que tendrán los pozos productores e inyectoros; para esto es necesario considerar factores como la forma primaria de producción del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la permeabilidad del yacimiento, la razón de movilidad, la relación entre inyectoros y productores y las características geográficas del yacimiento que se va a invadir.

Los arreglos de los pozos pueden ser irregulares tomando en cuenta la geometría del yacimiento, o de tipo regular o geométrico, que busque un avance uniforme del proceso.

**1.6.3 Arreglo de cinco pozos.** Es un arreglo geométrico de 5 pozos que forma un cuadrado como se ve en la figura 6, es el de aplicación más frecuente, permite generar otro tipo de arreglos y genera buena eficiencia de barrido.

**Figura 6: Arreglo geométrico de 5 pozos.**



Fuente: Autora.

**1.6.4 Condiciones operacionales.** Para el proceso de inyección de agua se requiere diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en el proceso de recuperación de petróleo, dependiendo de las características específicas del yacimiento. Se deben considerar factores como la geología del yacimiento, los mecanismos de producción, las propiedades de las rocas y de los fluidos, presión del yacimiento, y factores operacionales como la tasa y la presión de inyección.

- **TASA DE INYECCIÓN:** Algunos autores han concluido que es imposible establecer un valor exacto para la tasa de inyección de agua, debido a que existe un amplio rango en las propiedades petrofísicas y del fluido en todos los yacimientos. Sin embargo, para cualquier valor de saturación de petróleo, existe una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de recobro cae considerablemente; una vez se supera esta velocidad crítica, la relación agua petróleo

aumenta rápidamente, reduciendo la vida productiva del yacimiento. La tasa inicial de inyección de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, espesor de la arena y del factor de llenado. Una alta tasa de inyección, no garantiza una mayor recuperación; así como una reducción en la tasa de inyección de agua, en últimas, está controlada por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

- **PRESIÓN DE INYECCIÓN:** La presión de inyección puede mantenerse a voluntad, siendo superior a la presión de la formación, pero inferior a la presión de fractura, de ocurrir el sobrepaso de la presión de fractura se ocasionarían canalizaciones, pérdidas de fluido y daño en la formación. La presión con la que se inyecta el fluido en la cara de la arena es una de las características alterables en un proceso de inyección, se puede estimar esta presión conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la viscosidad del agua. En las pruebas de inyectividad, se mide la presión necesaria para que el agua penetre la formación, durante este proceso el agua alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente hasta llegar a un valor más o menos estabilizado. Al respecto, algunos autores recomiendan que la presión óptima a la cual se deba realizar la inyección, es la del punto de burbuja incrementada en 500 psia. En la presión de burbuja, la viscosidad del crudo está en su valor mínimo, luego habrá mejor movilidad y mayor eficiencia de barrido areal. Adicionalmente, en el punto de burbuja los pozos productores están en su mayor índice de productividad, y no existe una respuesta retardada a la inyección de agua pues no existe una saturación de gas libre en el yacimiento.

- **ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS:** Es un parámetro clave para solucionar los problemas en el recobro causados por la heterogeneidad, en estudios realizados se estableció que el efecto del espaciamiento solo es apreciable, cuando el estudio se realiza por secciones. Allí se muestra que a bajas permeabilidades, el factor de recobro depende del espaciamiento.<sup>2</sup>

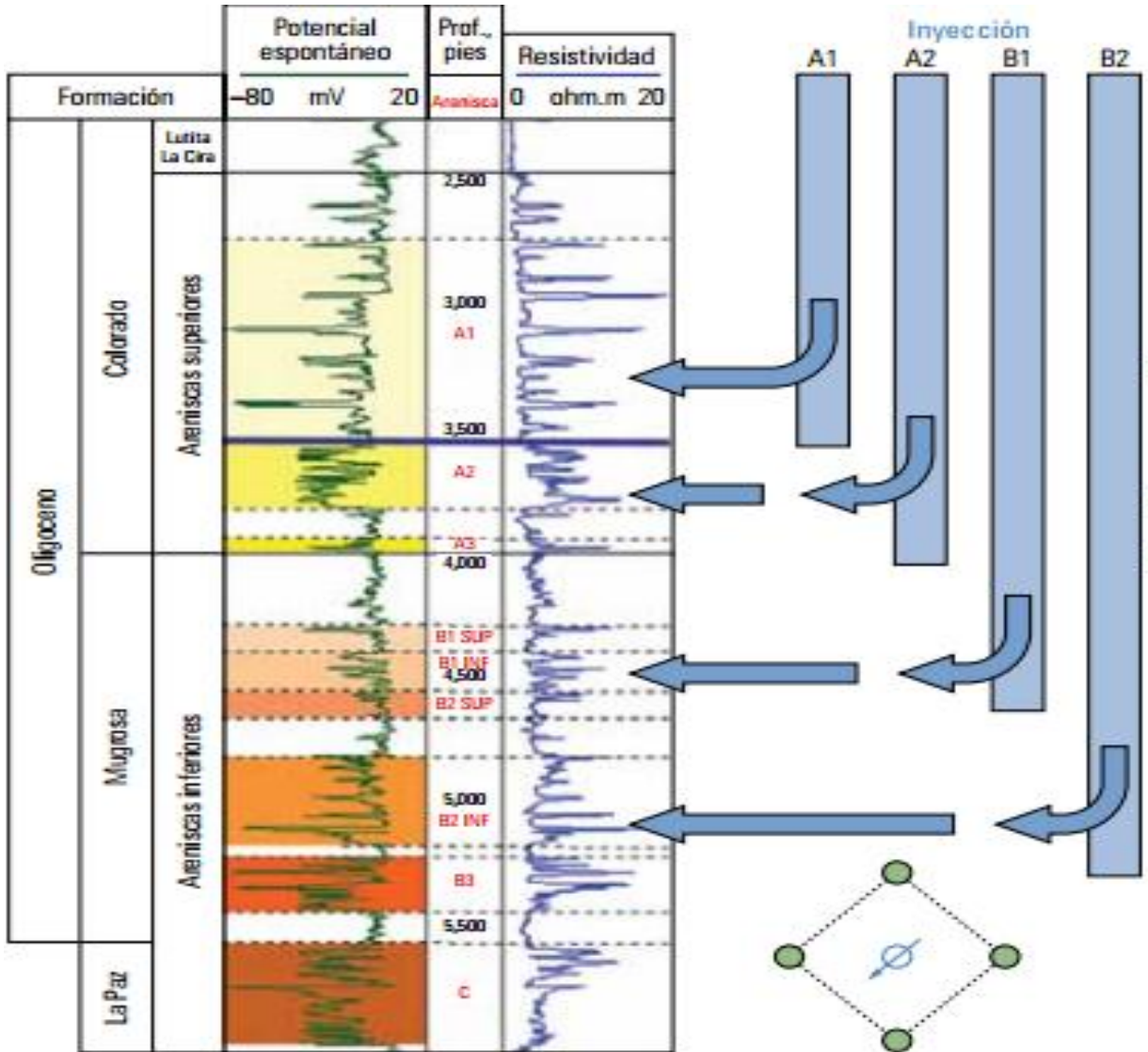
## 1.7 INFRAESTRUCTURA DE INYECCIÓN DE AGUA

El Campo Casabe consta en la actualidad con 7 pozos de captación de agua (PC 8R, PC 9, PC 10, PC 11, PC 12, PC 13R y PC 14) de los cuales 4 tienen sistema de levantamiento por bombeo electro-sumergible y los 3 restantes son sumergibles con motor en superficie. Están ubicados en el sector suroccidental del campo, la producción de agua en ellos proviene del Acuífero La Mesa, es agua dulce y de muy buena calidad. Con un potencial de captación de 135.000 barriles de agua por día (bwpd). El agua se transporta por una línea de succión de 24" hasta la Planta de Inyección de Agua donde es comprimida desde 120 psi hasta los valores de 1950 psi y 2400 psi, para los cabezales de descarga de baja y alta presión. Los cabezales de descarga de alta y baja presión son 4 líneas que distribuyen el agua hacia el sector Norte y Sur del campo. Igualmente se cuenta con 53 manifold de inyección desde los cuales se distribuye el agua hacia los pozos inyectoros.

---

<sup>2</sup> ECOPEPETROL S.A. Base de datos Ecopetrol. Oil Field Manager. Bogotá. 2014.  
<http://www.ecopetrol.com.co>.

Figura 7: Sistema de Inyección.



Fuente: Olifield Review Primavera 2010. Schlumberger.

**1.7.1 Planta de Inyección.** Inicialmente se contó con 9 bombas centrífugas electro axiales con capacidad para 330000 BWPD. Se han transferido 5 bombas a otros campos de ECOPETROL. Actualmente se disponen de 4 bombas con capacidad total de 148000 BWPD, 2 para el sistema de baja presión (arenas superiores) y 2 para el de alta presión (arenas inferiores), de las cuales solo trabaja una en cada sistema y las dos restantes

permanecen disponibles. La capacidad de cada bomba de alta es de 31646 BWPD y de cada bomba de baja es de 42000 BWPD.

**Figura 8 Planta de inyección (A).**



Fuente: Ecopetrol S.A

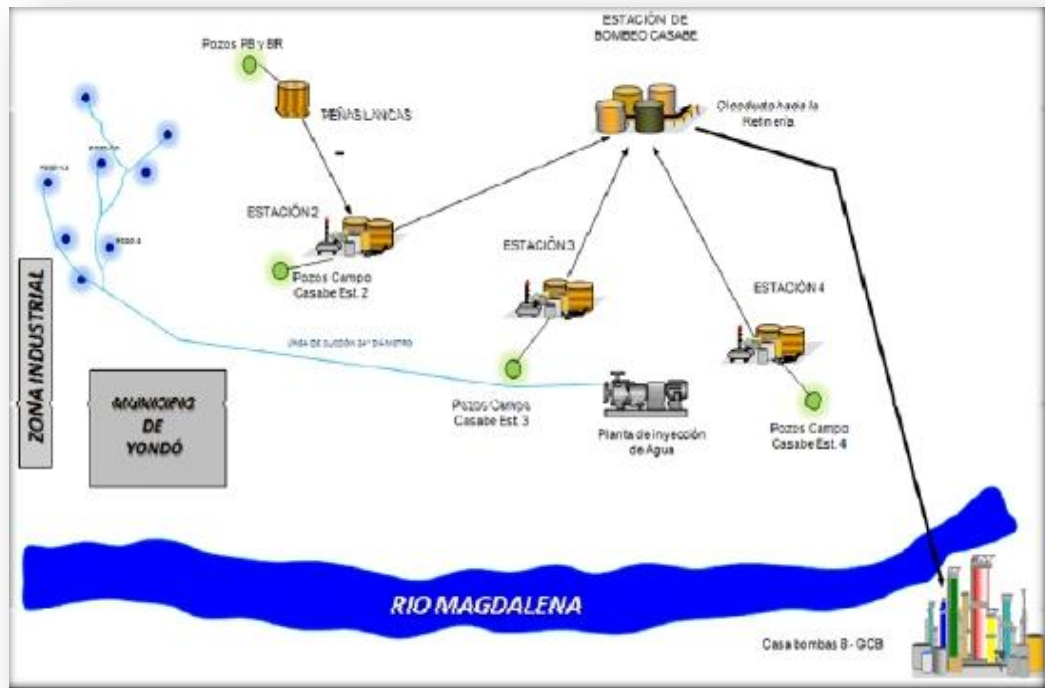
**Figura 9: Planta de inyección (B).**



Fuente: Ecopetrol S.A.

## 1.7.2 Estaciones de recolección y tratamiento

Figura 10: Estaciones de recolección y tratamiento.



Fuente: Ecopetrol S.A

### 1.7.2.1 Estación de recolección y tratamiento – ERT-2

- Número de pozos de diseño: 53
- Capacidad de diseño: 38.000 BFPD (4.300 BOPD y 33.700 BWPD)
- Capacidad operacional: 35.800 BFPD (3.800 BOPD y 32.000 BWPD)
- Número de pozos actualmente: 42 CBE + 5 PB&BR + CBSR 3 (50 pozos)
- Producción de crudo actual en la estación: 3666 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 15418 BWPD

### EQUIPOS

- Separador general.

- 4 separadores de prueba.
- Tratador térmico-electrostático.
- Depurador de gas.
- 2 tanques de almacenamiento de 5000 Bls.
- Depurador de aire.
- Separador API.
- Piscinas de retención y oxidación.

**Figura 11: Estación de recolección y tratamiento 2.**



Fuente: Ecopetrol S.A

#### **1.7.2.2 Estación de recolección y tratamiento – ERT-3**

- Número de pozos de diseño: 75
- Capacidad de diseño: 38.000 BFPD (4300 BOPD y 33700 BWPD)
- Capacidad operacional: 35.800 BFPD (3800 BOPD y 32000 BWPD)
- Número de pozos actualmente: 70 pozos
- Producción de crudo actual en la estación: 4158 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 13721 BWPD

## EQUIPOS

- Separador general.
- 4 separadores de prueba.
- Tratador térmico-electrostático.
- Depurador de gas.
- 2 tanques de almacenamiento de 5000 Bls.
- Separador API.
- Piscinas de retención y oxidación.

**Figura 12: Estación de recolección y tratamiento 3.**



Fuente: Ecopetrol S.A

### **1.7.2.3 Estación de recolección y tratamiento– ERT-4**

- Número de pozos de diseño: 90
- Capacidad de diseño: 50000 BFPD (7000 BOPD y 43000 BWPD)
- Capacidad operacional: 50000 BFPD (7000 BOPD y 43000 BWPD)
- Número de pozos actualmente: 70 pozos
- Producción de crudo actual en la estación: 4173 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 18783 BWPD

## EQUIPOS

- Botas de gas.
- 2 Desarenadores.
- 1 Desgasificador.
- 2 Trampas de arena.
- 1 Separador general.
- 6 Separadores de prueba.
- 1 Scrubber.
- 1 Gun Barrel.
- Sistema de Tea.
- Separador API.
- 1 Tratador termo-electrostático.
- Piscinas de retención y oxidación.
- Foso agua de drenajes de tanques.
- 2 Tanques de almacenamiento (5000 Bls).

**Figura 13 Estación de recolección y tratamiento 4.**



Fuente: Ecopetrol S.A

#### **1.7.2.4 Estación de recolección y tratamiento – PTS**

- Número de pozos de diseño: 104
- Capacidad de diseño: 50000 BFPD (10000 BOPD y 40000 BWPD)
- Capacidad operacional: 50000 BFPD (7000 BOPD y 43000 BWPD)
- Número de pozos actualmente: 71 pozos
- Producción de crudo actual en la estación: 71571 BOPD
- Producción de agua actual en la estación: 24676 BWPD

#### **EQUIPOS**

- 3 Desarenadores (3 filtros tipo canasta mesh 20, 2 en servicio y 1 de respaldo)
- 2 Separadores de producción (Capacidades de los separadores 50.000 y 40.000 BPD de fluido total)
- Tratador térmico (Capacidad 12.000 BPD Crudo) más un patín de medición de fluidos.
- 5 Bombas de transferencia (2 para bombeo de crudo, 2 para bombeo de agua y 1 Bomba para recirculación de crudo a proceso y modificada para despacho también)
- 5 tanques de almacenamiento 500 Bls cada uno (4 para almacenamiento de crudo, 1 tanque para almacenamiento de agua).
- paquete de compresión de aire para instrumentos compuesto por 2 Compresores de aire, una unidad de secado y un acumulador de aire (50 SCFM)
- generador eléctrico a diesel como respaldo de la subestación de Ecopetrol.
- tanque sumidero de 50 Barriles.
- bomba neumática Wilden.
- paquete de inyección de químicos (Rompedor de emulsiones directas, antiespumantes).

- sistema SCADA para supervisión de variables de proceso.
- medidores tipo coriolis para medición de fluido durante transferencia de crudo.

**Figura 14: Estación de recolección y tratamiento PTS.**



Fuente: ECOPETROL S.A.

#### **1.7.2.5 Estación de bombeo Cóndor**

- Capacidad de almacenamiento: 109000 Bls
- Capacidad de bombeo: 3000 BPH

#### **Equipos**

- 2 tanques de almacenamiento de 42.000 Bls
- tanque de almacenamiento de 25.000 Bls
- 5 bombas de despacho de 600 BPH
- Patín de medición y probber
- bomba de trasiego de 1800 BPH

- 1 tanque contraincendios de 2000
- 2 tanques contraincendios de 1000
- 1 bomba eléctrica de agua contraincendios de 4000 gpm
- 1 bomba diesel de agua contraincendios de 3500 gpm
- 1 bomba eléctrica de espuma de 120 gpm
- 1 bomba diesel de espuma de 120 gpm

**Figura 15: Estación de bombeo cóndor.**



Fuente: Base de datos Ecopetrol. Oil Field Manager.

## **1.8 SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO**

El campo Casabe cuenta con 402 km de líneas de producción de diferentes diámetros, que transportan el crudo desde los pozos a las diferentes estaciones de Recolección y tratamiento (Estaciones 2, 3 y 4) y de éstas a la Estación Cóndor. La producción de crudo es transportada desde la estación Cóndor hacia refinería por un oleoducto de 16 Pulgadas y 12

km de longitud. La distribución de las líneas se describe en las siguientes tablas:

### 1.8.1 Tubería de producción (crudo + agua + gas)

**Tabla 4: Líneas de producción Campo Casabe.**

<b>TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CRUDO + AGUA + GAS)</b>			
<b>PEÑAS BLANCAS</b>	Oleoducto	11.286	Metros
	Líneas de pozo	4.728	
<b>ESTACIÓN 2</b>	Cabezales de varios	13.384	Metros
	Cabezales de pruebas	14.608	
	Colector Sur	1.067	
	Líneas de pozo	14.252	
	Líneas de drenaje (PVC)	1.000	
<b>ESTACIÓN 3</b>	Cabezales de varios	11.649	Metros
	Cabezales de pruebas	10.861	
	Líneas de pozo	17.474	
	Líneas de drenaje (PVC)	5.300	
<b>ESTACIÓN 4</b>	Cabezales de varios	25.770	Metros
	Cabezales de pruebas	34.035	
	Colector Norte	1.253	
	Líneas de pozo	28.365	
	Líneas de drenaje (PVC)	3.600	

Fuente: ECOPEPETROL S.A

**Tabla 5: Tuberías Campo Casabe.**

<b>TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CRUDO + AGUA + GAS)</b>		
<b>SUBTOTALES</b>		
Total Líneas de pozo	64.819	Metros
Total Cabezales de varios	62.088	
Total Cabezales de pruebas	59.505	
Total Colectores	2.320	
Total líneas drenaje (PVC)	9.900	
Total tubería de producción:	188.731	
<b>TUBERÍAS DE TRANSFERENCIA (CRUDO BAJO ESPECIFICACIÓN)</b>		
<b>LÍNEAS DE TRANSFERENCIA</b>		
LT General	1.200	Metros
LT Estación 2	1.043	
LT Estación 3	90	
LT Estación 4	4.114	

OLEODUCTO CASABE – GALAN		
Oleoducto	10.600	Metros
Total tubería de crudo:	17.047	
TUBERÍAS DE GAS		
ANILLO DE GAS CAMPO CBE		
Anillo de gas	10.000	Metros
LÍNEA DE POZO DE GAS - CBE		
Gasoducto	5.912	Metros
Total tubería de gas:	15.912	
TUBERÍAS DE AGUA INDUSTRIAL		
Agua industrial	9.000	Metros
TRAMPAS DE MARRANOS		
Trampa de recibo de marranos de oleoducto Peñas Blancas		
Diámetro:	8	Pulgadas
Trampa de recibo de marranos de oleoducto CBE - Galán		
Diámetro:	18	Pulgadas

Fuente: ECOPETROL S.A.

**1.8.2 Oleoducto y líneas de pozos de Casabe Sur.** Línea de 8": 8300 metros (Desde Casabe Sur hasta Estación Cóndor).

Línea de 4": 2200 metros (Desde Casabe Sur hasta Oleoducto Peñas Blancas).

Líneas de 3": 200 metros (correspondientes a las líneas de flujo de cada uno de los 4 pozos, es decir 50 metros por pozo).<sup>3</sup>

### 1.8.3 Tubería de inyección de agua

**Tabla 6: Tubería de inyección de agua.**

TUBERÍA DE INYECCIÓN DE AGUA			
LÍNEAS POZOS DE CAPTACIÓN			
Línea pozo captación No 8	Longitud:	115	Metros
Línea pozo captación No 9		128	
Línea pozo captación No 10		84	
Línea pozo captación No 11		1.256	
Línea pozo captación No 12		1.119	
Línea pozo captación No 13		22	
Línea pozo captación No 14		38	

<sup>3</sup> ECOPETROL S.A. Base de datos Ecopetrol. Facilidades de superficie. Perfil de inyección. Barrancabermeja 2013. < <http://www.ecopetrol.com.co>>.

<b>Total líneas pozos de captación:</b>		<b>2.763</b>	
<b>TUBERÍAS DE CAPTACIÓN</b>			
Línea de captación de Peñas Blancas (12 ")	Longitud:	4.065	Metros
Línea de captación de la Represa (16 ")		3.454	
Línea de succión (24 ")		4.672	
<b>Total líneas de captación:</b>		<b>15.013</b>	
<b>CABEZALES DE INYECCIÓN DE AGUA</b>			
Cabezal de Alta Norte	Longitud:	3.675	Metros
Cabezal de Baja Norte		3.586	
Cabezal de Alta Sur		2.720	
Cabezal de Baja Sur		3.970	
<b>Total cabezales de inyección</b>		<b>13.951</b>	
Líneas hacia múltiples de inyección	Longitud:	23.344	Metros
Líneas de pozo de inyección de agua		164.000	
<b>TRAMPAS DE MARRANOS</b>			
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Alta Norte	Diámetro:	14	Pulgadas
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Baja Norte		20	
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Alta Sur		14	
Trampa de recibo de marranos - Cabezal de Baja Sur		18	

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

## 2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE WORKOVER EN CAMPO CASABE

### 2.1 OPERACIONES DE WORKOVER

Después del completamiento inicial de un pozo petrolero, cualquier intervención llevada a cabo, sea usando un equipo de perforación u otro equipo, es llamado "Workover". En las operaciones de Workover el objetivo es mantener o aumentar el índice de productividad (IP) en caso de pozos productores o de inyectividad en pozos de inyección de fluidos.

De acuerdo al problema que se presenta en el pozo y la forma en la que va a ser atacado para darle solución rápida, económica y efectiva, los trabajos de Workover o reacondicionamiento de pozos se pueden dividir en trabajos de Workover menores y trabajos de Workover mayores.

**2.1.1 Trabajos de workover menores.** Conocidos también como actividades de WellServices o servicio a pozo, son el tipo de trabajo con mayor aplicación en la industria para pozos productores o inyectoros. Este tipo de trabajo es llevado principalmente para dar solución a los problemas mecánicos tales como fugas en la tubería de revestimiento (TR), tubería de producción (TP) o en los empaques, comunicación de zonas en la cara del pozo, en completamiento múltiples, fallas en los equipos y herramientas de subsuelo, limpieza de arena, remoción de parafinas y lavado de perforaciones, es decir aquellos trabajos que no requieren cambio en el estado mecánico del pozo.

Estos trabajos son realizados con equipos convencionales de workover cuyas principales características son: facilidad y rapidez de movilización, sistemas

hidráulicos de elevación y características de diseño que permiten efectuar cualquier clase de trabajo en el campo, como varilleo y servicios de tubería.

En muchas de estas operaciones existe la necesidad de establecer un medio de circulación entre el fondo de pozo y la superficie, requiriendo de esta manera bombas auxiliares al equipo convencional de Workover; así mismo, se hacen necesarios equipos que permitan la rotación de tubería con la cual se realiza la actividad, facilitando de esta manera la remoción de los ripios presentes en el pozo, aún con la circulación del pozo constante.

Existen equipos especializados en la realización de una determinada fase de la operación, como los equipos de cementación, unidades de registros y unidades de cementación forzada (Squeeze).

**2.1.2 Trabajos de workover mayores.** Estas actividades son desarrolladas principalmente para incrementar las ganancias y las reservas recuperables por medio de la estimulación de pozos.

Los Workover mayores pueden ser realizados de acuerdo a sus características, en pozos productores e inyectores, pues tienen como objetivo el incremento de la producción del pozo, captura adicional de reservas, mejorar el influjo de agua por la apertura de zonas no perforadas, estimulación de zonas perforadas pero no productoras, restauración de la producción en pozos afectados por agotamiento del yacimiento, captura de reservas adicionales mediante el sello de zonas libres de agua, mejoramiento del influjo de agua a pozos de inyección mediante la apertura de nuevas zonas selectivas, incremento de la productividad mediante el aislamiento de zonas con excesiva producción de gas en pozos de aceite, evaluación del potencial de zonas productoras por medio de completamientos

múltiples y permitir el control dinámico del aceite, el gas y el agua en varias zonas o capas de cada pozo en yacimientos estratificados<sup>4</sup>.

## **2.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS**

**2.2.1 Criterios de selección de pozos candidatos.** Los criterios que se tuvieron en cuenta para esta selección fueron principalmente:

- Pozos que han perdido inyectividad con los trazadores disponibles y se observan tendencias claras.
- No se incluyeron pozos donde hay indicios de presurizaciones en el área.
- No se incluyeron pozos donde desde su completamiento han iniciado con bajo Caudal de inyección (posiblemente dañados).
- No se incluyeron pozos recientemente perforados o con pocos datos de trazadores.

---

<sup>4</sup>BOHORQUEZ A. O. y CADENA G. Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicio a pozo. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleos.2011. p.17-21.

**Tabla 7: Pozos seleccionados, pozos inyectores y número de bloques.**

Bloque	Pozo	No. Mandriles	Estimulación		Prioridad	Observaciones	Esperado BWPD	
			Mandril	Arena			Por arena	Total
BLOQUE 1 Y 2								
2	CSBE-AC1	4	4	B1	2		111	111
1	CSBE-CR1	4	4	B2	1		452	452
2	CSBE-AC2	5	2	B2	2		150	150
1	CSBE-AC3	11	11	CBA- A2	2		118	118
1	CSBE-AC4	6	4	B2-B2c	2		235	235
BLOQUE 3, 4 y 5								
3	CBE-AC14	12	2,3,4	B2c-B2-B1i-(A1b/A1c)	2		80+70+80+50	280
3	CSBE-CR3	9	9,8,7,6,5	B1-(B1-B1i)- B2- B2c	1		150+150+100+50+100	550
3	CSBE-AC15	3	2, 3	B2c-B2b	1		200+100	300
3	CBE-AC16	12	3	C	2		250	250
3	CBE-AC17	5	2	A2i	2		100	100
3	CBE-AC18	5	3	A2i	2		100	100
3	CBE-AC19	11	5	B1	2		200	100
BLOQUE 6								
6	CBE-AC10	13	9,4,3	A1e-B2c-B2e	2		80+180+180	440
6	CBE-CR2	7	3	B2c	1		280	280
6	CBE-AC11	16	9,8,1	A2-A2i-B2e	2	Descartar arenamiento en Mandril 1	250+300+50	600
6	CBE-AC12	9	8,6	A2i-B1i	2	Posiblemente Mandriles 1 y 2 arenados	500+100	600
6	CBE-AC13	9		B1-B1i	2		50+80	130
BLOQUE 7 y 8								
8	CBE-AC20	15	6	B2d	2	Descartar arenamiento mandril	100	100
7	CBE-AC21	15	1	C	2	Limpieza antes del Trabajo	200	200
8	CBE-AC22	12	1	B2	2	Descartar arenamiento mandril	100	100
7	CBE-AC23	6	3,2,1	A2	2		90+80+40	210
8	CBE-CR4	15	2,6,11,12	B3i-B2c-A2i-A2	1		100+100+300+200	700
7	CBE-AC24	14	5	B2d	2		90	90

### Glosario de colores tabla anterior

	Pozos seleccionados CR
	Número de bloques
	Pozos inyectoros AC
	Títulos

Fuente: ECOPETROL S.A.

La siguiente tabla 8, ilustra el impacto del proyecto.

**Tabla 8: Impacto del proyecto.**

Recuperación de Inyección (BWPD)	
Piloto (4 Pozos)	2232
(18 Pozos)	4118
<b>Total:</b>	<b>6350</b>

Fuente: ECOPETROL S.A.

## 2.3 POZOS SELECCIONADOS PARA ESTIMULACIÓN

### 2.3.1 Pozo Casabe CR1

**Tabla 9: Descripción configuración de cabezal de pozo CR1.**

Descripción Configuración de Cabezal y Pozo	
Conexión de cabezal del pozo	3 ½ EUE - 3000 psi
Máxima presión del cabezal	1200 psi
Máxima desviación	5 deg @ 1310 ft
Mínima restricción de completamiento	2.312 @ Sliding Sleeve
Elevación de mesa rotaria	20

Fuente: Autora.

**2.3.1.1 Antecedentes.** El pozo se perforó en junio de 1986 hasta una profundidad final de 5300'. Taponado a 5242'.

- 28-may-1988 Completamiento, cañoneado con DMLXXIII a 4 tiros/pie el intervalo bruto de las arenas B2: 4742 - 5040' (9 intervalos, 81' netos).

- 27-mar-1990 Se realizó tratamiento de estabilización de arcillas con hidroxiclorigenato de aluminio al 0,2 molar (3 bls/pie); con 2100 gal de HCL al 3% como preflujo. Se efectuó el tratamiento selectivamente.
- 21-oct-1993 Se realizó tratamiento de polimerización in-situ en el intervalo 4742-4749' (6' netos). Se bombearon (con camión) 16 bls de resina WCCR-31 y 16 bls de endurecedor WCCT-10, en Enero de 1994 se realizó el mismo tratamiento en dicho intervalo.
- 7-jun-1994 Se realizó tratamiento de polimerización in-situ en el intervalo 4742-4749' (6' netos). Se bombearon 20 bls de resina más endurecedor (previamente premezclados en cabeza de pozo).
- 24-apr-1995 Debido a inyección preferencial se realizó aislamiento de 4 intervalos de arenas comprendidos entre 4742' - 4788', profundizando empaque cherokee hasta 4793' adicionando 6 juntas de 2-7/8".
- 20-aug-2000 Calibró revestimiento hasta 5153' y probó el mismo hasta 4703' OK. Realizó tratamiento ácido a los intervalos: 5034'-5040', 4983'-5013' y 4961'-4968' (Los 3 intervalos están comunicados); 4841'-4850' y 4802'-4797'.
- 7-aug-2002 Se sacó empaque cherokee con 207 tubos con las gomas en mal estado, bajó empaque nuevo con la misma sarta de tubería y posicionó a 4794'.
- 9-jun-2008 Con el objetivo de recompletar el pozo con sarta de inyección selectiva, se realizó limpieza de arena desde 4852' hasta fondo 5254', bajo con taper de 6-1/8" llegando hasta 5248', corrió registros USIT-GR-CCL-CBL-VDL. Se realizaron pruebas de inyektividad selectivamente a cada intervalo. Bajo sarta de tubería probando, pescó tapón de prueba, calibró BHA internamente, correlacionó profundidades, circuló 2 veces capacidad del tubing, cerró camisa de circulación y espació sarta, conectó tubing hanger y sentó juego de empaques. Finalmente se instalaron las válvulas reguladoras de acuerdo al diseño que fue realizado en base a las pruebas de inyektividad.
- 26-jul-2008 Se realizó cambio de válvula # 4 debido a que tomaba más que el caudal de diseño, y de válvulas 1, 2 y 3 debido a que tomaban menos que el caudal de diseño.

- El 1 de agosto del 2008, Durante trabajo de trazadores se observa obstrucción @ 4686'.
- 9-ago-08 Se corrió bloque de impresión para definir restricción mostrando arena @ 4663'. 13' por encima del fondo anterior.
- 25-ago-08 Se realiza limpieza con coiled tubing hasta 4819' sin lograr avanzar.
- 28-ago-08 Nuevamente se baja bloque de impresión con slickline encontrando obstrucción @ 4670', no muestra impresión. Se requiere tensión para sacar.
- 3-oct-08 Se baja bloque de impresión perdiendo peso a 4686' sacando con tensión de 600 lbs. Se vuelve a bajar bloque de impresión incluyendo nuckle joint entre las barras de peso logrando pasar de 4686' con dificultad llegando hasta 4800'. Baja nuevamente bloque de impresión con barra de peso adicionando nuckle joint en medio del martillo hidráulico para dar mayor flexibilidad a la sarta y lograr pasar de 4686' sin perder peso llegando hasta 4800', liberando con tensión de 600 lbs.
- El pozo estuvo parado desde julio de 2008 por obstrucción en la tubería.

**Figura 16: Cabezal de pozo CR1.**



Fuente: Autora

**Figura 17: Locación del pozo CR1.**



Fuente: Autora

### 2.3.1.2 Datos de tubería pozo CR1

- **Revestimiento de superficie**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
9-5/8	8,835	8,599	40	J-55	385	2570	3950

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Revestimiento de producción**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
7	6,366	6,241	23	K-55	2333	3270	4360
				N-80	53000		

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Tubería actual**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	# TUBOS	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
2-7/8	2,441	2,347	6,5	J-55	222 RI	7680	7260

Fuente: Base de datos OpenWells.

### 2.3.1.3 Datos del yacimiento del pozo Casabe CR1

**Tabla 10: Datos yacimiento Casabe CR1.**

Información del Yacimiento	
Presión de Yacimiento	B2 : 1200 psi
Temperatura de Fondo	155 ° F
Presión de Fractura	3400 psi

Fuente: ECOPELROL S.A.

- Estado: Activo
- Tipo sarta: Selectiva
- Válvula: VWTA
- Inyección Actual: 240 BWPD @ 2160 Psi
- El pozo se perforó en Junio de 1986 hasta una profundidad final de 5300'. Taponado a 5242'.
- Según archivos e historial, el pozo CSBE-CR1 presenta buen estado mecánico (no colapsos).
- Máxima restricción por encima de mandriles (Sliding Sleeve CVX 2-7/8" x 2,312" perfil)
- Máxima restricción por debajo de mandriles (Landing Nipple 2,197" R)
- Último fondo encontrado: 5254` (Pozo limpio)
- Tubing Joint 8R EUE 2-7/8", J-55, 6.5Lbs/ft.

#### 2.3.1.4 Intervalos a estimular Casabe CR1

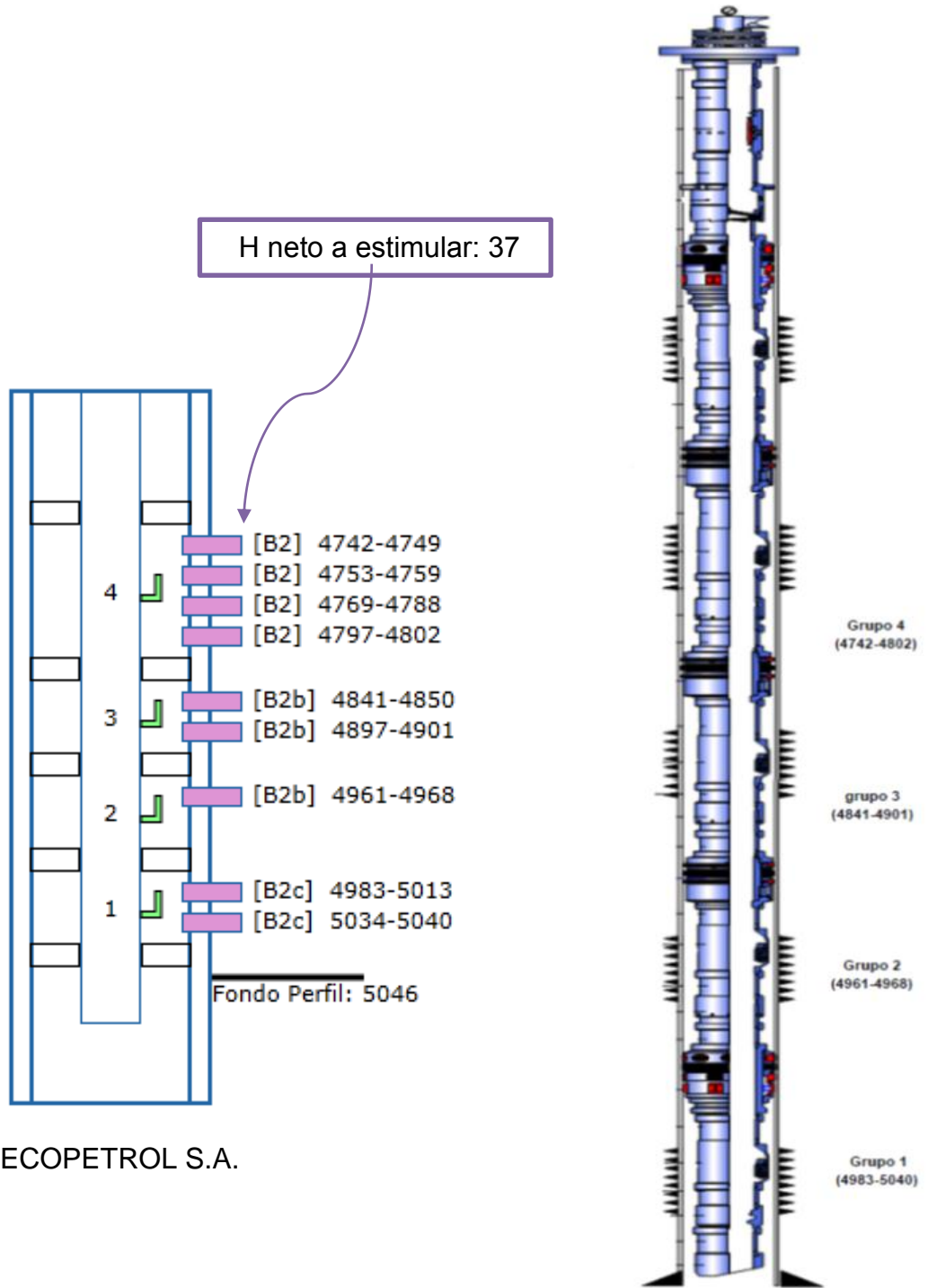
**Tabla 11: Intervalos a estimular.**

Bloque	Pozo	No. Mandriles	Estimulación		Esperado BWPD		Pozo Beneficio
			Mandril	Arena	Por arena	Total	
1	CSBE-CR1	4	4	B2	0	452	CSBE-JF1/ CSBE-JF2/ CSBE-JF3/ CSBE-JF4 (empaquetado)
Mandril	Tope Mandril	Arena	Intervalo	Espesor	Permeabilidad	Porosidad	
4	4742	B2	4742-4749	7	38.244	0.192	
		B2	4753-4759	6	22.059	0.177	
		B2	4769-4788	19	30.276	0.18	
		B2	4797-4802	5	11.903	0.138	
				37			

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.3.1.5 Morning Brief Casabe CR1

Figura 18: Bloque I y II (Mandrill 4).



Fuente: ECOPETROL S.A.

## 2.3.2 Pozo Casabe CR2

**2.3.2.1 Antecedentes Casabe CR2.** El pozo CSBE-CR2 fue perforado desviado tipo S, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 5.18° y un máximo DLS (Dog leg Severity) de 1.77 grados/100 pies @ 1617 pies. La profundidad total medida del pozo (MD) es de 5310 pies (5308 pies TVD), quedando zapata de 7" @ 5307' pies MD y collar flotador @ 5262 pies MD.

El CSBE-CR2 dará soporte de inyección selectiva a los pozos CSBE-JF5 recientemente completado; CSBE-JF6, actualmente completado solo en las arenas A y en ruta para abrir arenas B; al CSBE-JF7 con 16 BFPD/ 11 BOPD/ 31% BSW, en ruta de WO para cañoneo adicional en las arenas B1.

El CSBE-CR2 es vecino a los siguientes pozos activos en arenas B con inyección selectiva: CSBE-AC10:B recientemente completado; AC11:A en ruta para instalar sarta selectiva en BA; CSBE-AC12:BA y CSBE-AC13:B.

La inyección pronosticada del CSBE-CR2:B es de 985 bwpd y el potencial máximo calculado de los 7 grupos es de 1863 BWIPD.

**Figura 19: Cabezal de pozo Casabe CR2.**



Fuente: Autora.

**Figura 20: Locación pozo CR2.**



Fuente: Autora.

### 2.3.2.2 Datos de tubería Casabe CR2

- **Revestimiento de superficie**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/pie)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
9-5/8	8,921	8,765	36	K-55	450	2020	3520

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Revestimiento de producción**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
7	6,184	6,059	29	P-110	5307	8530	11220

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Tubería actual en el pozo**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	# TUBOS	P. COLAPSO Psi	P. ESTALLIDO Psi
2-7/8	2,441	2,347	6,5	J-55	163 RII	7680	7260

Fuente: Base de datos OpenWells.

### 2.3.2.3 Datos yacimiento del pozo Casabe CR2

**Tabla 12: Datos yacimiento Casabe CR2.**

Información del Yacimiento	
Presión de Yacimiento	B2C : 1200 psi
Temperatura de Fondo	155 ° F
Presión de Fractura	3500 psi

Fuente: ECOPETROL S.A.

- Estado: Abierto
- Tipo sarta: Selectiva
- Válvula: VWTA
- Inyección Actual: 280 BWPD @ 2250 Psi
- Máxima restricción por encima de mandriles (Sliding Sleeve CVX 2-7/8" x 2,312" perfil)
- Máxima restricción por debajo de mandriles (Landing Nipple 2,25" R)
- Último fondo: 4999 ft
- Tubing Joint 2-7/8", J-55 RII, 6.5 Lbs/ft.

### 2.3.2.4 Intervalos a estimular Casabe CR2

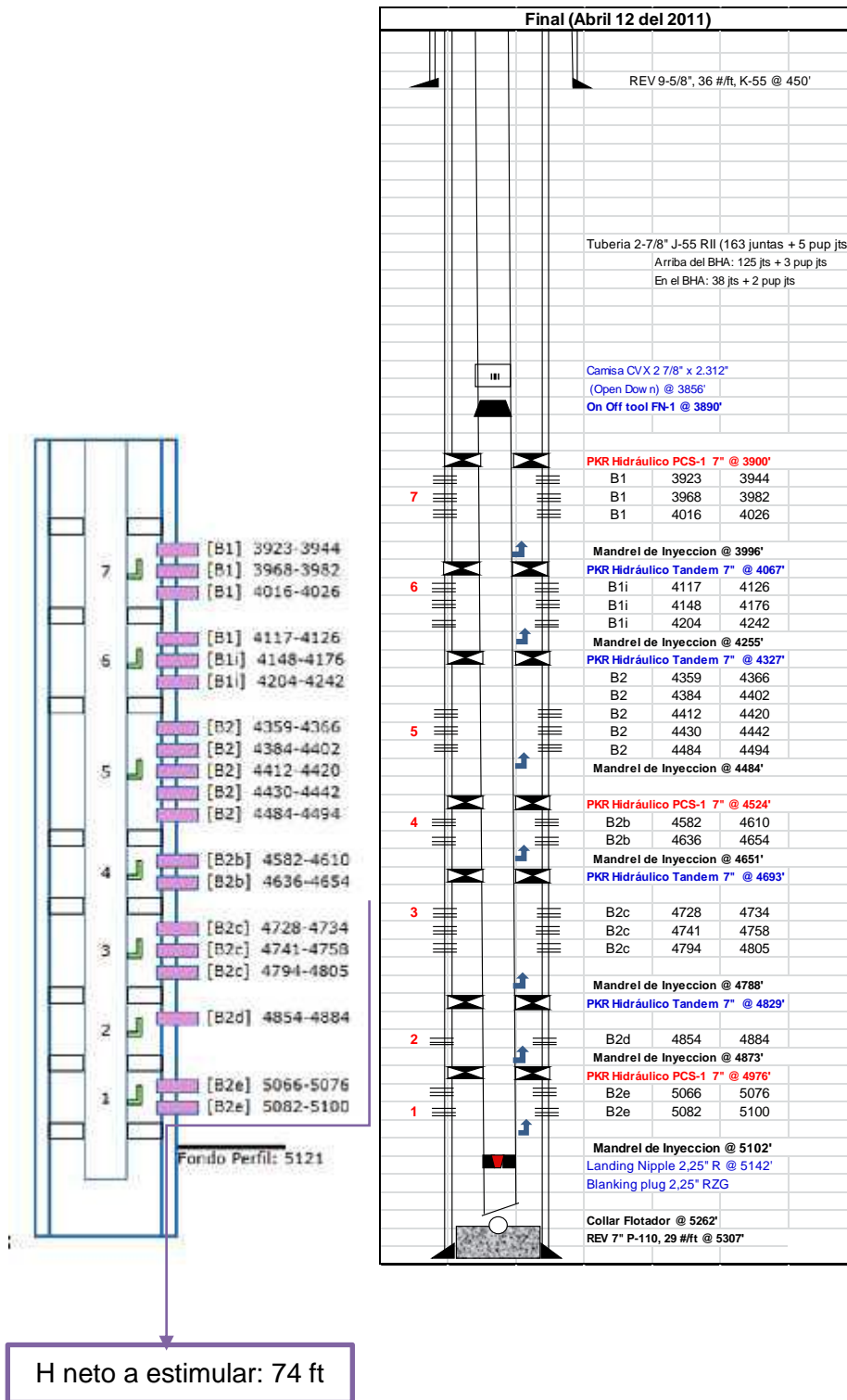
**Tabla 13: Intervalos a estimular Casabe CR2.**

Bloque	Pozo	No. Mandriles	Estimulación		Esperado BWPD		Pozo Beneficio
			Mandril	Arena	Por arena	Total	
6	CSBE-CR2	7	3	B2c	280	280	CSBE-JF5/CSBE-JF6
			4	B2b	300	300	CSBE-JF7

Mandril	Tope Mandril	Arena	Intervalo	Espesor
3	4728	B2c	4728-4734	6
		B2c	4741-4758	17
		B2c	4794-4805	11
				34
Mandril	Tope Mandril	Arena	Intervalo	Espesor
4	4582	B2b	4582-4610	22
		B2b	4636-4654	18
				40

### 2.3.2.5 Morning Brief CR2

Figura 21: Bloque VI (Mandril 3y 4).



### 2.3.3 Pozo Casabe CR3

**Tabla 14: Descripción configuración de cabezal y pozo CR3.**

Descripción Configuración de Cabezal y Pozo	
Conexión de cabezal del pozo	3 ½ " EUE
Máxima presión del cabezal	3000 psi
Máxima desviación	Pozo vertical
Mínima restricción de completamiento	2.312 @ Sliding Sleeve
Elevación de mesa rotaria	16 ft

Fuente: ECOPEL S.A.

**2.3.3.1 Antecedentes** El pozo CSBE-CR3 Se desarrolló como secundario del sector occidental del bloque III y es el pozo localizado más al oeste. Fue perforado verticalmente hasta una profundidad total de 5750 pies, quedando zapata de 9 5/8" a 470 pies y zapata de 7" a 5745 pies, con collar flotador a 5702 pies de profundidad.

El CSBE-CR3 encontró las arenas A falladas, desapareciendo la columna desde las arenas A1 hasta A3, con buen desarrollo de las arenas B y C. El pozo dará soporte de inyección en las arenas B y C, al patrón conformado por los pozos productores CSBE-JF8 y CSBE-JF9, recientemente perforados.

El pozo presenta desarrollos de arenas a nivel de B1 y C.

**Figura 22: Cabezal de pozo Casabe CR3.**



Fuente: Autora.

**Figura 23: Locación pozo Casabe CR3.**



Fuente: Autora.

### 2.3.3.2 Datos de tubería

- **Revestimiento de superficie**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
9-5/8	8,755	8,599	43,5	N-80	470	3810	6330

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Revestimiento de producción**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
7	6,184	6,059	29	P-110	5745	8510	11220

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Tubería actual en el pozo**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	# TUBOS	P. COLAPSO Psi	P. ESTALLIDO Psi
2-7/8	2,441	2,347	6,5	J-55	231	7680	7260

Fuente: Base de datos OpenWells.

### 2.3.3.3 Datos yacimiento del pozo Casabe CR3

Tabla 15: Datos yacimiento del pozo Casabe CR3.

Información del Yacimiento	
Presión de Yacimiento	B2, B/C: 1200 psi
Temperatura de Fondo	155 ° F
Presión de Fractura	3412 Psi

Fuente: ECOPEROLS.A.

- Estado: Abierto
- Tipo sarta: Selectiva
- Válvula: VWTA

- Inyección Actual: 120 BWPD @ 2300 Psi

### 2.3.3.4 Intervalos a estimular Casabe CR3

**Tabla 16: Intervalos a estimular Casabe CR3.**

Bloque	Pozo	No. Mandriles	Estimulación		Esperado BWPD		Pozo Beneficio
			Mandril	Arena	Por arena	Total	
3	CSBE-CR3	9	9,8,7,6,5	B1, B1i, B2,B2b,B2c	150+150+100+50+100	550	CSBE-JF8/CSBE-JF9 /CSBE-JF10

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

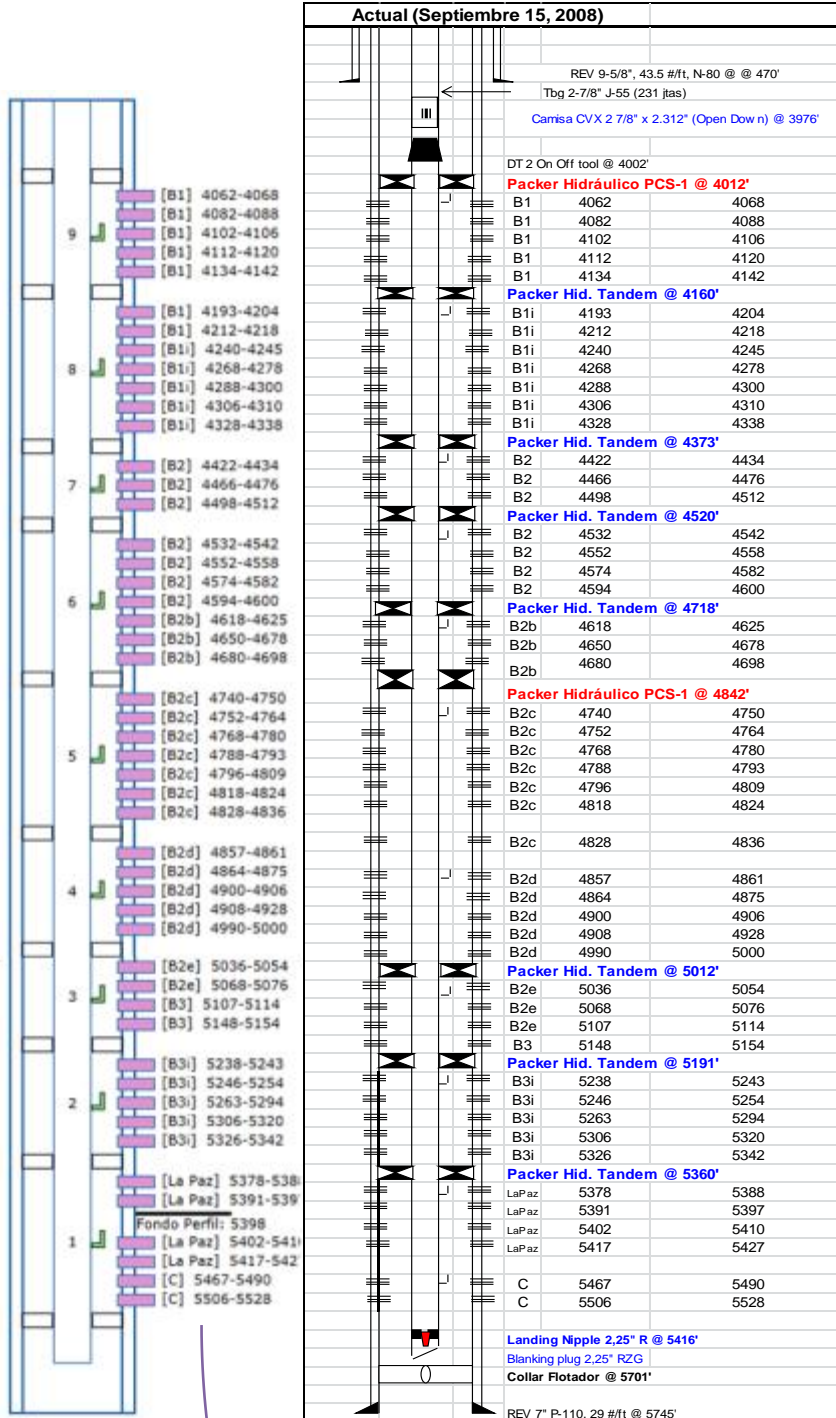
**Tabla 17: Intervalos a estimular Casabe CR3.**

Mandril	Tope Mandril	Arena	Intervalo	Espesor
9	4062	B1	4062-4068	6
		B1	4082-4088	6
		B1	4102-4106	4
		B1	4112-4120	8
		B1	4134-4142	8
				32
8	4193	B1	4193-4204	11
		B1	4212-4218	6
		B1i	4240-4245	5
		B1i	4268-4278	10
		B1i	4288-4300	12
		B1i	4306-4310	4
		B1i	4328-4338	10
				58
7	4422	B2	4422-4434	12
		B2	4466-4476	10
		B2	4498-4512	14
				36
6	4532	B2	4532-4542	10
		B2	4552-4558	6
		B2	4574-4582	8
		B2	4594-4600	6
		B2b	4618-4625	7
		B2b	4650-4678	28
		B2b	4680-4698	18
				83
5	4740	B2c	4740-4750	10
		B2c	4752-4764	12
		B2c	4768-4780	12
		B2c	4788-4793	5
		B2c	4796-4809	13
		B2c	4818-4824	6
		B2c	4828-4836	8
				66
			TOTAL	275

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

### 2.3.3.5 Morning Brief CR3

Figura 24: Bloque III (Mandril 9, 8, 7,6 y 5).



H neto a estimar: 275 ft

## 2.3.4 Pozo Casabe CR4

**2.3.4.1 Antecedentes.** El CSBE-CR4 será inyector de las arenas CBA del bloque VIII, fue perforado verticalmente hasta una profundidad total medida de 5603', zapato de 7" a 5600 pies y collar flotador a 5555 pies.

El CSBE-CR4 dará soporte de inyección selectiva en las arenas C, B y A2-3 a los productores activos CSBE-JF11: CBA, con 146 BFPD/ 46 BOPD/ 68% BSW, CSBE-JF12: CB, con 78 BFPD/ 16BOPD/ 80% BSW y al CSBE-JF13, el cual es vecino y reemplazara al productor activo con 78 BFPD/ 16 BOPD/ 80% BSW.

La interpretación petrofísica del CSBE-CR4: CBA muestra presencia de gas en las arenas A0 en los intervalos: 2330'-2340', 2347'-2360' y 2377'-2390' y en la arena A1b en el intervalo 2552' – 2568', arenas que no serán cañoneadas en este pozo. También se observaron dos intervalos de las arenas B2: 4056' - 4062' y 4070' - 4076' los cuales tampoco se abrirán porque no muestran buen desarrollo en los productores vecinos y esto se observa claro en la correlación.

Durante el trabajo de reconversión del CSBE-MJ1, a inyector con sarta selectiva en las arenas A1, se encontró colapsos, se bajó tapón de cemento a 2900 pies y quedo como inyector de las arenas A1b-c-d. Por esta razón se revisó la propuesta del CSBE-CR4 y se planteó dejar en inyección las arenas A1e-f-g-h y A2 superior que habían sido omitidas.

**Figura 25: Cabezal de pozo Casabe CR4.**



Fuente: Autora.

**Figura 26: Locación de pozo Casabe CR4.**



Fuente: Autora.

#### 2.3.4.2 Datos de tubería

- **Revestimiento de superficie**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
9-5/8	8,755	8,599	43,5	N-80	466	3810	6330

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Revestimiento de producción**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	ZAPATO (Ft)	P. COLAPSO (Psi)	P. ESTALLIDO (Psi)
7	6,184	6,059	29	P-110	5600	8510	11220

Fuente: Base de datos OpenWells.

- **Tubería actual en el pozo**

O.D (Pulg)	I.D (Pulg)	DRIFT (Pulg)	PESO (Lbs/ft)	GRADO	# TUBOS	P. COLAPSO Psi	P. ESTALLIDO Psi
2-7/8	2,441	2,347	6,5	J-55	221	7680	7260

Fuente: Base de datos OpenWells.

### 2.3.4.3 Datos yacimiento del pozo Casabe CR4

**Tabla 18: Datos yacimientos pozo Casabe CR4.**

Información del Yacimiento	
Presión de Yacimiento	1200 psi
Temperatura de Fondo	155 ° F
Presión de Fractura	3500 psi

Fuente: ECOPETROL S.A.

- Estado: Abierto
- Tipo sarta: Selectiva
- Válvula: VWTA
- Inyección Actual: 710 BWPD @ 2250 psi
- Máxima restricción por encima de mandriles (Sliding Sleeve CVX 2-7/8" x 2,312" perfil)
- Máxima restricción por debajo de mandriles (Landing Nipple 2,25" R)
- Último fondo: 5002 ft
- Tubing Joint 8R EUE 2-7/8", J-55, 6.5 Lbs/ft.
- Última intervención: Agosto del 2009.

### 2.3.4.4 Intervalos a estimular Casabe CR4

**Tabla 19: Intervalos a estimular Casabe CR4.**

Bloque	Pozo	No. Mandriles	Estimulación		Esperado BWPD		Pozo Beneficio
			Mandril	Arena	Por arena	Total	
8	CSBE-CR4	15	2,6,11 y 12	B3i,B2c, A2i, A2	100+100+300+200	700	CSBE-JF11/CSBE-JF12/CSBE-JF13

Mandril	Tope Mandril	Arena	Intervalo	Espesor
2	4880	B3i	4880-4892	12
		B3i	4915-4930	15
		B3i	4966-4974	8
		B3i	4990-5002	12
				47
6	4357	B2c	4357-4367	10
		B2c	4376-4381	5
		B2c	4412-4420	8
		B2c	4435-4450	15
		B2c	4455-4470	15
		B2c	4480-4490	10
				63
11	3443	A2i	3443-3450	7
		A2i	3465-3476	11
		A2i	3480-3492	12
		A2i	3500-3510	10
		A2i	3520-3542	22
		A2i	3553-3562	9
		A2i	3565-3570	5
		A2i	3577-3590	13
				89
12	3318	A2	3318-3327	9
		A2	3332-3352	20
		A2	3360-3390	30
		A2	3406-3420	14
				73
			TOTAL	272

Fuente: ECOPELROL S.A.

### 2.3.4.5 Morning Brief CR4

Figura 27: Bloque VIII (Mandril 2, 6,11 y 12).



## **2.4 UNIDADES UTILIZADAS EN LA OPERACIÓN DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA CAMPO CASABE**

Las unidades que harán parte de la operación de estimulación química en el Campo Casabe son: la unidad de SlickLine, la cual va a realizar el cambio de válvulas dependiendo el mandril del intervalo que se requiera estimular en cada pozo y la unidad de Coiled Tubing realizará la estimulación química a los pozos anteriormente descritos.

**2.4.1 Especificaciones técnicas unidad de SlickLine.** Las operaciones de Slickline se efectúan con corridas dentro del pozo bajando o subiendo con herramientas, mediante el uso de un alambre o guaya "Stain Steel" el cual esta enrollado en un tambor que a su vez es movido por un motor hidráulico con sus respectivos cambios, para darle velocidad, según la operaciones que se estén realizando.

Las operaciones de acondicionamiento con Slickline son técnicas y procedimientos utilizados en los pozos de petróleo, agua, gas o inyectores, tanto en su completamiento inicial, como durante su vida útil para conservarlos en los niveles de producción o inyección eficientes y/o mantener un control sobre los yacimientos, ya que todas las operaciones se realizan a través de la tubería de producción, mediante el uso de una guaya.

Algunos de los trabajos a efectuar comprenden la instalación o recuperación de Válvulas de "gas lift", tapones, "standing valves", válvulas de seguridad, apertura y cierre de zonas productivas mediante el manipuleo de "slinding sleeve" o "camisas", limpieza de asfáltenos, parafinas, arena, reparación de tubing colapsados, tomas de muestras de fondo, aislamiento de huecos en la tubería de producción "Pack Off".

### 2.4.1.1 Descripción de accesorios y equipos

#### Unidad de tambor

- Carrete metálico diseñado en acero al carbón (Resistente a corrosión y H2S): Capacidad 30.000 ft, con cable de 0.108”.
- Diámetro platos laterales: 26”
- Diámetro cilindro interno 9 5/8”.
- Largo 18.9”
- Longitud entre platos 69 mm
- Eje tambor 3” en 10 45 HR
- Base soporte carrete, estructurada en canal U de 3” anclada al planchón del vehículo
- Sistema de transmisión por cadena.
- Rueda dentada de 72 dientes, paso 60.
- Cable Zupa 75, calibre 0,108”, resistente a corrosión y H2S.
- Caja de cambio mecánica, tres (3) velocidades adelante y Reversa
- Sistema freno neumático compuesto por una banda de asbesto, con sistema para graduar freno, y cilindro neumático para ejercer la fuerza requerida para detener el winche accionado desde la consola de operación.
- Bandeja recolectora para carrete en lámina calibre 16 con drenaje.
- Sistema de spooler digital accionado con cilindros neumáticos para desplazamiento horizontal y vertical, controlados desde la consola de operación por mandos neumáticos. Amsla101 counter ASSY 2 WHL 4 FT UNIV 092-3/16 1200PPR 2MV/V
- Guarda metálica en lámina calibre 16 para cadena de tambor.
- Motor hidráulico tipo cartucho de paletas marca Vickers o Parker
- Herramientas básicas para cable 0.108”: Rana (klip klap), stuffing box con pole de 16” para cable 0.108” y 2 rope socker 1½” y 2 rope socker 1 ¾”.

### **Consola de operación**

- Mesón de lámina calibre 3/16" con pintura electrostática (negro)
- Elementos de control y medición sobre el mesón.
- Manual para marcha y contra marcha tambor
- Válvula de alivio control remoto para manejo tensión cuerda.
- Manómetro carátula 4" x 3000 PSI para lectura sistema hidráulico.
- Válvula de venteo hidráulica, para activar o desactivar presión del sistema, manual para el control de cilindros neumáticos (sistema spooler).
- Palanca control freno neumático.
- Panel control luces unidad y pito.
- Soporte para cuenta pies.
- Soporte para medidor de tensión (Martin Decker).

### **Sistema hidráulico**

- Circuito hidráulico lazo abierto
- Toma fuerza marca Muncie
- Bomba hidráulica de paletas tipo cartucho marca Vickers
- Acople toma fuerza a bomba tipo cardánico
- Motor hidráulico de paletas tipo cartucho marca Vickers 35MQ25 o Parker
- Válvula de alivio Vickers 1 1/4" x 3000 psi
- Válvula de alivio control remoto Vickers 1/4 3000 psi
- Válvula direccional rotativa manual (marcha – contra marcha)
- Mando direccional doble neumático control spooler
- Manómetro carátula 4" x 3000 psi (Rexnorth, ashcros, Bourden)
- Tanque hidráulico en lámina calibre 1/8" y 3/16" (Capacidad 55 galones)
- Válvula de venteo sistema hidráulico
- Filtro de succión 150 micrones
- Visor de nivel
- Tapa de llenado

- Filtro de retorno 10 micrones
- Enfriador de aceite por ventilación forzada
- Juego de mangueras R2 líneas de succión y retornos, R12 líneas de presión con terminales grafadas de ¾” y 1” con marcas marcha gauge o parker.
- Juego de tuberías y accesorios
- Juego de bridas y 2 soportes para bomba y motor hidráulico
- Válvula de bola 2 ½” líneas de succión.

### **Sistema eléctrico**

- Todo el sistema es a prueba de explosión
- Luces externas: Parte posterior según Norma INTRA en 12 voltios.
- Luces internas laboratorio y zona tambor, con control centralizado en la parte superior de la ventana operador, en 12 voltios
- Dos tomas de 110 voltios, ubicadas en la pared lado copiloto.
- Multitoma para conexión externa de 220 voltios con transformador a 110 voltios, selector de conexión inversor y alimentación externa.
- Juego de luces hacia el tambor y exterior del furgón controladas desde el panel eléctrico.
- Pito o aviso sonoro, controlado desde panel eléctrico.
- Caja de herramientas con iluminación.
- Hidrogenerador de 6.5 KVA marca Onan.
- Bomba hidráulica de pistones de 14 gal/min, 850-3200 RPM para rango de operación de 350-3000 Psi marca Parker.

### **Cabina**

Conformada por un laboratorio y una zona de winche:

Dimensiones: Alto externo: 2.2 mt

- Interno: 2.15 mt
- Longitud: 7 mt

- Ancho: 2.5 mt
- Paredes externas e internas en lámina de aluminio calibre 1.5 mm
- Paredes inyectadas en poliuretano de alta densidad con espesor de 5 cm para función de aislamiento termo acústico.
- Piso lámina alfajor 1/8"
- Puerta de acceso de 0.8 metros x 2.1 metros con chapa de seguridad y barra anti pánico. La puerta va ubicada al lado del piloto, con una ventana en la parte superior de 52 cm x 50 cm.
- Ventana del operador, ancho 200 cm x alto 140 cm, con vidrio de seguridad, consta de dos secciones corredizas de 30 cm x 140 cm en vidrio de seguridad.
- Cajas de herramientas exteriores
- Lado piloto: La puerta abre hacia afuera y de abajo hacia arriba con chapa de seguridad.
- Largo 200 cm, Ancho 37 cm, Alto 50 cm.
- Lado piloto detrás de llanta: La puerta abre hacia afuera y de arriba hacia abajo con chapa de seguridad. Largo 1.75 cm, Ancho 40 cm, Alto 45 cm.
- Lado copiloto: Dos cajas de herramientas de iguales dimensiones a las anteriores.
- Caja porta lubricadores: Ubicada en la parte posterior del camión, de dimensiones: Largo 340 cm, Ancho 70 cm, Alto 20 cm. Piso lámina lisa 1/8"
- Caja de herramientas dentro del laboratorio, dimensiones: Largo 200 cm, Ancho 60 cm, Alto 55 cm. Tapa superior tapizada.
- Aire acondicionado 13500 BTU, marca COLEMAN para equipo móvil.
- Silla operador ergonómica, regulable en inclinación espaldar, corredera y giro.
- Escritorio en madera con cajón archivador forrado en formica
- Archivador en madera de pared forrado en formica
- Escalera para acceso a laboratorio retráctil con piso antideslizante
- Carpa plegable para protección zona del tambor con refuerzos internos en tubo cuadrado de 1"

- Planchón ensamblado a partir de dos canales U de 8” y puentes en canal U de 4”. La parte superior del planchón se tapa con lámina alfajor de 1/8”
- Estructura base para furgón, ensamblado en omegas dobladas calibre 16, esquineros delantero calibre 12, solera calibre 16, bodegas en ángulo 1/8” y forro calibre 18
- Paredes internas y externas en aluminio de 1.5 mm, zona del tambor forrada en aluminio alfajor de 2 mm.
- Compuerta para acceso a batería con chapa.
- Compuerta para acceso a tanque combustible con ajuste mecánico.<sup>5</sup>

**Figura 28: Unidad de SlickLine.**



Fuente: <http://www.armada-aes.com/slickline.html>

**2.4.2 Especificaciones técnicas unidad de Coiled Tubing.** La unidad de Coiled Tubing es una unidad autónoma de reparación workover, fácilmente transportable e hidráulica, que inyecta y recupera una tubería flexible y continua dentro de una línea más grande de tubing o casing. Este sistema no requiere de un equipo adicional de workover. La unidad puede ser utilizada en pozos vivos y permite la continua inyección de fluidos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible.

<sup>5</sup> SCHLUMBERGER SURENCO S.A.. Unidad de Slickline. Yondó, Antioquia. 2013.  
< [http:// www.armada-aes.com/slickline.html](http://www.armada-aes.com/slickline.html) >

### 2.4.2.1 Ventajas del Coiled Tubing

#### Operativas

- Trabajos sin necesidad de ahogo del pozo, con permanente control de surgencia. Versatilidad para una amplia gama de trabajos.
- Permanente desarrollo de nuevas tecnologías (Servicio en plena expansión).
- Posibilidad de realización de soluciones globales (Servicios integrados).

#### Económicas

- Rapidez operativa y de movilización.
- Bajo costo de locación.

#### Medio Ambiente y Seguridad

- Disminución del impacto audio-visual.
- Bajo impacto sobre el terreno.
- Posibilidad de comando a distancia. (Seguridad personal)<sup>6</sup>

### 2.4.2.2 Características de Coiled Tubing

Tabla 20: Características de Coiled Tubing

<b>Características</b>	<b>Motor</b>	Cummins KT-19 560 HP
	<b>Inyector</b>	Pull 60.000 #, Push 20.000 #, Speed Max 150 pies/min, Speed min 0,5 pies/min
	<b>Tubería</b>	QT-900 de 1.5" 17.500 pies
	<b>Programas</b>	Software DART, FAC Y TAS
	<b>B.O.P</b>	T.O.T. 3,06" de 15.000 Psi
	<b>Stripper</b>	T.O.T. 3,06" de 15.000 Psi <sup>7</sup>

Fuente: ECOPETROL S.A.

<sup>6</sup>SCHLUMBERGER SURENCO S.A.. Unidad de Coiled Tubing. Yondó, Antioquia. 2014.  
<<http://www.oilproduction.net/files/coiledtubing-sanantonio.pdf>>

Las características físicas del Coiled Tubing (CT) son las mismas que las de una tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario hacer conexiones tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se desenrolla o enrolla en un carrete que es accionado mecánicamente como si fuera una manguera, permitiendo así un mejor y más rápido almacenamiento y transporte.

Por ser una tubería flexible puede ser introducida en el pozo con más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales.

La tubería CT puede tener una longitud de 9.450 m (31.000 pies) o superior, según el tamaño del carrete o el diámetro del tubo, que oscila entre 1 y 4 ½ pulgadas. Una unidad motriz hidráulica, es controlada desde la consola instalada en una cabina de control central en superficie, la cual acciona el cabezal del inyector en el fondo para desplegar y recuperar la tubería CT. El gran carrete de almacenamiento también aplica peso sobre la tubería.

**Figura 29: Unidad de Coiled Tubing.**



Fuente: <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>

**2.4.2.3 Componentes básicos de la unidad de Coiled Tubing.** Esta posee cinco componentes básicos; que sin alguno de ellos no se podrían llevar a cabo las operaciones relacionadas con perforación, cementación, reparación, reacondicionamiento de pozos, por lo tanto son necesarios:

#### **Carrete de Almacenamiento**

Sirve para guardar y transportar íntegramente la tubería CT. Esta parte de la Tubería Flexible es donde se encuentra la tubería enrollada en un tambor, suspendida sobre un eje que está montado en una base **Figura 30**. El rollo es movido por un motor hidráulico en dos direcciones a través de un sistema de cadenas y piñones, adicionalmente tiene un freno que previene el movimiento del rollo cuando el sistema es neutralizado o cuando disminuye la presión hidráulica.

**Figura 30: Carrete de almacenamiento.**



Fuente: <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>

#### **Componentes Primarios**

- Tambor
- Sistema de accionamiento del carrete.
- Sistema de Levelwind.
- Junta Rotativa (Swivel) y Manifold.
- Sistema de Lubricación.

- Medición de Profundidad.

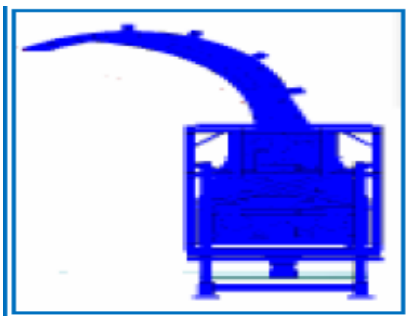
### **Funciones**

- Almacenamiento y protección de la Tubería Flexible (Tambor del Carrete).
- Mantener la tensión adecuada entre el carrete y el cabezal inyector (Sistema de accionamiento del Carrete).
- Bobinado eficiente de la Tubería Flexible en el Carrete (Sistema del Level wind).
- Circulación de los fluidos con el tambor en rotación (Unión Rotativa).
- Aplicación de una capa de protección o inhibidor en la Tubería Flexible (Sistema de Lubricación).
- Medición de profundidad (Sistema de Medición Montado en Carrete).

### **Cabezal inyector**

Proporciona el esfuerzo de tracción para recuperar la tubería. Este equipo es el encargado de introducir y extraer la tubería del pozo soportando todo el peso de la tubería durante la operación. Opera mediante el principio de fricción entre las superficies de unas cadenas y la tubería. El sistema que aprisiona la tubería es aplicado por un sistema de gatos hidráulicos que van en forma perpendicular a la tubería y además tiene dos motores hidráulicos que giran las cadenas para meter y sacar la tubería.

**Figura 31: Cabezal inyector.**



Fuente: <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>

### **Componentes Primarios**

- Sistema Hidráulico de accionamiento/freno.
- Cadenas de Acciones y Tensiones.
- Cuello de Ganso.
- Sensor de Indicador de Peso.
- Sensor de Profundidad.
- Montaje del Stripper (aislador de presión).

### **Funciones**

- Introducir y recuperar la Tubería Flexible (Sistema de Cadena y Accionamiento).
- Mantener la Tubería Flexible estática (Sistema de Cadena y Frenado).
- Guiar la Tubería Flexible al Carreto (Cuello de Ganso).
- Medición de la Tensión/Compresión (Indicador de Peso).
- Medición de la profundidad y la velocidad (Sensor de Profundidad).
- Soporte para la barrera primaria de presión (Stripper).

### **Cabina de control**

Cabina en superficie desde donde se operan los equipos y se monitorea la operación que se esté llevando a cabo.

**Figura 32:** Cabina de control.



Fuente: <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>

### **Componentes Principales**

- Sistema de Instrumentación y Control (CTU).
- Equipo de Monitores y Grabación.

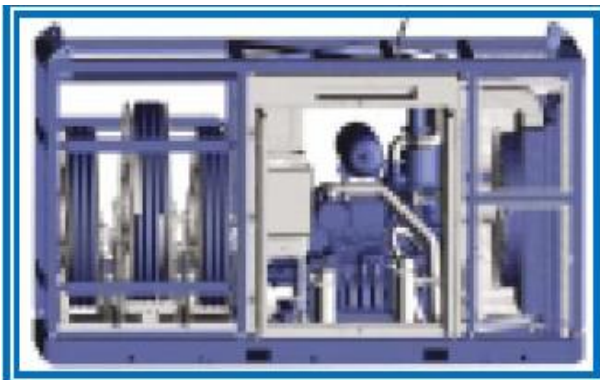
### **Funciones**

- Instrumentos Primarios y Controles
- Indicadores de peso, presiones de circulación y cabezal de pozo.
- Instrumentos Secundarios y Controles: Indicador de profundidad y velocidad, caja tensiones-presiones y sistema de presión con Stripper en el cabezal del pozo.
- Instrumentos de Soporte y Controles: Manejo de sistema de presiones, sistema de presión BOP y sistema adicional de seguridad.

### **Unidad de potencia**

Se encarga de generar la potencia necesaria para la operación de los demás componentes que constituyen la unidad de CT.

**Figura 33: Unidad de potencia.**



Fuente: <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>

### **Componentes Principales**

- Motor.

- Bombas Hidráulicas.
- Sistema de Control Hidráulico.
- Acumulador Onboard.

### **Funciones**

- Provee el poder hidráulico por la Unidad de Coiled Tubing.
- Control y limitación de los Sistemas Hidráulicos.
- Acumulador hidráulico de soporte para el equipo secundario de control de pozos.
- Control y monitoreo de todos los sistemas operativos a partir de sólo una estación de control.

### **Equipos de control de presión**

Se encarga de controlar los cambios de presión originados por el flujo de fluidos dentro del pozo. Es operado hidráulicamente desde la cabina de control y manualmente desde el preventor.

**Figura 34: Equipos de control de presión.**



Fuente: <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>

Los equipos para control de presión utilizados en aplicaciones rutinarias con Tubería Flexible incluyen:

### **Stripper**

Es un dispositivo de control primario de presión. Generalmente montado de forma permanente en el cabezal inyector.

### **Funciones**

- Mantener la barrera primaria contra la presión del pozo y sus fluidos.
- Fijar y alinear el cabezal inyector a los controles de presión y los equipos del cabezal del pozo.
- Soportar la Tubería Flexible entre la cadena del cabezal inyector y el sello del stripper.

### **BOP (Blow Out Preventers)**

Son equipos de control secundario de presión que permiten cerrar el pozo y controlar un cabeceo o arremetida antes que ocurra un reventón. La configuración cuádruple es la más común, está conformada por cuatro preventores de seguridad para el pozo, estos son: Arietes ciegos, arietes de corte, arietes de cuña y arietes de tubería.

### **Funciones**

- Proveer la barrera secundaria contra la presión del pozo y sus fluidos (arietes de tubería y de cortes).
- Asegurar y/o soportar la tubería flexible contra el peso o la fuerza de Snubbing (arietes de cuña).
- Cortar la tubería flexible bajo condiciones de operación (arietes de corte).
- Proveer acceso al pozo por fluidos (matar el pozo) y medición de presión.
- Soportar el peso y las fuerzas derivadas de los equipos de la tubería flexible a la presión del pozo.

#### **2.4.2.4 Beneficios de los servicios con Coiled Tubing**

- **Eficiencia**

Los servicios de Coiled Tubing pueden ayudar a salvar tiempo y dinero, porque no es necesario matar el pozo (por consiguiente se puede controlar el pozo). Cabe destacar que el tiempo de viaje es reducido significativamente lo que se traduce en una disminución de la inversión. Además, los equipos de reacondicionamiento requeridos no son costosos y es de gran importancia considerar el factor económico, a la hora de determinar el procedimiento operacional que se llevará a cabo en un pozo.

- **Soporte.**

Las unidades de Coiled Tubing son utilizadas en todo el mundo. Toda la información obtenida es archivada en bases de datos y se automatiza por computadoras para facilitar la adquisición de información en distintas operaciones en el campo. Este proceso genera experticia a la hora de atacar cualquier problema que se presente en un pozo.

- **Reduce los daños potenciales a la formación**

Las aplicaciones con Coiled Tubing son generalmente ejecutadas sobre pozos vivos. Este procedimiento reduce daños potenciales a la formación, porque no utiliza fluido de control de la presión hidrostática que contrapone la presión del yacimiento durante las operaciones de reacondicionamiento.

- **Funcionamiento**

Para el análisis de arrastres de impurezas que se puedan encontrar en un pozo, se utilizan una gran variedad de programas, los cuales ayudan a optimizar la eficiencia del Coiled Tubing y a obtener resultados en menos tiempo de lo estimado para cualquier pozo problema.

- **Automatización de la tubería continúa.**

Las operaciones de Coiled Tubing utilizan un avanzado sistema de adquisición de datos que monitorean y archivan todos los datos indicadores de la ejecución de las operaciones. Estos resultados están directamente relacionados con la calidad y control del trabajo realizado por el equipo. Por lo tanto al tener amarrada toda la información, se reduce el tiempo de las operaciones y por ende ayuda a generar ganancias.

### **Características de la tubería flexible**

- Ductilidad debido a que permite ser doblada (flexible).
- Resistente a los efectos de la corrosión por CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y la abrasión de la arena.
- Resiste las presiones diferenciales de ruptura y colapso.
- Resistencia a las fuerzas aplicadas bajo las condiciones de operación, tensión y compresión.

### **Materiales de tubería flexible**

Casi toda la Tubería Flexible es fabricada en acero al carbono de baja aleación A606 Tipo 4, modificado.

Las consideraciones para la búsqueda de materiales alternativos incluyen:

- Vida de Trabajo ampliada o resistencia a la fatiga (\$/trabajo).
- Mayor relación (Resistencia/Peso).
- Resistencia a la Corrosión.
- Los materiales alternativos en investigación incluyen: Aceros templados y revenidos, en aleaciones de cromo-molibdeno, titanio y materiales compuestos.

### **Límites operativos de la tubería flexible**

Los límites operativos de la Tubería Flexible restringen:

- **Presión**

Presiones diferenciales de ruptura y colapso.

- **Fuerzas aplicadas**

Fuerzas de tensión y compresión aplicadas durante la operación.

- **Geometría**

Límites de diámetro y ovalidad de la Tubería.

- **Vida útil segura**

- Límites de vida debido a la fatiga.
- Compensación para fluidos corrosivos.
- Daños mecánicos y defectos por evaluación.

### **Fatiga de la tubería flexible y vida útil segura**

La fatiga es el factor principal para determinar la vida útil segura de una tubería flexible:

- Es consecuencia de los ciclos de doblado aplicado al correr y recobrar la Tubería.
- Es un fenómeno acumulativo que no puede ser medido, por lo que debe predecirse.
- Se hace seguimiento a la fatiga por razones de:
  1. Seguridad (integridad de la tubería está bajo riesgo).
  2. Economía (el desecho prematuro es costoso).
- Acciones de predicción de vida de la tubería flexible: Pruebas de fatiga comprehensivas, bases de datos de la tubería flexible, modelos matemáticos de predicción de vida de la tubería, sistemas de manejo de tubería.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> SCHLUMBERGER SURENCO S.A.. Unidad de Coiled Tubing. Yondó, Antioquia. 2014.  
<<http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing>>

#### 2.4.2.5 Aplicaciones convencionales del Coiled Tubing

- **Limpieza**

Las limpiezas realizadas con Coiled Tubing son similares a las realizadas con la tubería de perforación. El relleno es igualmente removido circulando el fluido a través de la tubería, atravesando así los orificios del jet.

La velocidad en el anular debe ser suficiente para levantar los ripios hasta la superficie. El flujo turbulento es utilizado para aflojar el relleno que se encuentra debajo y alrededor del orificio. La turbulencia es una función directa de la velocidad del fluido y puede ser controlada seleccionando el tipo de fluido y los orificios.

Los orificios de limpieza son diseñados de forma tal que el fluido tome el patrón de flujo más efectivo incrementando la turbulencia por las paredes de la tubería y en las perforaciones.

Una inefectiva e incompleta limpieza de un pozo conlleva a una producción menor y a un próximo trabajo de rehabilitación antes de lo esperado.

La selección del fluido de limpieza es de gran importancia en el diseño del trabajo. Tanto los fluidos compresibles como los incompresibles son usados en estas operaciones. Para la selección del fluido de limpieza se deben considerar diversos factores, entre los que se encuentran: geometría del hoyo, características de los sólidos, presión de fondo, velocidad de flujo requerida, límites de la presión de fricción, costo de los fluidos y disposición de los mismos.

Los fluidos incompresibles son comúnmente utilizados para operaciones de limpieza (ya sean Newtonianos o no Newtonianos), dentro de los fluidos


Newtonianos se encuentran: Agua, salmuera, glicerina, aceites ligeros, ácidos y mezclas de biopolímeros.

Los fluidos no Newtonianos utilizados para operaciones de limpieza son: lodo de perforación, geles viscosos y geles complejos. Aunque el flujo turbulento con los fluidos no Newtonianos puede ocurrir dentro de la Tubería Continua, raramente ocurre en el anular.

El diseño de limpieza con fluidos compresibles es más complicada que con fluidos incompresibles. Nitrógeno y espumas pueden ser usados en zonas de baja presión de formación, en donde los fluidos compresibles no realizan un buen levantamiento de sólidos.

La siguiente figura 35 describe la herramienta Utilizada para la limpieza del Jet Blaster por parte de Coiled Tubing Schlumberger.

**Figura 35: Herramienta utilizada para la limpieza del Jet Blaster por parte de Coiled Tubing.**

CoilTOOLS		<b>BHA SCHEMATIC</b>					Schlumberger		
								Item	Tool Schematic
		<b>Client:</b>	Alianza Casabe/ Ecopetrol /Schlumberger					1	
		<b>Location:</b>	Yondó-Antioquia						
		<b>Well:</b>	Casabe CR1,CR2,CR3,CR4 and CR5						
		<b>fluid:</b>	Water						
		<b>BHST:</b>	155 degree f						
		<b>BHSP:</b>	1200 psi						
		<b>BHA Name:</b>	jetBASTER						
Item	Tool Description	Tool connections	Tool O.D (inch)	Tool I.D (inch)	T-length (inch)	T-length (feet)	2		
1	<b>EZ-Slip Conector</b> Tensite Rating (lbf) <b>26,042</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>285</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1,50 CT x1,09</b> Lower Thread: <b>1 AMMT-S</b>	1,93	0,81	9,77	0,81			
2	<b>MOTORHEAD, SHORTY 1-11716 CO 1 AM MT-S BOX XPIN</b> Tensite Rating (lbf) <b>26,667</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>333</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1" AMMT-S BOX</b> Lower Thread: <b>1" AMMT-S PIN</b> Seat Size (inch): <b>1 1/8</b> Shear (psi): <b>2400</b>	1,69	0,7	25,8	2,15			
3	<b>FILTER, DOWOLE 1.69 OD W/1.50 SA DS BOX XPIN</b> Tensite Rating (lbf) <b>19,556</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>338</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1" AMMT-S</b> Lower Thread: <b>1.50" DS</b>	1,69	0,51	25,20	2,1			
4	<b>Assembly, Swivel 1-11/16</b> Tensite Rating (lbf) <b>26,667</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>240</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1,50 10SA BOX</b> Lower Thread: <b>Nozzles</b>	1,70	0,5	24,24	2,02	3		
							4		
	<b>BHA Sheet prepared by:</b>  Nelson Jaimes	<b>Maximum Tool-String O.D</b>	1,93						
		<b>Minimum Tool-String I.D</b>		0,5					
		<b>Total length of BHA in Feet</b>			7,08				

Fuente: Schlumberger Sureenco S.A.

- **Pesca de herramientas**

La razón principal para el lento crecimiento de las operaciones de pesca con Coiled Tubing fue que anteriormente, los sistemas usaron herramientas diseñadas para guaya fina, lo cual conllevó al descuido de las ventajas ofrecidas por la tubería flexible.

El Coiled Tubing puede ser usado para operaciones de pesca en pozos verticales someros, profundos y en pozos horizontales. La unidad de Coiled Tubing elimina la necesidad de utilizar taladros de reacondicionamiento o snubbing.

Entre los beneficios ofrecidos por la Tubería Flexible, se encuentran:

- La capacidad de circular diferentes fluidos de limpieza, incluyendo el nitrógeno y ácidos a altas presiones para limpiar o disolver arena, lodo y otros residuos del tope del pescado.
- La capacidad de generar grandes fuerzas axiales en pozos verticales o con gran desviación para sacar del pozo un pescado demasiado pesado para guaya fina.
- La habilidad de ejecutar ambas cosas: circular y realizar operaciones de pesca.
- La habilidad de pesca bajo presión en pozos vivos, eliminando la necesidad de matar el pozo y ayudando a prevenir daños en la formación.

La siguiente figura 36 describe la herramienta Utilizada para la pesca de válvulas por parte de Coiled Tubing Schlumberger.

**Figura 36: Herramienta utilizada para la pesca de válvulas por parte de Coiled Tubing**

CoilTOOLS		<b>BHA SCHEMATIC</b>					Schlumberger	
							Client:	Alianza Casabe/ Ecopetrol /Schlumberger
							Location:	Yondó-Antioquia
							Well:	Casabe CR1,CR2,CR3,CR4 and CR5
							fluid:	Water
							BHST:	155 degree f
							BHSP:	1200 psi
							BHA Name:	pesca
Item	Tool Description	Tool connections	Tool O.D (inch)	Tool I.D (inch)	T-length (inch)	T-length (feet)	Item	Tool Schematic
1	<b>EZ-Slip Connector</b> Tensite Rating (lbf) <b>26,042</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>285</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1,50 CT x ,109</b> Lower Thread: <b>1 AMMT-S</b>	<b>1,93</b>	<b>0,81</b>	<b>9,77</b>	<b>0,81</b>	1	
2	<b>MOTORHEAD, SHORTY 1-11716 CO 1 AM MT-S BOX XPIN</b> Tensite Rating (lbf) <b>26,667</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>333</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1" AMMT-S BOX</b> Lower Thread: <b>1" AMMT-S PIN</b> Seat Size (inch): <b>1 1/8</b> Shear (psi): <b>2400</b>	<b>1,69</b>	<b>0,70</b>	<b>25,80</b>	<b>2,15</b>	2	
3	<b>CROSS-OVER</b> Tensite Rating (lbf) <b>26,667</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>333</b> Pressure (psi) <b>10,000</b>	Upper Thread: <b>1.0 AMMT-S BOX</b> Lower Thread: <b>15/16 Soccer rod</b>	<b>1.69</b>	<b>0.81</b>	<b>6.00</b>	<b>0.50</b>	3	
4	<b>PULLING TOOL 2 1/2</b> Tensite Rating (lbf) <b>5,000</b> Torque Rating (lbf-ft) <b>333</b> Pressure (psi) <b>----</b>	Upper Thread: <b>15/16 Soccer rod</b> Lower Thread: <b>Cuello de pesca</b>	<b>2.25</b>	<b>0.00</b>	<b>14.00</b>	<b>1.17</b>	4	
<b>BHA Sheet prepared by:</b> Nelson Jaimes		Maximum Tool-String O.D	<b>2.25</b>					
		Minimum Tool-String I.D		<b>0.00</b>				
		Total length of BHA in Feet				<b>4.63</b>		

Fuente: Schlumberger Surencó S.A.

- Estimulación matricial**

Es el proceso de restaurar la permeabilidad natural en la formación inmediata al pozo, mediante la inyección de fluidos de tratamiento a una presión menor a la presión de fractura de la formación.




**Ventajas de la tubería flexible en estimulación matricial**

Las ventajas al realizar la estimulación matricial con Tubería Flexible en comparación con el sistema convencional son:

- Tratamientos con pozos vivos.
- Las operaciones se realizan como parte de un tratamiento integral.
- Protección de los tubulares de la completación.
- Posicionamiento preciso de los fluidos.
- Tratamientos selectivos u opciones diversas.<sup>9</sup>

La siguiente figura 37 describe la herramienta Utilizada para la estimulación química por parte de Coiled Tubing Schlumberger.

**Figura 37: Herramienta utilizada para la estimulación química por parte de Coiled Tubing.**

		<h1 style="margin: 0;">BHA SCHEMATIC</h1>							
							Item	Tool Schematic	
well service-coiled tubing			Client:		Alianza Casabe/ Ecopetrol /Schlumberger			1	
			Location:		Yondó-Antioquia				
			company Rep:		Casabe CR1,CR2,CR3,CR4 and CR5				
			fluid:		Water				
			BHST:		116 F				
			BHA Name:		CT BHA for Stimulation				
			Date Drawn:						
Item	Tool Description	Tool connections		Tool O.D (inch)	Tool I.D (inch)	T-length (inch)	T-length (feet)	ITEM	
1	<b>Slip Conector</b> Tensite (lbf): 26,042 Torque (lbf-ft): 285 Pressure (psi): 10,000	Upper Thread: 1,50 CT x1,09 Lower Thread: 1,5 DS STUB ACME seat Size (inch): #REF1 Shear (lbf): 0		1,93	0,81	9,77	0,81	SLB	
2	<b>MOTORHEAD, SHORTY</b> <b>1 11/16 OD</b> Tensite (lbf): 26,042 Torque (lbf-ft): 285 Pressure (psi): 10,000	Upper Thread: 1,0 AMMT BOX Lower Thread: 1,0 AMMT PIN Seat Size (inch): Shear (lbf): 0		1,69	1,00	21,08	1,76	SLB	
3	<b>Nozzle</b> <b>1 11/16 OD</b> Tensite (lbf): 26,042 Torque (lbf-ft): 285 Pressure (psi): 10,000	Upper Thread: 1,5 DS STUB ACME BOX seat Size (inch): Shear (lbf): 0		1,69	0,80	10,80	0,90	SLB	
<b>BHA Sheet prepared by:</b> Carolina Gonzales Field engineer -CT		<b>Maximum Tool-String O.D</b>		1,93				3	
		<b>Minimum Tool-String I.D</b>			0,81				
		<b>Total length of BHA in Feet</b>				3,47			

Fuente: Schlumberger Surencó S.A.

<sup>9</sup> SCHLUMBERGER SURENCO S.A.. Herramientas de fondo de Coiled Tubing. Yondó, Antioquia. 2014.

### 3. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO CASABE

En este procedimiento operacional se describe el paso a paso de todas las etapas en las estimulaciones de los pozos en campo casabe.

#### 3.1 ETAPA I

##### 3.1.1 Operación Slickline

**Nota 1:** Previo a los trabajos se debe llevar a cabo una calibración del pozo y corrida de Gravel Pack Log para verificar probable arenamiento de las zonas.

**Nota 2:** Debe evitarse por completo contaminación de los fluidos mediante la limpieza de las tuberías de inyección o trabajo.

##### 3.1.1.1 Prueba de integridad del pozo

1. Revisar la locación y solicitar formato de entrega de la misma. (Handover con Departamento de Subsuelo)
2. Armar unidad de Slickline de acuerdo con el procedimiento establecido.
3. Armar unidad de bombeo al cabezal del pozo.
4. Realizar test de presión del equipo de Slickline.

**Nota:** Correr las herramientas en el pozo a máximo 30 ft/min cuando se encuentren en profundidades de 10 ft por encima y por debajo de los mandriles, camisas y on-off tool; considerados puntos críticos de la sarta selectiva, en tubería se debe ir máximo @ 300 ft/min

5. Pescar todas las válvulas VRF. Tensionar máximo hasta 1300 lbs, de no ser posible realizar la recuperación con la tensión especificada, cambiar equipo de Slickline @ braided line y proceder con el cambio hasta máximo 3600 lbs.

6. Si se logra recuperar la VRF cambiar de braided line @ slickline para asentar Dummy en todos los mandriles.

**Nota:** Probar sello de los dummy con la unidad Digital Slickline durante prueba de presión.

7. En caso de que no se recupere el KOT con Slickline, se debe romper pin, liberar y armar en superficie nuevamente para pescar KOT con braided line con tensiones máximas de 3600 lbs.

8. Si se logra recuperar el KOT junto con la VRF, cambiar de braided line @ Slickline para Dummy en todos los mandriles.

9. Si no se recupera tanto la VRF como el KOT con braided line se debe suspender la operación, reportar al cliente con el fin de definir nuevo plan de acción.

10. Con dummy instalado en todos los mandriles proceder a realizar pruebas de presión para probar integridad del pozo.

11. Pescar dummy de grupo a estimular (mandril a inyectar).

12. Desarmar unidad de Slickline y dejar mandril de inyección abierto.

## **3.2 ETAPA II**

### **3.2.1 Operación Coiled Tubing**

1. Hacer rig up de equipo de control de pozo, adpater de 3 1/8" 3k x 3 1/16 10 kpsi.

2. Rig-up de línea de tratamiento y bomba de fluidos a frac tanks. Inspeccionar e instalar filtro de alta rata en línea de tratamiento.

3. Realizar la prueba de funcionamiento del BOP

4. Realizar rig up de unidad de Coiled Tubing de 1.5 in y líneas de tratamiento, conectar los sistemas de adquisición.

5. Realizar llenado de líneas hasta BOP, posteriormente cerrar anular ciego y alinear al choke manifold, luego cerrar este para probar su integridad con presión.

6. Realizar prueba de presión PT1 a 500 y 2000 psi (línea de tratamiento, conexión a pozo, brazo ciego del BOP) por 10 min. Revisar fugas y luego de transcurrido el tiempo proceder a desfogar la presión.
7. Instalar Barra de prueba, cerrar el ram anular y llenar BOP, hacer prueba de presión a 500 y 2000 psi. Revisar fugas y luego de transcurrido el tiempo proceder a desfogar la presión.
8. Enderezar 5 ft de CT realizar pull test del conector con un mínimo 15000 lb por 5 minutos completo de pull test.
9. Llene el CT con agua, cierre la válvula del plato de pull test, y presurice a 500 y 4500 psi por 10 minutos. Revisar fugas y luego de transcurrido el tiempo proceder a desfogar la presión.
10. En este momento bombee por dentro del carrete 4 bls de HCL al 7.5 % para limpiar la tubería internamente, este fluido debe ser retornado a los tanques de retorno, instalando un Xover de StudACME a 1502 y armar línea hasta el tanque de retorno, esto debe ser desplazado con agua según volumen total del carrete.
11. Continuar con el armado del BHA de acuerdo al esquemático propuesto, verificar dimensiones, perfiles y hacer el drift a través de todos los componentes del BHA para garantizar libre paso según corresponda.
12. Prepararse para realizar la prueba de presión PT2, levantar el inyector y conectarlo a la BOP.
13. Realizar prueba de baja presión a 500 psi, monitorear por fugas, luego realizar prueba de presión PT2 a 2000 psi (stripper, válvula ecualizadora del ram anular, cuerpo de BOP, conexión bowen) incrementando la presión gradualmente. Una vez alcanzada la presión de prueba, esperar por 10min. Revisar fugas y luego de transcurrido el tiempo proceder a desfogar la presión.
14. Desfogar presión del stack para verificar buen sello de válvulas cheques.
15. Configurar sensores y CCAT 8.31, dejar en cero WHP y la profundidad.
16. Programar CoilSAVER con un diferencial de peso no mayor a 8000 lb/seg. Delta de Peso mínimo 3000 lb durante descenso y delta de peso máximo 3000 lb durante ascenso.

17. Ecuilizar la presión en el cabezal entre el pozo, la línea de tratamiento y tubería flexible.

### **3.3 ETAPA III**

#### **3.3.1 Estimulación**

1. Abrir válvula master e iniciar descenso de CT a una velocidad controlada de 10 ft-min hasta profundidad de mandril a inyectar.
2. Continuar descenso de CT con velocidad controlada de 30 ft-min hasta pasar la joyería, una vez superada continua descenso de CT a 50 ft-min.
3. A los 1500 ft, realizar pull test con el fin de ajustar el TFM a los parámetros reales del pozo durante el trabajo y monitoreando constantemente la presión de cabeza.
4. Ajustar periódicamente los límites del CoilSAVER, sin apoyar más de 1500 lbf en la herramienta. Si es posible y el peso no se encuentra variando demasiado, tratar de mantener el límite de slack off en la tubería a 3 Klbs por debajo del peso actual bajando.
5. Consideraciones previas al bombeo:
  - Máxima presión en cabeza 2200 psi
  - se realizara una prueba de inyección previa al bombeo del preflujo. Si no es viable el bombeo ya que la formación no acepta fluido, este se suspenderá hasta revisión de ingeniería. Mínima rata de bombeo de la bomba es de 0.2 bpm.
  - El cronograma de bombeo es en superficie. La secuencia de eventos seria la siguiente:
6. Llenar pozo con agua mientras se baja CT, si el pozo se encuentra sin fluido
7. Cerrar retornos
8. En posición llenar CT de salmuera (20 bbl), cerrar pozo e iniciar prueba de inyección, con tasa de bombeo de 0.1, 0.2, 0.3 y 0.4 BPM y obtener la presión en cabeza.

9. Dejar declinar el pozo para obtener data para análisis de mini fall off (Opcional)
  10. Iniciar bombeo de preflujo inorgánico (210.6 bls), pozo abierto.
  11. Cuando el preflujo inorgánico este en la punta del CT cierre el pozo.
  12. Desplazar el tratamiento con espaciador (105.3 bls). Pozo cerrado.
  13. Bombeo OMA (210.6 bls). Pozo cerrado.
  14. Desplazar el tratamiento con espaciador (105.3 bls). Pozo cerrado
  15. Bombeo de Estabilizador de arcillas (590.3 bls). Pozo cerrado. (En contingencia)
  16. Desplazar el tratamiento con espaciador (30 bls). Pozo cerrado
  17. POOH CT manteniendo presión de cabeza o pozo lleno. Pozo cerrado.
- NOTA:** Verificar la máxima presión de cabeza posible para no fracturar el pozo con el COMAN en Locación
18. Una vez se termine con el cronograma de bombeo, POOH CT.
  19. Estando en superficie cierre las válvulas master y la swab contando el número de vueltas.
  20. Rig Down de CT.
  21. Repetir las etapas I, II y III tantas veces como grupos se quieran estimular en el pozo (Sin realizar pickling de la tubería)

### **3.4 ETAPA IV**

#### **3.4.1 Restablecimiento de condiciones en el pozo y estabilización de inyección**

1. Armar unidad de Slickline de acuerdo con el procedimiento establecido.
2. Armar unidad de bombeo al cabezal del pozo.
3. Realizar test de presión del equipo de Slickline.

**Nota:** Correr las herramientas en el pozo a máximo 30 ft/min cuando se encuentren en profundidades de 10 ft por encima y por debajo de los mandriles,

camisas y on-off tool; considerados puntos críticos de la sarta selectiva, en tubería se debe ir máximo @ 300 ft/min

4. Pescar Dummy de todos los mandriles.
5. Asentar todas las válvulas VRF. Tensionar máximo hasta 1300 lbs, de no ser posible realizar la recuperación con la tensión especificada, cambiar equipo de Slickline @ braided line y proceder con el cambio hasta máximo 3600 lbs.
6. Desarmar unidad de Slickline.
7. Entregar pozo a inyección. Tiempo de estabilización de inyección.

### 3.5 DISEÑO TRATAMIENTO

Los tratamientos a bombear son los siguientes:

- **Pickling:** HCL 7.5 %: este sistema es usado para limpiar el interior del Coiled Tubing, y de esta forma evitar que ingrese algún muge a la formación en el proceso de estimulación, esta limpieza se hace en superficie
- **Preflujo inorgánico (HCL-Acético):** Su función es remover la mayor parte de los componentes de calcio existentes en la matriz y prevenir la formación de Fluoruro de calcio ( $\text{CaF}_2$ ), si el Calcio entrara en contacto con el ácido fluorhídrico (HF).
- **Espaciador ( $\text{NH}_4\text{CL}$  Inhibido):** Se utiliza para preservar la integridad de los sistemas y prevenir la reacción entre el preflujo orgánico y el sistema de remoción de finos.
- **Sistema para remoción de finos (OMA):** Es el sistema de más cuidado. Es el sistema con el que más se ha trabajado en conseguir la solución para la dilución/estabilización de finos. Es un sistema ácido contentivo del HF el cual tiene la capacidad de disolver los finos existentes en la matriz restaurando la permeabilidad del yacimiento en la vecindad del pozo.

- **Estabilizador de finos:** Sistema direccionado a proporcionar una estabilidad de las arcillas por medio de la adición de una amina cuaternaria que ayuda a la estabilidad eléctrica de las arcillas ayudando a hacer más duradero el tratamiento.

### 3.5.1 Schedule de bombeo

1. Preflujo inorgánico
2. Espaciador
3. Sistema para remoción de finos
4. Espaciador
5. Estabilizador de finos

**Figura 38: Schedule de bombeo.**



Fuente: ECOPETROL S.A.

**Nota 1:** Debido a las posibles bajas tasas de inyectividades en el pozo. El último tren de estimulación Estabilización de finos (el más grande volumétricamente) se llevará en contingencia y dependiendo de los tiempos se realizará su bombeo.

**Nota 2:** Para asegurar la calidad del fluido durante las operaciones se debe contratar los servicios de aseguramiento y control de calidad QA/QC por parte de un ente neutral.

A continuación en la tabla 21 se presentan las formulaciones de cada uno de los fluidos:

**Tabla 21: Formulaciones de cada uno de los fluidos.**

Producto	Descripción	NH4Cl Inhibido	HCl-Acético	OMA	Estabilizador de arcillas
M290	Bactericida	-----	-----	-----	0.25 gpt
J285	Cloruro de amonio	3%	-----	-----	-----
W053	Desemulsificante	-----	-----	-----	2 gpt
W054	Desemulsificante	-----	4 gpt	4 gpt	-----
PET5	Surfactante	6 gpt	-----	-----	-----
F110	Surfactante	-----	1 gpt	1 gpt	2 gpt
H033	Ácido clorhídrico	-----	1 gpt	79 gpt	-----
Y001	Intensificador-Bifloruro de amonio	-----	-----	400 ppt	-----
L055	Controlador de arcilla	-----	-----	-----	4 gpt
L036	Ácido formico	-----	48 gpt	90 gpt	-----
LO400	Ácido acético	-----	48 gpt	-----	-----
A272	Inhibidor de corrosión	-----	-----	3 gpt	-----
A261	Inhibidor de corrosión	-----	4 gpt	-----	-----
U106	Solvente mutual	-----	10 gpt	10 gpt	2 gpt

Fuente: ECPETROL S.A.

### 3.6 ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO CASABE CR1

**Tabla 22: Etapas, tipos de fluidos y volumen en el tratamiento de estimulación.**

Etapas	Fluido	Volumen
Pre - Flujo	HCl - Fórmico Acético	30 bbl
Espaciador	NH4Cl	15 bbl
Tto. Principal	OMA	37 bbl
Espaciador	NH4Cl	10 bbl
Desplazamiento	Estabilizador de arcillas	83 bbl

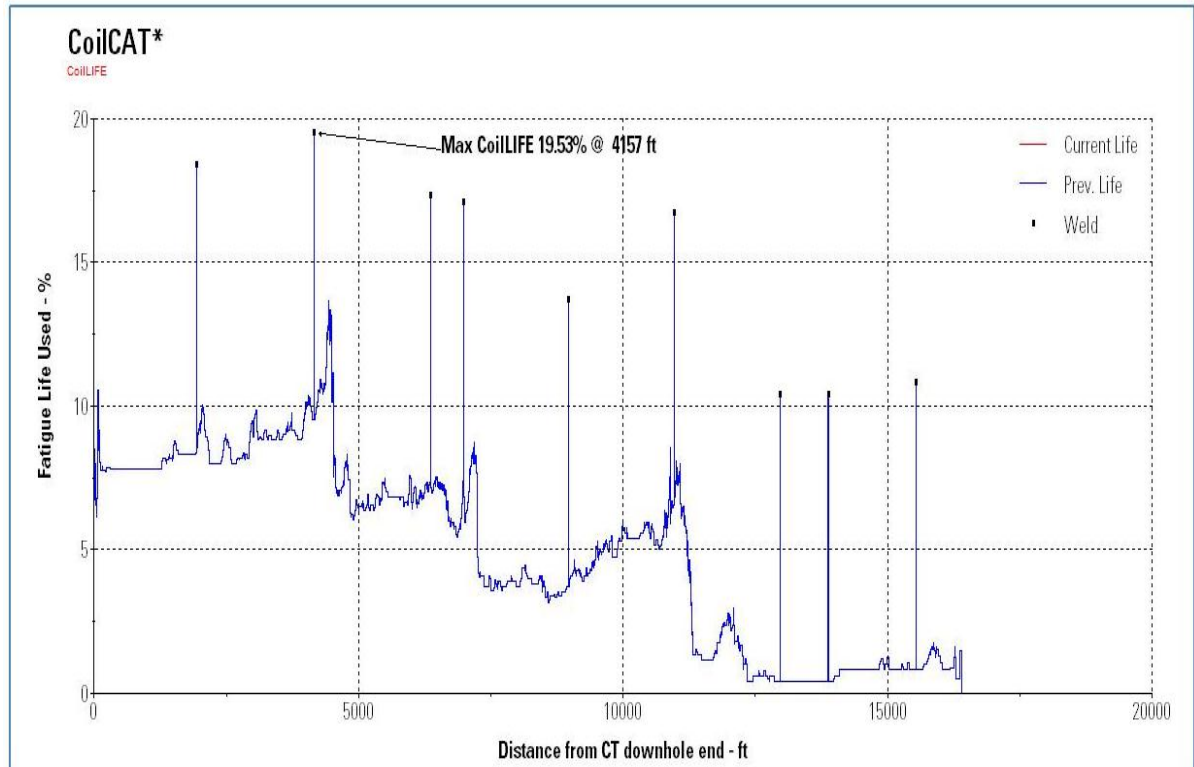
Fuente: ECPETROL S.A.

#### 3.6.1 CoilLife antes y después de operación de Coiled tubing

CoilLIFE representa el porcentaje de la vida remanente de la sarta de Coiled Tubing anterior a la operación de Coiled Tubing y posterior a esta. A continuación

se muestra el nivel de fatiga de la tubería el cual presenta un máximo de 19.53 % a 4157 ft.

**Figura 39: CoilLIFE antes y después de operación de Coiled tubing.**

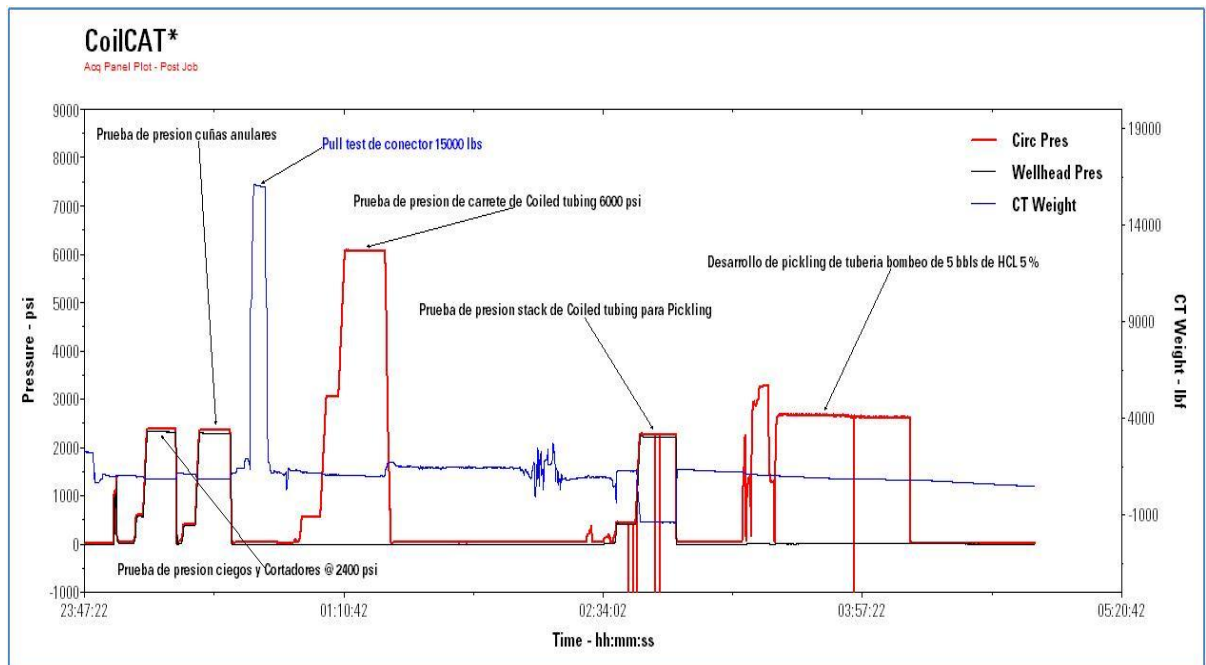


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.6.2 Graficas de adquisición CoilCat.** La operación de coiled tubing se inicia con el rig – up de la unidad de Coiled tubing teniendo en cuenta el desarrollo de diversas pruebas de presión que permiten establecer un adecuado control de las condiciones de pozo. En este caso se procede primero con el de rig up de BOP a cabeza de pozo implementando function test de BOP para realizar prueba de presión de conexión, en este caso se prueban ciegos-cortadores con presión de 2400 psi durante 10 min, posteriormente se procede a introducir barra de prueba, para el desarrollo de prueba de presión de cuñas-anulares implementando prueba

de presión a 2400 psi. Posteriormente, se procede con la prueba de presión de carrete de Coiled Tubing aumentando la presión a 6000 psi con un tiempo de espera de 10 min. Como parte de la operación, es necesario realizar pickling de tubería de Coiled Tubing en superficie, por lo tanto se debe hacer la conexión de inyector a cabeza de pozo y se desarrolla prueba de presión de Stack de Coiled Tubing, finalmente se procede con el bombeo de 5 bls de HCL al 5% a una tasa de 1 BPM.

**Figura 40: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.**



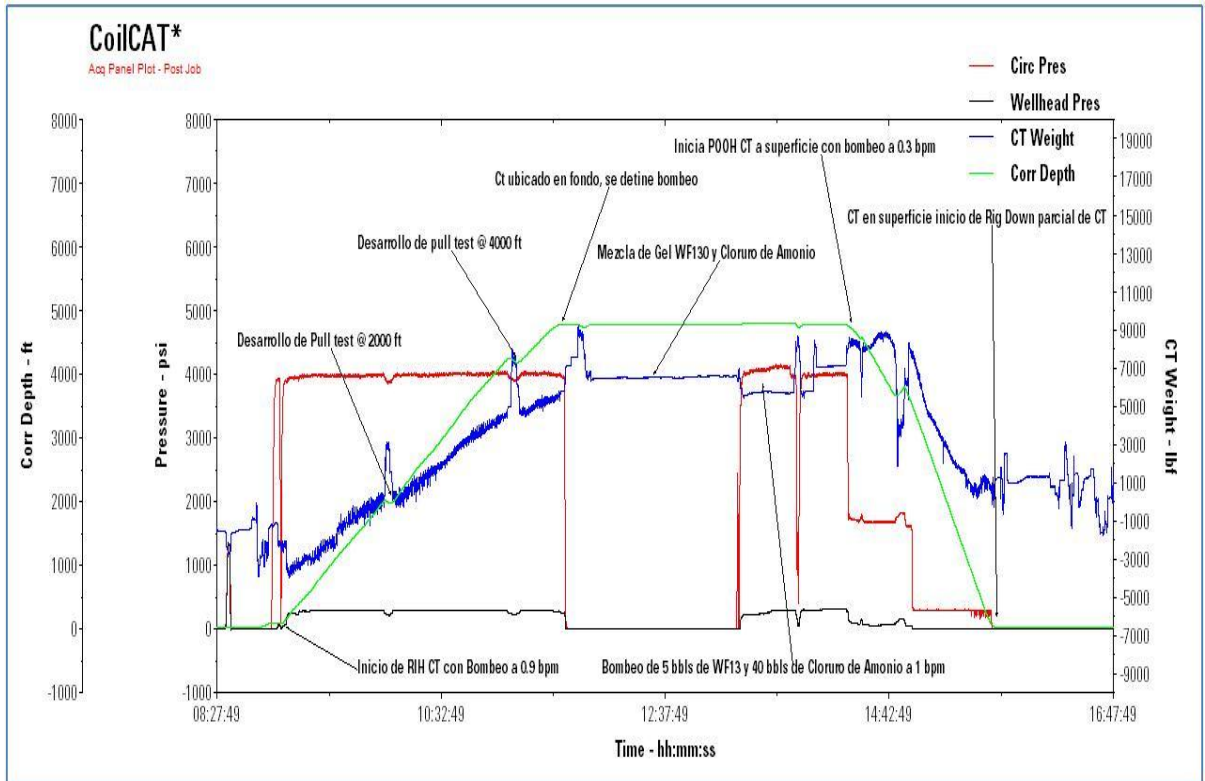
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Por último, como parte del rig up de la unidad de coiled tubing, se procede con la desconexión de cabeza inyectora del pozo, conexión de herramienta de fondo; en este primer caso se implementa herramienta de jet blaster para limpieza de tubing, se desarrolla function test de jet blaster en superficie y se procede con conexión de nuevo de cabeza inyectora sobre cabezal de pozo. Finalmente se procede con

desarrollo de prueba de presión de stack de Coiled tubing a una presión de 2400 psi y prueba de presión de Válvulas Check a 2400 psi. De esta forma se finaliza el rig up de unidad de Coiled Tubing y el equipo se encuentra listo para el iniciar con la operación de Jet blaster. Es importante destacar, que para el desarrollo de las siguientes operaciones de rig up se implementó prueba de presión de BOP (Cuñas – anular y Ciegos –Cortadores) a la misma presión de 2400 psi y prueba de stack de Coiled Tubing a la misma presión incluyendo válvulas Checks.

**3.6.3 Operación de limpieza de tubing con Jet Blaster.** Una vez finalizado el Rig up de la unidad de Coiled tubing e implementado el pickling de la tubería, se procede con el desarrollo de operación de Jet blaster para limpieza de tubing del pozo, en este caso se implementa la limpieza con el uso de herramienta de fondo jet blaster a una tasa de bombeo de 0.9 bpm la cual generó una presión de circulación de 4000 psi. El bombeo inicia desde superficie hasta una profundidad de 4787 ft punto en el cual se procede con detención de bombeo, se realiza la mezcla de gel WF130 y Salmuera (Cloruro de Amonio) para desarrollar circulación de pozo con estos dos fluidos. Una vez se contó con los fluidos en superficie, se procede con el desarrollo de bombeo de 5 bls de gel WF130 seguido de 40 bls de Cloruro de amonio, hasta obtener retorno de gel y posterior retorno de Cloruro de amonio en superficie, luego de esto se procede con inicio de POOH de Coiled Tubing con bombeo de cloruro de amonio a 0.3 bpm con el objetivo de mantener el pozo lleno de salmuera. Finalmente con coiled tubing en superficie se detiene bombeo y se procede con Rig Down parcial de la unidad de Coiled tubing para desarrollo de pesca de Válvula Dummy ubicada en fondo.

**Figura 41: Corrida de JetBLASTER para limpieza de tubing.**



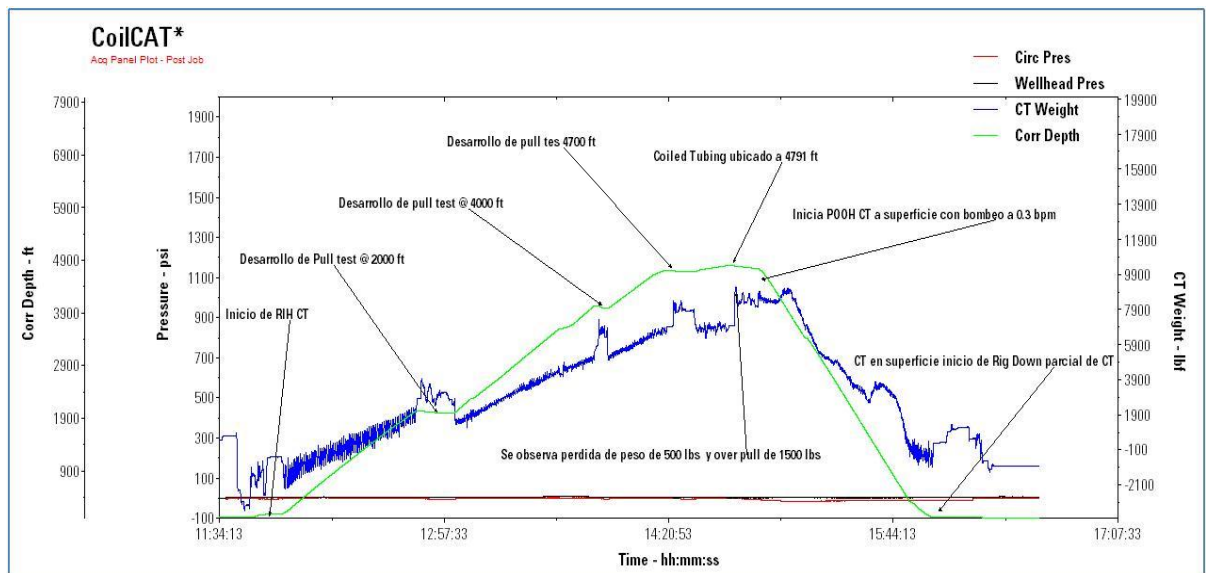
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Finalizada la limpieza del tubing con JetBLASTER se entrega cabeza de pozo a personal de Slickline para desarrollo de pesca de Dummy, sin embargo luego de varios intentos, la válvula no pudo ser recuperada y se procede a evaluar la operación de pesca usando Coiled Tubing.

**3.6.4 Operación de pesca de válvula Dummy con Coiled Tubing.** Para el desarrollo de pesca de la válvula Dummy presente en fondo se procede con el desarrollo de dos corridas de Coiled Tubing. En la primera corrida se procede con el desarrollo de pruebas de presión de Stack de Coiled Tubing una vez fue entregado el pozo al personal. Con Rig up finalizado se procedió con inicio de RIH CT con herramienta de pesca a una velocidad controlada de 40 ft/min y desarrollo

de pull test cada 2000 ft. Posteriormente, ubicados a una profundidad de 4700 ft se procede con el desarrollo de pull test y se encuentra peso RIH 6.4 Klbs y peso POOH 8 Klbs. Con estos valores de referencia se procede a continuar con RIH hasta una profundidad de 4791 ft, punto en el cual se evidencia pérdida de peso de 500 lbs y un overpull de 1500 lbs, se procede a sacar CT esperando tener la válvula dummy pescada. Una vez en superficie se procede con desarme de cabeza inyector evidenciando que la pesca no fue satisfactoria. A continuación se presenta la gráfica de parámetros de operación correspondientes a la corrida descrita anteriormente.

**Figura 42: Pesca de válvula Dummy con CT (Primer intento).**



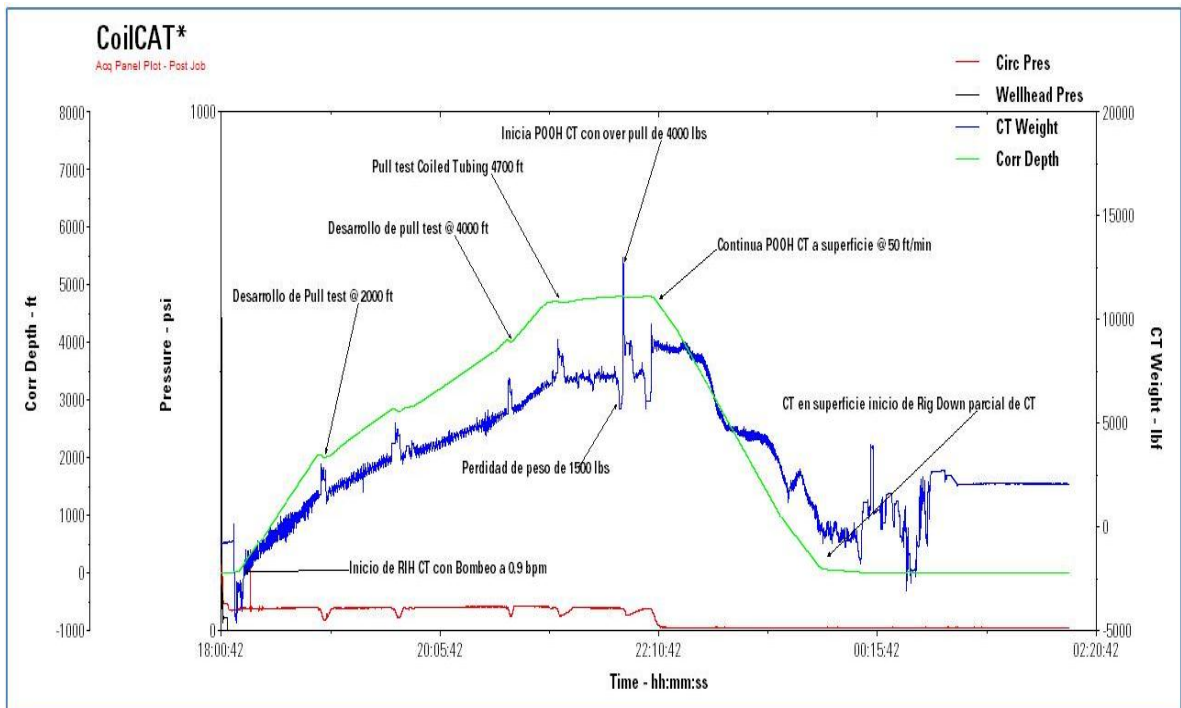
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Teniendo en cuenta que no fue posible el desarrollo de la pesca de la válvula Dummy, se procede con el desarrollo de mantenimiento de herramienta de pesca y se implementa una segunda corrida.

En esta nueva corrida de pesca se procede en la misma manera que en la

condición anterior, sin embargo se procede a sentar más peso en fondo representando una pérdida de peso en superficie de 1500 lbs. Posteriormente, se reinicia con POOH de tubería de coiled tubing en donde se evidencia un overpull de 4000 lbs, que indica la pesca de la válvula en fondo, se continúa con POOH coiled tubing hasta superficie y se encuentra que la válvula viene anclada a la herramienta de fondo por lo tanto se desarrolla rig down parcial de la unidad de coiled tubing para permitir ingreso de unidad de Slickline y ubicación de válvula full open en el mandril ubicado a 4787 ft. A continuación se presentan los parámetros de operación en segunda corrida de pesca:

**Figura 43: Pesca exitosa de Válvula Dummy con CT.**

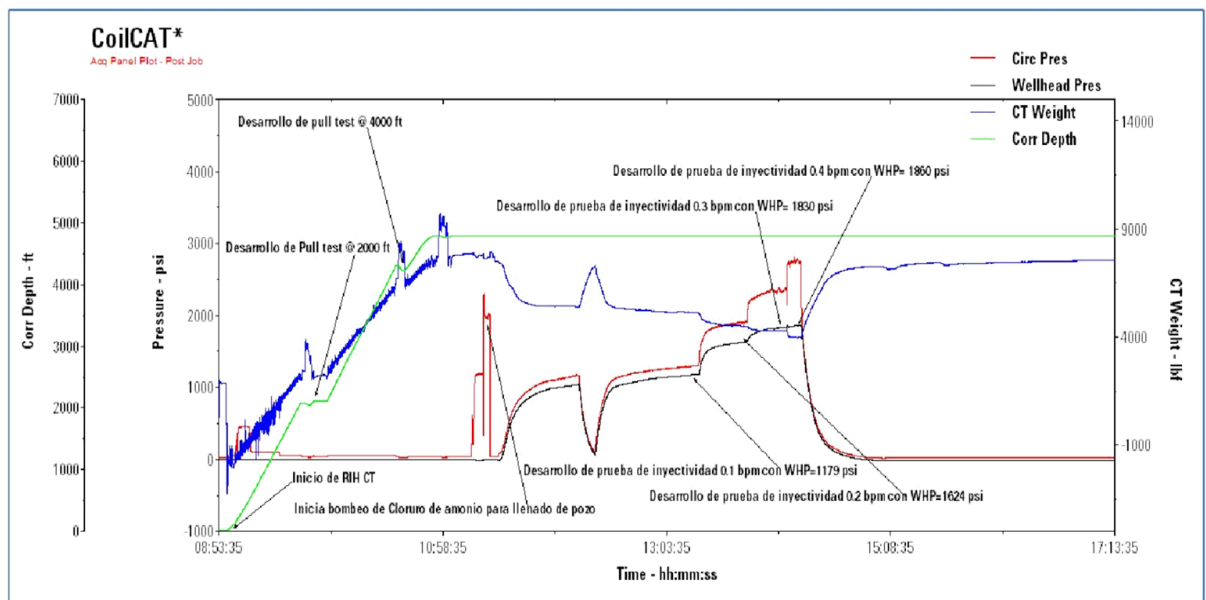


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.6.5 Corrida de estimulación.** Una vez finalizada la pesca de la válvula dummy por parte de Coiled Tubing, se procedió con el desarrollo de corrida de Slickline para ubicación de válvula full open en fondo. Con válvula full open en fondo se

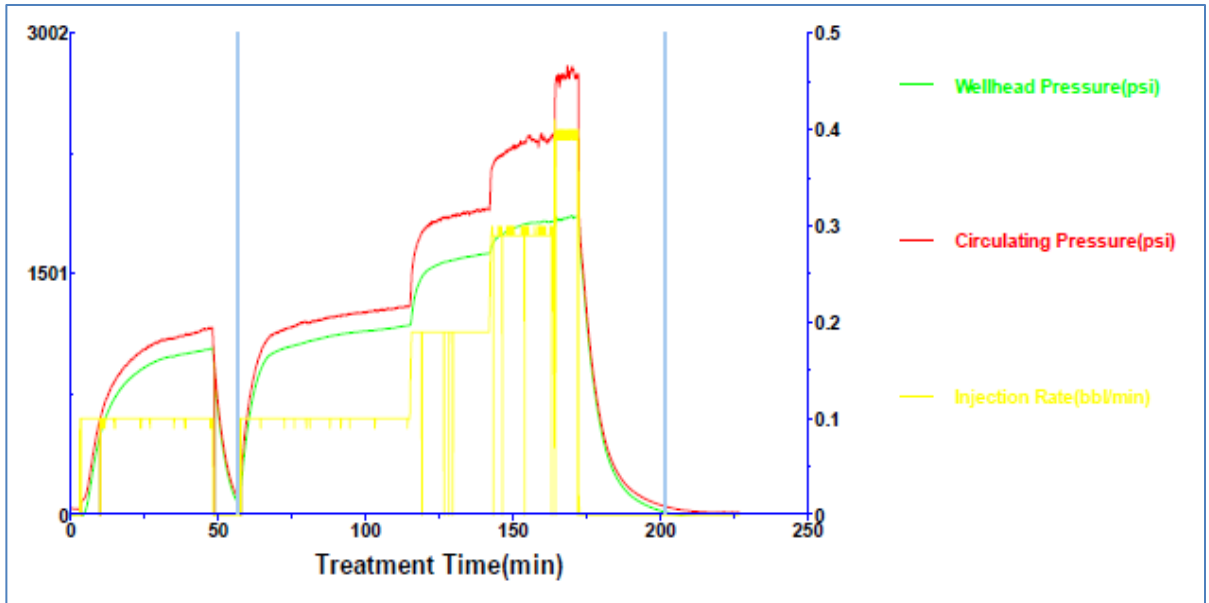
procede a desarrollar corrida de Coiled tubing de estimulación. En esta corrida se inicia con RIH Coiled Tubing hasta profundidad de 4787 ft punto en el cual se procede a establecer circulación con cloruro de amonio y desarrollo de prueba de inyectividad. Iniciando con bombeo a 0.1 bpm lo cual genero una presión de cabeza de 1179 psi, posteriormente a una tasa de 0.2 bpm la presión de cabeza aumento hasta 1624 psi, continuando con una tasa de 0.3 bpm se observa una presión de cabeza de 1830 psi y finalmente con una tasa de 0.4 bpm se observa una presión de cabeza de 1860 psi. Bajo esta condición se envía información al personal de WS para análisis estableciendo como parámetros de operación una presión máxima de cabeza de 1700 psi y una tasa inicial de bombeo del tratamiento de 0.3 bpm. A continuación se presenta la gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad y las gráficas de análisis de la misma, junto con la tabla de resultados:

**Figura 44: Prueba de Inyectividad CBE CR1, Formación Mugrosa B2, Grupo 4.**



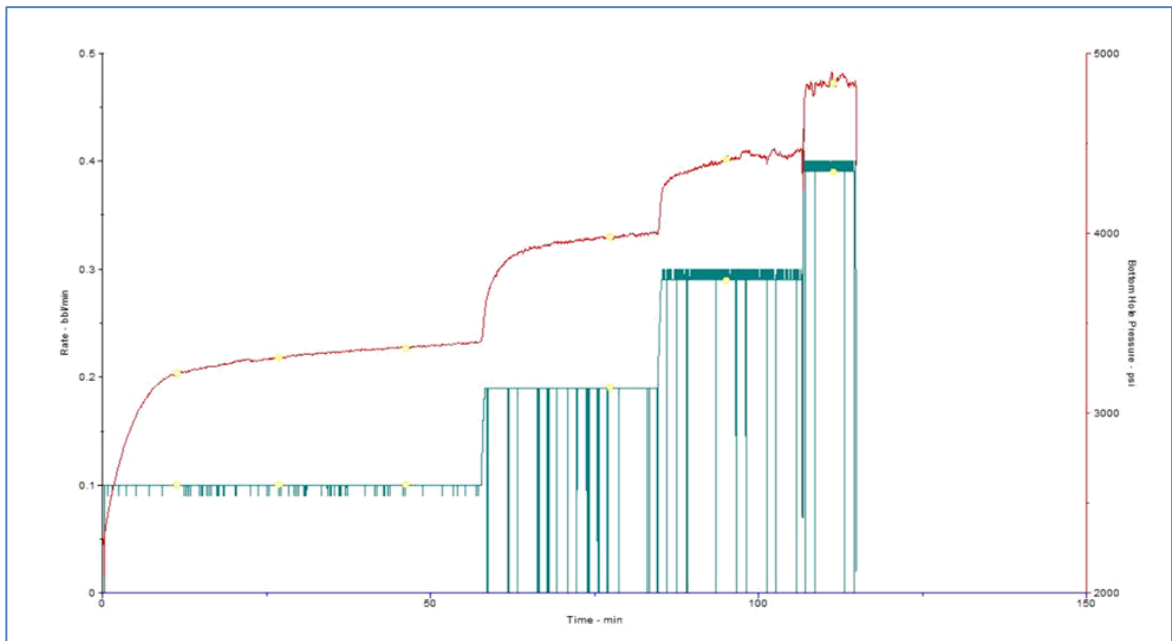
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**Figura 45: Grafica prueba de inyectividad.**



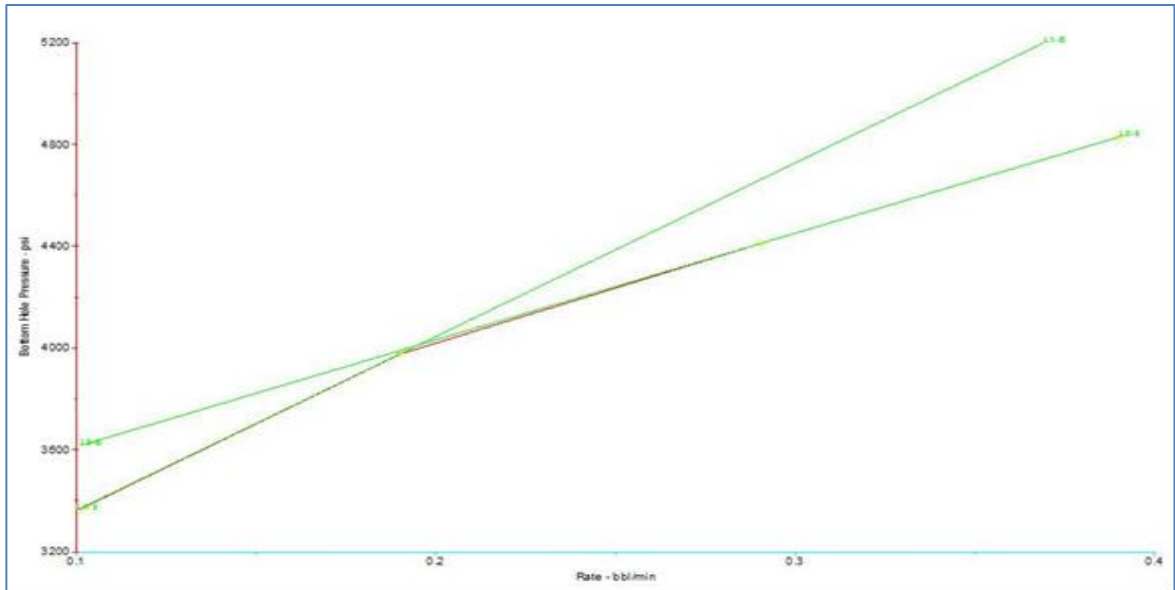
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**Figura 46: Selección de puntos formación mugrosa B2. Grupo 4.**



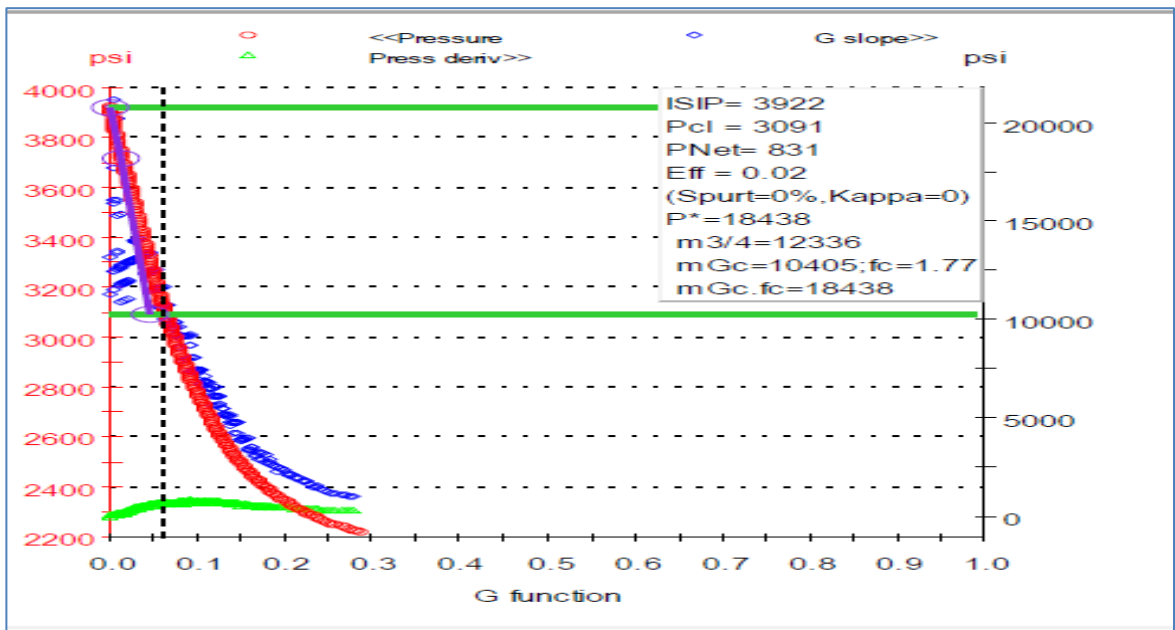
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**Figura 47: Análisis de prueba de inyectividad.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**Figura 48: Análisis de declinación prueba de inyectividad.**



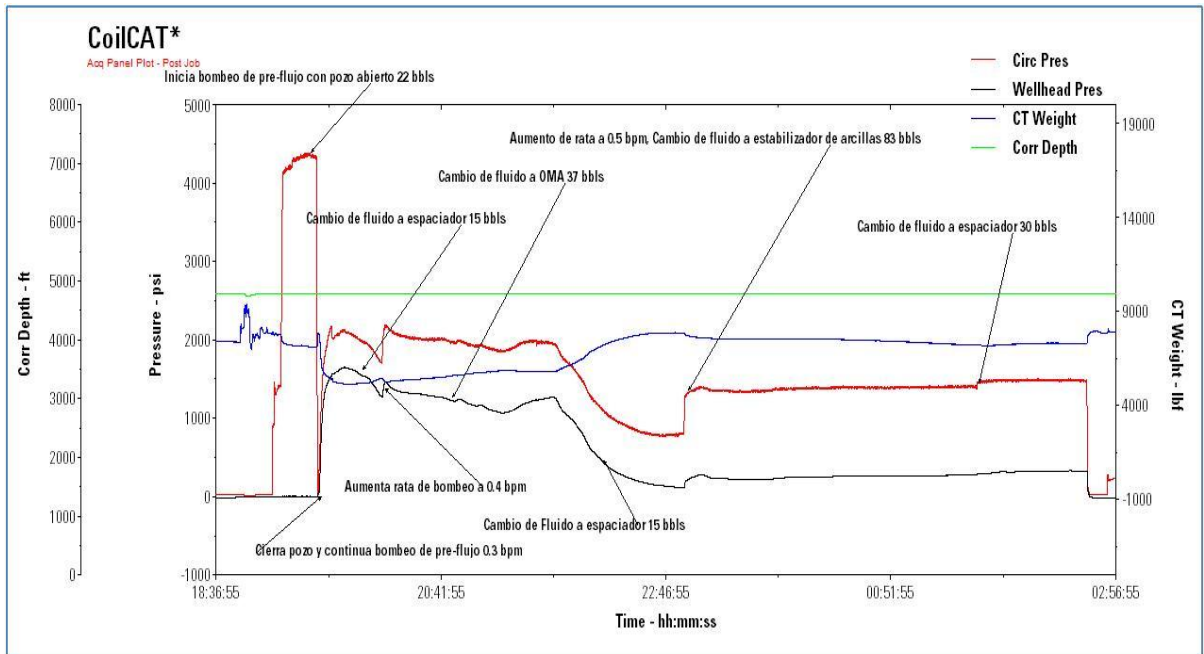
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**Tabla 23: Resultados análisis prueba de inyectividad, Formación Mugrosa B2. Grupo 4.**

<b>Presión de Extensión de fractura</b>	<b>4013 psi (BH)</b>
<b>Caudal de Extensión de Fractura</b>	<b>0.2 bbl/min</b>
<b>Presión de Cierre</b>	<b>3091 psi (BH)</b>
<b>Gradiente de Fractura</b>	<b>0.64 psi/ft</b>
<b>Pre - ISIP</b>	<b>2700 psi</b>
<b>ISIP</b>	<b>1831 psi</b>

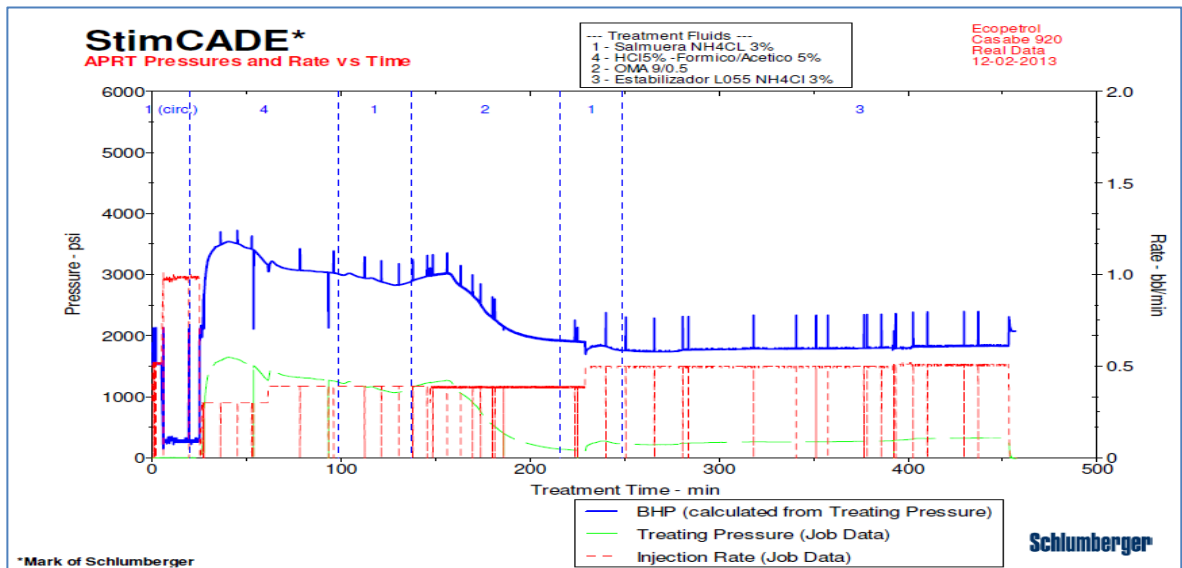
Una vez finalizada la prueba de inyectividad y con el análisis de la información de la misma, se procede con el inicio del procedimiento de estimulación, iniciando bombeo de pre flujo inorgánico con pozo abierto a una tasa de 1 bpm. Con el pre-flujo en la punta del Coiled Tubing se procede a cerrar pozo e iniciar con estimulación a una tasa de bombeo de 0.3 bpm, una vez completados 30 bbls de pre-flujo se procede al bombeo de 15 bbl de espaciador (Cloruro de amonio) y se aumenta la tasa de bombeo a 0.4 bpm, finalizado el bombeo del espaciador se procede al bombeo de 37 bbls de OMA a una tasa de 0.4 bpm seguidos de 15 bbl de espaciador y se procede a aumentar tasa de bombeo a 0.5 bpm. Después se bombean 83 bbls de estabilizador de arcillas y 30 bbls de espaciador. De esta forma finaliza y se detiene bombeo de estimulación. Se observa la presión caer a cero en cuestión de menos de 10 min. Debido al efecto positivo que tuvo la estimulación sobre la formación, lo cual se evidencia en las caídas de presión a medida que los sistemas de pre flujo y tratamiento principal van entrando a la formación, se puede realizar un estimado de reducción del daño en un 60%. A continuación se presenta la gráfica de bombeo de la estimulación y las simulaciones hechas en StimCADE, con los datos reales de bombeo y los resultados finales. Es de aclarar que es requerida la data de inyectividad pre y post estimulación para corroborar los resultados del tratamiento matricial.

**Figura 49: Bombeo estimulación matricial, Casabe CR1, Formación Mugrosa B2 Grupo 4.**



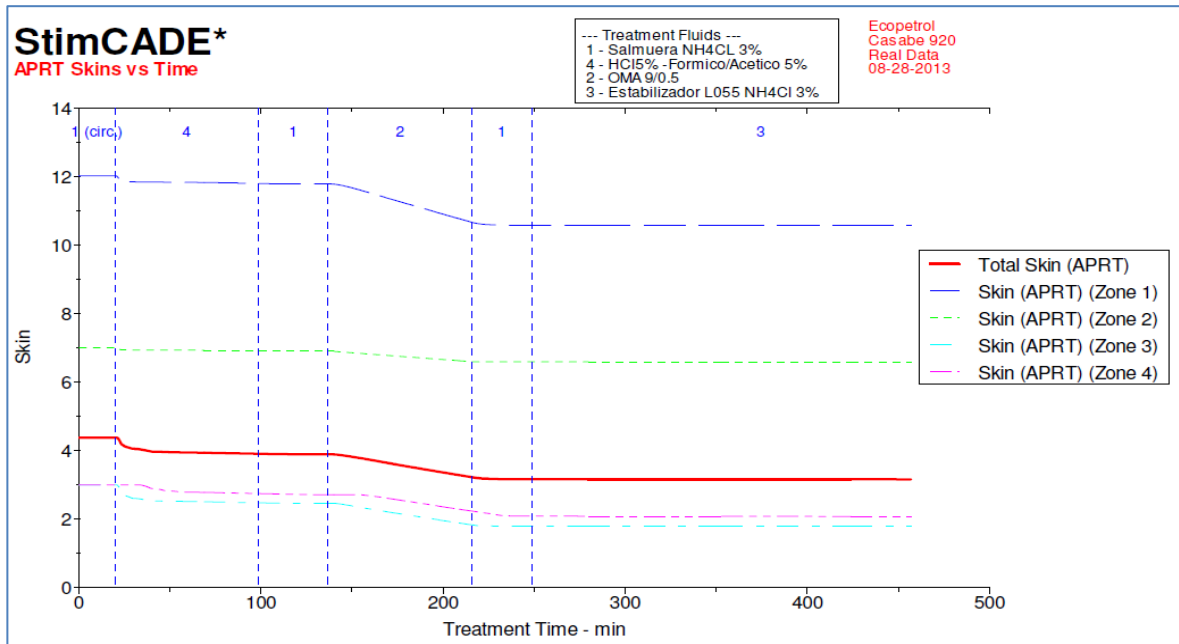
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**Figura 50: Grafica de entrada de los fluidos en formación, CBE CR1, Formación Mugrosa B2, Grupo 4.**



Fuente: Software StimCADE Schlumberger.

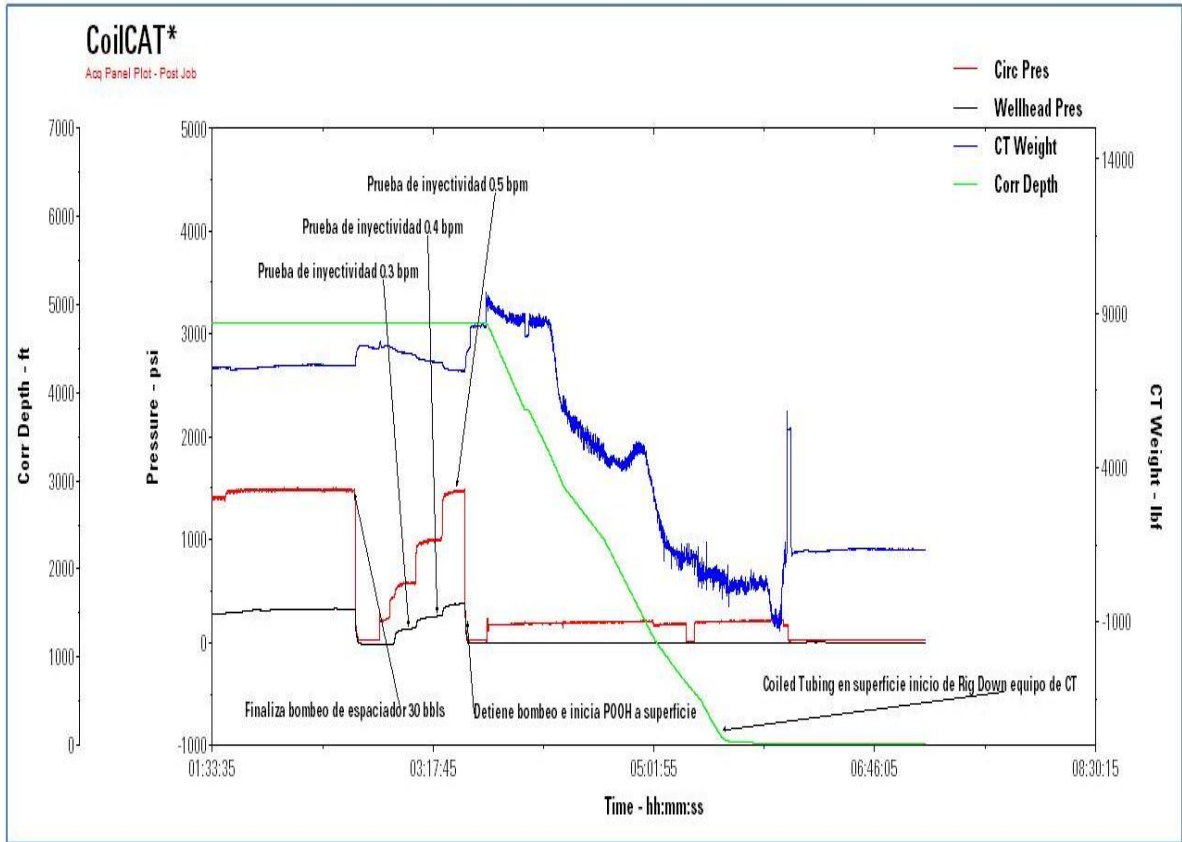
**Figura 51: Comportamiento del Skin, durante el bombeo de la estimulación matricial.**



Fuente: Software StimCADE Schlumberger.

Como parte final del procedimiento de estimulación, se procede a establecer de nuevo parámetros de inyección con el desarrollo de prueba de inyectividad iniciando con tasa de 0.3 bpm creando una presión de cabeza de 142 psi, luego se aumenta tasa de bombeo a 0.4 bpm generando una presión en cabeza de 245 psi y finalmente con una tasa de bombeo de 0.5 bpm generando una presión en cabeza de 378 psi. Una vez finalizado este procedimiento, se procede a detener bombeo, se inicia POOH Coiled Tubing a superficie. Debido a la drástica caída de presión y al efecto positivo de la estimulación matricial sobre la formación, no es posible realizar un análisis a la prueba de inyectividad.

**Figura 52: Prueba de inyectividad Post – estimulación, formación mugrosa B2, grupo 4.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

A continuación se muestran los resultados obtenidos después de la estimulación matricial en el mandril # 4.

**Tabla 24: Resultados análisis caudal de inyección, Formación Mugrosa B2. Grupo 4.**

Pozo	Bloque	Grupo estimulado		Antes	Esperado	Después de la estimulación	
		Número	Arena	Q(bwpd)		Q diseño (bwpd)	Q trazador (bwpd)
CR1	1	4	B2	240	452	409	444

Se observa que la formación acepto los fluidos, el caudal del trazador aumenta considerablemente y se cumple con las expectativas de inyección.

**Tabla 25: Resultados análisis de daño a la formación. Grupo 4.**

Arena	Grupo	Espesor	Porosidad	Datos antes de a estimulación			Datos después de la estimulación		
				Daño (S)	Kw	K*h	Daño (S)	Kw	K*h
B2	4	37	0,18	13,6	15,1	560	0,46	11,5	426

Los valores de remoción del daño fueron estupendos, pues se logró mejorar el daño por migración de finos a la formación en un 96.6%.

### 3.6.6 Conclusiones Casabe CR1

- El trabajo se desarrolló siguiendo los lineamientos internos de Schlumberger y externos de Ecopetrol en cuanto a HSE y calidad.
- El desarrollo inicial de la corrida con JetBLASTER, permite garantizar que en la implementación de estimulación, la suciedad presente en el tubing del pozo no afecte la formación y por otro lado permita mejorar la tasa de inyección garantizando tubing limpio.
- Fue posible el desarrollo de corrida de pesca con Coiled Tubing teniendo en cuenta los parámetros de operación en los cuales la limitante del peso aplicado en fondo (500 lbs) pudo ser superado con la implementación y desarrollo de la prueba pull test realizada antes de llegar a la profundidad esperada, con lo cual se establecen parámetros de peso en la sarta de Coiled Tubing.
- El desarrollo del procedimiento de estimulación se llevó a cabo teniendo en cuenta los parámetros establecidos durante la implementación de la prueba de inyectividad, la cual establece la referencia respecto a las condiciones de fondo anterior y posterior a la estimulación.
- El comportamiento del tratamiento de estimulación en fondo fue muy

satisfactorio ya que una vez finalizado el bombeo de los fluidos se implementó una segunda prueba de inyectividad en la cual se evidenció como la presión de cabeza disminuye para lograr la inyección de salmuera en la zona estimulada, cayó considerablemente respecto a la prueba de inyectividad inicial.

- Se requiere información de inyectividad del pozo pre y post estimulación, para realizar un estimado de la reducción real del daño en la formación como resultado de la estimulación matricial.

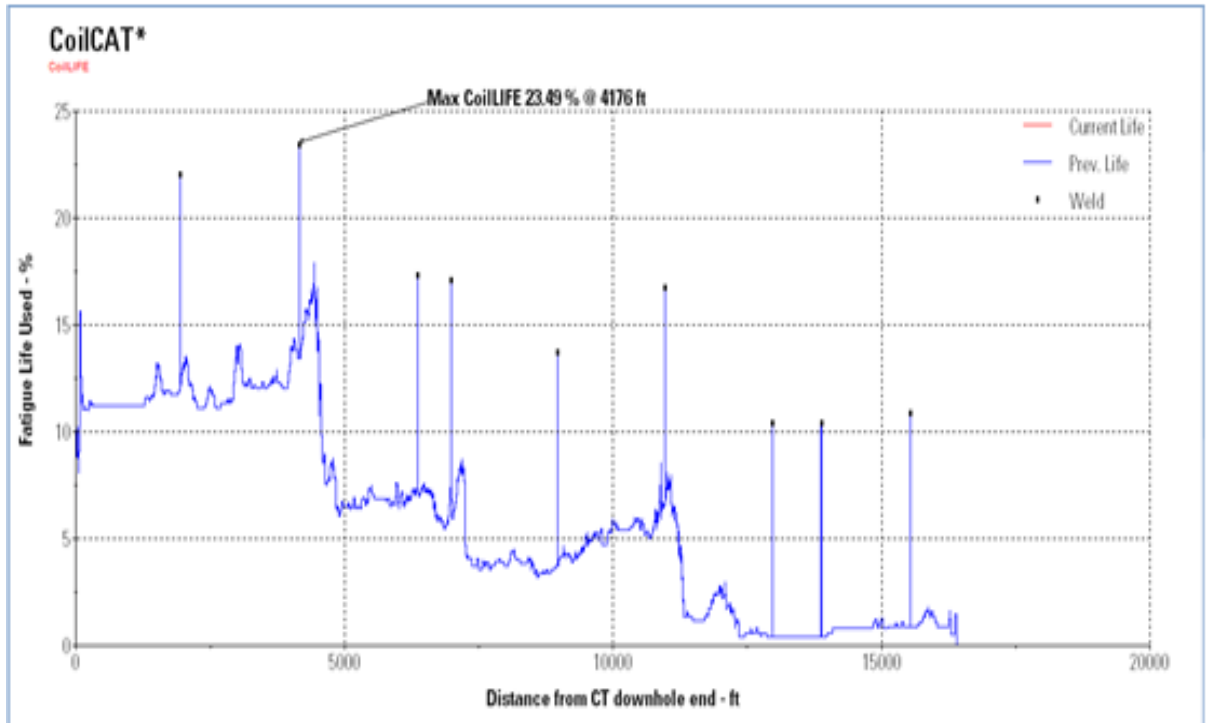
### **3.6.7 Lecciones aprendidas**

- Se deben revisar que coincidan los volúmenes de bombeo de tratamiento acorde al programa propuesto tanto por Ecopetrol como por Schlumberger.
- Se realizaran pruebas de los fluidos retornados durante la limpieza con Jet Blaster para determinar la condición de la tubería.
- Una vez establecida cuál será la máxima presión en cabeza para la estimulación, durante la misma se puede aumentar el caudal de bombeo si la inyección lo permite, sin sobrepasar la presión acordada.

## **3.7 ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO CASABE CR2**

**3.7.1 CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.** CoilLIFE representa el porcentaje de la vida remanente de la sarta de coiled tubing anterior a la operación de Coiled Tubing y posterior a esta. A continuación se muestra el nivel de fatiga de la tubería el cual presenta un máximo de 23.49 % a 4176 ft.

Figura 53: CoilLIFE antes y después de operación de Coiled tubing.

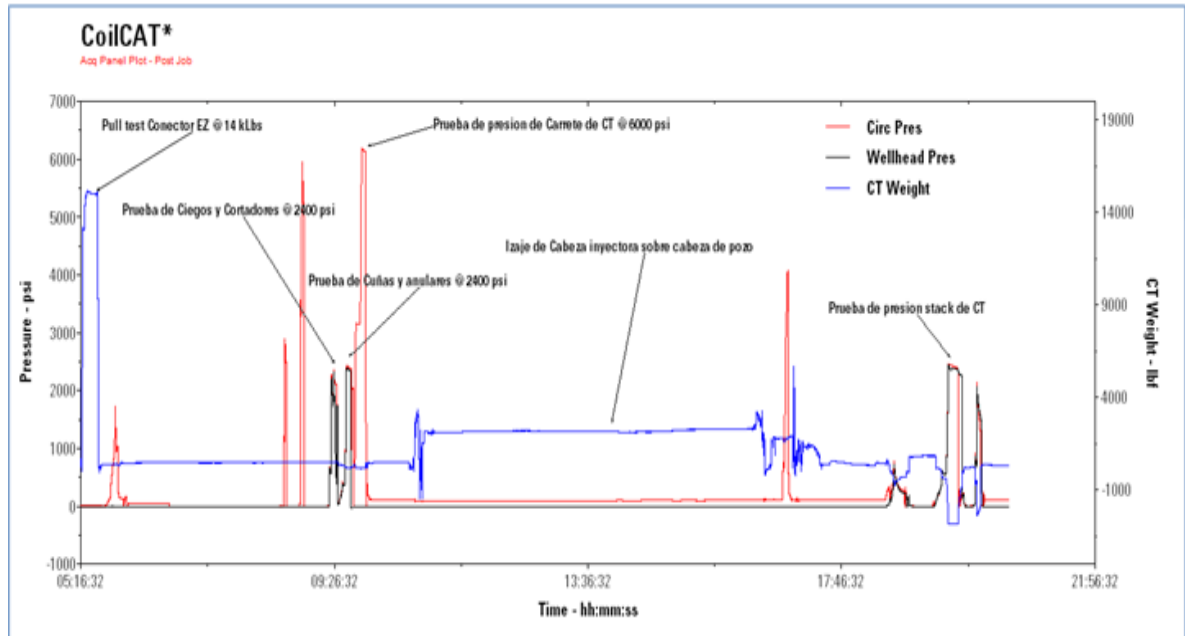


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.7.2 Graficas de adquisición CoilCat.** La operación de coiled tubing se inicia con el desarrollo de rig – up de la unidad de Coiled tubing teniendo en cuenta el desarrollo de diversas pruebas de presión que permiten establecer un adecuado control de las condiciones de pozo. En este caso se procede primero con el desarrollo de rig up de BOP a cabeza de pozo y se implementa function test de BOP, se desarrolla prueba de presión de Conexión de BOP a cabeza de pozo, en este caso se prueban ciegos-cortadores con presión de 2400 psi durante 10 min, posteriormente se procede a introducir barra de prueba para desarrollo de prueba de presión de cuñas-anular implementando prueba de presión a 2400 psi. Posteriormente, se procede con el desarrollo de prueba de presión de carrete de Coiled Tubing aumentando la presión a 6000 psi con un tiempo de espera de 10 min. Como parte de la operación, es necesario desarrollar pickling de tubería de

Coiled Tubing en superficie, por lo cual se procede con desarrollo de conexión y prueba de herramienta de JetBLASTER en superficie y se desarrolla conexión de inyector a cabeza de pozo, luego se desarrolla prueba de presión de Stack de Coiled Tubing y prueba de presión de válvulas Checks.

**Figura 54: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.**



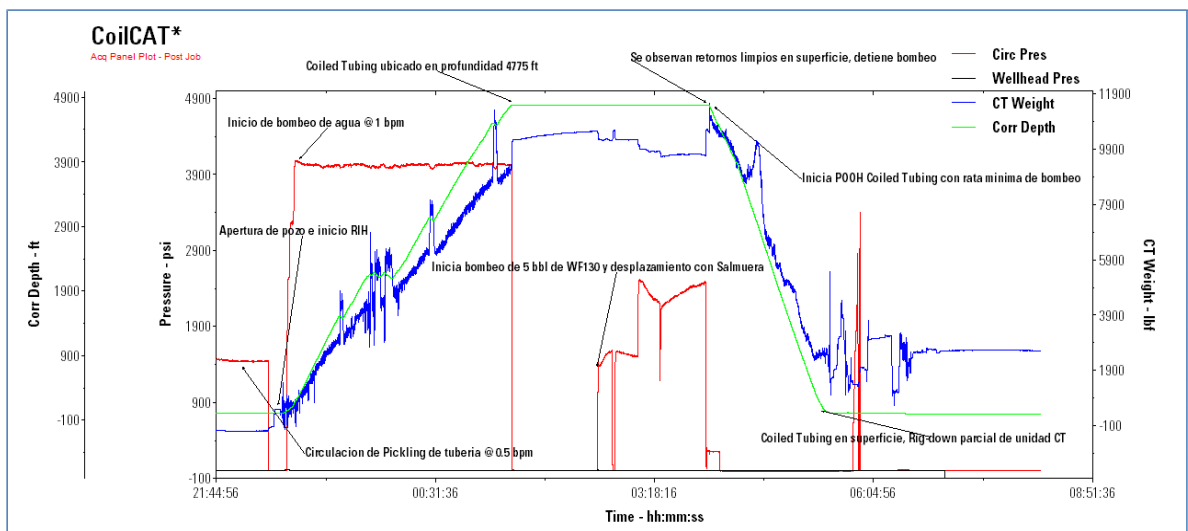
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Finalmente se procede con el bombeo de 5 bls de HCL al 5% a una tasa de 0.5 bpm hasta obtener retornos neutros a través de la línea de retornos, de esta forma se finaliza el rig up de unidad de Coiled Tubing y el equipo se encuentra listo para el desarrollo de operación de Jet blaster.

Es importante destacar que para el desarrollo de las siguientes operaciones de rig up se implementó prueba de presión de BOP (Cuñas – anular y Ciegos – Cortadores) a una misma presión de 2400 psi y prueba de stack de Coiled Tubing incluyendo válvulas Checks a la misma presión.

**3.7.3 Operación de limpieza de tubing con Jet Blaster.** Una vez finalizado el Rig up de la unidad de Coiled tubing e implementado el pickling de la tubería, se procede con el desarrollo de operación de JetBlaster para limpieza de tubing del pozo, en este caso se implementa la limpieza con el uso de la herramienta de fondo jetblaster a una tasa de bombeo de 0.9 bpm lo cual genero una presión de circulación de 4000 psi. El bombeo inicia desde superficie hasta una profundidad de 4785 ft punto en el cual se procede con detención de bombeo y se implementa mezcla de gel WF130 y Salmuera (Cloruro de Amonio) para desarrollar circulación de pozo con estos dos fluidos. Una vez se contó con los fluidos en superficie, se procede con el desarrollo de bombeo de 5 bls de gel WF130 seguido de 40 bls de Cloruro de amonio hasta obtener retorno de gel en superficie. Ya con retorno de Cloruro de amonio en superficie (Retorno limpio), se procede con inicio de POOH de Coiled Tubing con bombeo de cloruro de amonio a mínima tasa con el objetivo de mantener el pozo lleno de salmuera. Finalmente con coiled Tubing en superficie se detiene bombeo y se procede con Rig Down parcial de unidad de Coiled Tubing.

**Figura 55: Corrida de JetBLASTER, para limpieza de tubing.**

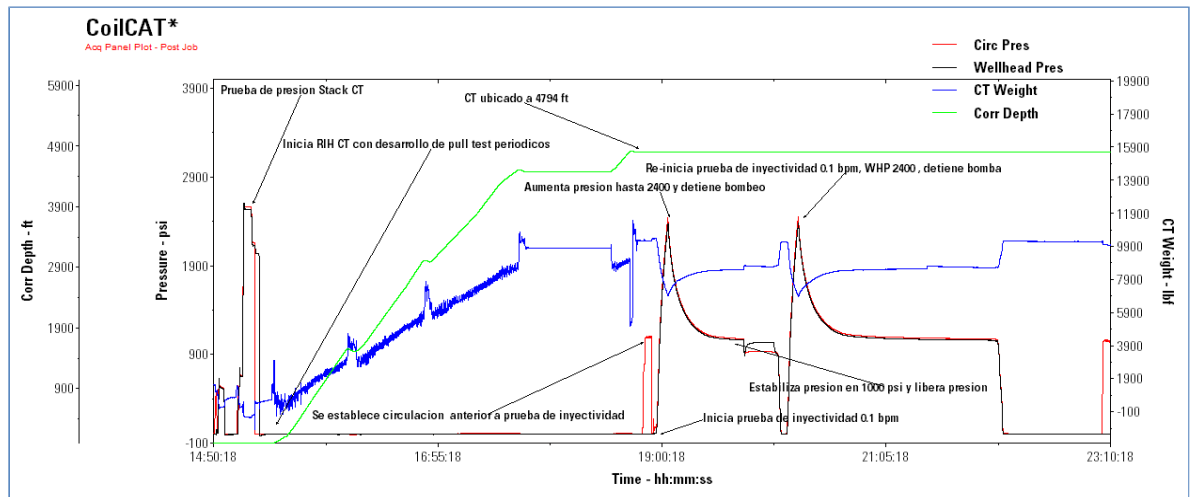


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Finalizada la limpieza del tubing con JetBLASTER se entrega cabeza de pozo a personal de Slickline para desarrollo de pesca de válvula Dummy.

**3.7.4 Corrida de estimulación zona 4728 ft y 4805 ft CBE CR2.** Una vez finalizada la pesca de la válvula Dummy y ubicación de válvula full open en fondo por parte de Slickline, se procede a desarrollar corrida de Coiled tubing de estimulación. Esta corrida se inicia con RIH Coiled Tubing hasta profundidad de 4794 ft punto en el cual se procede a establecer circulación con cloruro de amonio y se inicia desarrollo de prueba de inyectividad, es de destacar que durante el desarrollo de dicha prueba de inyectividad se observa que al tener una tasa de 0.1 bpm se incrementa la presión de cabeza por encima de los 2400 psi establecidos como presión máxima de trabajo, por lo tanto se decide detener bombeo y dejar relajar la presión, la cual se estabiliza en un valor de 1000 psi, en este punto se decide liberar presión y se procede a re-iniciar con la prueba de inyectividad que ofrece iguales resultados en los cuales el bombeo de fluido a una tasa de 0.1 bpm no se puede mantener constante sin superar la presión de cabeza de 2400 psi, en este punto la presión de cabeza se estabiliza en un valor de 1100 psi.

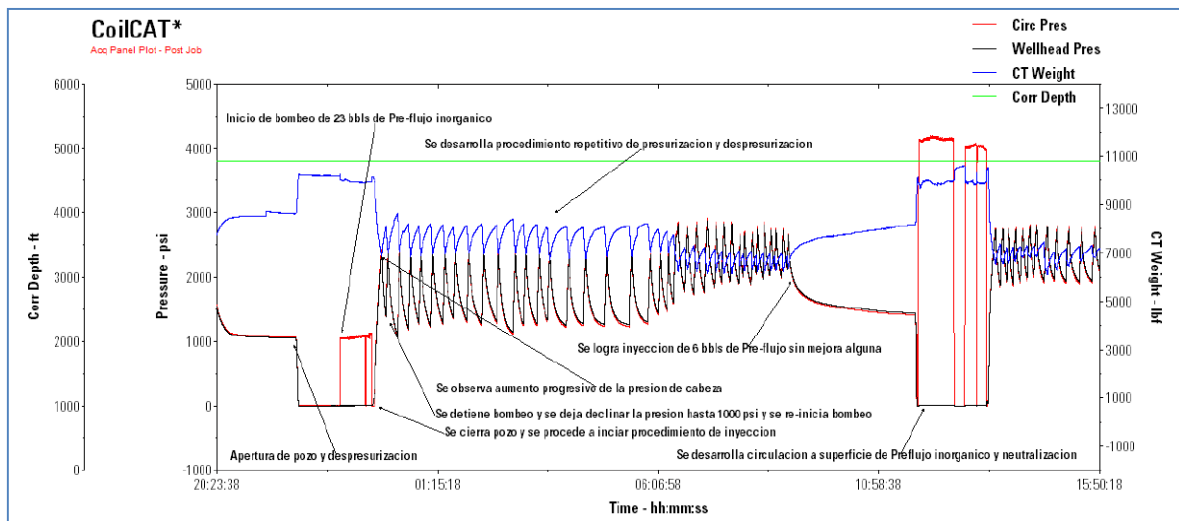
**Figura 56: Estimulación zona 4728 ft y 4805 ft CSB CR2.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Considerando las condices descritas anteriormente en cuanto a la prueba de inyectividad en la cual no fue posible obtener una condición estable de tasa de bombeo por debajo de la presión máxima de cabeza establecida como 2400 psi, se procede a desarrollar bombeo de Pre-flujo inorgánico y verificar el comportamiento de la formación ante la presencia de este fluido. Una vez desplazado el Preflujo inorgánico hasta la punta del Coiled Tubing y cerrado el pozo, se inicia a desarrollar inyección de Pre-flujo a una tasa de 0.1 bpm, sin embargo la presión de cabeza aumenta de nuevo por encima de 2400 psi, por lo tanto es necesario detener bombeo constantemente, dejar relajar y continuar con bombeo. De esta forma mediante presurización y despresurización del pozo fue posible inyectar a la formación 6 bls de pre-flujo inorgánico sin observarse algún cambio en la tasa de inyección del pozo. Bajo estas condiciones y después de mantener el Pre-flujo inorgánico por más de 16 horas en el interior del Coiled Tubing se procede a circular a superficie todo el fluido y desarrollar neutralización del mismo.

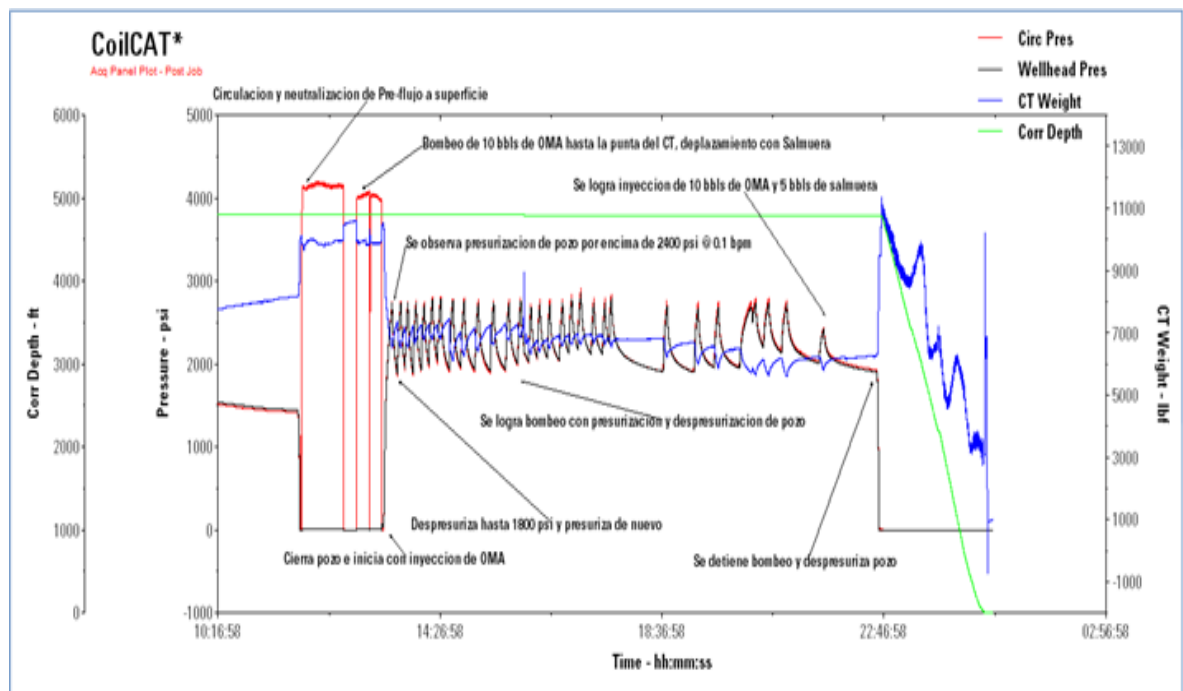
**Figura 57: Comportamiento presión, peso y profundidad en la inyección de pre flujo inorgánico con CT.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Con el Pre-flujo inorgánico en superficie, se procede a evaluar el comportamiento de la formación ante los efectos del fluido OMA, por consiguiente se desarrolla circulación de 10 bls de Fluido OMA hasta la punta del Coiled Tubing, se cierra pozo para iniciar con inyección del fluido a la formación desplazándolo con salmuera, sin embargo el resultado es similar al bombeo de Pre-flujo inorgánico pues se observa presurización y despresurización. Bajo esta condición se logra la inyección de los 10 bls de OMA sin observarse algún cambio en la condición de inyección del pozo, por lo cual se procede a finalizar con inyección de 5 bls de salmuera e iniciar POOH de tubería de Coiled Tubing.

**Figura 58: Comportamiento de la formación ante los efectos del fluido OMA.**



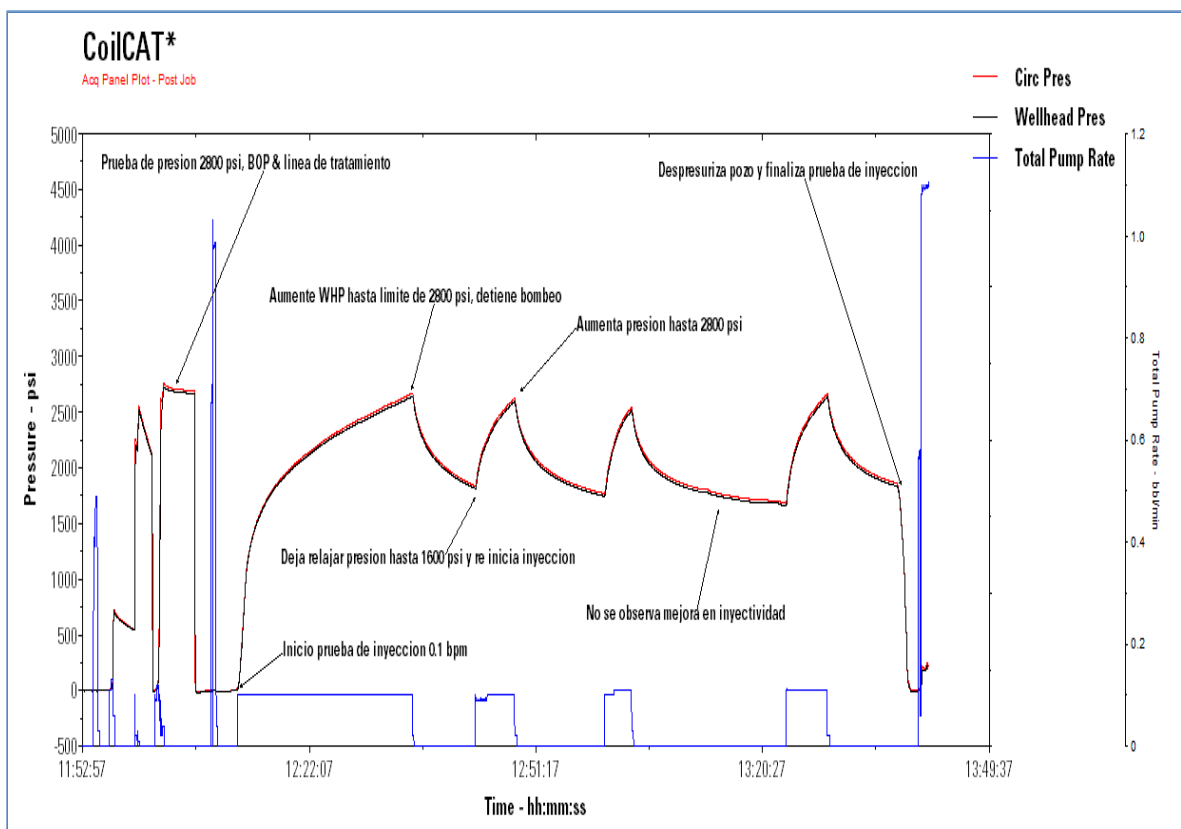
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

### 3.7.5 Prueba de inyectividad Bullheading zona 4728 ft y 4805 ft CSB CR2.

Una vez se finaliza POOH coiled tubing a superficie se procede a desarrollar rig down parcial de la unidad de coiled tubing. Se desarrolla corrida de Slickline para

verificar estado de válvula full open en fondo, de esta forma se confirma buen estado de válvula full open. Se desarrolla prueba de inyectividad bullheading con unidad de bombeo de CT, esta prueba no mejoro teniendo en cuenta las condiciones descritas anteriormente por consiguiente se detiene operación y se evalúa la posibilidad de intervenir una zona diferente.

**Figura 59: Prueba de inyectividad Bullheading Zona 4728 ft y 4805 ft CSB CR2.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

### 3.7.6 Prueba de inyectividad Bullheading zona 4582 ft y 4654 ft CSB CR2

Una vez finalizado el procedimiento de prueba de inyectividad Bullheading de la zona descrita entre 4728 y 4805 ft se procedió a desarrollar rig down total de unidad de Coiled tubing, se desarrolló alistamiento de pozo para desarrollo de

prueba de estimulación en zona comprendida entre 4582 y 4654 ft. En primera instancia se desarrolla prueba de inyectividad de esta zona considerando hacerla Bullheading, se inicia con desarrollo de rig up de BOP, línea de tratamiento y prueba de presión a un máximo de 2800 psi, posteriormente se procede con llenado de pozo hasta garantizar retornos constantes e implementar prueba de inyectividad con bombeo de 0.1 bpm, pero la presión de cabeza aumenta hasta la presión máxima establecida como 2600 psi por lo cual es necesario detener prueba de inyectividad, esperar estabilización y proceder con reinicio de prueba, sin embargo no se observa ninguna mejora, debido a esto se cancela procedimiento de estimulación.

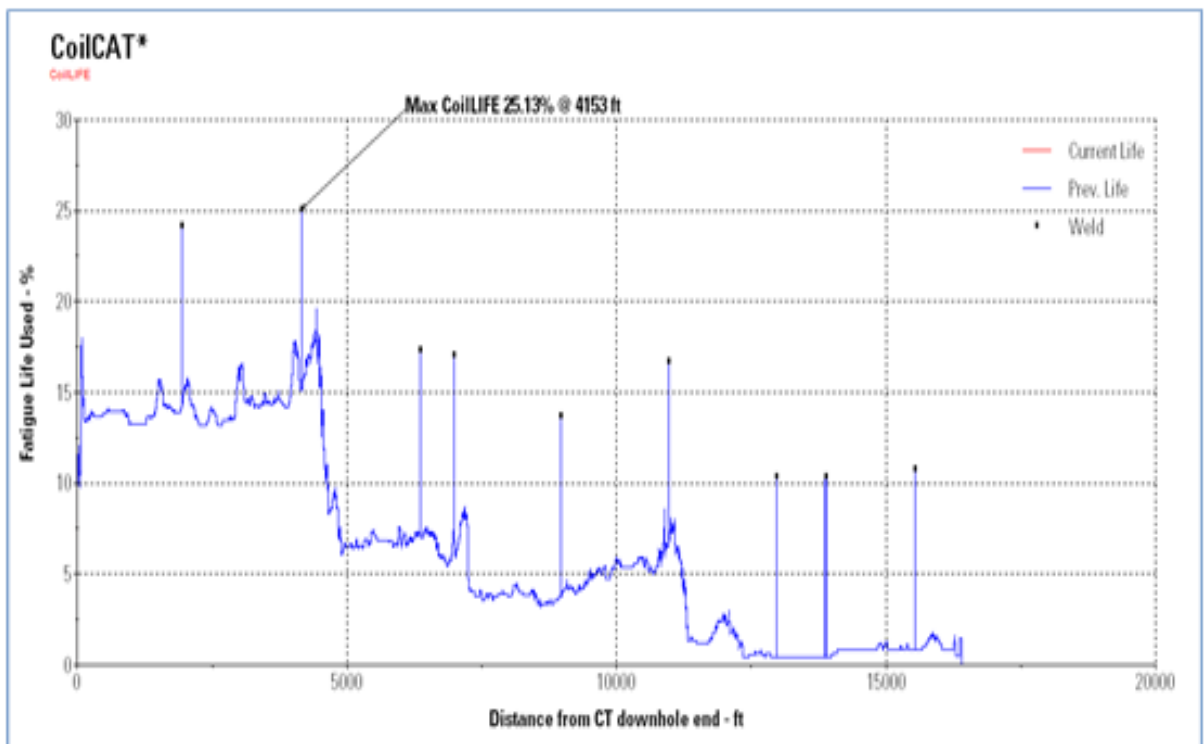
### **3.7.7 Conclusiones estimulación pozo Casabe CR2**

- El desarrollo inicial de la corrida de JetBLASTER, permite garantizar que en la implementación de estimulación, la suciedad presente en el tubing del pozo no afecte la formación y por otro lado permita mejorar la tasa de inyección garantizando tubing limpio.
- El procedimiento de estimulación propuesto no fue posible desarrollarlo, teniendo en cuenta las pruebas de inyectividad llevadas a cabo, la formación no permitió obtener una inyectividad por debajo de la presión máxima establecida en cabeza con una tasa de bombeo constante.
- Es importante estudiar de nuevo el daño a la formación y el posible cambio de fluidos de estimulación que puedan mejorar el procedimiento y permitan la inyectividad de las zonas propuestas para el desarrollo de la estimulación.
- Es importante tener en cuenta el tiempo de funcionamiento del inhibidor de corrosión una vez los fluidos de estimulación se encuentren en el Coiled Tubing, ya que este tiempo es limitado y puede afectar considerablemente la integridad de la sarta.

### 3.8 ESTIMULACION MATRICIAL POZO CASABE CR3

**3.8.1 CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.** CoilLIFE representa el porcentaje de la vida remanente de la sarta de coiled tubing anterior a la operación de Coiled Tubing y posterior a esta. A continuación se muestra el nivel de fatiga de la tubería el cual presenta un máximo de 25.13 % a 4153 ft.

**Figura 60: CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.**

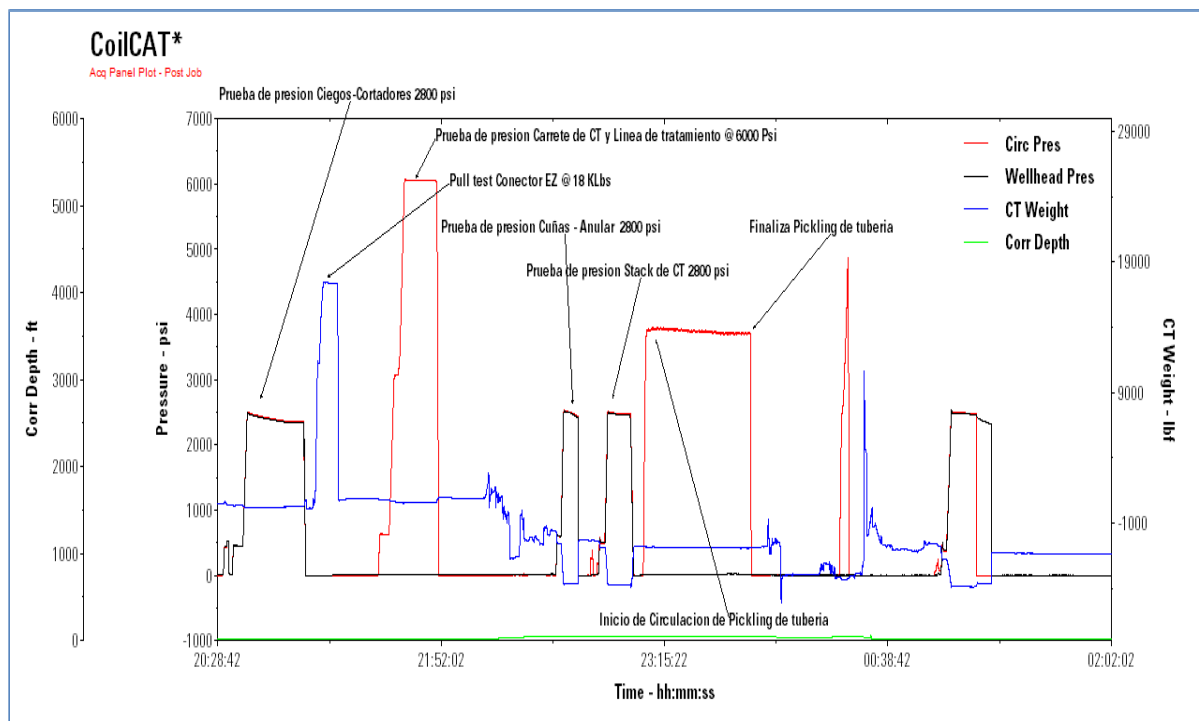


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.8.2 Graficas de adquisición CoilCat.** La operación de coiled tubing se inicia con el desarrollo de rig – up de la unidad de Coiled tubing teniendo en cuenta el desarrollo de diversas pruebas de presión que permiten establecer un adecuado control de las condiciones de pozo. En este caso se procede primero con el desarrollo de rig up de BOP a cabeza de pozo y se implementa function test de

BOP, se desarrolla prueba de presión de conexión de BOP a cabeza de pozo, en este caso se prueban ciegos-cortadores con presión de 2800 psi durante 10 min, posteriormente se procede a introducir barra de prueba para desarrollo de prueba de presión de cuñas-anulares implementando prueba de presión a 2800 psi. Posteriormente, se realiza el desarrollo de prueba de presión de carrete de Coiled Tubing aumentando la presión a 6000 psi con un tiempo de espera de 10 min. Como parte de la operación, es necesario desarrollar pickling de tubería de Coiled Tubing en superficie, por lo tanto se realiza conexión de inyector a cabeza de pozo y se desarrolla prueba de presión de Stack de Coiled Tubing. Finalmente se procede con el bombeo de 5 bls de HCL al 5% a una tasa de 1 bpm.

**Figura 61: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.**



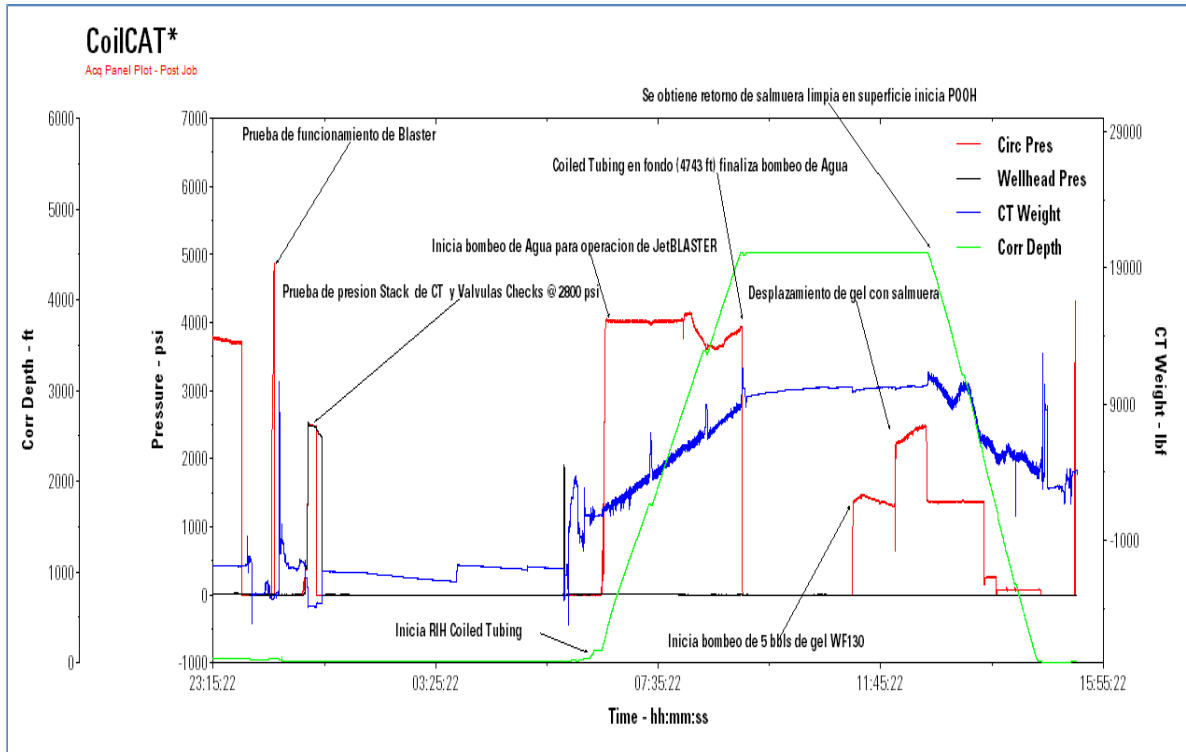
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Finalmente como parte del rig up de la unidad de coiled tubing, se procede con la desconexión de cabeza inyectora del pozo, conexión de herramienta de fondo, en

este primer caso se implementa la herramienta JetBlaster para limpieza de tubing, se desarrolla function test de jet blaster en superficie y se procede con conexión de nuevo de cabeza inyectora sobre cabezal de pozo. Finalmente se procede con desarrollo de prueba de presión de stack de Coiled tubing a una presión de 2800 psi y prueba de presión de Válvulas Check a 2800 psi. De esta forma finaliza el rig up de la unidad de Coiled Tubing, el equipo se encuentra listo para el desarrollo de operación de Jetblaster.

**3.8.3 Operación de limpieza de tubing con Jet Blaster.** Una vez finalizado el Rig up de la unidad de Coiled tubing e implementado el pickling de la tubería, se procede con el desarrollo de operación de Jetblaster para limpieza de tubing del pozo, en este caso se implementa la limpieza con el uso de herramienta de fondo jetblaster a una tasa de bombeo de 0.9 bpm lo cual genero una presión de circulación de 4000 psi. El bombeo inicia desde superficie hasta una profundidad de 4743 ft punto en el cual se procede con detención de bombeo, se implementa mezcla de gel WF130 y salmuera (Cloruro de Amonio) para desarrollar circulación de pozo con estos dos fluidos. Una vez se contó con los fluidos en superficie, se procede con el desarrollo de bombeo de 5 bls de gel WF130 seguido de 40 bls de Cloruro de amonio hasta obtener retorno de gel en superficie. Ya con retorno de Cloruro de amonio en superficie, se inicia POOH de Coiled Tubing con bombeo de cloruro de amonio a 0.3 bpm con el objetivo de mantener el pozo lleno de salmuera. Finalmente con coiled Tubing en superficie se detiene bombeo y se procede con Rig Down parcial de la unidad de Coiled tubing para desarrollo de pesca de Válvula Dummy ubicada en fondo.

**Figura 62: Corrida de JetBLASTER para limpieza de tubing.**

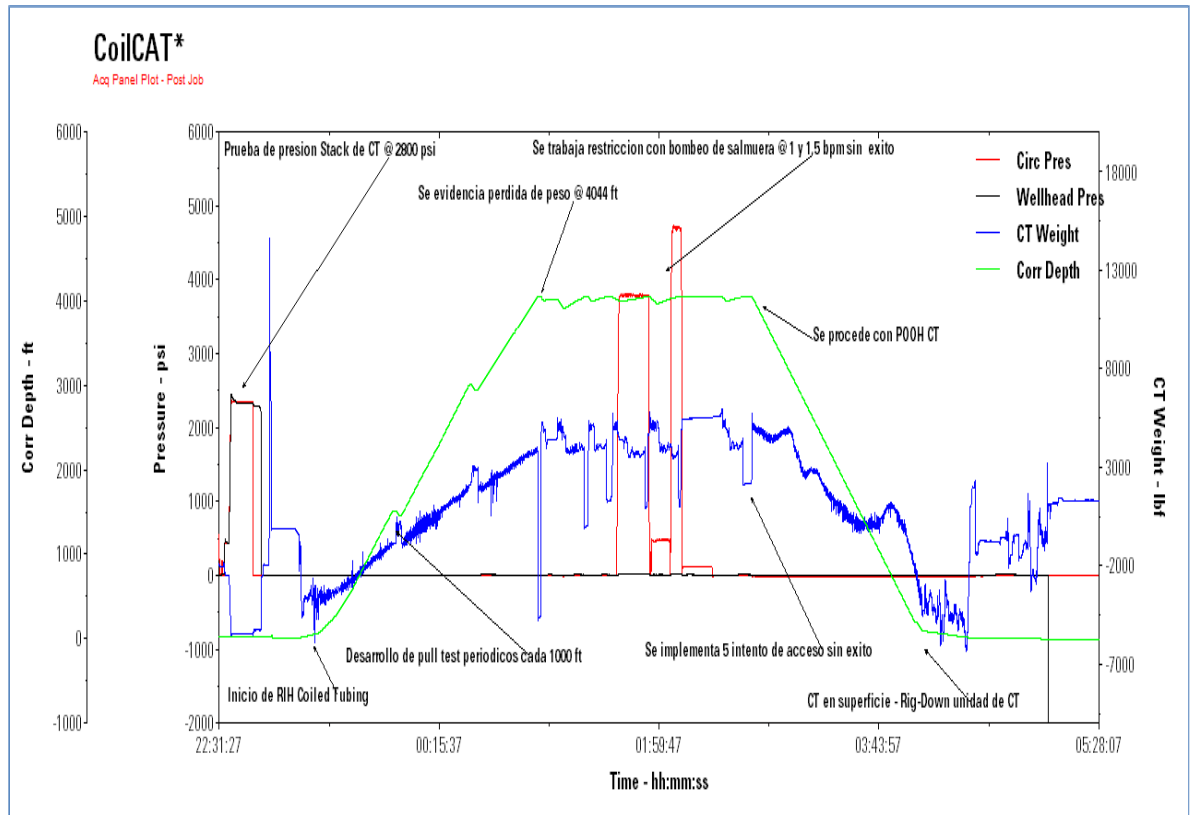


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

### **3.8.4 Corrida de estimulación Primera etapa - Intervalo entre 4740 ft y 4836 ft**

Una vez finalizada la pesca de la válvula Dummy y ubicación de válvula full open por parte de Slickline en mandril número 5 (4743 ft), se procede a desarrollar corrida de Coiled tubing de estimulación. En esta corrida se inicia con RIH Coiled Tubing hasta profundidad de 4743 ft, sin embargo durante desarrollo de corrida inicial de CT se evidenció presencia de restricción a 4044 ft, por lo cual se decide sacar Coiled Tubing a superficie y desarrollar corrida de Slickline de Calibración para verificar acceso a fondo. A continuación se presenta la gráfica de adquisición de corrida de acceso con restricción en 4044 ft.

**Figura 63: Gráfica de adquisición de corrida de acceso con restricción en 4044 ft.**

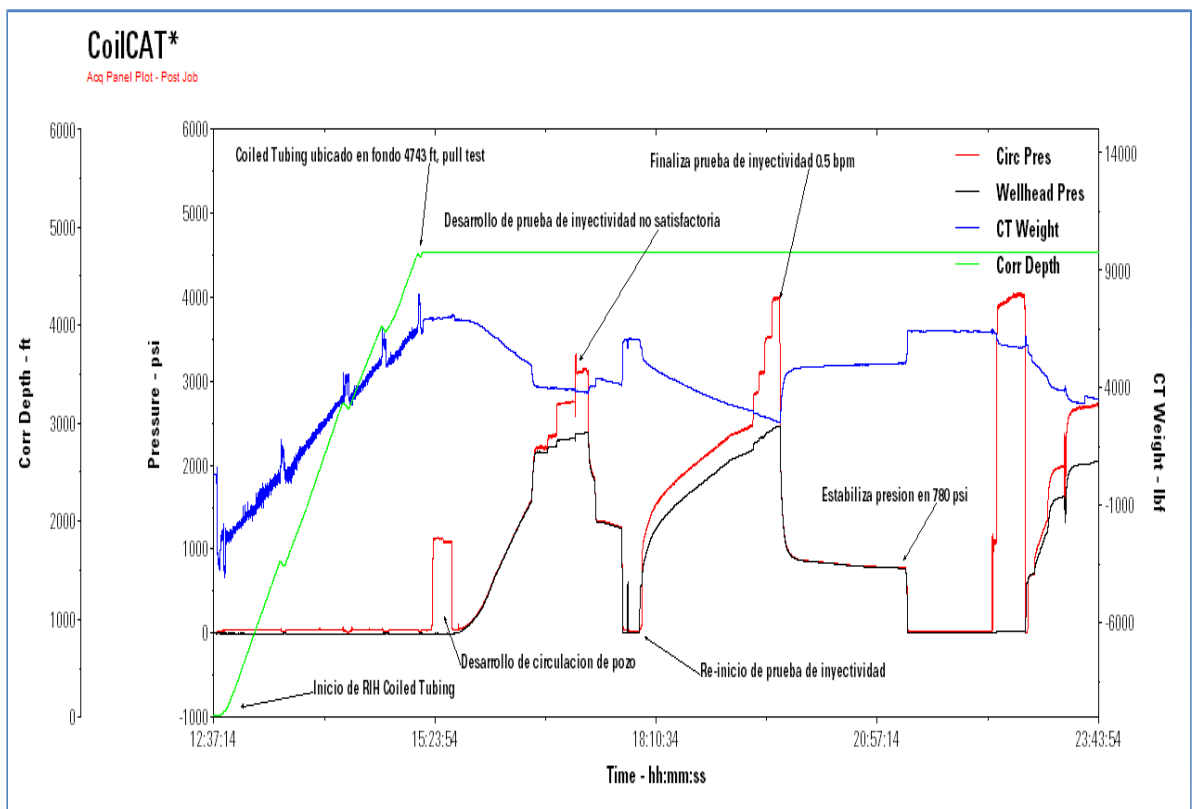


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Posterior al desarrollo de la operación de acceso inicial con CT se procedió a desarrollar corrida de acceso con Slickline para verificar drift de fondo, en este caso se corre herramienta de 2.25 sin presencia de restricción, por lo cual se toma la decisión de desarrollar corrida de CT añadiendo a la herramienta de fondo un Knukle Joint que permite mayor flexibilidad en la herramienta y así poder acceder a fondo. Bajo esta nueva condición se procede a correr Coiled tubing hasta fondo (4743 ft), establecer circulación con cloruro de amonio y desarrollar prueba de inyectividad. Iniciando con bombeo a 0.1 bpm lo cual genero una presión de cabeza de 2100 psi, posteriormente a una tasa de 0.2 bpm la presión de cabeza aumento hasta 2180 psi, continuando con una tasa de 0.3 bpm se

observa una presión de cabeza de 2283 psi, a una tasa de 0.4 bpm se observa una presión de cabeza de 2332 psi, continuando con una tasa de 0.5 bpm se observa una presión de cabeza de 2402 psi, finalmente con una tasa de 0.6 bpm se observa una presión de 2460 psi de presión de cabeza. En este punto se procede a detener bombeo y se permite estabilización de la presión de cabeza quedando constante a una presión de 780 psi. Bajo esta condición se envía información al personal de WS para análisis, estableciendo como parámetros de operación una presión máxima de cabeza de 2300 psi y una tasa inicial de bombeo del tratamiento de 0.3 bpm. A continuación se presenta gráfica de parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad.

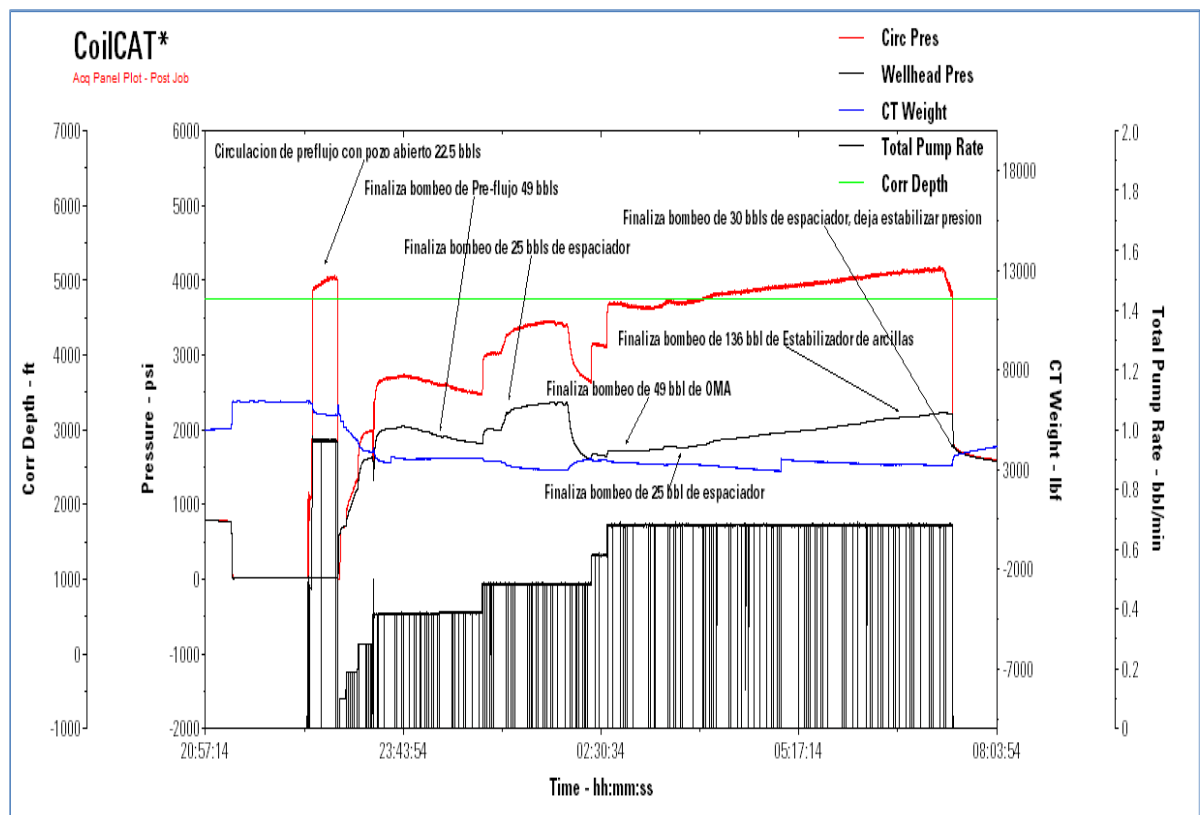
**Figura 64: Gráfica de parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez finalizada la prueba de inyectividad y con el análisis de la información de la misma, se procede con estimulación iniciando bombeo de pre flujo inorgánico con pozo abierto a una tasa de 1 bpm, con el pre- flujo en la punta del Coiled Tubing, se procede a cerrar pozo e iniciar con estimulación a una tasa de bombeo de 0.3 bpm, una vez completados 49 bls de pre-flujo se procede al bombeo de 25 bls de espaciador (Cloruro de amonio). Finalizado el bombeo del espaciador se procede al bombeo de 49 bls de OMA seguidos de 25 bbl de espaciador. Después de esto se bombean 136 bls de estabilizador de arcillas y 30 bls de espaciador. De esta forma se finaliza y detiene bombeo de estimulación, se permite que la presión del pozo se establezca llegando a una presión de 1543 psi para proceder con el desarrollo de prueba de prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.

**Figura 65: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Como parte final del procedimiento de estimulación, se procede a establecer de nuevo parámetros de inyección para el desarrollo de prueba de inyectividad iniciando a una tasa de 0.1 bpm. A continuación se presenta un resumen de la presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyectividad final

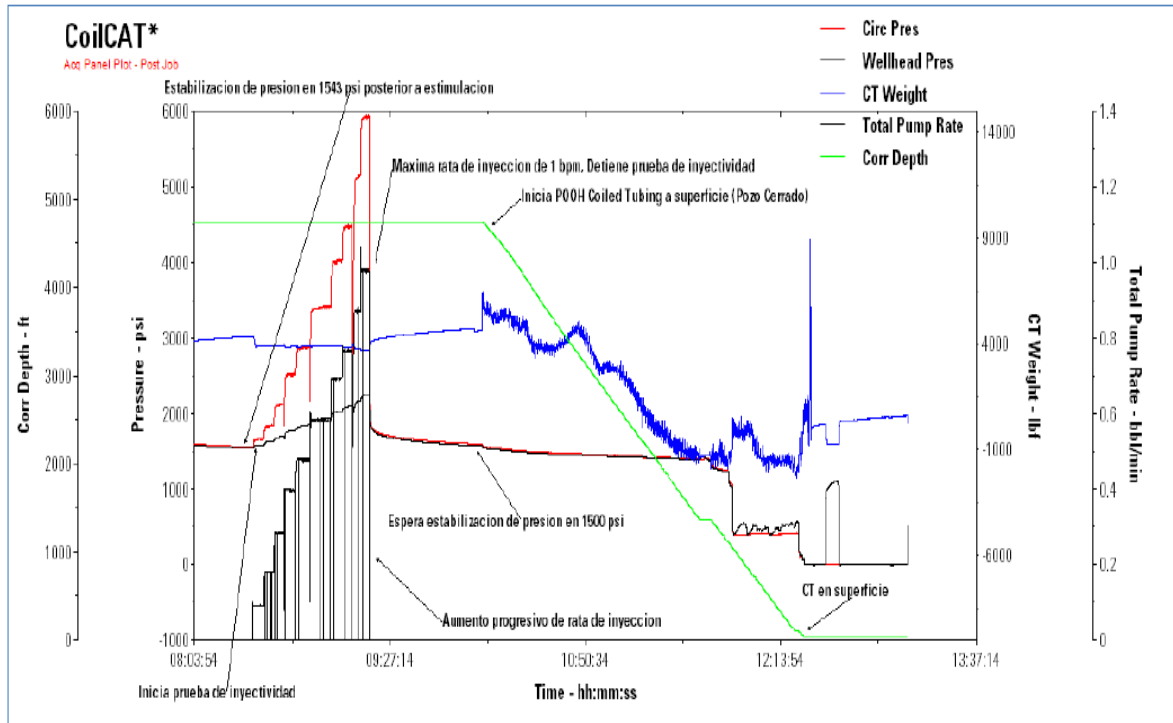
**Tabla 26: Parámetros de inyección con el desarrollo de prueba de inyectividad.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	1581
0.2	1633
0.3	1700
0.4	1765
0.5	1847
0.6	1947
0.7	1033
0.8	1098
0.9	2170
1	2255

Fuente: Autora

Una vez finalizado este procedimiento, se procede a detener bombeo y se permitió estabilización de la presión quedando en un valor de 1612 psi. Es así como finalmente se procede con POOH Coiled Tubing a superficie.

**Figura 66: POOH Coiled Tubing a superficie.**

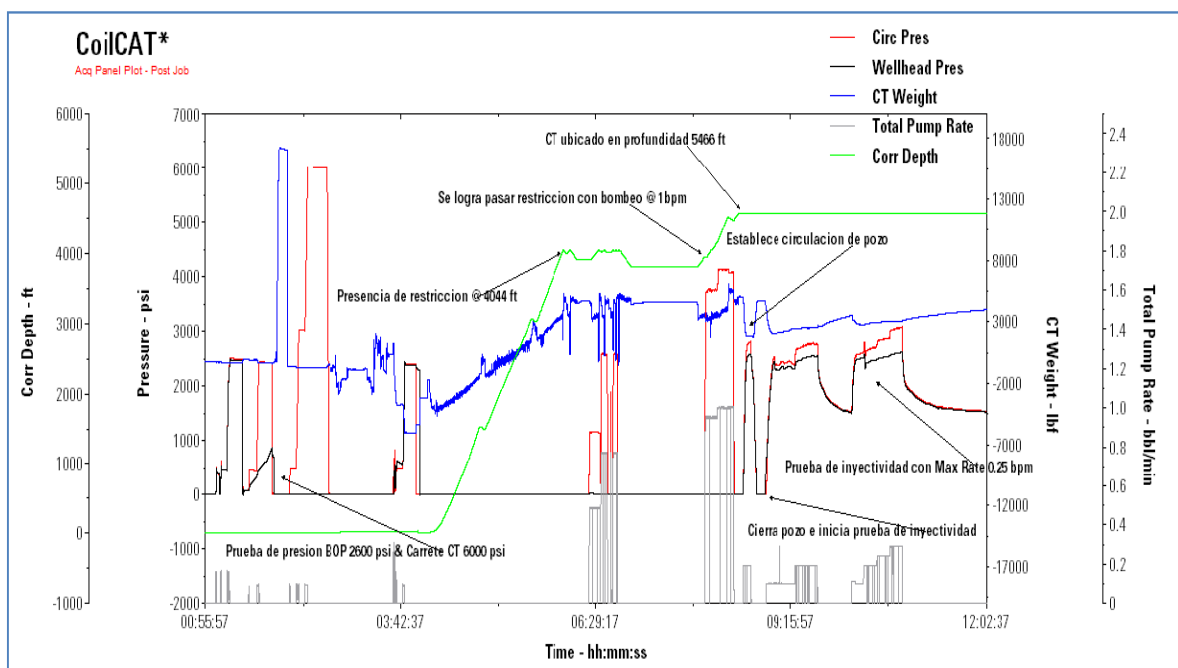


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.8.5 Corrida de estimulación Segunda etapa - Intervalo entre 4574 ft y 4698 ft.** Una vez finalizado el procedimiento de estimulación de la primera zona (Mandril # 5) se procede a desarrollar corrida de slickline para adecuación de siguiente zona a estimular. Una vez finalizado este procedimiento se procede a desarrollar Rig up de unidad y correr Coiled tubing hasta fondo 4566 ft, de esta manera se establece circulación con cloruro de amonio y se desarrolla prueba de inyektividad, iniciando con bombeo a 0.1 bpm lo cual generó una presión de cabeza de 2514 psi, posteriormente a una tasa de 0.2 bpm la presión de cabeza aumento hasta 2477 psi, continuando con una tasa de 0.25 bpm se observa una presión de cabeza de 2549 psi y finalmente con una tasa de 0.3 bpm se observa una presión de cabeza de 2625 psi. En este punto se procede a detener bombeo y se permite estabilización de la presión de cabeza quedando constante a una

presión de 1591 psi, bajo esta condición se envía información al personal de WS para análisis estableciendo como parámetros de operación una presión máxima de cabeza de 2400 psi y una tasa inicial de bombeo del tratamiento de 0.1 bpm. A continuación se presenta la gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad.

**Figura 67: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad.**

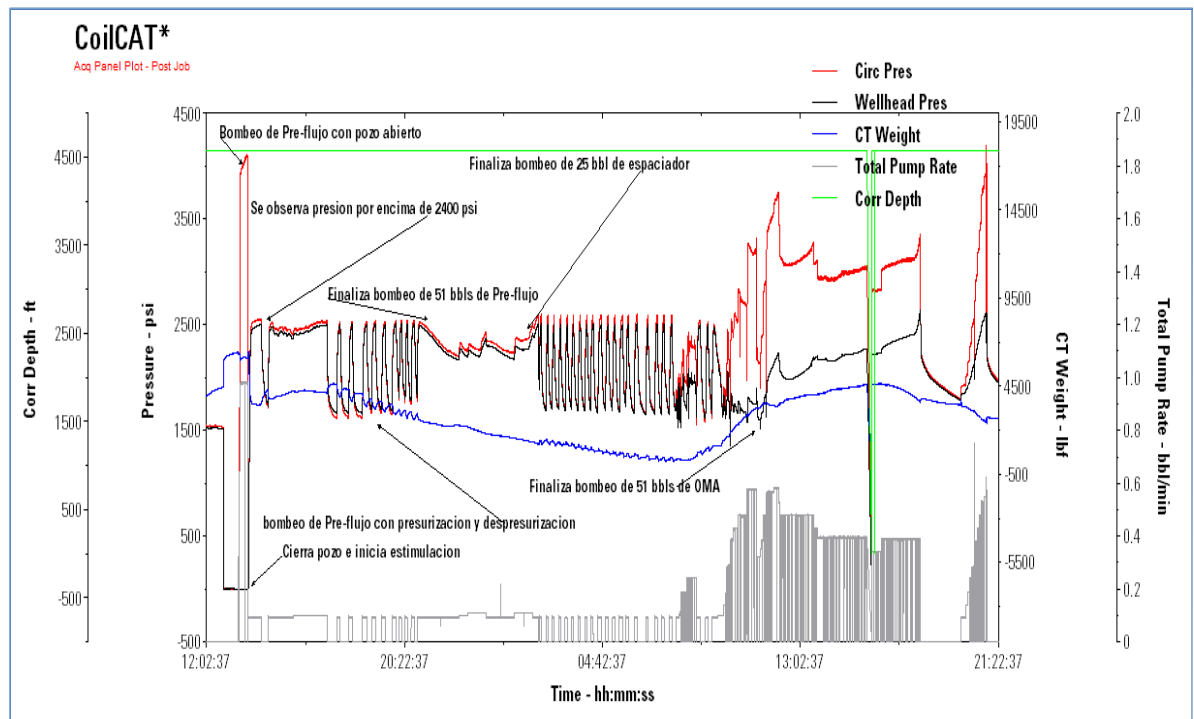


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez finalizada la prueba de inyectividad y con el análisis de la información de la misma, se procede con la estimulación iniciando bombeo de pre flujo inorgánico con pozo abierto a una tasa de 1 bpm, con el pre- flujo en la punta del Coiled Tubing, se procede a cerrar pozo e iniciar con estimulación a una tasa de bombeo de 0.1 bpm, en este caso y teniendo en cuenta la información aportada por la prueba de inyectividad fue necesario detener el bombeo varias veces durante la

estimulación con el objetivo de no superar la presión establecida de 2400 psi en cabeza. Una vez completados 51 bls de pre-flujo se procede al bombeo de 25 bbl de espaciador (Cloruro de amonio). Finalizado el bombeo del espaciador se procede al bombeo de 51 bls de OMA seguidos de 25 bbl de espaciador, es importante agregar que una vez el OMA se encontró en la punta del CT y realizó contacto con la formación fue posible restablecer el bombeo y la formación inicio a tomar el fluido de la estimulación a una tasa constante. Bajo esta condición estable de bombeo se continuó con inyección de 143 bls de estabilizador de arcillas y 30 bls de espaciador. De esta forma se finaliza y detiene bombeo de estimulación, se permite que la presión del pozo se estabilice llegando a una presión de 1778 psi para proceder con el desarrollo de prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.

**Figura 68: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Como parte final del procedimiento de estimulación del segundo intervalo, se procede a establecer de nuevo parámetros de inyección para el desarrollo de prueba de inyektividad, iniciando con tasa de 0.1 bpm. A continuación se presenta un resumen de la presión de cabeza y tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final.

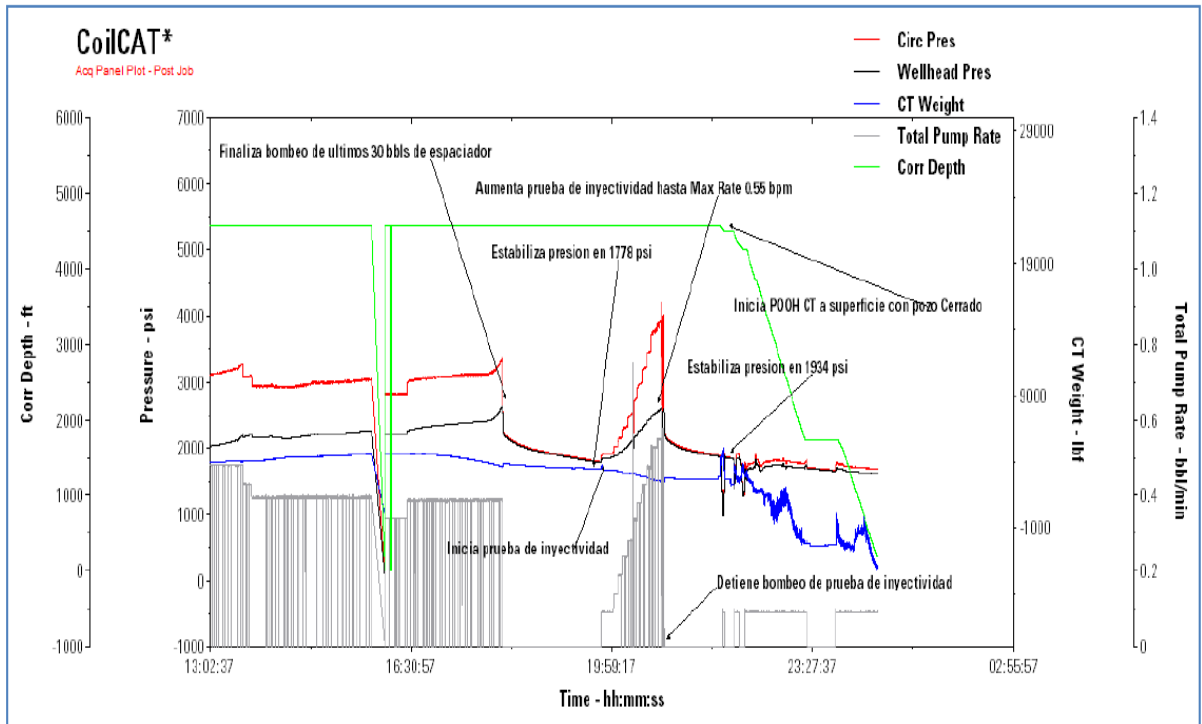
**Tabla 27: Tasa de bombeo y presión de cabeza.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	1857
0.15	1895
0.2	1951
0.25	2023
0.3	2115
0.5	2192
0.4	2279
0.45	2371
0.5	2503
0.55	2595

Fuente: Autora

Una vez finalizado este procedimiento, se procede a detener bombeo y se permitió estabilización de la presión en un valor de 1934 psi. Así finalmente se procede con POOH Coiled Tubing a superficie manteniendo la presión residual constante.

**Figura 69: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación. Presión residual constante.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

### 3.8.6 Corrida de estimulación Tercera etapa - Intervalo entre 4422 ft y 4512 ft

Una vez finalizado el procedimiento de estimulación de la segunda zona (Mandril # 6) se procede a desarrollar corrida de slickline para adecuación de la siguiente zona a estimular. Una vez finalizado este procedimiento se realiza Rig up de unidad y se corre Coiled Tubing hasta fondo a 4396 ft, luego se establece circulación con cloruro de amonio y se desarrolla prueba de inyectividad. Iniciando con bombeo a 0.1 bpm y aumentando de 0.05 bpm, a continuación se presenta una tabla que describe la prueba de inyectividad:

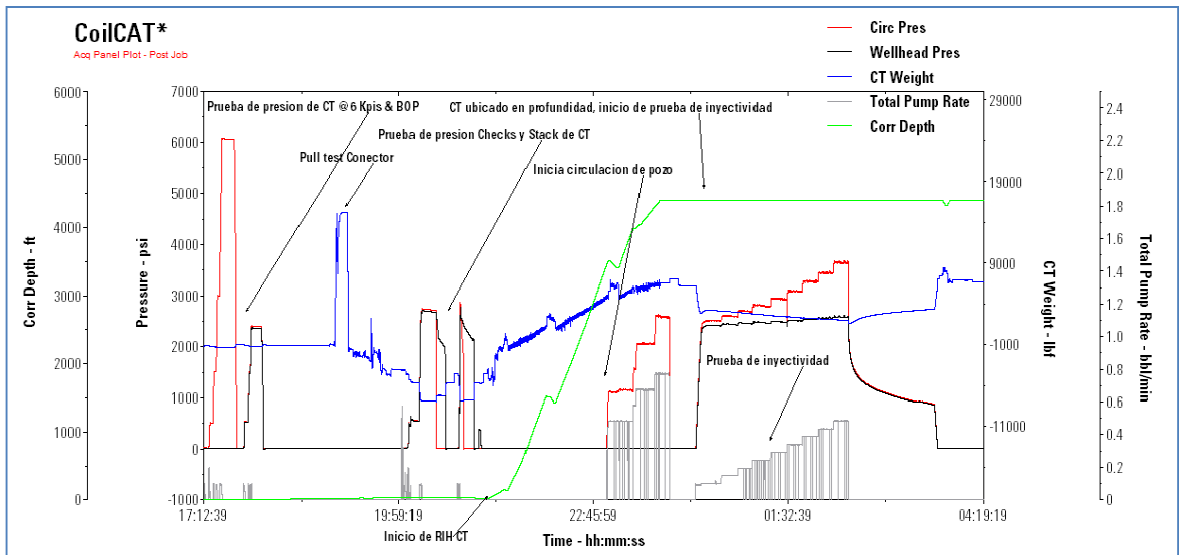
**Tabla 28: Descripción de la prueba de inyectividad.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	2407
0.15	2424
0.2	2444
0.25	2453
0.3	2483
0.5	2505
0.4	2533
0.45	2575
0.5	2600

Fuente: Autora

Bajo esta condición se envía información al personal de WS, para análisis estableciendo como parámetros de operación una presión máxima de cabeza de 2500 psi y una tasa inicial de bombeo del tratamiento de 0.1 bpm. A continuación se presenta la gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad:

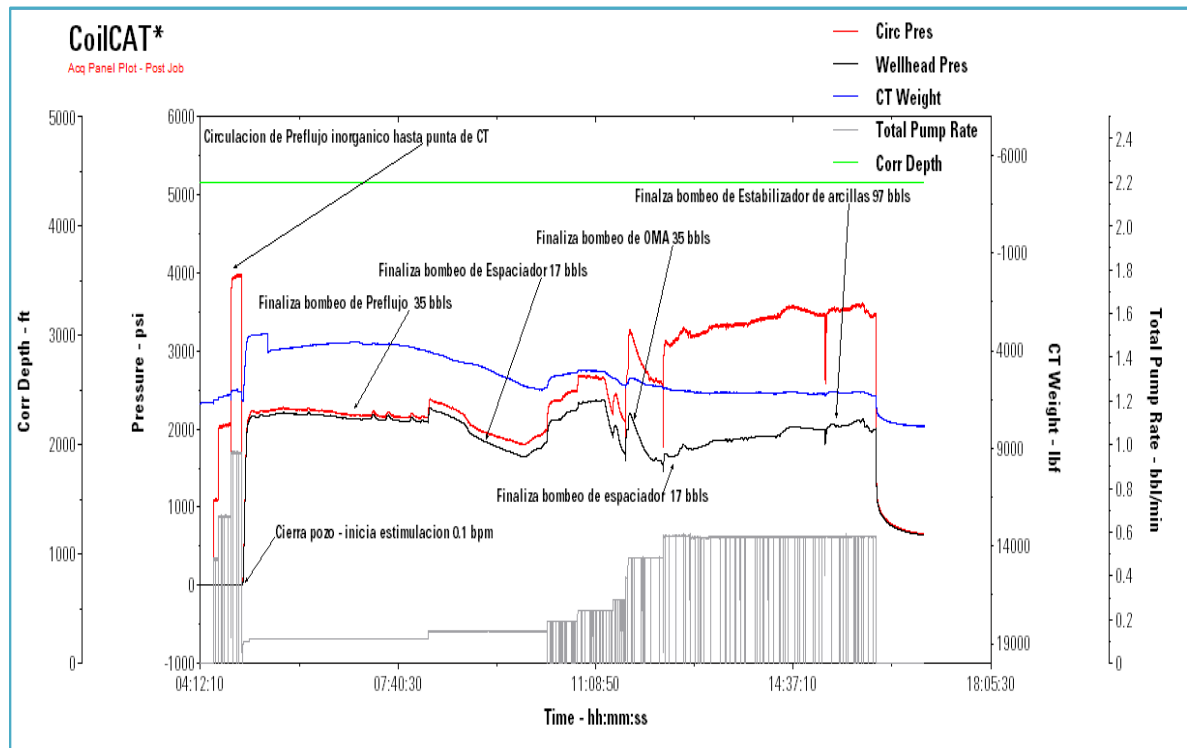
**Figura 70: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez finalizada la prueba de inyectividad y con el análisis de la información de la misma, se inicia el procedimiento de estimulación, se bombea preflujo inorgánico con pozo abierto a una tasa de 1 bpm, con el pre-flujo en la punta del Coiled Tubing, se procede a cerrar pozo e iniciar con estimulación a una tasa de bombeo de 0.1 bpm. Una vez completados 35 bbls de pre-flujo se procede al bombeo de 17.3 bbls de espaciador (Cloruro de amonio). Finalizado el bombeo del espaciador se procede al bombeo de 35 bbls de OMA seguidos de 17.3 bbls de espaciador. Finalmente se continuó con inyección de 97 bbls de estabilizador de arcillas y 30 bbls de espaciador. De esta forma se finaliza bombeo de estimulación, se detiene bombeo y se permite que la presión del pozo se estabilice llegando a una presión de 640 psi para proceder con el desarrollo de prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.

**Figura 71: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Como parte final del procedimiento de estimulación de este tercer intervalo, se establecen de nuevo parámetros de inyección, para el desarrollo de prueba de inyektividad iniciando con tasa de 0.1 bpm. A continuación se presenta un resumen de la presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final.

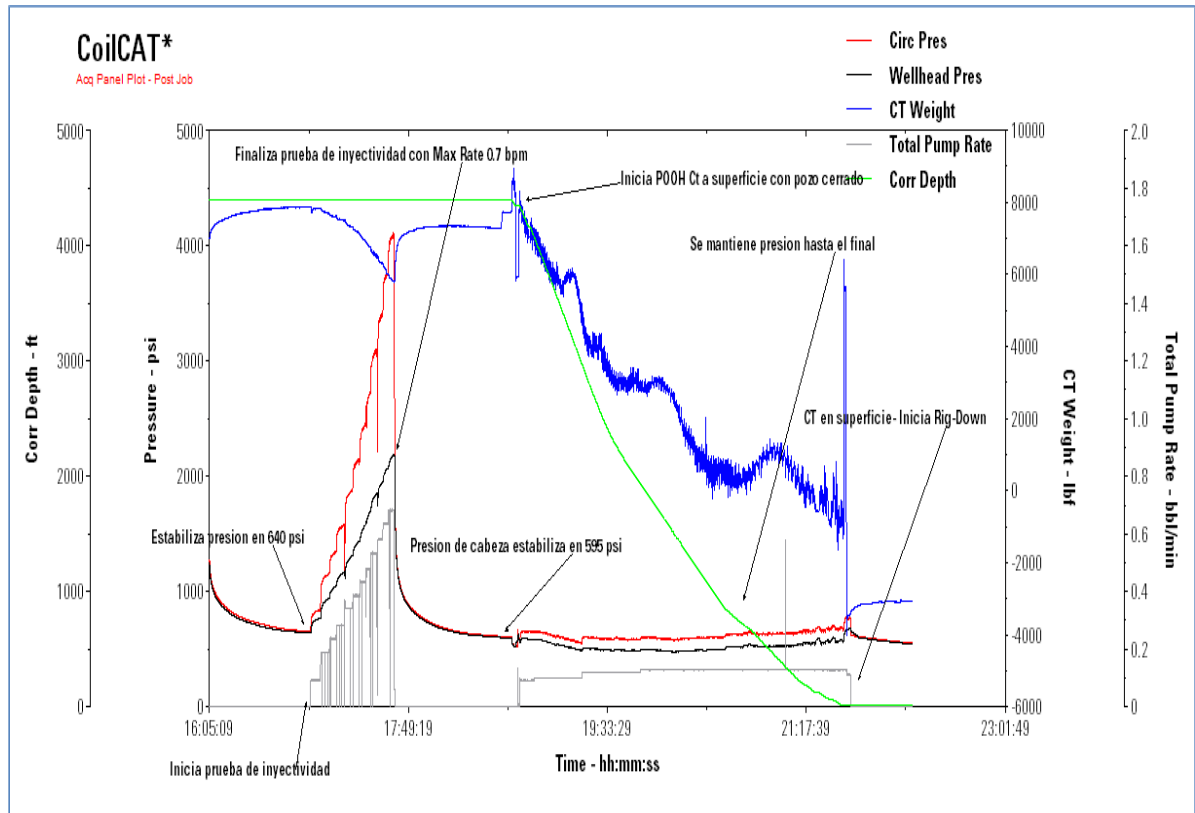
**Tabla 29: Presión de cabeza y tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	766
0.2	942
0.3	1170
0.35	1313
0.4	1445
0.45	1574
0.5	1694
0.55	1859
0.6	1954
0.65	2072
7	2185

Fuente: Autora

Una vez finalizado este procedimiento, se procede a detener bombeo, se permitió estabilización de la presión quedando en un valor de 595 psi. Es así como finalmente se procede con POOH Coiled Tubing a superficie manteniendo la presión residual constante.

**Figura 72: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación. Presión residual constante.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

### 3.8.7 Corrida de estimulación Cuarta etapa - Intervalo entre 4196 ft y 4330 ft

Una vez finalizado el procedimiento de estimulación de la tercera zona (Mandril # 7) se procede a desarrollar corrida de slickline para adecuación de la siguiente zona a estimular. Una vez finalizado este procedimiento se desarrolla Rig up de unidad y se procede a correr Coiled tubing hasta fondo 4183 ft, de esta manera se establece circulación con cloruro de amonio, se desarrolla prueba de inyectividad. Iniciando con bombeo a 0.1 bpm y aumentando de 0.05 bpm, a continuación se presenta una tabla que describe la prueba de inyectividad.

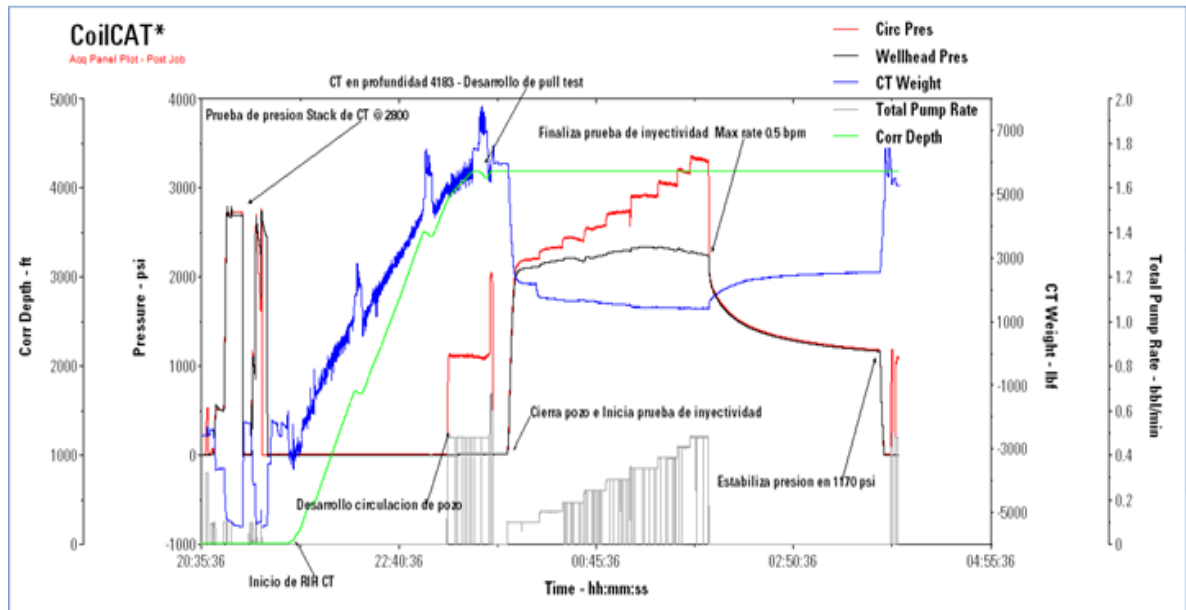
**Tabla 30: Descripción de la prueba de inyectividad.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	2112
0.15	2182
0.2	2215
0.25	2244
0.3	2300
0.35	2322
0.4	2296
0.45	2317
0.5	2236

Fuente: Autora

Bajo esta condición es enviada información al personal de WS para análisis estableciendo como parámetros de operación una presión máxima de cabeza de 2200 psi y una tasa inicial de bombeo del tratamiento de 0.2 bpm. A continuación se presenta la gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad.

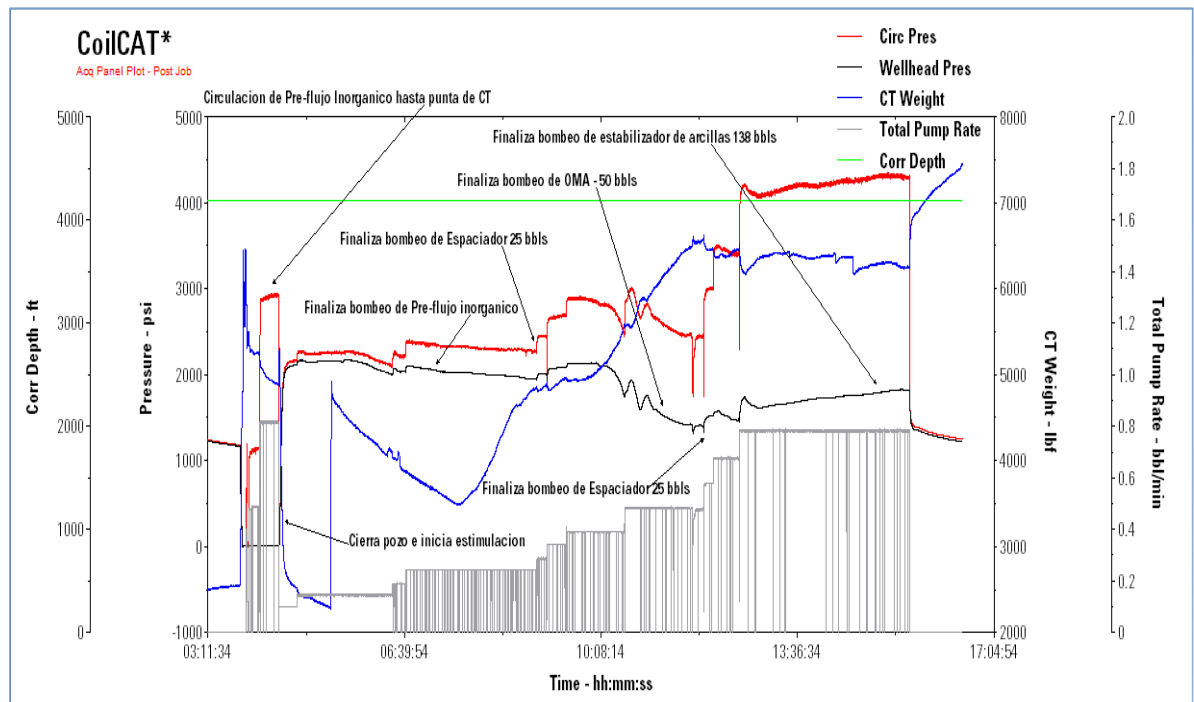
**Figura 73: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de Inyectividad.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez finalizada la prueba de inyectividad, y con el análisis de la información de la misma, se procede con el inicio del procedimiento de estimulación iniciando bombeo de preflujo inorgánico con pozo abierto a una tasa de 1 bpm, con el preflujo en la punta del Coiled Tubing, se procede a cerrar pozo e iniciar con estimulación a una tasa de bombeo de 0.1 bpm. Una vez completados 50 bls de pre-flujo se procede al bombeo de 25 bbl de espaciador (Cloruro de amonio). Finalizado el bombeo del espaciador se procede al bombeo de 50 bls de OMA seguidos de 25 bbl de espaciador. Finalmente se continuó con inyección de 139 bls de estabilizador de arcillas y 30 bls de espaciador. De esta forma se finaliza bombeo de estimulación, se detiene bombeo y se permite que la presión del pozo se establezca llegando a una presión de 1208 psi para proceder con el desarrollo de prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.

**Figura 74: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Como parte final del procedimiento de estimulación de este Cuarto intervalo, se procede a establecer de nuevo parámetros de inyección con el desarrollo de prueba de inyektividad iniciando con tasa de 0.1 bpm. A continuación se presenta un resumen de la presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final:

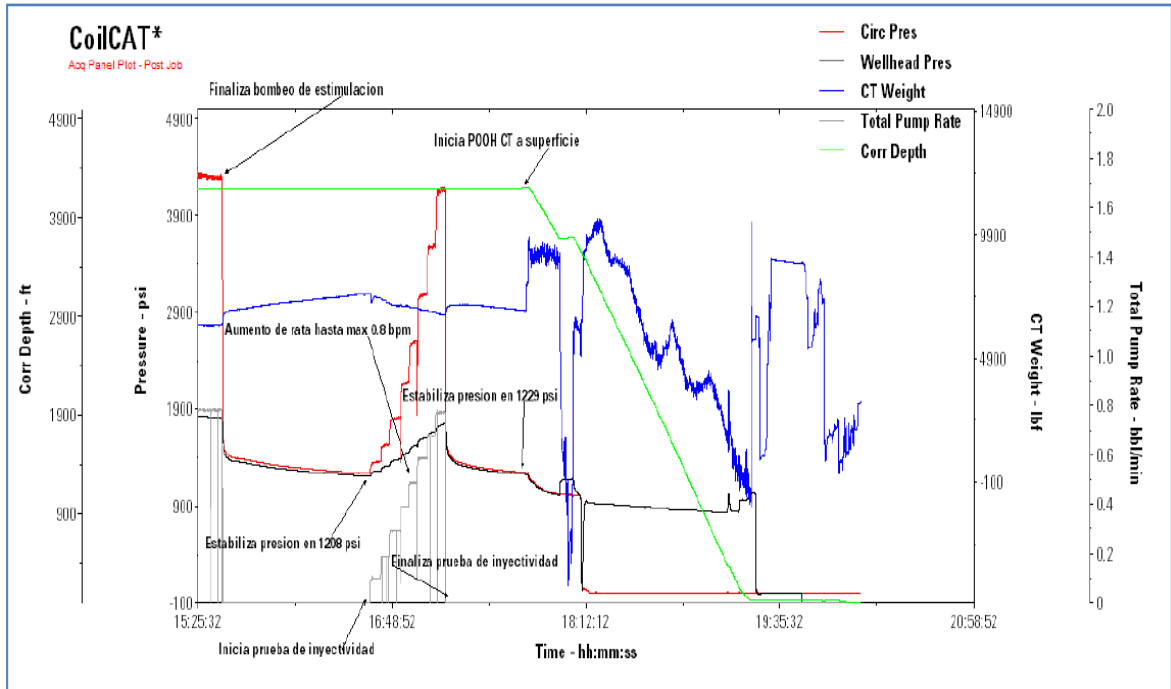
**Tabla 31: La presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	1266
0.2	1319
0.3	1386
0.4	1457
0.5	1532
0.6	1606
0.7	1672
0.8	1750

Fuente: Autora

Una vez finalizado este procedimiento, se procede a detener bombeo y se permitió estabilización de la presión quedando en un valor de 1229 psi. Es así como finalmente se procede con POOH Coiled Tubing a superficie manteniendo la presión residual.

**Figura 75: POOH Coiled Tubing a superficie.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

### 3.8.9 Corrida de estimulación Quinta etapa - Intervalo entre 4062 ft y 4142 ft.

Una vez finalizado el procedimiento de estimulación de la Cuarta zona (Mandril # 8) se procede a desarrollar corrida de slickline para adecuación de siguiente zona para estimulación. Una vez finalizado este procedimiento se desarrolla Rig up de unidad y se procede a correr Coiled tubing hasta fondo 4036 ft, de esta forma se establece circulación con cloruro de amonio y desarrollar prueba de inyektividad. Iniciando con bombeo a 0.1 bpm y aumentando de 0.05 bpm en 0.05 bpm, a continuación se presenta una tabla que describe la prueba de inyektividad

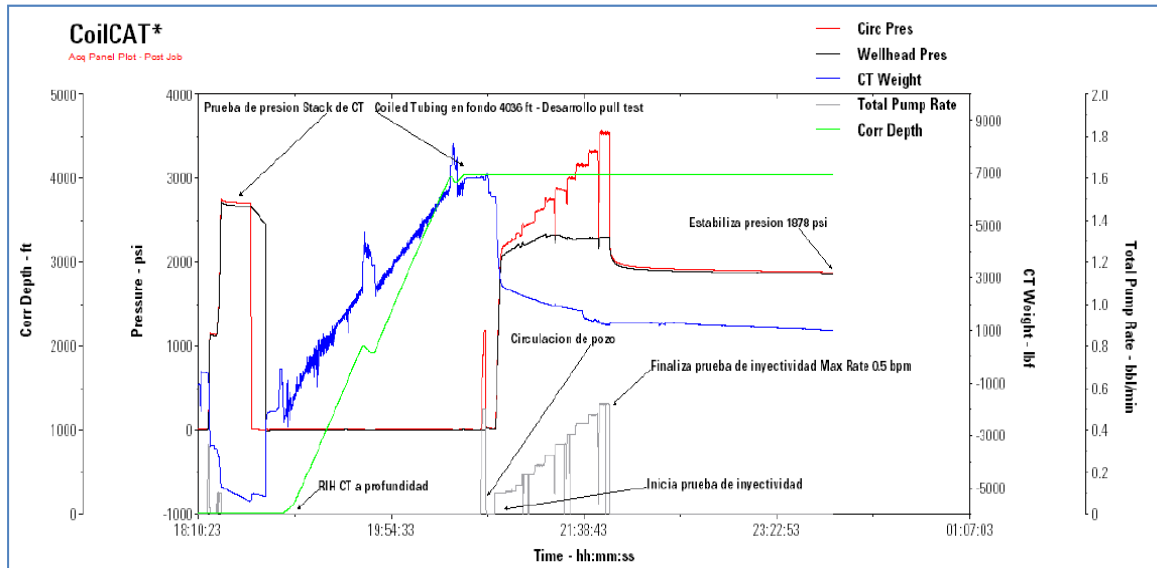
**Tabla 32: Prueba de inyectividad, tasa de bombeo y presión de cabeza.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	2171
0.15	2189
0.2	2249
0.25	2317
0.3	2335
0.35	2288
0.44	2275
0.45	2279
5	2296

Fuente: Autora

Bajo esta condición es enviada esta información al personal de Well Services para análisis, estableciendo como parámetros de operación una presión máxima de cabeza de 2300 psi y una tasa inicial de bombeo del tratamiento de 0.2 bpm. A continuación se presenta la gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de inyectividad:

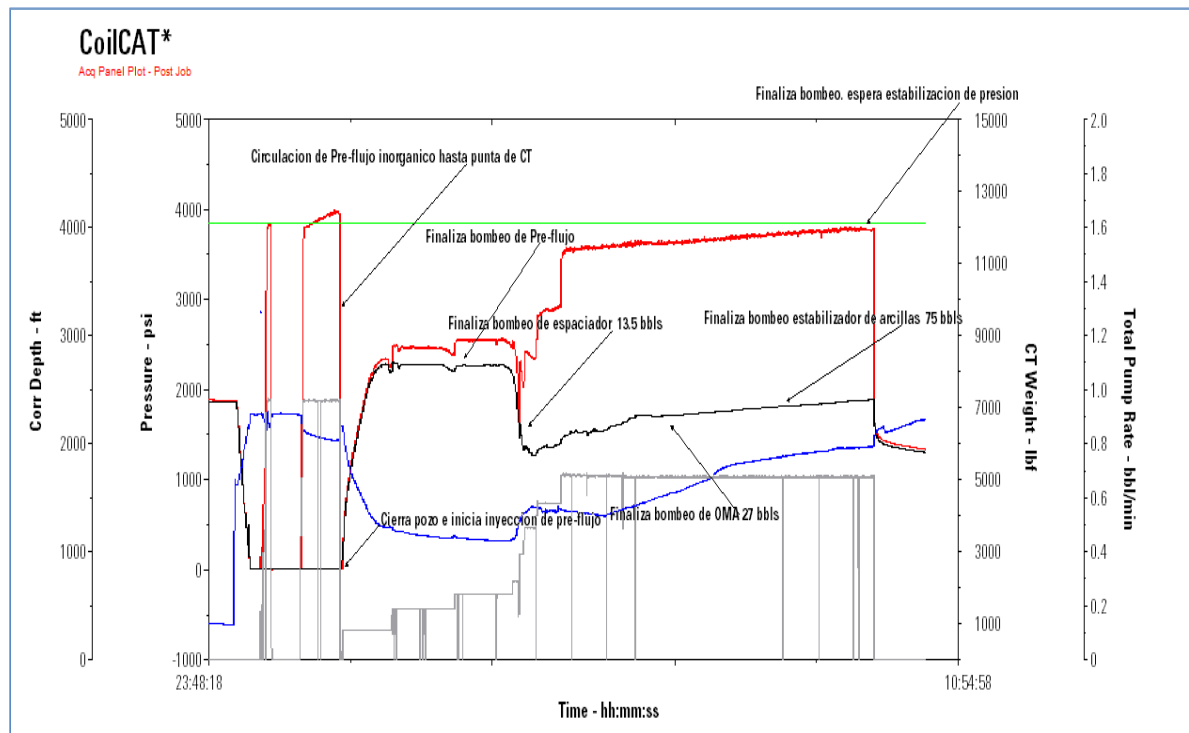
**Figura 76: Gráfica de los parámetros de operación para el desarrollo de prueba de Inyectividad.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez finalizada la prueba de inyectividad, y con el análisis de la información de la misma, se procede con el inicio del procedimiento de estimulación bombeando pre flujo inorgánico con pozo abierto a una tasa de 1 bpm, con el pre-flujo en la punta del Coiled Tubing, se procede a cerrar pozo e iniciar con estimulación a una tasa de bombeo de 0.1 bpm. Una vez completados 27 bls de pre-flujo se procede al bombeo de 14 bls de espaciador (Cloruro de amonio). Finalizado el bombeo del espaciador se procede al bombeo de 27 bls de OMA seguidos de 14 bbl de espaciador. Finalmente se continuó con inyección de 75.5 bls de estabilizador de arcillas y 30 bls de espaciador. De esta forma se finaliza bombeo de estimulación, se detiene bombeo y se permite que la presión del pozo se estabilice llegando a una presión de 1282 psi para proceder con el desarrollo de prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.

**Figura 77: Prueba de inyectividad posterior al tratamiento de estimulación.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Como parte final del procedimiento de estimulación de este Quinto intervalo, se procede a establecer de nuevo parámetros de inyección con el desarrollo de prueba de inyektividad iniciando con tasa de 0.1 bpm. A continuación se presenta un resumen de la presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final:

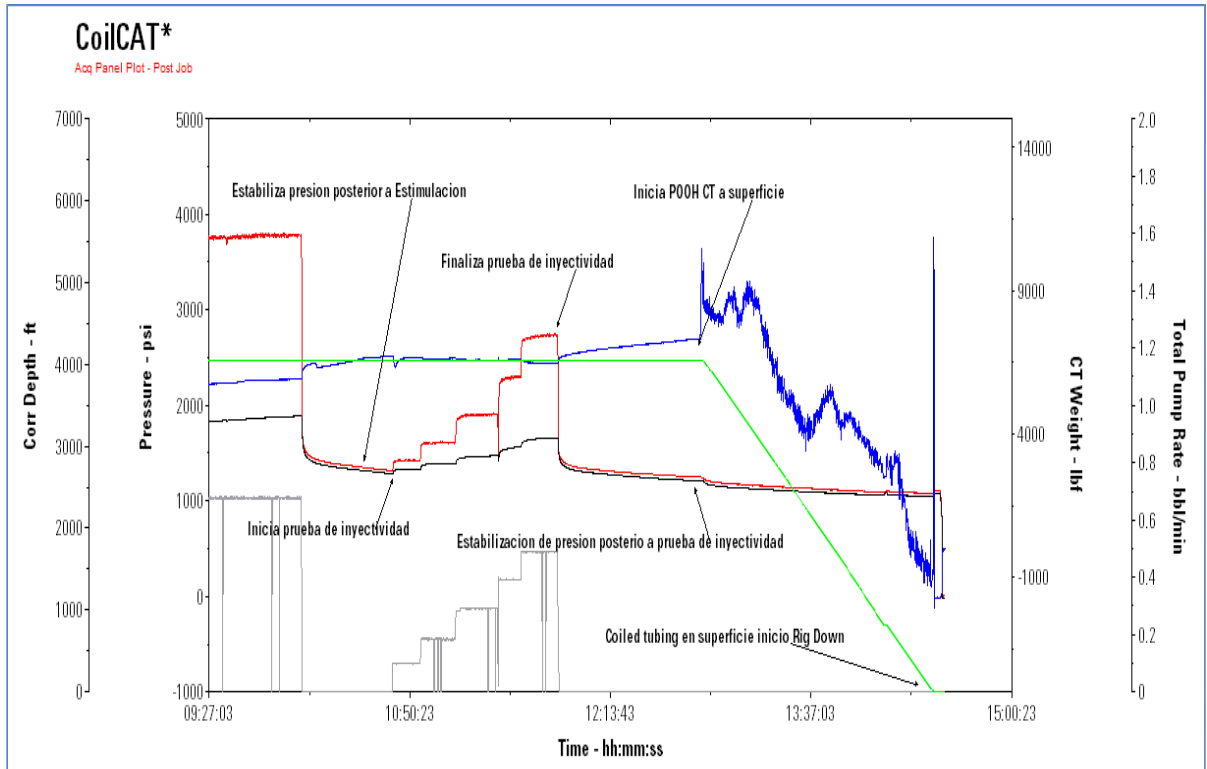
**Tabla 33: Presión de cabeza y la tasa de bombeo asociada a la prueba de inyektividad final.**

Tasa de bombeo [BPM]	Presión en cabeza (WHP) [PSI]
0.1	1331
0.2	1389
0.3	1471
0.4	1565
0.5	1657

Fuente: Autora

Una vez finalizado este procedimiento, se detiene bombeo y se permite estabilización de la presión quedando en un valor de 1212 psi. Es así como finalmente se procede con POOH Coiled Tubing a superficie manteniendo la presión residual constante.

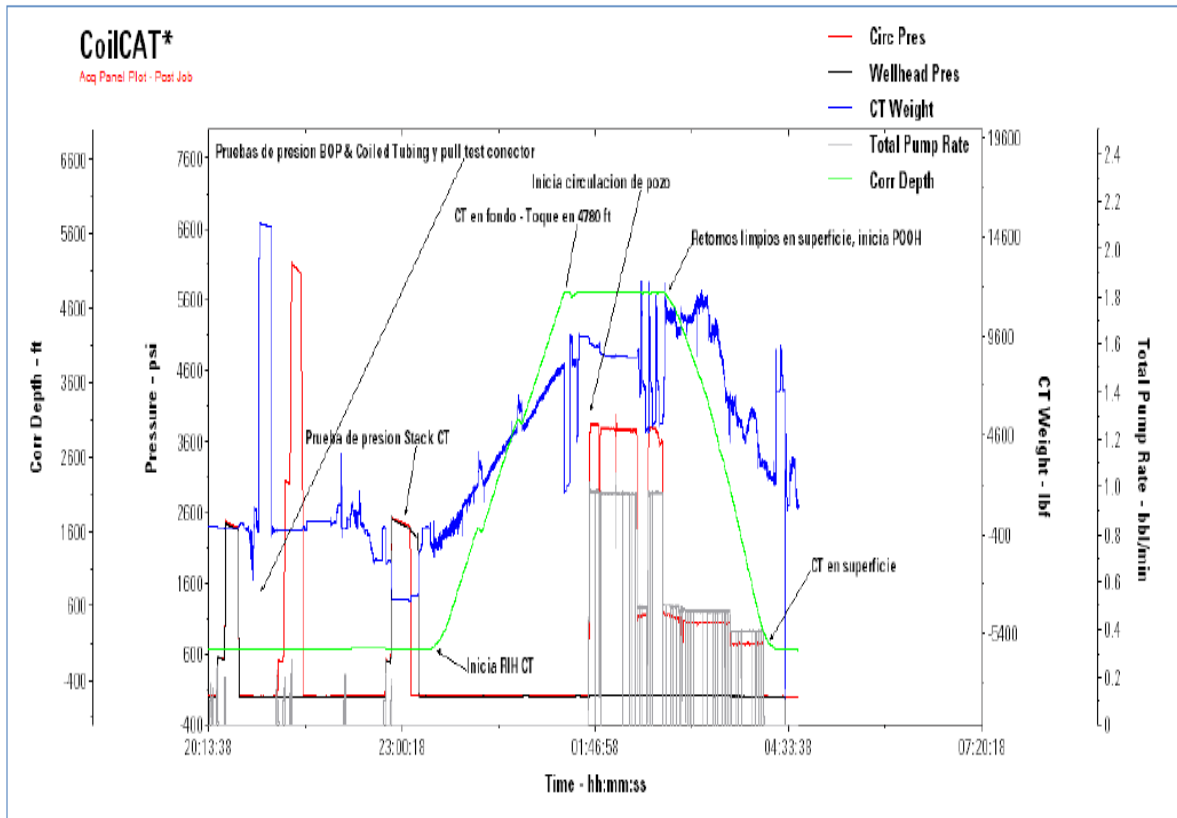
**Figura 78: POOH Coiled Tubing a superficie.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.8.10 Corrida de circulación de pozo con salmuera posterior a etapas de estimulación.** Una vez finalizadas las cinco etapas de estimulación se procedió a desarrollar pesca de válvula full open en mandril número 9, ubicación de válvula Dummy en el mismo mandril por parte de la unidad de Slickline. Finalizada la operación de Slickline, se realiza rig up de la unidad de Coiled Tubing, se desarrolla corrida hasta fondo con el objetivo de cambiar el fluido del pozo y garantizar cuello de pesca limpio en tapón TTP ubicado en fondo. A continuación se presenta la gráfica de adquisición durante el desarrollo de la operación de circulación de pozo:

**Figura 79: Gráfica de adquisición durante el desarrollo de la operación de circulación de pozo.**

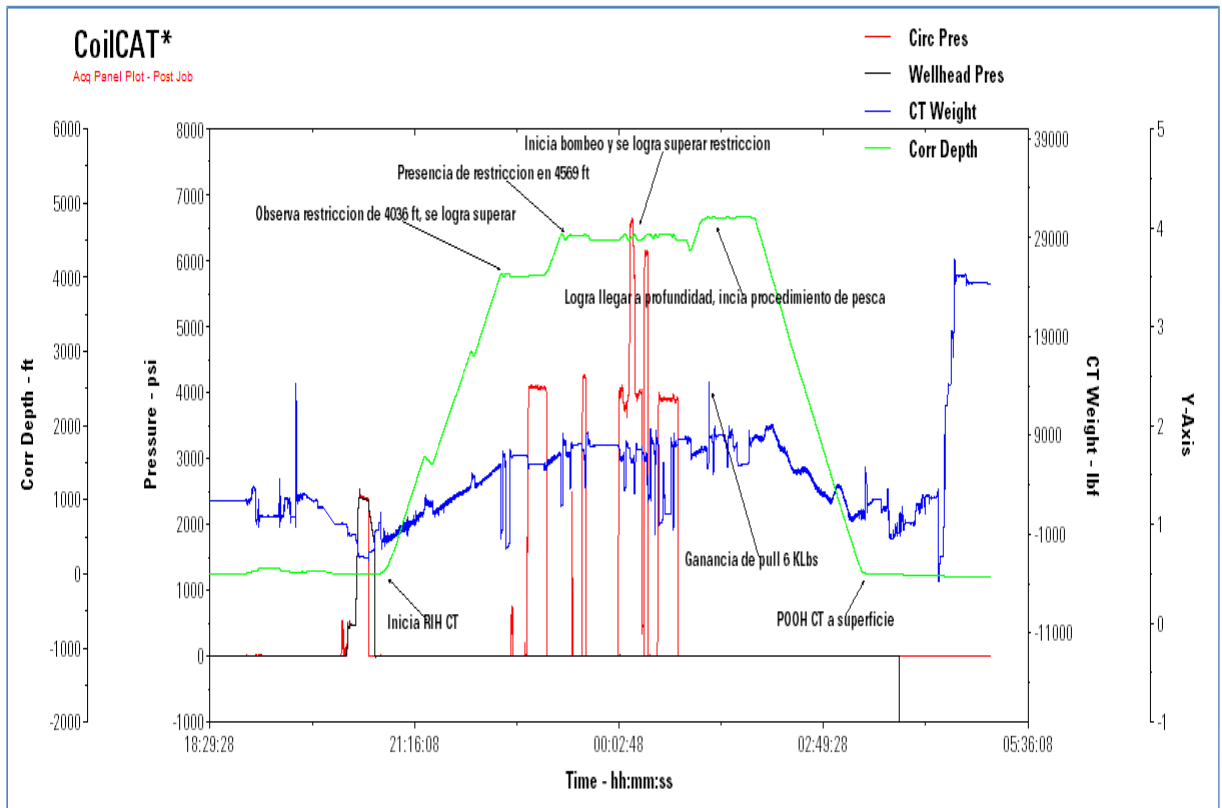


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.8.11 Corrida de pesca de tapón TTP posterior a circulación de pozo.** Con pozo limpio y garantizando cuello de pesca limpio se procedió a desarrollar corrida de pesca por parte de Slickline quienes con el desarrollo de varios intentos no tuvieron la capacidad de Pull para lograr sacar a superficie el tapón TTP ubicado en fondo, bajo esta condición se procede a desarrollar corrida de Coiled tubing para pesca de tapón TTP. En este caso se usa como herramienta de fondo la descrita como herramienta de pesca en este documento. Durante el desarrollo del procedimiento de pesca fue necesaria la implementación de un Overpull de 6000 libras el cual garantizo libertad del tapón ubicado en fondo y se sacó a

superficie, finalmente se desarrolló procedimiento de rig down total de la unidad de Coiled Tubing y se entrega locación para re-adecuación de pozo e inicio de inyección.

**Figura 80: corrida de pesca de tapón TTP posterior a circulación de pozo.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

A continuación se muestran los resultados obtenidos después de la estimulación matricial en los mandriles # 5, 6, 7, 8 y 9.

**Tabla 34: Resultados análisis caudal de inyección.**

Pozo	Bloque	Grupo estimulado		Antes	Esperado	Después de la estimulación	
		Número	Arena	Q(bwpd)		Q diseño (bwpd)	Q trazador (bwpd)
CR2	3	5	B2c	24	100	289	350
		6	B2b-B2	36	50	289	79
		7	B2	39	100	245	278
		8	B1i	75	150	289	263
		9	B1	39	150	214	0

Fuente: Autora.

Se observa en la formación el aumento del caudal de inyección en los mandriles # 5, 6, 7 y 8. En el mandril # 9 no mejoro la inyección debido a que el daño predominante es carbonatos en la formación.

**Tabla 35: Resultados análisis de daño a la formación.**

Arena	Grupo	Espesor	Porosidad	Datos antes de a estimulación			Datos después de la estimulación		
				Daño (S)	Kw	K*h	Daño (S)	Kw	K*h
B2	4	37	0,18	13,6	15,1	560	0,46	11,5	426

Fuente: Autora

Los valores de remoción del daño fueron reducidos, pues se logró mejorar el daño por migración de finos y por carbonatos a la formación en más del 90% en todos los mandriles de este pozo.

### 3.8.12 Conclusiones estimulación pozo Casabe CR3

- El desarrollo inicial de la corrida de JetBLASTER, permite garantizar que en la implementación de estimulación, la suciedad presente en el tubing del pozo no afecte la formación y permita mejorar la tasa de inyección garantizando tubing limpio.
- El desarrollo del procedimiento de estimulación se llevó a cabo teniendo en cuenta los parámetros establecidos durante la implementación de la prueba de inyectividad para cada una de las zonas a estimular la cual establece la referencia respecto a las condiciones de fondo anterior a la estimulación.

- El comportamiento del tratamiento de estimulación en fondo fue muy satisfactorio ya que una vez finalizado el bombeo de los fluidos se implementó una segunda prueba de inyectividad con la cual fue posible establecer las siguientes conclusiones respecto a cada una de las zonas estimuladas:

- **Primera Zona Estimulada (4740 - 4836):**

Se evidencia una reducción de presión de aproximadamente 300 psi, lo cual indica un aumento en la inyectividad de la zona de más del 30%.

- **Segunda Zona Estimulada (4574 - 4698):**

Se evidencia una reducción de presión de aproximadamente 300 psi, lo cual indica un aumento en la inyectividad de la zona del 40%.

- **Tercera Zona Estimulada (4422 - 4512):**

Se evidencia una reducción de presión de aproximadamente 100 psi, lo cual indica un aumento en la inyectividad de la zona del 20%.

- **Cuarta Zona Estimulada (4169 - 4330):**

Se evidencia una reducción de presión de aproximadamente 400 psi, lo cual indica un aumento en la inyectividad de la zona del 40%.

- **Quinta Zona Estimulada (4032 - 4142):**

Se evidencia una reducción de presión de aproximadamente 400 psi, lo cual indica un aumento en la inyectividad de la zona del 40%. Se evidencia una cantidad considerable de carbonatos en la formación, debido a la caída de presión que se presentó durante el bombeo del pre flujo ácido; así como la presencia de finos como daño principal, debido a la buena inyectividad que se presentó posterior al tratamiento.

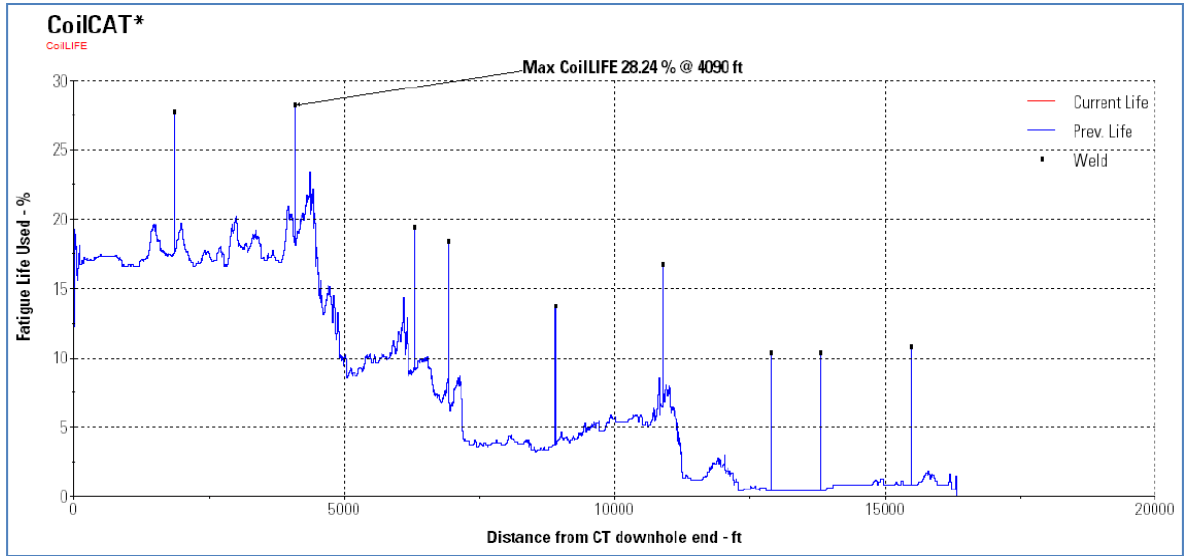
- Fue posible el desarrollo de corrida de pesca con Coiled Tubing para sacar tapón TTP de fondo ubicado a 4780 ft.
- Se reconoce de manera clara que el problema principal de la formación es daño asociado a la migración de finos, debido a la fuerte caída de presión presentada durante la entrada del sistema de remoción de finos (OMA) a la formación.

### **3.9 ESTIMULACION MATRICIAL POZO CASABE CR4**

Es importante destacar que el procedimiento de estimulación no fue posible implementarlo, debido que durante el transcurso de la operación la condición del pozo no permitió el desarrollo del desplome de herramienta con pozo abierto, pues en ningún momento de la intervención con CT fue posible detener el flujo de retorno presente en superficie del pozo. Por lo tanto se realiza última circulación de pozo con salmuera de 9.4 ppm, con la cual no se logra control de pozo, se procede a detener la intervención con Coiled Tubing, se establece como plan de acción la implementación y verificación de condición de pozo mediante registro de producción.

**3.9.1 CoilLife antes y después de operación de Coiled Tubing.** CoilLIFE representa el porcentaje de la vida remanente de la sarta de coiled tubing anterior a la operación de Coiled Tubing y posterior a esta. A continuación se muestra el nivel de fatiga de la tubería el cual presenta un máximo de 28.24 % a una profundidad de 4090 ft.

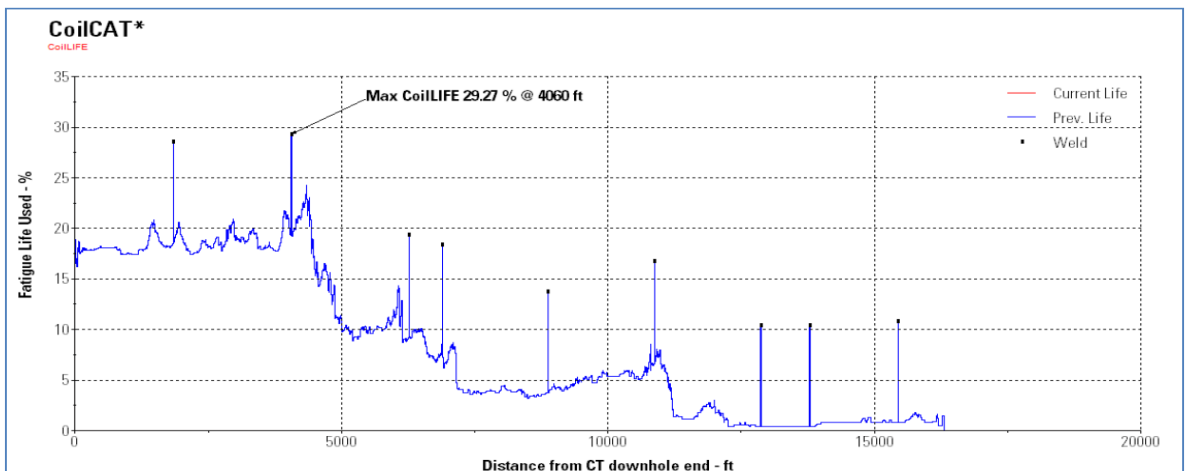
**Figura 81: CoilLIFE antes y después de operación de Coiled Tubing.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez desarrollado la intervención en pozo, se presenta a continuación el nivel de fatiga 29.7 % a una profundidad de 4060 ft.

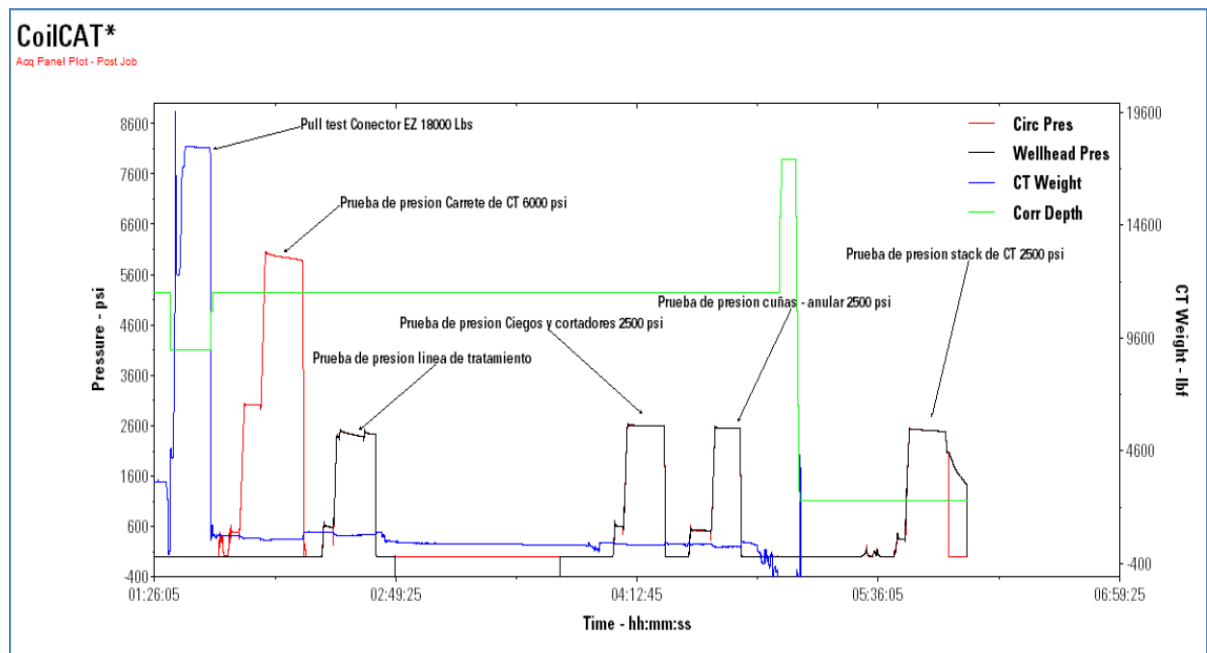
**Figura 82: Nivel de fatiga 29.7 % a una profundidad de 4060 ft anterior a la implementación de operación en pozo.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.9.2 Graficas de adquisicion CoilCat.** La operación de coiled tubing se inicia con el de rig – up de la unidad de Coiled tubing teniendo en cuenta el desarrollo de diversas pruebas de presión que permiten establecer un adecuado control de las condiciones de pozo. En este caso se procede primero con el desarrollo de conector de CT e implementación de pull test @ 18000 lbs y prueba de presión de carrete @ 6000 psi, luego se procede a conexión de BOP de cabeza de pozo, se implementa funtion test de BOP y se desarrolla prueba de conexión de BOP a cabeza de pozo, en este caso se prueban ciegos-cortadores con presión de 2500 psi durante 10 min, posteriormente se procede a introducir barra de prueba para el desarrollo de prueba de presión de cuñas-anulares implementando prueba de presión a 2500 psi. Finalmente se desarrolla izaje de cabeza inyectora sobre cabeza de pozo y se continúa con prueba de presión de stack de CT @ 2500 psi y prueba de válvulas checks. Una vez finalizado este procedimiento se alinea pozo y ecualiza presión de cabeza, con esta condición se procede a iniciar RIH.

**Figura 83: Pruebas de CT en superficie y bombeo de Pickling.**

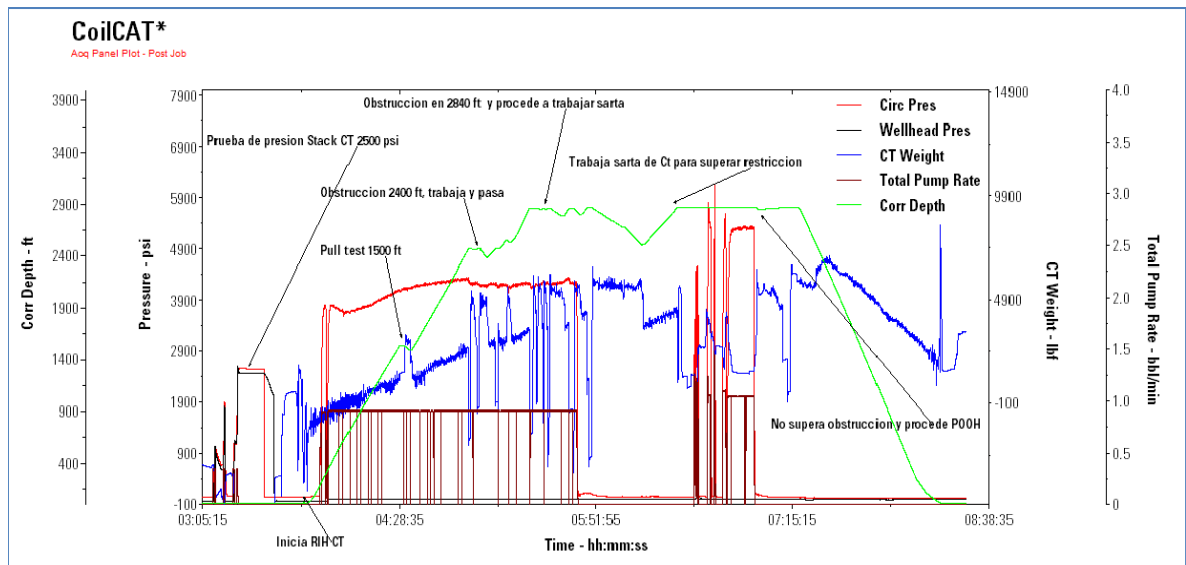


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Es importante destacar el procedimiento descrito con anterioridad se implementa para cada una de las veces en las que sea requerido el rig up de unidad CT.

**3.9.3 Limpieza de tubing y corrida de acceso – herramienta de fondo JetBlaster #1.** Una vez finalizado el rig up de la unidad de coiled tubing se procede con el desarrollo de operación de limpieza de tubing con herramienta de fondo propuesta como JetBLASTER #1 con lo cual se inicia RIH CT con bombeo de agua a 0.9 bpm iniciando a una profundidad de 200 ft. Se desarrolla pull test continuos cada 1500 ft. A una profundidad de 2840 ft se presenta obstrucción para continuar con desarrollo de operación de CT. Se procede a trabajar sarta de CT y poder superar restricción de pozo, sin embargo no se logra superar obstrucción. Se procede a desarrollar POOH CT a superficie y desarrollo de modificación en herramienta de fondo como se presenta en esquema de JetBLASTER # 2, se reinicia RIH, desarrollo de limpieza de tubing e implementación de corrida de acceso.

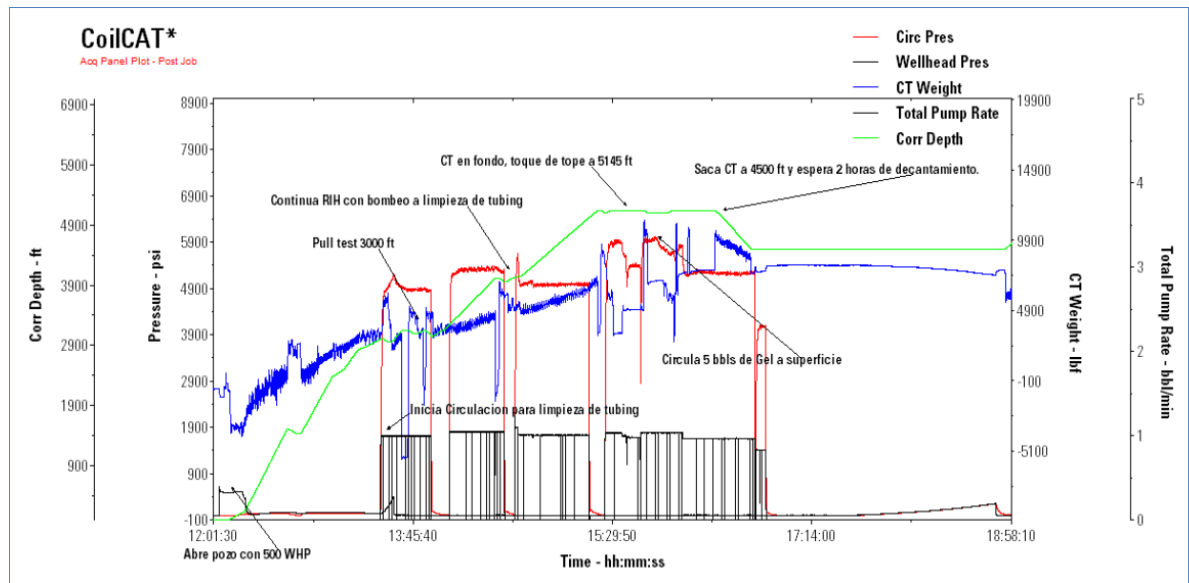
**Figura 84: Limpieza de tubing y corrida de acceso.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

**3.9.4 Limpieza de tubing y corrida de acceso – Herramienta de fondo JetBlaster #2.** Con coiled tubing en superficie se procede a desarrollar modificación en herramienta de fondo implementando herramienta propuesta como JetBLASTER # 2. Se procede a iniciar RIH CT verificando presión en cabeza de 500 psi, se abre pozo para re-iniciar procedimiento de limpieza de tubing con circulación de fluido a una profundidad de 2800 ft logrando superar las restricciones presentes en el completamiento llegando a fondo, tocando a una profundidad de 5145 ft. Se procede a desarrollar circulación de 5 bls de gel y circulación de pozo hasta retorno limpio en superficie. Una vez se obtiene retorno limpio en superficie, se implementa POOH CT hasta una profundidad de 4500 ft, se espera tiempo de decantamiento de 2 horas para luego proceder a verificar fondo.

**Figura 85: Limpieza de tubing y corrida de acceso JetBlaster # 2.**

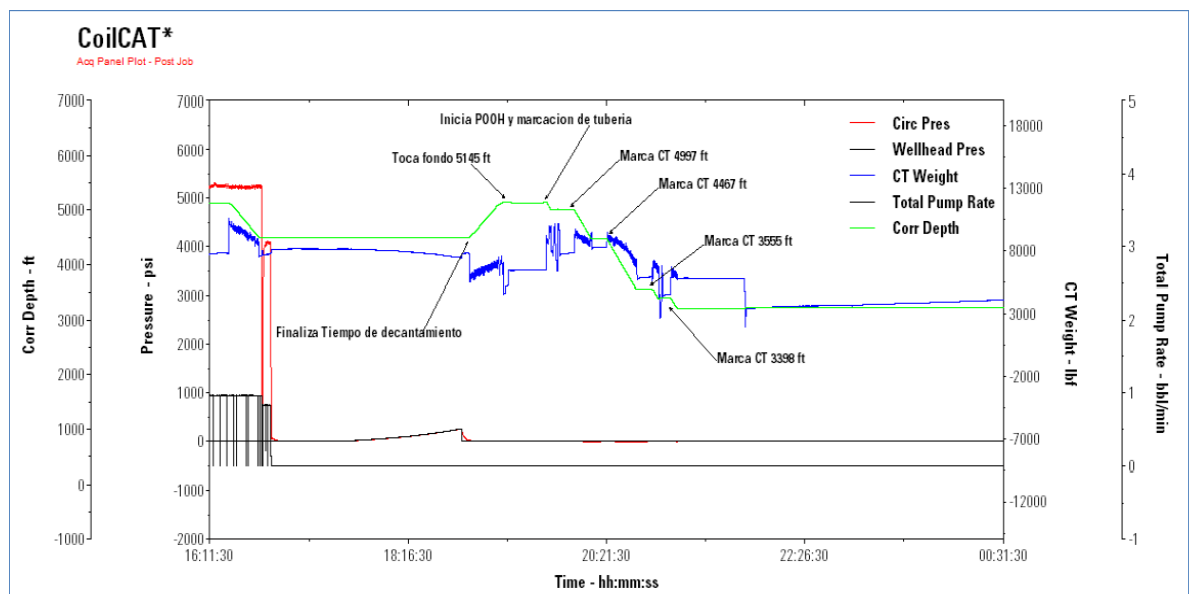


Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Una vez finalizado el tiempo de decantamiento se verifica fondo, encontrado a una profundidad de 5145 ft, en este punto el pozo se encontraba fluyendo

constantemente por lo tanto se reporta a IPM (Schlumberger) y Ecopetrol de la condición de pozo, cada vez que el pozo se cerraba, la presión en cabeza aumentaba progresivamente hasta un valor entre 300 y 400 psi. Finalizada la verificación de fondo se procede a desarrollar correlación de CT en la posición de cada uno de los mandriles dispuestos para la implementación de estimulación, en los cuales se desarrolla marcación de Coiled Tubing en profundidades tales como 4997 ft, 4467 ft, y por último a 3398 ft. Finalizado el procedimiento de correlación se tenía estipulado el desarrollo de POOH CT a superficie para cambio de herramienta de fondo y despliegue de está con pozo abierto, sin embargo debido a que la condición de pozo continuaba siendo flujo constante y que la presión en cabeza aumentaba una vez se cierra el pozo, se procede a desarrollar maniobra para circulación de pozo con salmuera de 8.9 ppg y verificar nueva condición de pozo con esta salmuera en fondo.

**Figura 86: Gráfica de adquisición durante el desarrollo de la operación de circulación de pozo.**



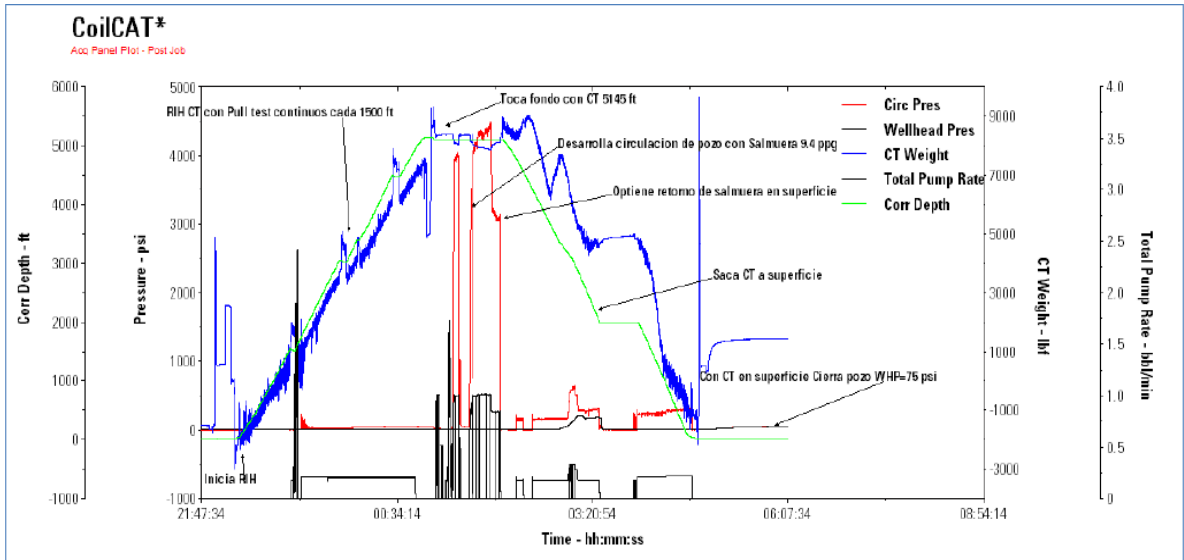
Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

Con el desarrollo del procedimiento de circulación de pozo con salmuera 8.9 ppg sin lograr control de pozo, se procede a monitoreo en el cual se verifica posible condición debido a la inyección presente en pozos aledaños asociados al modelo de primera línea, se decide detener inyección en pozo con posible influencia, sin embargo el procedimiento continúa sin tener éxito y el pozo continúa aportando fluido en superficie y una vez se cierra aumenta la presión de cabeza.

### **3.9.5 Circulación de pozo con salmuera 9.4 – Herramienta de circulación.**

Finalmente como último recurso para desarrollo de control de pozo se desarrolla circulación de pozo con salmuera más pesada implementando 9.4 ppg en KCL. En este caso se implementa una primera mezcla de dicha salmuera por parte de ECP sin embargo durante la entrega de la misma a pozo se verifica que la salmuera no se encuentra en las condiciones requeridas para poder ser fluido de control de pozo debido a la presencia de gran cantidad de material particulado. Posteriormente se desarrolló control sobre procedimiento de mezcla y se entregó una salmuera en mejores condiciones para la implementación de control de pozo. En este caso se procede a desarrollar RIH CT hasta profundidad máxima, se establece circulación de pozo con salmuera 9.4 ppg hasta lograr retorno en superficie, de igual forma se procede a desarrollar POOH CT con bombeo constante garantizado pozo lleno con salmuera de 9.4 ppg, en este caso la condición del pozo cambia un poco con la reducción de la presión en cabeza, una vez cerrado el pozo la presión llega hasta 75 psi, sin embargo después de abierto el pozo se continúa circulación de pozo y se verifica que el pozo regresa a su estado original aumentando la presión hasta 500 psi.

**Figura 87: Circulación de pozo con salmuera 9.4.**



Fuente: Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.

De esta forma la condición de pozo (aumento de presión de cabeza y flujo constante) no permiten el desarrollo de la herramienta para la implementación de empaques inflables, por lo tanto se implementa corrida de registro de ILT en pozo.

### 3.9.6 Conclusiones estimulación pozo CSB CR4

- Durante el desarrollo de primera corrida de CT para la limpieza de tubing con JetBLASTER y calibración de fondo se observa obstrucción en completamiento a una profundidad de 2840 ft la cual fue posible superar con el desarrollo correcto de cambio de herramienta de fondo considerando las mismas condiciones de drift y longitud requeridas para implementación de calibración para posterior corrida con empaques inflables.
- Durante la segunda corrida de CT para la implementación de JetBLASTER se logró llegar a fondo sin obstrucción presente por el completamiento del pozo y fue posible implementar correlación de fondo considerando

profundidad reportada por personal de SLK y marcación de CT en cada una de los mandriles a estimular.

- La condición de pozo (aumento de presión en cabeza y flujo constante de pozo) no permitió el desarrollo del procedimiento de despliegue de herramientas TAM (empaques inflables) para desarrollo de estimulación matricial.
- Durante el bombeo de fluidos a pozo anterior al desarrollo de procedimiento de estimulación es necesario establecer un control adecuado de los fluidos y controlar condiciones de QA/QC que pueden afectar la implementación de solidos por incompatibilidades entre fluidos.
- Los tiempos de rig up y rig down estuvieron dentro de los límites de tiempo acordados por lo cual no se generaron pérdidas de tiempo para la operación ni para el cliente.
- Se realizó un manejo adecuado de cambios al momento de encontrar que las condiciones en el pozo no eran las esperadas durante el diseño del trabajo. Hubo una comunicación constante con Ecopetrol informando de cada cambio y la evolución de las condiciones durante la operación.

#### 4. CONCLUSIONES

- Las operaciones fueron realizadas según lo programado y los restos operativos fueron direccionados apropiadamente.
- El daño predominante en los pozos intervenidos es el daño por migración de finos de formación.
- En la mayoría de los casos el radio de la zona dañada es somero (< 2 pies).
- Todas las pruebas de inyectividad antes y después del tratamiento arrojan un incremento significativo de la inyectividad.
- El análisis de pruebas de fall off en todas las etapas arrojan una disminución del daño posterior al tratamiento.
- Los eventos de interrupción de inyección constituyen un ruido en la evaluación de la durabilidad de los tratamientos.
- Realizar una prueba de inyección selectiva por grupo con y sin VRF (válvula reguladora de flujo), para descartar si la pérdida de inyectividad es por daño del yacimiento o restricción mecánica en alguno de los accesorios. Realizar la prueba con un equipo de bombeo para bajos caudales.
- Seguir los esfuerzos para probar la tecnología de empaques duales.
- Se podría optimizar el proceso si toda la operación pudiera llevarse a cabo con la unidad de Coiled Tubing.

## 5. LECCIONES APRENDIDAS

- Realizar el pickling de la tubería de CT al menos cada dos pozos, reducirá el costo total en el tratamiento por pozos.
- Rentar empaques Tandem Multiset inflables, esto reducirá:
  1. Operaciones de pesca de todas las válvulas.
  2. Limpieza de tubería con JetBlaster (Aprox. 16000 US\$ x pozo)
  3. Prueba de hermeticidad del BHA (Aprox. 6000 US\$ x pozo).
  4. Se evitaría usar tapón TTP, porque es el que más problemas de pesca ha presentado.
- Tener a tiempo los pozos candidatos para hacer registro RST.
- Hacer prueba física si realmente se daña el bolsillo del mandril con el bombeo, debido a que cambiarlo por válvula Full Open ocasiona realizar más trabajos de pesca.
- Correr prueba de presión para inyectores en fondo (Fall OFF), para determinar presión de yacimiento, permeabilidad efectiva, problemas litológicos (Fallas y Acuñaamientos).
- Optimizar el volumen de tratamiento determinando la invasión o profundidad del daño, ya que con pocos barriles de tratamiento se destapo la formación.
- Realizar divulgación con personal de seguimiento de cada bloque para lograr efectividad durante la masificación.
- Contar con suficientes tubos lubricadores o raiser, tantos como la longitud de la sarta que se introducirá en el pozo.
- Tener grúas de 60 Ton certificadas.

## BIBLIOGRAFIA

- Alianza Casabe Ecopetrol-Schlumberger. Procedimientos Operacionales Casabe Workover.
- ALIANZA CASABE. Field Casabe development plan, Bogotá: Schlumberger IPM Alianza Casabe, Marzo 2014.
- BOHORQUEZ A. O. y CADENA G.M Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicio a pozo. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleos.2011. P. 17-21.
- ECOPETROL S.A. [en línea].Generalidades Campo Casabe-Yondo-Antioquia. 2005. < <http://www.ecopetrol.com.co>>.
- ECOPETROL S.A. Base de datos Ecopetrol. Facilidades de superficie. Perfil de inyección. Barrancabermeja 2013. < <http://www.ecopetrol.com.co>>.
- ECOPETROL S.A. Base de datos Ecopetrol. Oil Field Manager. Bogotá. 2014. < <http://www.ecopetrol.com.co>>.
- Landmark Graphics Corporation Open Wells "Basics Training Release" 2003
- Oilfield Review Primavera 2010. Schlumberger.
- SCHLUMBERGER SURENCO S.A. Unidad de Coiled Tubing. Yondó, Antioquia. 2014. < <http://www.oilproduction.net/files/coiledtubing-sanantonio.pdf> >
- SCHLUMBERGER SURENCO S.A. Unidad de Coiled Tubing. Yondó, Antioquia. 2014. < <http://www.colpetroleumservices.com/servicios/unidad-de-coiled-tubing> >
- SCHLUMBERGER SURENCO S.A. Unidad de Slickline. Yondó, Antioquia. 2013. < [http:// www.armada-aes.com/slickline.html](http://www.armada-aes.com/slickline.html) >
- SCHLUMBERGER SURENCO S.A.. Herramientas de fondo de Coiled Tubing. Yondó, Antioquia. 2014.

- Software CoilCAT.SLB8.31 Schlumberger. Acquisition. Configuration and control.
- Software StimCADE Schlumberger.