

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL EQUIPO DE COILED TUBING  
PARA OPERACIONES DE ABANDONO TÉCNICO EN POZOS CON PRESENCIA DE  
PRESIÓN CONTENIDA EN EL CAMPO CASABE**

**CÁRDENAS SÁENZ YUBER HERNANDO  
GUTIÉRREZ MORA JOSE ALFONSO**

**Proyecto integral para optar al título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director:**

**Camilo Carvajal Castillo**

**Ingeniero mecánico**

**Orientadores:**

**Javier Mauricio Ortiz Martínez**

**Ingeniero electrónico**

**Marlhin Amada López Miranda**

**Ingeniera de petróleos**

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

**2021**

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL EQUIPO DE COILED TUBING  
PARA OPERACIONES DE ABANDONO TÉCNICO EN POZOS CON PRESENCIA DE  
PRESIÓN CONTENIDA EN EL CAMPO CASABE**

**CÁRDENAS SÁENZ YUBER HERNANDO  
GUTIÉRREZ MORA JOSE ALFONSO**

**Proyecto integral para optar al título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director:**

**Camilo Carvajal Castillo**

**Ingeniero mecánico**

**Orientadores:**

**Javier Mauricio Ortiz Martínez**

**Ingeniero electrónico**

**Marlhin Amada López Miranda**

**Ingeniera de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍAS DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D. C.  
2021**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

---

---

---

Camilo Carvajal Castillo  
Firma del Director

---

Nombre  
Firma del Presidente Jurado

---

Nombre  
Firma del Presidente Jurado

---

Nombre  
Firma del Presidente Jurado

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA**

Vicerrectora de Académica y de Investigaciones

**Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALFONZO PEÑARANDA CASTRO**

Secretaria General

**Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN**

Decano Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

## **DEDICATORIA**

“A mi madre Claudia Mora por brindarme su amor, apoyo y confianza, por ser siempre mi inspiración para salir adelante.

A mi padre Jose Gutiérrez por brindarme todo su apoyo, siendo un ejemplo de esfuerzo, esmero y dedicación que me han traído a donde estoy.

A mi abuelo Alfonso mora que desde el cielo me protege y me guía en todos los momentos de mi vida, que a pesar de no estar presente físicamente, siempre me estuvo acompañando espiritualmente.

A mi hermana Natalia Gutiérrez por todo su apoyo y acompañamiento incondicional, siendo siempre un ejemplo por seguir.

A mi novia Natalia Villarreal por estar siempre a mi lado apoyándome en las buenas y en las malas, por ser mi motivación para superarme cada día más.

A mi compañero Yuber Cárdenas de tesis que decidió embarcarse en este largo viaje y hoy hemos alcanzado nuestro objetivo, a quien le deseo lo mejor en su vida profesional.

A mis compañeros y amigos que de una u otra manera han contribuido a que me encuentre en donde estoy, por los buenos momentos vividos a lo largo de la carrera y a quienes les deseo muchos éxitos en sus vidas”

**Jose Alfonso Gutiérrez Mora**

## **DEDICATORIA**

“Primero que todo agradezco a mi familia por haberme brindado todo su apoyo incondicional y formarme como una persona de valores.

A mi papá Fabian Cárdenas por haberme guiado y apoyado para la realización de mis sueños.

A mi mamá Gladys Sáenz por darme todo su amor.

A mi novia Sharon Jiménez por su carisma, apoyo y confianza hacia mí.

A mis hermanos Camilo y Cristian por haber creído en mí y mostrarme toda su lealtad

A amigo y compañero de proyecto de grado Jose Gutiérrez por su apoyo, paciencia y responsabilidad.

A mis amigos y compañeros por los buenos momentos vividos durante este proceso”

**Yuber Hernando Cárdenas Sáenz**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos especialmente a la empresa Weatherford S.A., por brindarnos apoyo, asesoría y orientación para poder terminar este proyecto de grado.

A nuestros directores, Ingeniero Camilo Carvajal, Ingeniero Javier Ortiz e Ingeniera Amada López, por brindarnos el apoyo, asesorías y acompañamiento durante el desarrollo de este proyecto.

A nuestro orientador, Ingeniero Manuel Aldana, por su tiempo y conocimientos brindados para ser posible el desarrollo de este proyecto de grado.

A la Geóloga Adriana Milena Henao por su apoyo y contribución para la realización de este proyecto.

A la Universidad Fundación Universidad América y los docentes porqué de una u otra forma nos brindaron conocimientos y apoyo para la realización de este trabajo y la realización como ingenieros de petróleos.

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

## **TABLA DE CONTENIDO**

	<b>Pág</b>
INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEORICO	19
1.1. Equipo de Coiled Tubing	19
1.1.1. Unidad de Coiled Tubing 38	19
1.1.2. Equipos complementarios a operaciones de abandono con Coiled Tubing	23
1.2. Normativas para abandono de pozos	25
1.2.1 Normativa colombiana	25
1.2.2 Normativa internacional	29
2. DESCRIPCION DE LOS POZOS	40
2.1. Pozo Casabe 041.	41
2.2.1. Justificación	43
2.2. Pozo Casabe 350	44
2.2.1. Justificación	46
2.3. Pozo Casabe 418	46
2.3.1. Justificación	48
2.4. Pozo Casabe 477	48
2.4.1. Justificación	50
2.5. Pozo Casabe 582	51
2.5.1. Justificación	52
3. DISEÑO DEL ABANDONO TÉCNICO DEL POZO CASABE 350 UTILIZANDO EL EQUIPO DE COILED TUBING	54
3.1. Plan De Trabajo Para Abandono Técnico Del Pozo Casabe 350	56
3.1.1. Información general	56
3.1.2. Modelado del trabajo propuesto con el simulador Cerberus™	57
3.1.3. Equipos necesarios	59
3.1.4. Diseño del cemento	60
3.1.5. Plan de trabajo	64

4.	IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO PRESENTADO EN EL POZO DE ESTUDIO	77
4.1.	Pozo Casabe 350	77
5.	ANÁLISIS HSEQ	101
5.1.	Análisis técnico y de calidad	101
5.1.1.	Análisis técnico del Workover	104
5.2.	Seguridad y salud	105
5.3.	Medio ambiente	108
5.4.	Análisis de resultados del Pozo Casabe 350	112
5.5.	Indicadores HSEQ	114
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	117
6.1.	Costos del abandono técnico con Coiled Tubing.	117
6.2.	Costos teóricos de Workover.	119
7.	CONCLUSIONES	124
	GLOSARIO	126
	TABLA DE SIGLAS	129
	BIBLIOGRAFÍA	130
	ANEXOS	134

## LISTA DE FIGURAS

	Pág
<b>Figura 1.</b> Unidad De Coiled Tubing 38	19
<b>Figura 2.</b> Descripción Del Sistema Inyector	20
<b>Figura 3.</b> Reel o Carrete	22
<b>Figura 4.</b> Imagen representativa del sistema BOP	23
<b>Figura 5.</b> Unidad de bombeo- tipo doble	24
<b>Figura 6.</b> Unidad de Grúa	25
<b>Figura 7.</b> Barrera de pozo permanente	32
<b>Figura 8.</b> Ubicación De Barreras De Pozo	33
<b>Figura 9.</b> Mapa del Campo Casabe	40
<b>Figura 10.</b> Pozo Casabe 041	42
<b>Figura 11.</b> Estado actual del Pozo Casabe 041	43
<b>Figura 12.</b> Modelo De Producción Casabe 350.	44
<b>Figura 13.</b> Estado Mecánico Pozo 350	45
<b>Figura 14.</b> Presencia de filtraciones en la lápida del pozo casabe 350	46
<b>Figura 15.</b> Estado actual del Pozo Casabe 418	47
<b>Figura 16.</b> Evidencia de filtraciones en superficie.	48
<b>Figura 17.</b> Pozo Casabe 477.	49
<b>Figura 18.</b> Estado Mecánico del Pozo Casabe 477.	50
<b>Figura 19.</b> Pozo Casabe 582	51
<b>Figura 20.</b> Estado Mecánico Actual Casabe 582.	52
<b>Figura 21.</b> Flujograma de trabajo	55

<b>Figura 22.</b> Reaching Depth.	57
<b>Figura 23.</b> Peso en superficie durante operaciones.	58
<b>Figura 24.</b> Máxima sobrecarga y asentamiento en BHA	59
<b>Figura 25.</b> Tiempo de bombeabilidad.	62
<b>Figura 26.</b> Resistencia a la compresión	63
<b>Figura 27.</b> BHA No 1.	66
<b>Figura 28.</b> BHA No 2	67
<b>Figura 29.</b> BHA No 3	68
<b>Figura 30.</b> Estado mecánico propuesto pozo casabe 350.	76
<b>Figura 31.</b> Prueba hidrostática de líneas y cabezal	90
<b>Figura 32.</b> Prueba herramienta de molienda	91
<b>Figura 33.</b> Pozo Casabe 350. Bombeo tapón de fondo 1	94
<b>Figura 34.</b> Pozo Casabe 350. Prueba de tapón de fondo 1	95
<b>Figura 35.</b> Pozo Casabe 350. Tope de tapón de fondo 1.	96
<b>Figura 36.</b> Pozo Casabe 350. Bombeo tapón de fondo 2.	96
<b>Figura 37.</b> Pozo Casabe 350. Prueba tapón de fondo 2	97
<b>Figura 38.</b> Pozo Casabe 350. Tope tapón de fondo 2.	98
<b>Figura 39.</b> Pozo Casabe 350. Tope de cemento intermedio.	99
<b>Figura 40.</b> Pozo Casabe 350, Bombeo de Tapón de superficie.	100
<b>Figura 41</b> Duración total de las actividades realizadas/planeadas	101
<b>Figura 42</b> Duración total de las Actividades realizadas en comparación con Workover	105
<b>Figura 43.</b> Identificación de peligros	106
<b>Figura 44</b> Comparación de costos teóricos y reales del CT	119

## LISTA DE TABLAS

	Pág
<b>Tabla 1.</b> Tabla resumen de las características de la unidad de bombeo	24
<b>Tabla 2.</b> Función y tipo de barrera de pozo	30
<b>Tabla 3.</b> Numero de Pozos.	41
<b>Tabla 4.</b> Información general del pozo Casabe 350.	56
<b>Tabla 5.</b> Reporte de laboratorio de cementación.	60
<b>Tabla 6.</b> Pruebas De Integridad De Equipos	65
<b>Tabla 7.</b> Velocidades Recomendadas Para RIH De Coiled Tubing	69
<b>Tabla 8.</b> Cálculo de lechada necesaria tapón de fondo	71
<b>Tabla 9.</b> Velocidad De Levantamiento Tapón De Fondo.	72
<b>Tabla 10.</b> Cálculo de lechada necesaria tapón intermedio.	73
<b>Tabla 11.</b> Velocidad De Levantamiento Tapón De Intermedio	73
<b>Tabla 12.</b> Cálculo de lechada necesaria tapón Superficie.	75
<b>Tabla 13.</b> Velocidad de levantamiento para tapón de superficie.	75
<b>Tabla 14.</b> Actividades realizadas en el abandono técnico del pozo casabe 350	78
<b>Tabla 15.</b> Prueba de motor superficie	91
<b>Tabla 16.</b> Prueba de inyectividad para tapón de fondo Casabe 350	93
<b>Tabla 17.</b> Porcentaje de error de tope de tapones.	103
<b>Tabla 18</b> Rangos calificativos	115
<b>Tabla 19.</b> Matriz HSEQ para abandono técnico del pozo casabe 350	116
<b>Tabla 20</b> Costos estimados con CT	117
<b>Tabla 21</b> Costos reales con CT	118

<b>Tabla 22</b> Costos de abandono técnico con Workover	120
<b>Tabla 23.</b> Costos día de una operación de abandono técnico	121
<b>Tabla 24</b> Valor presente neto de operaciones con CT real y presupuestado	122
<b>Tabla 25</b> Valor presente neto de operaciones con WO	122

## RESUMEN

Este documento expone, como objetivo principal, la implementación el equipo de Coiled Tubing para la realización de abandonos técnicos en pozos con presencia de presión contenida, debido a que este equipo posee una amplia variedad de usos tales como perforación, completamiento, reacondicionamiento del hueco, de abandono del pozo, entre otros. A su vez, posee un sistema preventor llamado Stripper, el cual genera un sello dinámico que permite a la tubería ingresar al pozo y realizar trabajos en pozos fluyentes, controlando y conteniendo la presión, gracias que soporta hasta 10.000 psi, aumentando la seguridad y reduciendo los posibles incidentes durante las operaciones.

Se presenta el pozo Casabe 350 como objeto de estudio, en donde se realizó la planeación del trabajo, implementación de este y finalmente un análisis operativo, el cual permitió conocer las ventajas que tiene este equipo en cuanto al control de las presiones, exactitud en el posicionamiento de los tapones de cemento, su buen desempeño durante RIH y POOH.

A realizar la matriz de indicadores HSEQ, se determinó una calificación de 245 (muy bueno) comprobando así la eficiencia, seguridad y calidad del abandono técnico realizado, debido a que se cumplieron los objetivos del abandono técnico sin presentar accidentes que generaran riesgo a los trabajadores, medio ambientes y/o equipos, donde se obtuvo una reducción de costos del 36.4% equivalente a \$ 90,000 USD.

En donde los altos estándares técnicos de WEATHERFORD permiten cumplir con todos los estándares regulatorios, a su vez obteniendo los mejores resultados en lo que refiere a tiempos de operación, calidad del abandono y costos.

**Palabras claves:** Abandono técnico, Coiled Tubing, Sarta, Tapón de cemento, Lechada, Espaciador, Balanceo de Tapón, Presión, Caudal, Fragüe, Stripper, Wireline.

## INTRODUCCIÓN

La etapa final de la vida productiva de un pozo se conoce como abandono. Los motivos principales por los cuales se realiza esta actividad son: baja rentabilidad económica, yacimiento depletado, pérdida de integridad en casing, presencia de pescados imposibles de recuperar, o problemas durante la perforación [1]. A su vez, cuando un pozo previamente abandonado presenta problemas se debe recurrir a un abandono técnico. Como lo son pozos que presentan pérdida de integridad en tapones de cemento y/o casing, que conlleva a una presencia de presión en superficie y/o filtración de hidrocarburos, también si se tienen pozos muy antiguos que no cumplan con la norma guía considerada por la empresa en este caso de la Norsok D10 [2].

El campo Casabe es un campo maduro descubierto en el año 1941, por la compañía Shell de Colombia, en la actualidad cuenta con más de 1400 pozos perforados, de estos, 683 se encuentran abandonados [3]. Debido al proceso de inyección de agua implementado a partir de 1985, se presenta una presión constante en todos los pozos abandonados, que al estar en contacto permanente con los tapones de cemento y/o casing puede generar desgaste, ocasionando filtraciones. Por ende, es imperativo la realización de un abandono técnico.

Para la realización de esto se propone la implementación del equipo de Coiled Tubing en operaciones abandono técnico de pozos en el Campo Casabe, ya que este equipo, posee un sistema de sellos dinámicos (Stripper) [4], el cual se encarga proveer un control óptimo de la presión contenida bajo el primer tapón de cemento; Disminuyendo los posibles accidentes durante la operación.

A lo largo de los últimos años se han presenciado accidentes en distintos pozos, debido a que los equipos utilizados no cuentan con un mecanismo de control de presión adecuado para estas circunstancias, como lo es el pozo Casona 1, ubicado en Aguazul Casanare, que según un reporte de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales ANLA [5]. mientras se hacía operación de abandono técnico con equipo de Workover, al momento de perforar el primer tapón de cemento del pozo, se liberó una presión contenida ocasionando la expulsión de la tubería, generando la emisión de hidrocarburos a alta presión, colocando en riesgo la seguridad y vida del personal cercano.

Por ello se plantea la implementación del equipo de Coiled Tubing en operaciones abandono técnico de pozos en el Campo Casabe, en donde se pretende aumentar la seguridad operacional, teniendo en cuenta que este equipo posee un sistema de sellos dinámicos (Stripper), el cual se encarga de controlar la presión del pozo durante operaciones con Coiled Tubing, disminuyendo los posibles accidentes durante el trabajo. Con fin de darle desarrollo a esta problemática se plantean los siguientes objetivos:

### **Objetivo General**

Evaluar la implementación del equipo de Coiled Tubing durante operaciones de abandono técnico en pozos con presencia de presión contenida en cabeza en el Campo Casabe.

### **Objetivos Específicos**

- Analizar las condiciones de presión de los pozos seleccionados por la operadora, candidatos para la implementación del abandono técnico.
- Proponer los diseños de abandono técnico en los pozos de estudio asignados bajo la normativa Guía Norsok D10.
- Implementar los diseños propuestos en los pozos de estudio, haciendo uso de los equipos de Coiled Tubing.
- Determinar indicadores de desempeño técnico y de HSEQ (Quality, Health, Safety & Environment) durante la etapa de implementación.
- Realizar el análisis financiero de la implementación en campo, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

Debido a la situación actual generada por la pandemia de Covid 19, la cual afecto directamente a WEATHERFORD Colombia, en donde se presentaron diversos cambios operativos que obligaron al cese de actividades y se postergaron operación de abandono técnicos previstas a ser desarrolladas en el año 2020, por tal motivo y por disposición de la empresa, se tomó el pozo Casabe 350 como objeto de estudio para el diseño del plan de trabajo e implementación de este, sin comprometer el cumplimiento al objetivo general planteado para el desarrollo de este trabajo.

Para el cumplimiento del primer objetivo se realizará un estudio a los pozos candidatos proporcionados por la operadora Ecopetrol S.A., con el fin determinar las características de cada uno de ellos y seleccionar un pozo para el desarrollo del proyecto.

El Segundo objetivo corresponde al diseño del plan de trabajo para el abandono técnico del pozo seleccionado anteriormente, cumpliendo con las normas Norsok D10 [2] y API E3: Operaciones De Taponamiento Y Abandono De Pozos [8].

El tercer objetivo dará desarrollo al plan de trabajo diseñado anteriormente en el pozo seleccionado. En donde se realizará todo lo correspondiente a la ejecución del abandono técnico utilizando el equipo de Coiled Tubing, acatando el procedimiento de operación estándar de coiled tubing [6] y el estándar técnico para suministro de servicios de coiled tubing [7], proporcionado por Weatherford Colombia.

El cuarto objetivo consiste en la realización de un estudio, para determinar indicadores de desempeño técnico y de Calidad, salud, seguridad y medio ambiente, que se conoce por sus siglas en inglés HSEQ. Con el fin de conocer las ventajas operativas derivadas de la implementación del equipo de Coiled Tubing comparado con el equipo de Workover en operaciones de abandono técnico.

Finalmente, el último objetivo consiste en la realización de un estudio financiero a la par con la planeación del trabajo, para dar a conocer los costos de la operación de abandono técnico utilizando el equipo de Coiled Tubing, en comparación con costos asociados a la misma operación con el equipo de Workover. Con el fin de presentar la propuesta económica a la compañía operadora Ecopetrol S.A.

## 1. MARCO TEORICO

En este capítulo se van a definir los equipos necesarios para el abandono técnico y las normas nacionales e internacionales.

### 1.1. Equipo de Coiled Tubing

El equipo de Coiled Tubing es una unidad de tubería flexible que cuenta con varios equipos en superficie y se puede usar en varias operaciones como trabajos de perforación, completamiento, reacondicionamiento del hueco, de abandono del pozo, entre otros. Esta tubería generalmente es construida en carbón y acero lo que la hace flexible, resistente al fuego, altas presiones de tracción, de operación de bombeo y para sistema de seguridad [7].

#### 1.1.1. Unidad de Coiled Tubing 38

La unidad de Coiled Tubing 38 perteneciente a Weatherford es usada para abandonos técnicos en Colombia mostrada en la **Figura 1** [8].

**Figura 1.**

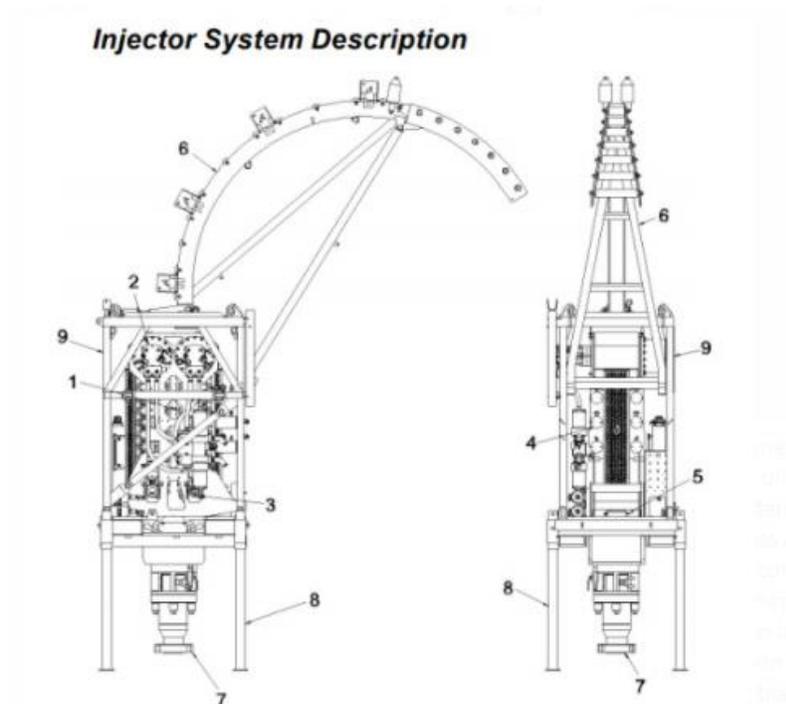
*Unidad De Coiled Tubing 38*



**Nota:** La figura representa la unidad de Coiled Tubing 38 fabricada por NOV HYDRA RIG, perteneciente a Weatherford Colombia. Tomado De: Nov Hydra Rig, *Owner's Manual W/Photos For Tractor Wet Kit & Trailer Ctu Weatherford.*, Fort Worth, Texas, 2009.

**1.1.1.a. Inyector del Coiled Tubing.** El inyector es un componente que brinda a través de dos lazos de cadena con perfiles especiales sujetan la tubería y por medio de un sistema impulsor hidráulico que ofrece tracción para introducir o sacar la sarta del pozo mostrado en la (Figura 2) [8].

**Figura 2.**  
*Descripción Del Sistema Inyector*



**Nota:** La figura representa el sistema inyector de la unidad de Coiled Tubing y sus componentes. NOV HYDRA RIG, perteneciente a Weatherford Colombia. Tomado De: Nov Hydra Rig, *Owner's Manual W/Photos For Tractor Wet Kit & Trailer Ctu Weatherford.*, Fort Worth, Texas, 2009.

**Sistema De Cadena (1):** El sistema de agarre de "conexión rápida". El inyector tiene dos bucles de cadena que se oponen entre sí y están soportados por piñones en el mecanismo de transmisión y el sistema de tensión de la cadena.

**Sistema de Accionamiento del Inyector (2):** Las cadenas son accionadas por cajas de embragues con piñones y ejes de transmisión separados. Los motores hidráulicos tienen

capacidades de desplazamiento variable para permitir que el inyector aproveche al máximo la potencia disponible.

Entre los motores y las cajas de cambios hay frenos con una función a prueba de fallas. Esta característica permite que el freno "se active" si se pierde la potencia hidráulica.

**Sistema tensor de cadena (3):** Las cadenas se mantienen en tensión constante por las fuerzas generadas por los cilindros tensores. Esta tensión evita que las cadenas se aflojen y puedan dañar la tubería. La presión de tensión de la cadena puede ser modificada por el operario desde la cabina de control.

**Sistema de tracción (4):** Esta parte consta de tres pares de cilindros que actúan sobre dos patines de acero templado, entre los cuales se sujetan los porta cadenas a su paso por la zona de agarre. La presión a los cilindros hidráulicos se controla desde la cabina.

**Sistema de célula de carga (5):** este inyector está diseñado para funcionar con una sola celda de carga electrónica de acción dual.

**Cuello De Ganso (6):** El cuello de ganso sostiene y dirige el tubo cuando entra y sale del inyector. El cuello de cisne se ensancha en el extremo para permitir el ángulo de flotación del carrete de tubería. El extremo ensanchado se puede levantar y fijar en posición para su funcionamiento.

**Stripper (7):** El stripper es un sello dinámico que permite a la tubería el ingreso al pozo bajo presión sin fugas. Este dispositivo utiliza un sello en elastómero alrededor del tubo flexible. El stripper se energiza de forma remota desde la cabina. Se aplica presión hidráulica a la parte inferior de un pistón, forzándolo hacia arriba en el elemento de extracción, que se comprime alrededor de la tubería, creando el sello, el cual se encarga proveer un control óptimo de la presión contenida bajo el primer tapón de cemento; disminuyendo los posibles accidentes durante la operación.

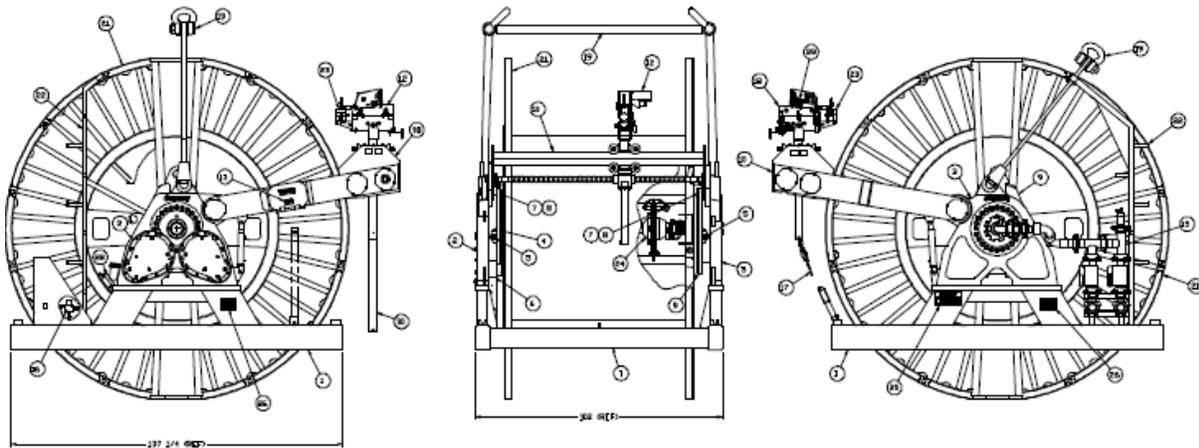
**Inyector Legs (8):** Se utilizan cuatro patas de longitud fija durante el mantenimiento u otras operaciones que requieren que el inyector se pare con el separador instalado.

**Marco De Elevación / Protección Del Inyector (9):** El bastidor exterior del inyector monta el cuello de cisne e incorpora un elevador de cuatro puntos para manipular el inyector durante el transporte y la operación.

**1.1.1.b. Reel o Carrete.** El Reel o carrete es una unidad para el almacenamiento de la tubería durante el transporte y como dispositivo de enrollado y desenrollado en operaciones de abandono, representado en la **Figura 3** [8].

**Figura 3.**

*Reel o Carrete*



**Nota:** La figura representa como es el reel y donde se almacena la tubería de Coiled Tubing. NOV HYDRA RIG, perteneciente a Weatherford Colombia. Tomado De: Nov Hydra Rig, *Owner's Manual W/Photos For Tractor Wet Kit & Trailer Ctu Weatherford.*, Fort Worth, Texas, 2009.

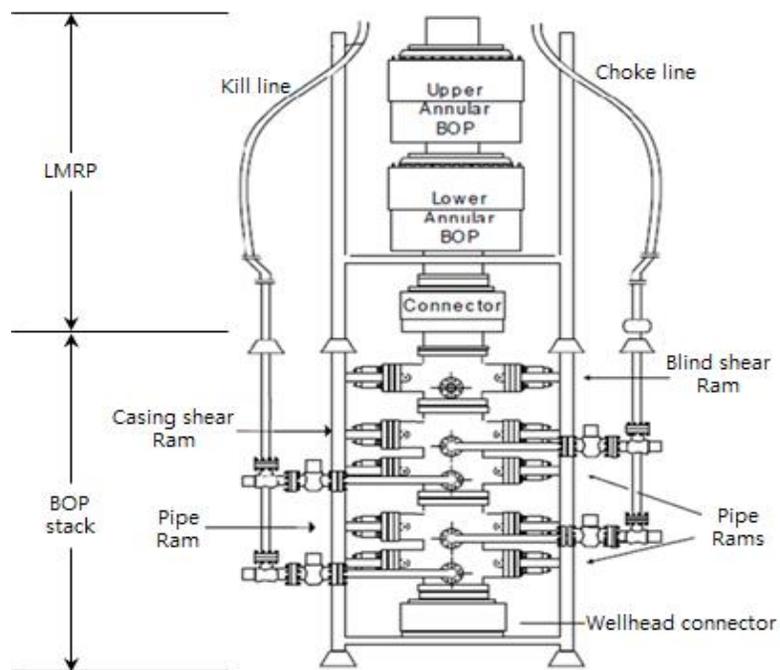
**1.1.1.c. Fuente de Poder.** Los paquetes motores primarios que se utilizan en la unidad de Coiled Tubing están equipados con motores diésel y bombas hidráulicas de etapas múltiples que suelen estar clasificadas para presiones de funcionamiento de 3000 a 5000 PSI. Esta unidad brinda energía para el trabajo de todos los componentes.

**1.1.1.d. BOPs.** La unidad de BOPs es un sistema de seguridad que se instala en el extremo superior del pozo mostrado en la **Figura 4**, que permite sellar, controlar y monitorear el pozo para evitar reventones, los cuales son activados hidráulicamente. Este equipo está compuesto por cuatro partes fundamentales las cuales son:

- El preventor anular tiene un empaque de goma reforzado con acero que se cierra para sellar alrededor de la tubería.
- El Pipe Ram crea un sello alrededor de la tubería de perforación restringiendo el flujo por el anular.
- El Blind Ram permite sellar el pozo sin presencia de tubería.
- El Shear Ram está diseñado para cortar la tubería y sellar el pozo.

**Figura 4.**

*Imagen representativa del sistema BOP*



**Nota:** se observa en la ilustración del sistema de seguridad, BOP con sus diferentes tipos de RAMS, tomado: researchgate.net, «researchgate.net,» [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Subsea-BOP-configurations-a-subsea-BOP-stack-arrangement-Januarilham-2012-b\\_fig1\\_277916022](https://www.researchgate.net/figure/Subsea-BOP-configurations-a-subsea-BOP-stack-arrangement-Januarilham-2012-b_fig1_277916022). [Último acceso: 10 11 2020].

### ***1.1.2. Equipos complementarios a operaciones de abandono con Coiled Tubing***

La tubería flexible necesita de varias unidades para completar para así funcionar y poder tener el mejor funcionamiento, y así tener el equipo completo de Coiled Tubing. Estas unidades son:

**1.1.2.a.** Unidad de bombeo- tipo doble. Esta unidad cuenta con una capacidad de 0,6 y 6 bpm, con presiones de 4000 PSI y puede llegar a una presión máxima de 14000 PSI mostrada en la Figura 5 [9].

**Figura 5.**

*Unidad de bombeo- tipo doble*



**Nota:** la figura como es la unidad de bombeo de WEATHERFORD para la inyección de fluidos en el pozo tomado de: N WEATHERFORD, Unidad Bombeo- tipo doble.

El equipo de bombeo doble, como lo dice su nombre cuenta con dos sistemas para bombeo independientes uno del otro, cada uno de ellos cuenta con su motor, tanque de desplazamiento, bomba centrífuga y bomba triplex. de 2 ¾ de pulgada, cuenta con dos tanques para aditivos líquidos diseñados en acero inoxidable con capacidad de 40 galones **Tabla 1.**

**Tabla 1.**

*Tabla resumen de las características de la unidad de bombeo*

Capacidad de Tanques de las bombas	10 bbl de capacidad
Motor	550 HP
Bomba centrífuga	entrega a 10 bpm a 50 PSI

**Nota:** esta tabla muestra las capacidades de la unidad de bombeo

**1.1.2.b.** Unidad de Grúa. Esta unidad es la encargada de izar las cargas en las operaciones de Coiled Tubing, como lo es, el inyector. Esta unidad posee una capacidad máxima de 40 toneladas y una extensión máxima del bum de 100 ft. Esta unidad cuenta con un motor de 380 HP mostrada en la Figura 6 [10].

**Figura 6.**

*Unidad de Grúa*



**Nota:** la figura se muestra la unidad de grúa que se usa para izar el equipo tomado de: WEATHERFORD, Unidad de grúa.

## **1.2. Normativas para abandono de pozos**

Para la realización de un abandono técnico, se tiene en cuenta la normativa vigente colombiana (resolución 181495), a su vez los estándares Norsok D10, API E3 y API 51R para garantizar la seguridad adecuada, el valor agregado, la rentabilidad de los desarrollos y operaciones de la industria.

### ***1.2.1 Normativa colombiana***

Para hacer operaciones de abandono técnico en pozos se hace de acuerdo con la normas, resoluciones y leyes ambientales vigente de Colombia. Por tal motivo el encargado de regular y supervisar dichos procedimientos es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), por esta razón, las regulaciones para trabajos de abandono en Colombia son:

**1.2.1.a.** Resolución 181495 de 2009 capítulo III: taponamiento y abandono de pozos. En esta resolución en el capítulo III se define los pozos que se deben abandonar, condiciones y permisos para hacer operaciones de abandono, en los cuales se citarán los artículos requeridos para los abandonos en pozos [11].

**Art. 30.** Condiciones para el taponamiento y abandono: Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.

**Par.** En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el formulario 6. “Informe de terminación oficial”.

(Nota: Modificado por la Resolución 40048 de 2015 artículo 5° del Ministerio de Minas y Energía)

**Art. 31.** Suspensión de pozos en perforación. Para suspender la perforación de un pozo se deberá solicitar autorización al Ministerio de Minas y Energía y para el efecto presentar un informe justificando tal decisión e indicando el plan a seguir. La suspensión se dará por un periodo de tres (3) meses prorrogables hasta por dos períodos iguales.

El Ministerio de Minas y Energía podrá en cualquier momento ordenar el taponamiento y abandono inmediato del pozo en el evento de considerarlo técnicamente necesario, debiendo el contratista diligenciar el formulario 6 “Informe de terminación oficial” y el formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.

**Art. 32.** (Modificado). \*Suspensión temporal de pozos terminados. El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación.

Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo. Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el formulario 6 “Informe de terminación oficial”.

(Nota: Modificado por la Resolución 40048 de 2015 artículo 6° del Ministerio de Minas y Energía)

**Art. 33.** Permiso de abandono de pozos oficialmente terminados. Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo oficialmente terminado, se solicitará permiso por escrito al MME diligenciando el formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”. Finalizados los trabajos de taponamiento se diligenciará el formulario 1A. “Informe de taponamiento y abandono”.

**Art. 35.** Reglamentación del taponamiento. La supervisión y los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad mecánica que se realicen y las características de los taponamientos, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

**1.2.1.b.** Decreto 1895 De 1973. Este decreto firmado en 1973 es generado con el fin de evitar desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo y gas de propiedad nacional o privada; en su capítulo IV Perforación de pozos de petróleo y gas en concesiones, en aportes y en áreas de propiedad privada, se regulan las actividades de abandono en los siguientes artículos [12]:

**Art 38.** Si el programa de tubería de revestimiento (casing program) resultare inadecuado o las tuberías estuvieran corroídas, o la cementación defectuosa, e indujere filtraciones subterráneas de los fluidos entre los estratos petrolíferos o gasíferos, el explotador deberá corregir inmediatamente estos defectos. Si agotados todos los recursos el pozo no pudiese repararse ni usarse para otro fin útil, este deberá taponarse convenientemente y abandonarse.

**Art 39.** Si como resultado de la perforación a bala o por otro método, o por tratamiento químico de los intervalos productores, estos o las tuberías de revestimiento resultaren deteriorados, impidiendo la producción de petróleo o gas, el operador deberá remediar con prontitud tal situación. Si la reparación del pozo resultare imposible y este no pudiere ser utilizado para otros fines prácticos, el pozo deberá ser convenientemente taponado y abandonado.

**Art 42.** Todo explorador o explotador que haya perforado un pozo que resulte seco, o que por problemas mecánicos haya de abandonarse, deberá taponarse y abandonarlo en un plazo de tres (3) meses, siguiendo el procedimiento que se indica a continuación:

1. Permiso para abandonar un pozo. Antes de comenzar los trabajos de taponamiento y abandono de un pozo de petróleo o gas en explotación, el explotador deberá solicitar permiso por escrito a la oficina de zona respectiva. Si el abandono o taponamiento fueron autorizados por el ingeniero de zona, este supervigilará la operación de taponamiento del pozo en la fecha indicada en el aviso. El ingeniero de zona tendrá treinta (30) días para decidir sobre el permiso solicitado.

2. Métodos de taponamiento y procedimiento.

a. El pozo deberá llenarse de lodo desde el fondo hasta el tope de cada formación productiva, o colocarse un tapón puente en el tope de cada formación productiva, y en todo caso, deberá colocarse un tapón de cemento no menos de quince (15) pies de longitud inmediato a cada una de las formaciones productivas.

b. Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.

c. Deberá colocarse un tapón en la boca de todo pozo taponado y una placa metálica en la cual se indique el nombre del operador, la concesión, aporte de propiedad privada, el número del pozo, sus coordenadas, la profundidad de este y la fecha de abandono.

d. Los intervalos entre taponamientos, deberán llenarse con un lodo cuyo peso no sea menor de 12 libras por galón, y

e. El explorador o explotador escogerá la forma de colocar el cemento en el pozo.

Artículo 44. Cuando se desee retirar el revestimiento de producción, el pozo deberá dejarse lleno de lodo o cemento hasta la base de revestimiento de superficie. El lodo deberá tener una gravedad específica adecuada para sellar todos los estratos no productores que contengan agua, gas o petróleo. En la base del revestimiento de superficie deberá colocarse un tapón de cemento no menor de quince (15) pies de largo.

**Art 45.** Cuando un pozo haya encontrado mantos de agua dulce utilizables, y haya de abandonarse, el operador efectuará los trabajos de abandono en condiciones tales que permitan su completamiento futuro como pozo de agua, si el Ministerio así lo exigiere.

**Art 46.** Cuando el operador no desee abandonar un pozo que ha dejado de producir, porque pueda ser utilizar como pozo de observación, deberá tener para ello permiso del Ministerio. Los demás pozos productores deberán ser reparados o taponados en un plazo máximo de tres (3) meses, contados a partir de la fecha del último cierre. Artículo

47. Para aquellos pozos suspendidos durante la perforación, el operador deberá presentar un informe técnico con las razones por las cuales dichos pozos fueron suspendidos y deberá definir la situación de estos en un plazo no mayor de tres (3) meses.

### ***1.2.2 Normativa internacional***

Los estándares NORSOK D10 y API (American Petroleum Institute) son normas desarrolladas por la industria petrolera de Noruega y por el instituto americano del petróleo respectivamente para garantizar la seguridad adecuada, el valor agregado y la rentabilidad de los desarrollos y operaciones de la industria. Además, los estándares de NORSOK y API están destinados, en la medida de lo posible, a reemplazar las especificaciones de las compañías petroleras y sirven como referencias en las regulaciones de las autoridades.

Para la implementación del equipo de Coiled Tubing en operaciones de abandono técnico en la norma NORSOK D10 se tienen en cuenta los capítulos 9 y 11, referentes a desvíos, suspensión y abandonos (capítulo 9), y Operaciones con Coiled Tubing (capítulo 11). Las API se tienen en cuenta la API E3 para abandonos y la API 51R para la protección del medio ambiente en operaciones petroleras.

1.2.2.a. Capítulo 9 De La Norma Norsok D10: Desvíos, Suspensión Y Abandonos (Sidetracks, Suspension And Abandonment). Esta sección cubre los requisitos y las pautas relacionadas con la integridad del pozo durante la conexión de los pozos en relación con [2]:

- Suspensión temporal de actividades y operaciones en pozo.
- Abandono temporal o permanente de pozos.
- Abandono permanente de una sección del pozo, para construir un nuevo pozo con un nuevo objetivo de pozo geológico

El propósito de esta sección es describir el establecimiento de barreras de pozos mediante el uso de WBE y las características adicionales requeridas para ejecutar esta actividad de manera segura, con un enfoque en el aislamiento de formaciones permeables / depósitos / fuentes de salida, ambos entre sí en el pozo, y desde la superficie.

### **Función y tipo de barreras de pozo**

Esta subcláusula cubre todas las barreras de pozo y las funciones que están destinadas a cumplir, que pueden ser necesarias en escenarios de abandono, en la **Tabla 2** se representan las funciones y propósitos de cada barrera o tapón.

**Tabla 2.**

*Función y tipo de barrera de pozo*

NOMBRE	FUNCION	PROPÓSITO
Barrera de pozo primaria	Barrera de pozo primaria contra el flujo de fluidos de formación a la superficie, o para asegurar un último agujero abierto.	Para aislar una fuente potencial de influjo desde superficie.
Barrera de pozo secundario, reservorio.	Respaldo a la barrera de pozo primaria.	El mismo propósito que la barrera primaria, también aplica cuando la fuente potencial de influjo también es un reservorio.
Barrera de pozo entre reservorios	su función es aislar los reservorios uno de otro.	Para reducir el potencial de flujo entre reservorios
Barrera de pozo de hueco abierto a superficie	Para aislar un agujero abierto de la superficie, que queda expuesto mientras se tapa el pozo.	Barrera de pozo “a prueba de fallas”, donde se puede presentar un potencial de flujo posteriormente.
Barrera secundaria de pozos, abandono temporal.	barrera de pozo independiente en relación con la perforación y actividades de pozo.	Para garantizar una reconexión segura a un pozo abandonado temporalmente, y se aplica en consecuencia sólo cuando las actividades del pozo no se han concluido.

**Nota:** tabla representativa del tipo de barrera y las funciones y propósitos de cada uno tomado de: (NORSOK STANDARD D10, «Well integrity in drilling and well operations,» Noruega, 2004.

### **Ubicación De Las Barreras De Pozo.**

Las barreras de pozos deben instalarse lo más cerca posible de la fuente potencial de influjo, cubriendo todos los posibles caminos de fuga. Las barreras del pozo primario y secundario se colocarán a una profundidad donde la presión de fractura de formación estimada en la base del tapón exceda la presión interna potencial.

### **Materiales Para Los Tapones**

Los materiales utilizados en las barreras de los pozos para tapar los pozos deberán resistir la carga / condiciones ambientales a las que puede estar expuesto durante el tiempo en que el pozo será abandonado. Se deben realizar pruebas para documentar la integridad a largo plazo de los materiales de taponamiento utilizados.

### **Pruebas De Fugas Y Verificación**

Se deben realizar pruebas a las barreras de pozo para asegurar su integridad y que no presenten fugas.

### **Abandonos Permanentes**

Los pozos permanentemente tapados se abandonaron con una perspectiva eterna. Debe haber al menos una barrera de pozo entre la superficie y una fuente potencial de entrada, a menos que sea un depósito (contenga hidrocarburos y / o tenga un potencial de flujo) donde se requieren dos barreras de pozo.

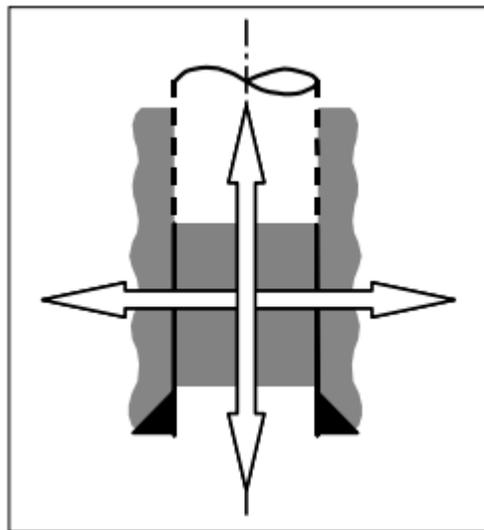
La última sección de pozo abierto de un pozo no debe abandonarse permanentemente sin instalar una barrera permanente para el pozo, independientemente de la presión o el potencial de flujo. El pozo completo debe estar aislado.

**Barreras de pozo permanentes:** Las barreras permanentes del pozo deben extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluir todos los anillos y sellar tanto vertical como horizontalmente **Figura 7**. Las barreras de pozo permanentes deben cumplir con unas propiedades:

- Impermeabilidad.
- integridad a largo tiempo.
- Sin contracción.
- Dúctil, no quebradizo, capaz de soportar cargas mecánicas e impacto.
- Resistente a diversas sustancias químicas (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e hidrocarburos)
- Humectación, para asegurar la unión al acero.

**Figura 7.**

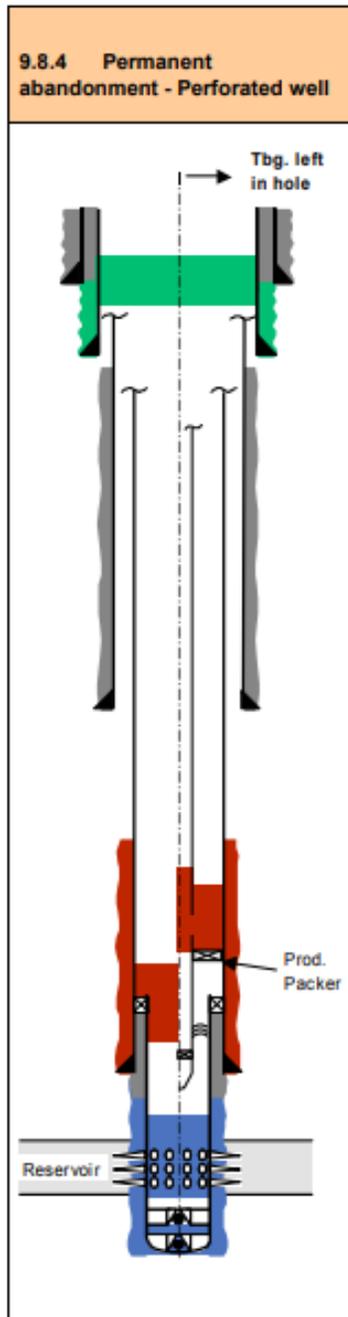
*Barrera de pozo permanente*



**Nota:** tabla representativa del tipo de barrera y las funciones y propósitos de cada uno tomado de: (NORSOK STANDARD D10, «Well integrity in drilling and well operations,» Noruega, 2004.

Figura 8.

Ubicación De Barreras De Pozo



Well barrier elements	See Table	Comments
<b>Primary well barrier</b>		
1. Liner cement	22	
2. Cement plug	24	Across and above perforations.
<b>Secondary well barrier, reservoir</b>		
1. Casing cement	22	
2. Cement plug	24	Across liner top.
or, for tubing left in hole case:		
1. Casing cement	22	
2. Cement plug	24	Inside and outside of tubing.
<b>Open holes to surface well barrier</b>		
1. Cement plug	24	
2. Casing cement	22	Surface casing.

Notes

1. Cement plugs inside casing shall be set in areas with verified cement in casing annulus.
2. The secondary well barrier shall as a minimum be positioned at a depth where the estimated formation fracture pressure exceeds the contained pressure below the well barrier.

**Nota:** ilustración de donde deben ser colocadas las barreras de pozo tomado de: NORSOK STANDARD D10, «Well integrity in drilling and well operations,» Noruega, 2004, pp. 84-88.

1.2.2.b. Capítulo 11: Operaciones con Coiled Tubing. Esta cláusula cubre los requisitos y pautas relacionadas con la integridad del pozo durante las operaciones de CT. Una operación de CT es una técnica para el despliegue de varias herramientas (herramientas de registro, herramientas de perforación, empacadores, etc.) y como un conducto para circular o colocar fluidos en el pozo. La CT puede desplegarse en pozos presurizados o en pozos muertos [2].

### **Criterios de aceptación de barrera de pozo**

se aplican los siguientes requisitos y pautas.

- El equipo de control de pozo de superficie para una operación de CT en un pozo completado debe constar de
  - CT stripper.
  - CT BOP
  - high pressure riser
  - CT safety head.
- Todas las conexiones desde el árbol de producción hasta la parte superior del CT BOP deben ser bridadas o sujetadas y tener sellos de metal a metal. Se pueden usar conexiones y sellos alternativos cuando se califique específicamente para el propósito previsto.
- Las entradas o salidas de las válvulas en el equipo de control de superficie deben ser dobles con conexiones bridadas o con abrazaderas. La válvula interna debe ser bidireccional con sello de metal a metal en el orificio. Una de las dos válvulas debe ser operada remotamente. Alternativamente, en las entradas, la válvula de operación remota puede ser reemplazada por una válvula manual y una válvula de retención.
- Se debe conectar una línea con clasificación de presión a la entrada de cierre del equipo de control del pozo de superficie.
- Si el SCSSV (Surface controlled subsurface safety valve) tiene fugas, se instalará un cabezal de seguridad y se probarán las fugas antes de instalar el equipo de control del pozo CT.
- Un método para monitorear el volumen en pozos de superficie y mantener el nivel de fluido en el pozo debe estar en su lugar cuando se despliega BHA largo en un pozo abierto. El sistema de monitoreo deberá poder medir el desplazamiento del BHA.

- Cuando se despliega un BHA largo que no se puede cortar, se debe instalar una junta de contingencia y / o un sistema para dejar caer el BHA en el pozo.
- El pistón de corte / sello en el LRP es el dispositivo de cierre superior en la barrera secundaria del pozo cuando se ejecuta CT en SSW completos. Por lo tanto, se aplican los mismos requisitos al pistón de corte / sellado LRP que al cabezal de seguridad.
- El ariete de corte / sellado en el BOP de perforación submarina se define como el dispositivo de cierre superior en la barrera del pozo secundario cada vez que se instala un BOP de perforación submarina cuando se ejecuta CT en SSW. En consecuencia, el ariete de corte / sellado en la BOP de perforación submarina tendrá los mismos requisitos que el cabezal de seguridad en instalaciones fijas.
- si el CT se separa o se rompe por encima del separador y se verifica que
  - no hay afluencia de fluidos de pozos en la cadena CT;
  - las válvulas de retención no tienen fugas.

**1.2.2.c. API E3: Operaciones De Taponamiento Y Abandono De Pozos.** Esta norma su principal objetivo es generar una guía para las buenas prácticas en abandono de pozos, proporcionando diseños, colocaciones y la verificación de tapones de pozos que se quieren abandonar temporal o permanentemente [13].

### **Guía de taponamiento y abandono de pozos**

El procedimiento involucra tapones de cemento y otras barreras en intervalos críticos para prevenir que el pozo se convierta en un conducto para la migración de fluidos. Los objetivos primarios de un abandono de pozo son proteger las fuentes de agua potable y aislar potenciales zonas de flujo. Los procedimientos de taponamiento y abandono mostrados en este documento se enfocan en los siguientes objetivos

- Proteger fuentes de agua dulce de contaminación por migración de fluidos desde la formación o desde superficie.
- Aislar potenciales zonas de flujo
- Proteger el suelo y agua superficiales.
- Aislar zonas de inyección/disposición.

Estos objetivos son cumplidos al ubicar tapones de cemento o mecánicos, o ambos, en intervalos seleccionados en el pozo para prevenir el movimiento de fluidos. En abandonos permanentes los tapones deben abarcar toda la sección transversal del pozo en los intervalos designados. Se debe realizar una evaluación del cemento en el anular para determinar la (s) profundidad (s) de asentamiento del tapón.

### **Equilibrio estático**

El pozo debe estar estático antes de ubicar el tapón de cemento. Movimientos de fluidos previas a la instalación del tapón podrían afectar la integridad de este.

### **Planeación del abandono o taponamiento.**

El volumen de cemento usado para un tapón en particular depende de la longitud a cementar, el diámetro del agujero y tolerancias adecuadas para la contaminación del cemento. La selección de la composición del cemento para operaciones de taponamiento y abandono de pozos depende de la profundidad del pozo, temperatura de la formación, propiedades de los fluidos del pozo y debe ser diseñado para cada aplicación.

### **Verificación de la ubicación de los tapones**

La ubicación de los tapones debe ser verificada durante las operaciones de taponamiento y abandono para asegurar que el tapón haya sido ubicado como se diseñó.

**1.2.2.c. API 51R: Protección Ambiental Para Operaciones Y Arrendamientos De Producción De Petróleo Y Gas En Tierra.** Esta norma proporciona prácticas respetuosas con el medio ambiente para las operaciones nacionales de producción de gas y petróleo en tierra. Está destinado a ser aplicable tanto a contratistas como a operadores. Las instalaciones dentro del alcance de este documento incluyen todas las instalaciones de producción, incluidas las instalaciones de manejo de agua producida. La cobertura operativa comienza con el diseño y construcción de caminos de acceso y ubicación de pozos, e incluye operaciones de recuperación, abandono y restauración [14].

### **Taponamiento Y Abandono.**

Un abandono permanente es realizado cuando el pozo no tiene más utilidad y es sellado permanentemente contra la migración de fluidos.

Se deben abordar varias precauciones ambientales relacionadas con el abandono de pozos. La principal preocupación ambiental es la protección de los acuíferos de agua dulce y de los USDW (underground sources of drinking wáter), así como el aislamiento de las formaciones de fondo de pozo que contienen hidrocarburos o se utilizan para inyección. Temas adicionales, que deben ser evaluados, son la protección de suelos y aguas superficiales, uso futuro de la tierra y documentación permanente de ubicaciones y condiciones de pozos abandonados.

### **Propósito de taponamiento**

El propósito de taponar los pozos es prevenir la migración interzonal de fluidos; proteger el USDW, aislar formaciones de fondo de pozo que produzcan hidrocarburos o que se utilicen para inyección, y proteger suelos y aguas superficiales.

Generalmente la contaminación por un pozo abandonado y mal taponado puede ocurrir de dos maneras:

La primera puede ser cuando el pozo abandonado puede actuar como conducto para el flujo de fluido entre los estratos penetrados, hacia el USDW o hacia la superficie;

Y la segunda es cuando el agua contaminada puede ingresar al pozo abandonado en la superficie y migrar al USDW.

Tal contaminación se evita cuando un pozo está debidamente tapado. Las operaciones de taponamiento no solo evitan que un pozo abandonado se convierta en un conducto para que ocurra la contaminación, sino que los métodos de construcción y terminación del pozo también contribuyen a la prevención de la contaminación.

### **Confinamiento de fluidos.**

Es esencial que todas las formaciones que contengan agua, petróleo, gas o recursos geotérmicos de calidad utilizable estén protegidas y / o aisladas. La prevención de la migración de gases o fluidos a otras zonas o a la superficie es de primordial importancia. Los tapones de hueco abierto, los tapones de revestimiento o el cemento inyectado través de perforaciones del revestimiento aislarán las formaciones objetivo en la mayoría de los casos. Sin embargo, pueden ser necesarios procedimientos especiales, como la perforación del revestimiento y la circulación de cemento, para aislar las posibles formaciones de producción o inyección que existen detrás del revestimiento no cementado. Es importante prevenir el flujo interzonal en un pozo abandonado para que dicho flujo cruzado no interfiera en la explotación comercial de las zonas a través de pozos cercanos.

### **Superficie**

La limpieza y remediación de la superficie puede incluir cortar el revestimiento de la superficie por debajo del nivel del suelo, restaurar la superficie a condiciones cercanas a las que existían antes de que se perforara el pozo y marcar la superficie del pozo mediante la instalación de un marcador vertical. El operador debe restaurar el sitio del pozo de acuerdo con los criterios presentados en el documento de orientación ambiental de API: Manejo de desechos sólidos en tierra en operaciones de exploración y producción.

### **Limpieza y remediación**

el operador debe colocar los tapones de superficie requeridos; quitar la boca de pozo; suelde una placa de acero en el muñón de la carcasa de superficie y nivelar el área. Los pozos deben vaciarse y recuperarse a una condición similar al resto del área de la plataforma recuperada. Las fosas deben dejarse secar o solidificarse in situ antes de llenarlas.

La quema al aire libre se puede utilizar en algunas áreas para eliminar desechos no peligrosos que contienen hidrocarburos y que no son aptos para el reciclaje. Se deben utilizar instalaciones comerciales fuera del sitio para la eliminación de otros desechos peligrosos y no peligrosos.

### **Inspección**

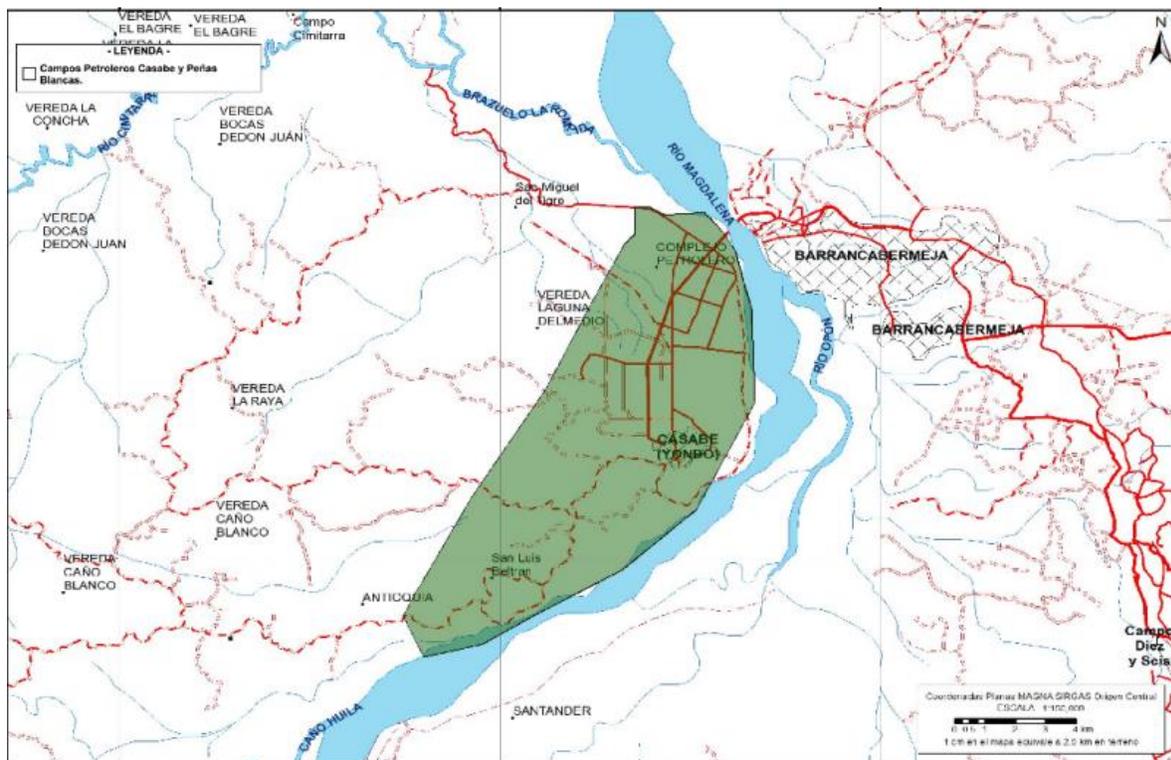
El abandono final se completa solo después de que se retira todo el equipo de superficie, se cierran todos los pozos y se restaura la superficie. Se puede considerar un monumento de acero vertical que indique la ubicación, el operador y el número del pozo. A partir de entonces, el sitio del pozo abandonado puede ubicarse más fácilmente y determinar el operador anterior.

## 2. DESCRIPCION DE LOS POZOS

El Campo Casabe está ubicado en Yondó (departamento de Antioquia) en Colombia (**Figura 9**).

**Figura 9.**

*Mapa del Campo Casabe*



**Nota:** se muestra la delimitación del campo Casabe tomado de: ANLA, «Por el cual se ordena el inicio de un procedimiento sancionatorio AUTO N° 01892,» Bogotá D.C., 2018.

Este campo fue descubierto en el año 1941 con el pozo CSB 1, por la compañía Shell de Colombia, pero no fue hasta el año 1945 donde se inició su explotación de hidrocarburos y su desarrollo completo en el 1958 con 448 pozos, saliendo 10 secos. En ese tiempo su fuente de energía era por acuífero activo débil, por esto se debió en el año 1982 emplear el mecanismo de inyección de agua de 5 pozos [3].

A lo largo de su historia, en el Campo Casabe se han realizado 3 campañas de perforación para lograr su desarrollo actual. La primera a cargo de la internacional Shell de Colombia, la cual perforo un total de 448 pozos para el año 1958, posteriormente, tras la revisión del contrato a manos de ECOPETROL S.A., Durante el año 1988, con el fin de implementar la inyección de

agua como mecanismo de recuperación secundaria, se perforaron un total de 591 pozos. A partir del 2009 inicia la más reciente campaña de perforación tras la firma del acuerdo con la empresa Schlumberger, con el fin de modernizar y dinamizar el campo [3]. Es así como para el año 2017 el campo cuenta con 1413 pozos perforados, resumidos en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.**

*Numero de Pozos.*

<b>Clasificación</b>	<b>Cantidad</b>
<b>Abandonados</b>	683
<b>Activos</b>	509
<b>Inactivos</b>	221
<b>Inyectores</b>	289
<b>Productores</b>	219
<b>Gas</b>	1
<b>Captación</b>	11
<b>Terminados</b>	1413

**Nota:** Se muestra la historia de los pozos del campo a la fecha del 2017 tomado de: M. Á. MORENO LÓPEZ y L. I. VARGAS VARGAS, «Determinación De La Configuración Del Estado Mecánico De Completamiento, Basado En Los Parámetros De Inyección De Polímero Para La Reducción De La Degradación Mecánica,» Bogotá D.C., Fundación Universidad América, 2019, pp. 48-49.

De los 683 pozos abandonados en el Campo Casabe, tomaremos como objeto de estudio los pozos Casabe 041, casabe 350, casabe 418, Casabe 477 y Casabe 582; los cuales son candidatos para la realización de un abandono técnico, debido a que algunos presentan pérdida de integridad en taponos de cemento y/o casing, lo cual conlleva a tener presencia de presión en superficie y/o filtración de hidrocarburos, a su vez, se tienen pozos abandonados, que por su antigüedad no cumplen con la normativa guía Norsok D10 considerada por WEATHERFORD COLOMBIA.

### **2.1. Pozo Casabe 041.**

El pozo Casabe 041 se comenzó a perforar el 16 de marzo de 1946 hasta alcanzar una profundidad de 3707 pies, inició producción hasta alcanzar 1.010.511 barriles de hidrocarburo en superficie **Figura 10**.

El 9 de noviembre del 2010 se inició su proceso de abandono, debido a un daño mecánico, ubicando el tapón de fondo entre 2178 pies y 2380 pies, y el tapón intermedio entre 1316 pies y 1700 pies, no se reportó tapón en superficie **Figura 11** [15].

**Figura 10.**

*Pozo Casabe 041*



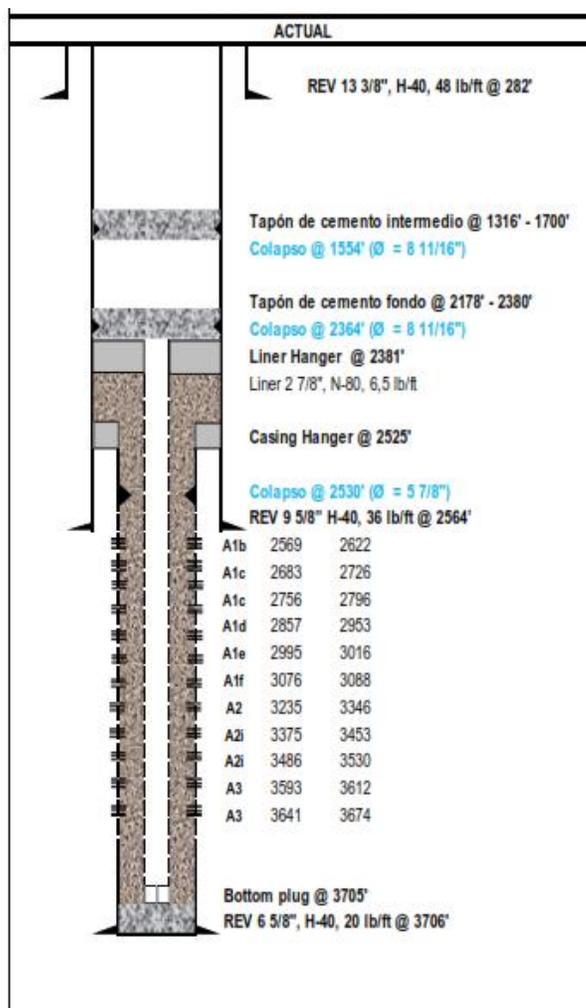
**ECOPETROL S.A.**  
CONVENIO DE EXPLOTACIÓN DE  
HIDROCARBUROS – ÁREA DE OPERACIÓN  
DIRECTA MAGDALENA MEDIO  
**CAMPO CASABE**

**POZO: CSBE 41**  
**TIPO DE POZO: PRODUCTOR**  
COORDENADAS:  
N(Y): 1.271.281 Mtrs  
E(X): 1.017.589 Mtrs  
**PROFUNDIDAD TOTAL:**  
**3707 PIES (TVD)**  
FECHA DE PERFORACIÓN:  
06-Abril-1946  
FECHA DE ABANDONO:  
**Pendiente**  
PRODUCCIÓN ACUMULADA:  
1.010.511 BARRILES.  
MOTIVO DE ABANDONO:  
DAÑO MECÁNICO.

**Nota:** se muestra las características del pozo tomado de: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-0041*, Bogotá D.C.

Figura 11.

Estado actual del Pozo Casabe 041



**Nota:** se muestra las características del pozo tomado de: ECOPEPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-0041*, Bogotá D.C.

### 2.2.1. Justificación

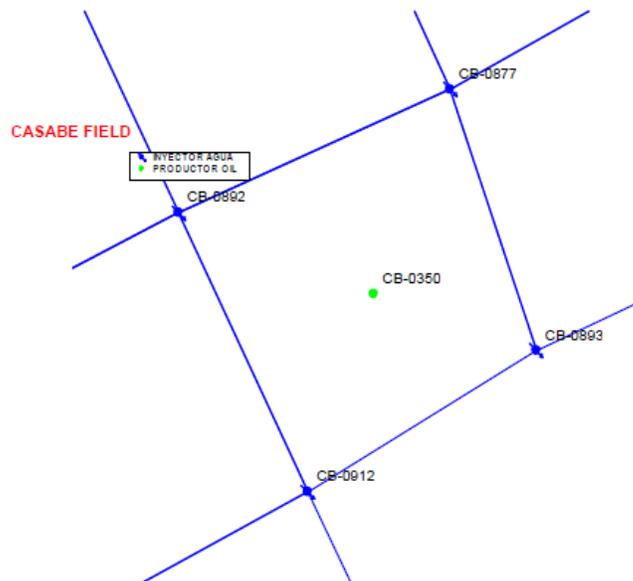
El pozo CASABE-0041 es un pozo productor ubicado en el bloque 6 y completado en las arenas "A". En noviembre de 2010 se realizó intervención con Coiled Tubing donde se ejecutó la primera parte de abandono del pozo, bombeando tapones de cemento a las profundidades de 2178'-2380' y 1316'-1700'; no se reportó el bombeo de cemento en superficie. Por lo tanto, el objetivo de la actual intervención es finalizar el abandono técnico del pozo cumpliendo con la normatividad vigente.

## 2.2. Pozo Casabe 350

El Pozo Casabe 350 en su momento fue un pozo productor fue perforado en octubre 15 de 1952 con una profundidad de 3500 pies y producía por inyección de agua en patrón de 5 pozos mostrado en la **Figura 12** [16].

**Figura 12.**

*Modelo De Producción Casabe 350.*

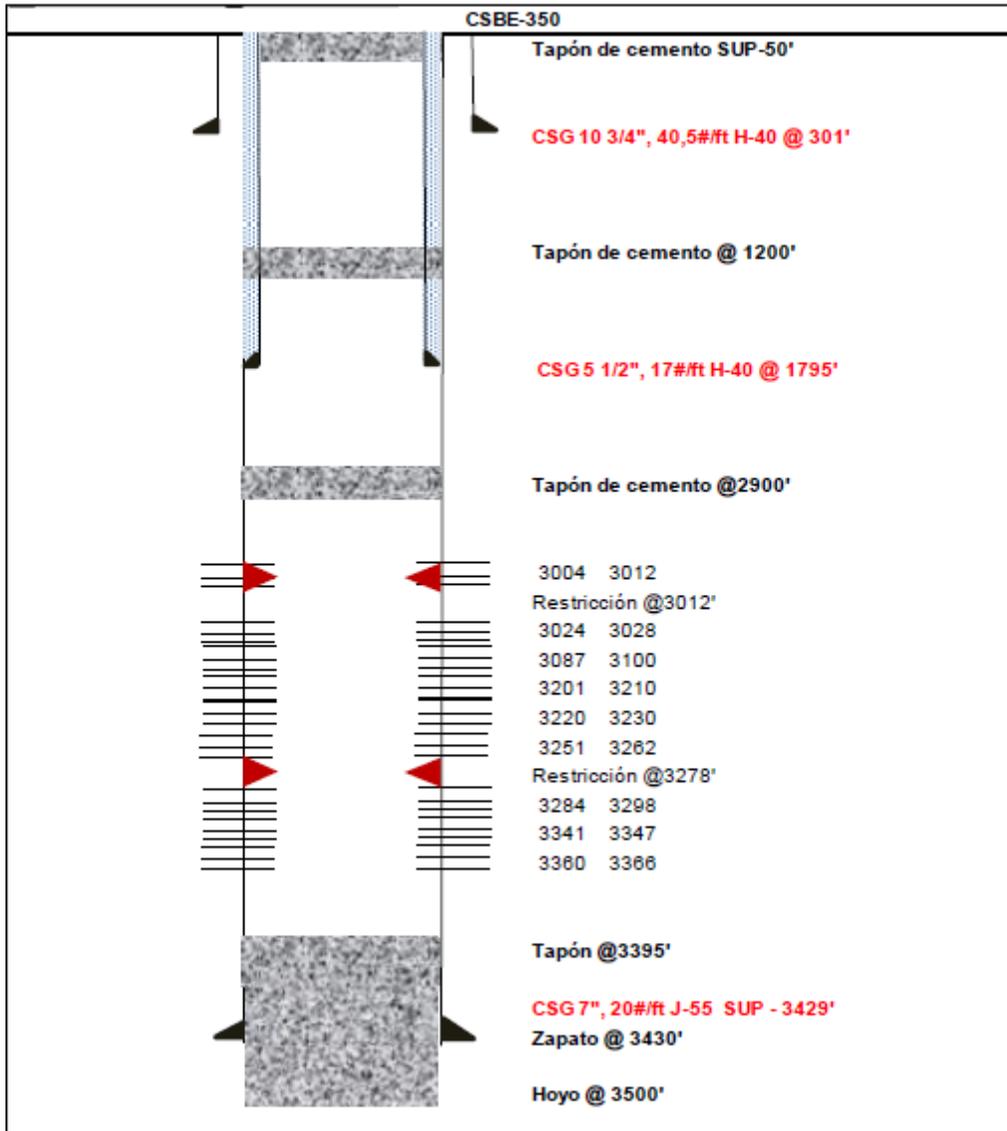


**Nota:** patrón de producción de 5 pozos del pozo 350 tomado de: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-350*, Bogotá D.C.

El pozo fue abandonado en septiembre del 2005 con tres tapones, con presuntos toques a las profundidades de 2900 ft, 1200 ft y ultimo en superficie ilustrado en la **Figura 13** [16].

**Figura 13.**

*Estado Mecánico Pozo 350*



**Nota:** Estado mecánico del pozo previo al abandono técnico: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-350, Bogotá D.C.*

### 2.2.1. Justificación

Este pozo se encuentra ubicado en el bloque I, donde quedó inactivo en junio del 2000 por daño del revestimiento de 7 pulgadas, lo cual ocasionaba arenamiento constante generando una baja productividad por esto se abandonó en septiembre del 2005.

A la fecha el pozo viene presentado filtraciones en superficie (**Figura 14**) que indican una posible falla en este abandono y requieren ser atendidas y corregidas mediante la ejecución del trabajo de abandono técnico previamente descrito con el fin de asegurar un adecuado aislamiento de los intervalos abiertos y evitar posibles incidentes ambientales futuros.

**Figura 14.**

*Presencia de filtraciones en la lápida del pozo casabe 350*



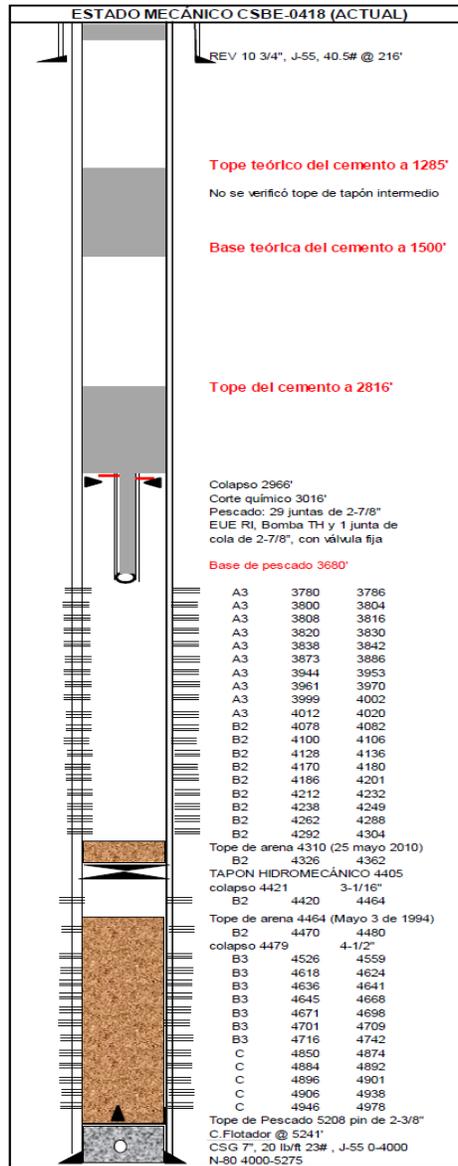
**Nota:** se muestra presencia de hidrocarburos en la lápida lo cual indica una posible filtración en los tapones de abandono: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-350, Bogotá D.C.*

### 2.3. Pozo Casabe 418

En enero de 1957 se perforó el pozo Casabe 418 con una profundidad de 5360 pies. Quedó inactivo desde mayo de 2012 por colapsos y debido a que no fue factible recuperar pescado, se realizó un

corte químico a 3016 pies, con lo que se dejó un pez de 29 juntas de tubería de 2-7/8" EUE RI, bomba TH y 1 junta de cola de 2-7/8". Fue abandonado en septiembre de 2012 ubicando tapones teóricos 2816', 1285' y en superficie (Figura 15) [17].

**Figura 15.**  
Estado actual del Pozo Casabe 418



**Nota:** estado mecánico del pozo casabe 418 previo al abandono técnico tomado de: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-418*, Bogotá D.C.

### 2.3.1. Justificación

El pozo ha presentado filtraciones en superficie (**Figura 16**) que indican una posible falla en el abandono realizado en septiembre de 2012 y según ECPOETROL se requieren ser atendidas y corregidas mediante la ejecución del trabajo de abandono técnico [17].

**Figura 16.**

*Evidencia de filtraciones en superficie.*



**Nota:** Presencia de hidrocarburos en la placa de abandono por posibles filtraciones en el pozo tomado de: ECOPETROL, *Formato para la* Justicación de Intervención de Pozo Casabe-418, Bogotá D.C.

Teniendo en cuenta lo anterior, y con el fin de mitigar el riesgo de que se presenten eventuales impactos ambientales posteriores, se requiere realizar el abandono técnico del pozo.

### 2.4. Pozo Casabe 477

El pozo CASABE-0477 es un pozo ubicado en el bloque 6 y completado en la formación Mugrosa, fue perforado el 10 de enero de 1982 con una profundidad de 5200 pies de TVD y produjo 100.072 barriles hasta que fue abandonado en marzo del 2010 (**Figura 17**) [18].

**Figura 17.**

*Pozo Casabe 477.*

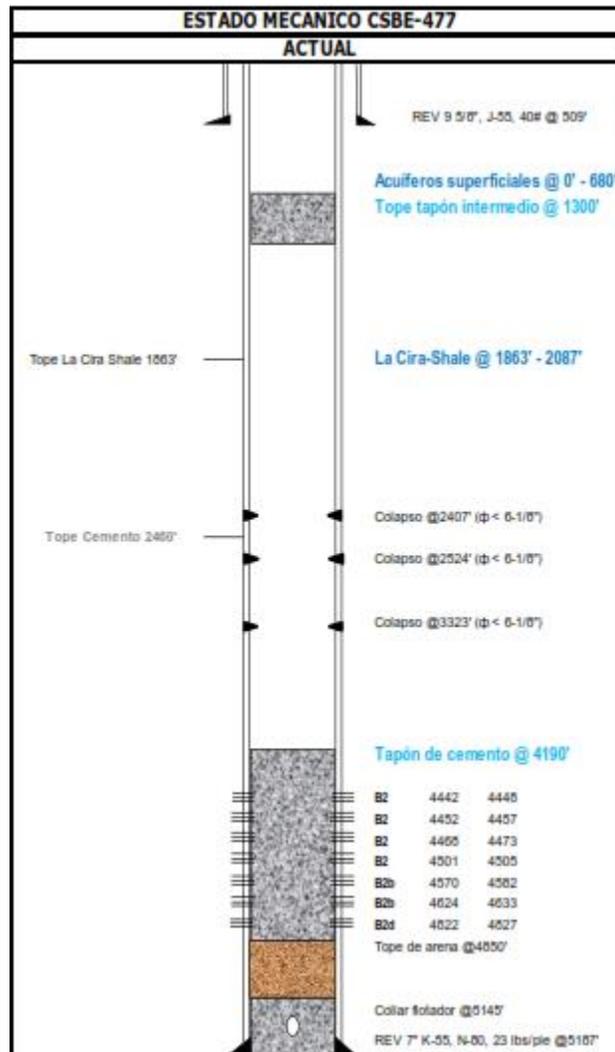


**Nota:** se muestra las características del pozo tomado de: ECOPETROL, *Formato para la* Justicación de Intervención de Pozo Casabe-477, Bogotá D.C.

Este pozo fue abandonado con un tapón de fondo y un tapón intermedio a 4190 y 1300 pies de profundidad respectivamente, observado en la (**Figura 18**).

**Figura 18.**

*Estado Mecánico del Pozo Casabe 477.*



**Nota:** Estado mecánico del pozo 477 previo al abandono técnico tomado de: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-477*, Bogotá D.C.

### 2.4.1. Justificación

El pozo Casabe 0477 inicialmente fue completado como inyector, y posteriormente en el año 1994 fue convertido a productor. En marzo de 2010 se realizó intervención para realizar el abandono del pozo, dejando tapón de fondo e intermedio.

Sin embargo, durante revisiones realizadas por el equipo de Integridad en agosto de 2019, el pozo fue encontrado con cabezal y ya que la información del abandono no se encuentra en el repositorio oficial (OpenWells), surge la necesidad de realizar el diagnóstico de la integridad del pozo y realizar su abandono técnico, asegurando un correcto aislamiento de los perforados de acuerdo con la normatividad vigente [18].

## 2.5. Pozo Casabe 582

El pozo CSBE-0582 se perforó como inyector del bloque VI en enero de 1984 en las arenas A1 de la formación Colorado, con una profundidad de 3310 pies de TVD, alcanzo una inyección de agua de 328437 barriles y fue abandonado por daño mecánico en enero del 2019 (**Figura 19**) [19].

**Figura 19.**

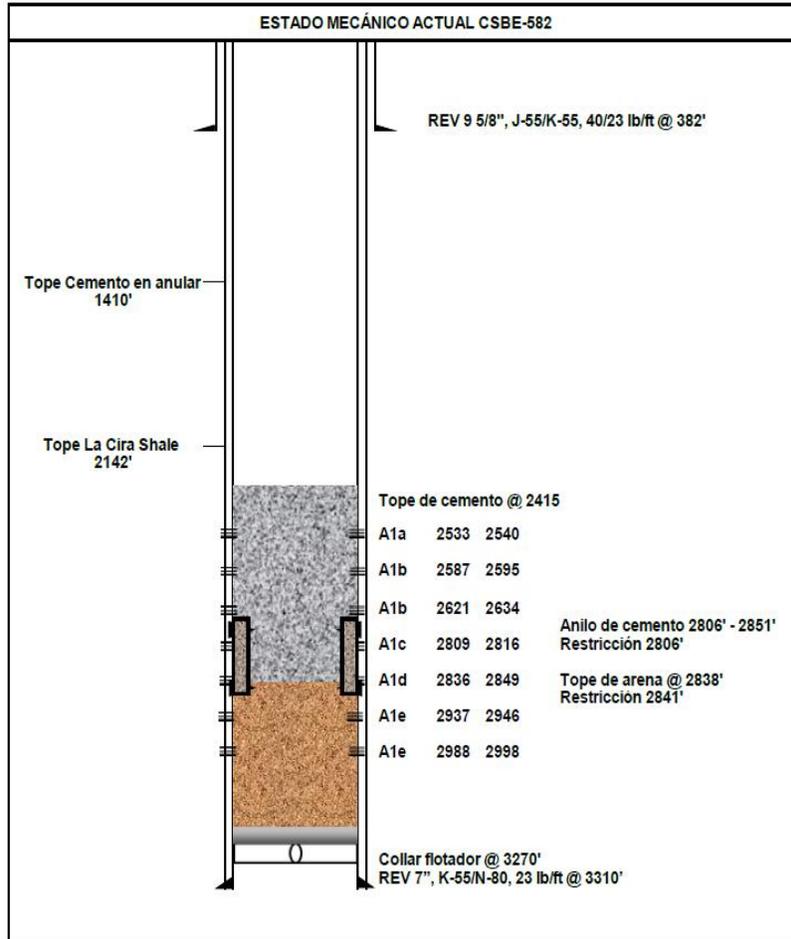
*Pozo Casabe 582*



**Nota:** Características del pozo Casabe 582 tomado de: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-0582*, Bogotá D.C.

Este pozo fue abandonado con un tapón de fondo a una profundidad de 2415 pies mostrado en la **Figura 20** [19].

**Figura 20.**  
Estado Mecánico Actual Casabe 582.



**Nota:** Estado mecánico del pozo Casabe 582 previo al abandono técnico tomado de: ECOPETROL, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-0582*, Bogotá D.C.

### 2.5.1. Justificación

De acuerdo con los reportes de la historia del pozo, en enero de 2009 se realizó intervención para abandonar definitivamente el pozo.

Sin embargo, durante revisiones realizadas por el equipo de Integridad en agosto de 2019, se registraron evidencias que podrían señalar una falta de sello en las barreras instaladas: cemento y/o revestimiento. Por tal motivo, se hace necesario realizar el diagnóstico de la integridad del pozo y realizar su abandono técnico, asegurando un correcto aislamiento de los perforados de acuerdo con la normatividad vigente.

### **3. DISEÑO DEL ABANDONO TÉCNICO DEL POZO CASABE 350 UTILIZANDO EL EQUIPO DE COILED TUBING**

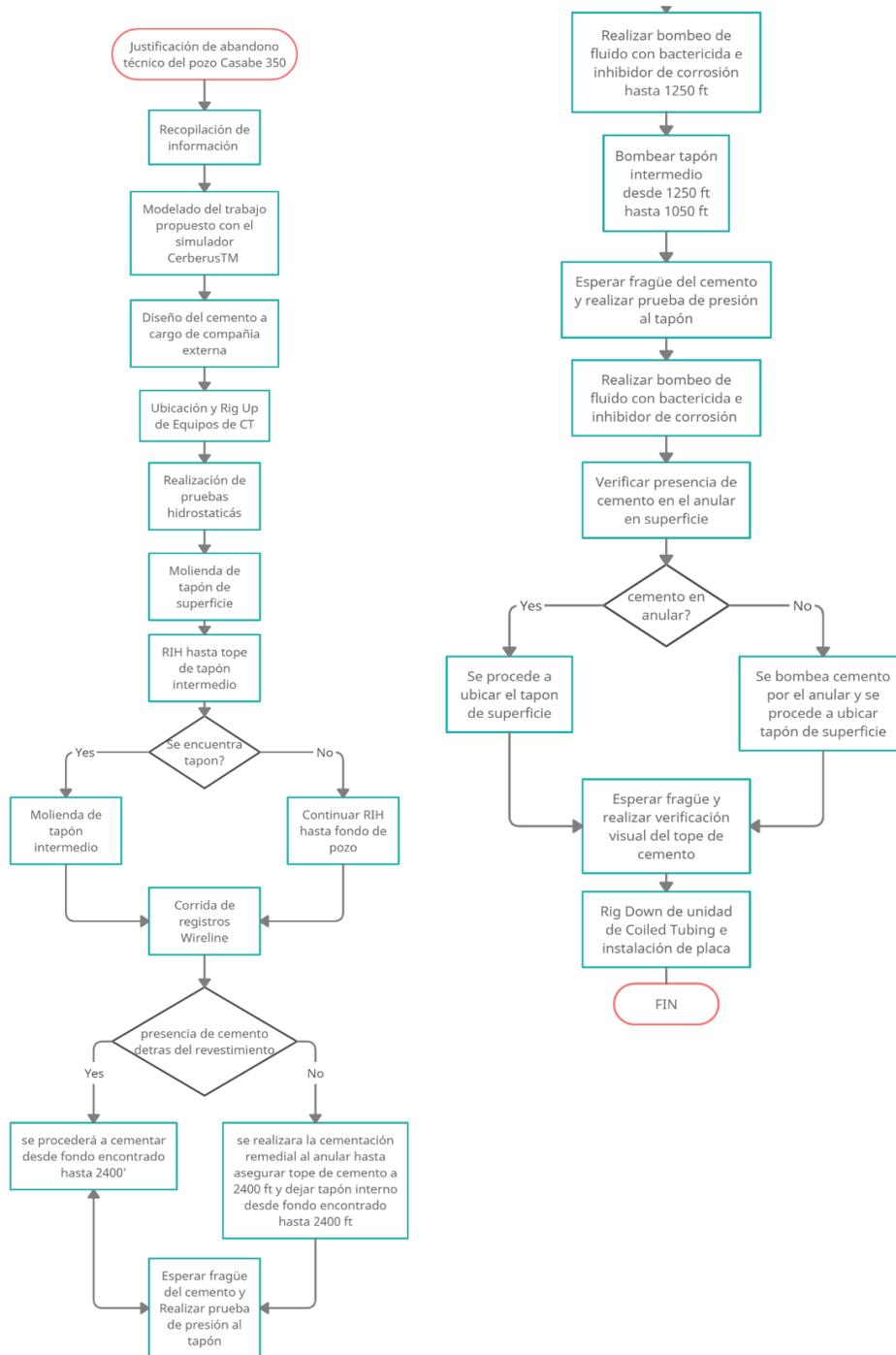
Teniendo en cuenta las operaciones de abandono técnico realizadas en los pozos: casabe 041, casabe 350, casabe 418, casabe 477 y casabe 582; analizando los diferentes casos, se seleccionó el pozo Casabe 350 debido a que este presenta unas características claves para la evaluación del abandono técnico utilizando el equipo de Coiled Tubing, donde se presenta un abandono técnico en pozo sin tubería de producción, con presencia de filtraciones en superficie lo cual indica una posible presión contenida bajo el tapón.

Posteriormente, se realizará el diseño del plan de trabajo para la realización del abandono técnico en el pozo Casabe 350 y se procederá a la implementación de este.

En la **Figura 21** se puede observar de manera resumida y secuencial el plan de trabajo desarrollado para la realización del abandono técnico del pozo, cumpliendo con la norma NORSOK D10 [2], API E3: Operaciones De Taponamiento Y Abandono De Pozo [13], y los estándares técnicos para suministro de servicios de coiled Tubing de WEATHERFORD [20], el cual podrá ser tomado como esquema para futuros abandonos técnicos en diferentes pozos con características similares.

**Figura 21.**

*Flujograma de trabajo*



**Nota:** Flujograma de trabajo que ilustra de manera resumida y secuencial el plan de trabajo para el abandono técnico de pozo de estudio.

### 3.1. Plan De Trabajo Para Abandono Técnico Del Pozo Casabe 350

Se especifica el plan de trabajo a ejecutar para el abandono técnico del pozo Casabe 350 por medio de la molienda de tapones de superficie e intermedio que se encuentran actualmente y el posterior balanceo de un tapón de cemento de fondo, con el objetivo de reforzar el actual tapón y ayudar a aislar las formaciones productoras, un tapón intermedio para aislamiento de zonas acuíferas y un tapón de superficie.

#### 3.1.1. Información general

El pozo Casabe 350 fue perforado en 15 de octubre de 1952 y completado como productor en las arenas “A” en el intervalo 3.004’ a 3.366’. Desde junio de 2000 quedó inactivo debido a un daño en el revestimiento de 7”, lo cual ocasionaba arenamiento constante generando baja productividad. Posteriormente fue abandonado en septiembre de 2005 ubicando tapones a 2.900’, 1.200’ y en superficie (**Figura 13**).

El pozo presenta filtraciones en superficie que indican una posible falla en este abandono y requiere la ejecución de un abandono técnico con el fin de asegurar un adecuado aislamiento de los intervalos abiertos y evitar posibles incidentes ambientales futuros.

**Tabla 4.**  
*Información general del pozo Casabe 350.*

PARAMETROS	DATOS
<b>Tipo de pozo</b>	Productor abandonado
<b>Casing</b>	7" J-55, 20 lb/ft (0'-3395')
<b>Liner</b>	N/A
<b>Formación</b>	A1
<b>Tubería</b>	N/A
<b>Conexión en cabeza</b>	3 1/8' 3k
<b>Mínimo ID</b>	1 1/4" @3017(colapso)
<b>Fluido de control a usar</b>	salmuera 10 ppg

**Nota:** Información general acerca del estado mecánico del pozo casabe 350 requerida para la elaboración del plan de trabajo. Tomada: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

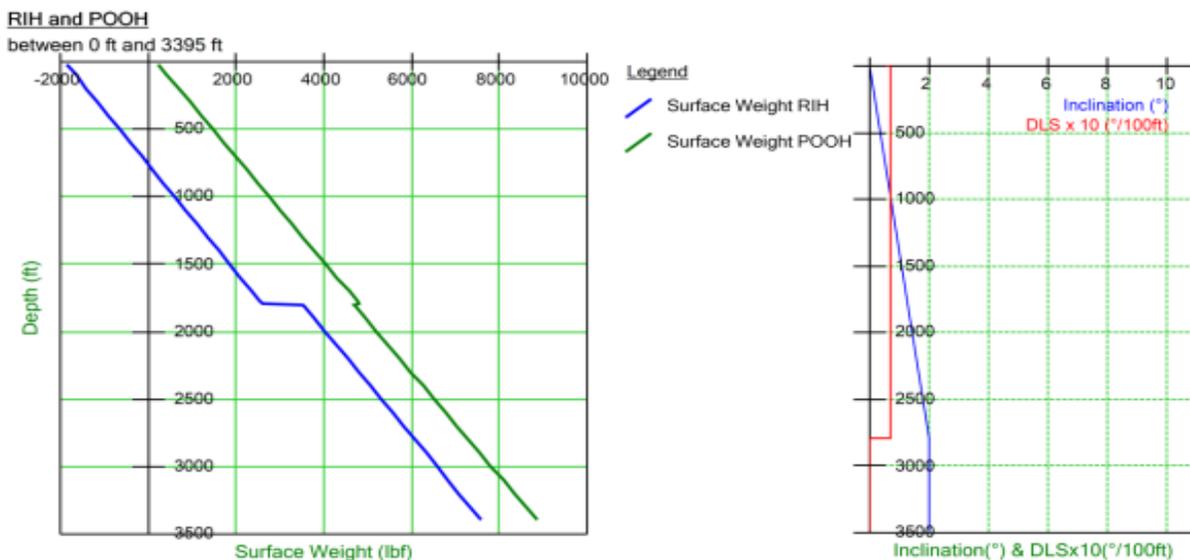
La máxima presión anticipada en superficie en la cabeza de pozo es de 500 psi por lo tanto este pozo se categoriza como un servicio MPS (Servicio con presión moderada),  $0 \text{ psi} < \text{MASP} < 3.500 \text{ psi}$  [20], por lo tanto, requiere de un equipo de control de presión primario (Stripper) y un solo ariete de deslizamiento (Anulares); en combinación con el conjunto de válvula de retención doble del BHA, esta configuración proporcionara una barrera de aislamiento mecánico.

### 3.1.2. Modelado del trabajo propuesto con el simulador Cerberus<sup>TM</sup>

En la (Figura 22) en la grafica izquierda se observa el peso soportado en superficie a medida se hacen trabajos de RIH (linea azul) y de POOH (linea verde). Durante estas operaciones la fricción juega un papel muy importante debido a que el peso de la sarta en superficie depende en gran medida de ella, es decir, al realizar RIH, el efecto de una mayor fricción se ve reflejada en una disminución del peso real de tubería en superficie, a su vez, durante POOH el efecto es contrario, mostrando un aumento en el peso.

En el grafico derecho la linea azul representa el grado de inclinación del pozo, observando un aumento en la inclinación de  $2^\circ$ , catalogando el pozo como vertical; la roja representa los dog legs del pozo donde se observa contatante

Figura 22.  
Reaching Depth.

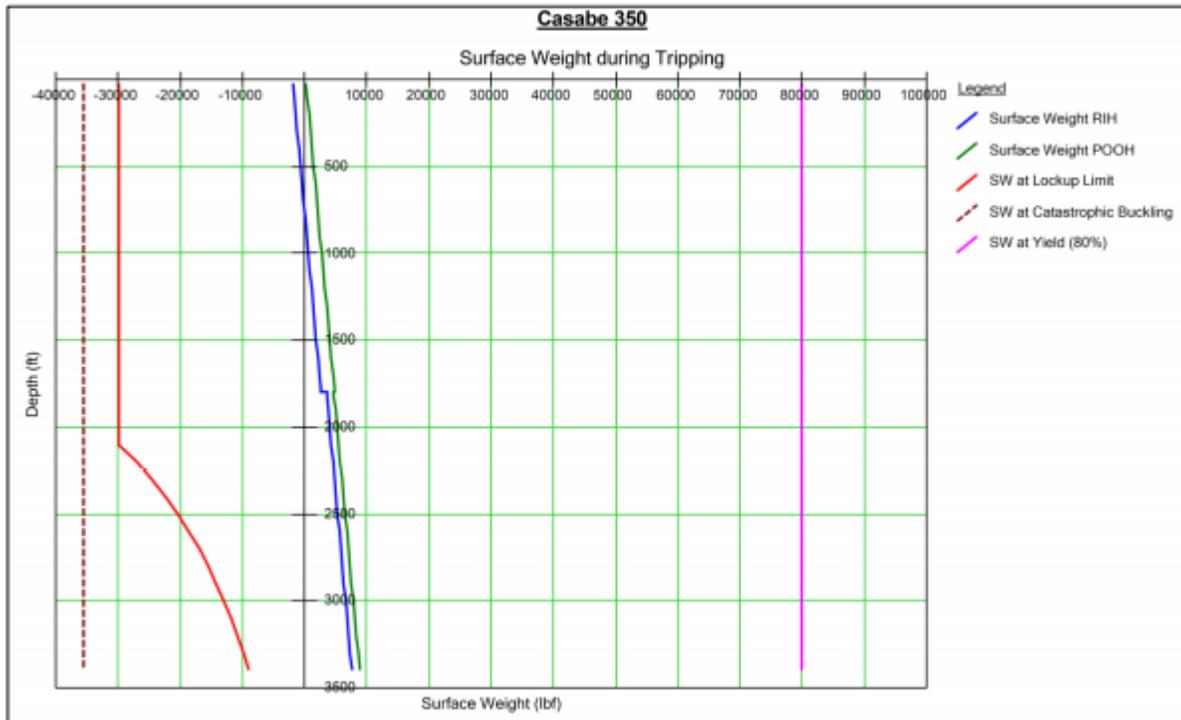


**Nota:** modelado del trabajo propuesto con el simulador Cerberus<sup>TM</sup> Tomada: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

En la **(Figura 23)** se pueden observar los parametros limites de operación, la línea roja representa el peso limite de bloqueo en superficie, durante RIH se pueden presentar perdidas de peso debido a la fricción, que acercarian la línea azul a la roja, alcanzando este punto se generara un bloqueo que impide seguir bajando tubería; si continua con el forzamiento de la tubería mas allá del limite de bloqueo se corre el riesgo de alcanzar el peso en superficie de pandeo catastrofico (línea punteada), generando un daño irreparable a la sarta. Por otra parte, la línea rosada representa el peso limite de tubería en tensión, que según los estandares tecnicos se trabaja al 80% del limite real [6]; sobrepasando este limite se corre el riesgo de presentar una ruptura en la tubería en su punto mas debil, es decir, en superficie.

**Figura 23.**

*Peso en superficie durante operaciones.*



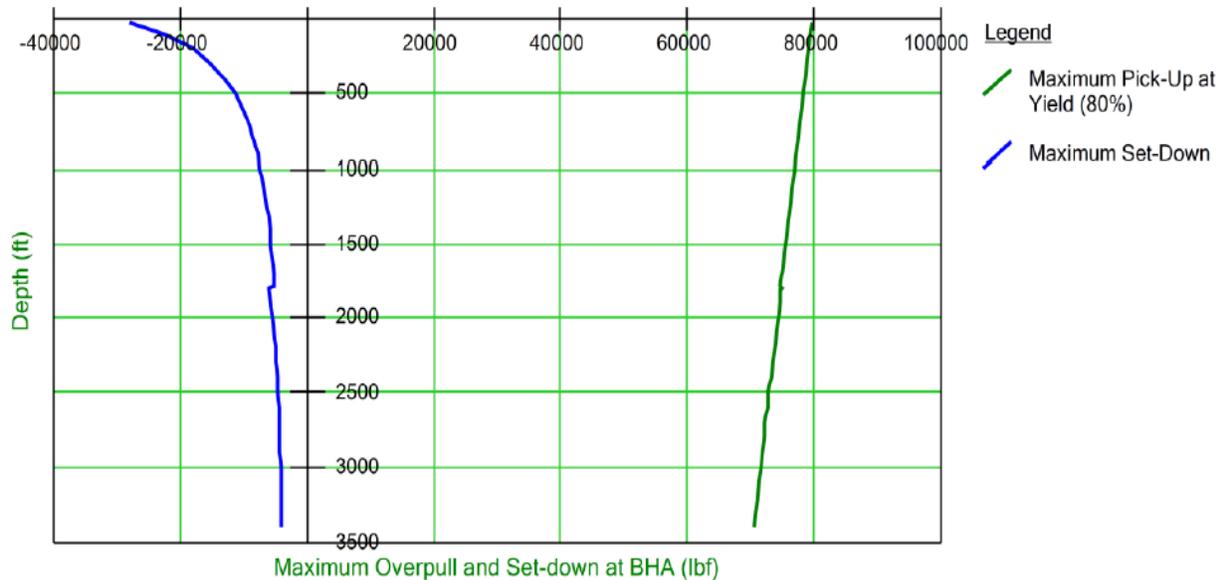
**Nota:** modelado del trabajo propuesto con el simulador Cerberus™ Tomada: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

La **Figura 24** representa la máxima sobrecarga y asentamiento en BHA, la línea azul indica la variación del asentamiento máximo de la tubería respecto a la profundidad, donde se observa que

a 3.395 ft tendrá una fuerza de asentamiento disponible de - 4.048 lbf, lo cual se refleja en superficie con - 8.951 lbf; La línea verde indica la variación de la tensión en recogida respecto a la profundidad, lo cual indica que a 3.395 ft se tendrá una fuerza disponible de tensión de 70.430 lbf, teniendo en superficie una lectura de 79.880 lbf.

**Figura 24.**

*Máxima sobrecarga y asentamiento en BHA*



**Nota:** modelado del trabajo propuesto con el simulador Cerberus™ Tomada: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

### 3.1.3. Equipos necesarios

Los equipos requeridos para el abandono técnico del pozo Casabe 350 son suministrados por Weatherford y Ecopetrol de la siguiente manera:

- **Weatherford RS&CT**
  - 1 unidad de CT, capacidad de pull mínimo de 60000 lbf
  - 16000 ft CT de 2 in
  - 1 equipo de control de Presión x 10000 psi (BOP + stripper para CT de 2 in)
  - 120 ft Tubería de tratamiento de alta presión 1502 de 2”
  - 1 grúa para 80 ton
  - 1 unidad de bombeo para fluidos

- Planta estadio para iluminación
- frac tanks para retornos
- frac tanks para almacenamiento de agua
- 1 set de Well testing (Separador, Tea, Línea)
- 2 catch tank
- **ECOPETROL**
  - 1 unidad de Cementación
  - 1 unidad de Wireline
  - 500 barriles de agua (Pruebas, desplazamientos de cemento)

### 3.1.4. *Diseño del cemento*

El cemento requerido para la operación de abandono técnico utilizando el equipo de Coiled Tubing, deberá presentar unas características específicas para asegurar el tiempo de bomeabilidad sea el suficiente para que el cemento fluya a través de la sarta de CT sin presentar obstrucción por un fragüe temprano, de igual manera que el tapón de cemento cumpla con los requisitos de impermeabilidad, integridad a largo tiempo, incompresibilidad, ductilidad y capacidad de soportar cargas mecánicas e impacto, resistencia a diversas sustancias químicas y una correcta humectación para garantizar la unión al casing, mencionados en la Norsok D10 [2].

En base a un reporte de laboratorio de un cemento utilizado en el campo casabe, se pueden describir las características que debe presentar para su uso en el equipo de Coiled Tubing (**tabla 5**).

**Tabla 5.**  
*Reporte de laboratorio de cementación.*

<b>Propiedades de la lechada</b>	
<b>Densidad</b>	15.6 lb/gal
<b>Rendimiento</b>	1.19 ft <sup>3</sup> /sk
<b>Requerimiento de agua</b>	4.67 gal/sk
<b>Volumen total de mezcla líquida</b>	5.35 gal/sk
<b>Tiempo de mezcla</b>	0:50 min:seg
<b>COMPOSICION</b>	
<b>Aditivos</b>	<b>Concentraciones</b>
<b>Antiespumante</b>	1.5 GHS
<b>Control de filtrado</b>	10 GHS
<b>Látex</b>	50 GHS

**Tabla 6.** *Continuacion.*

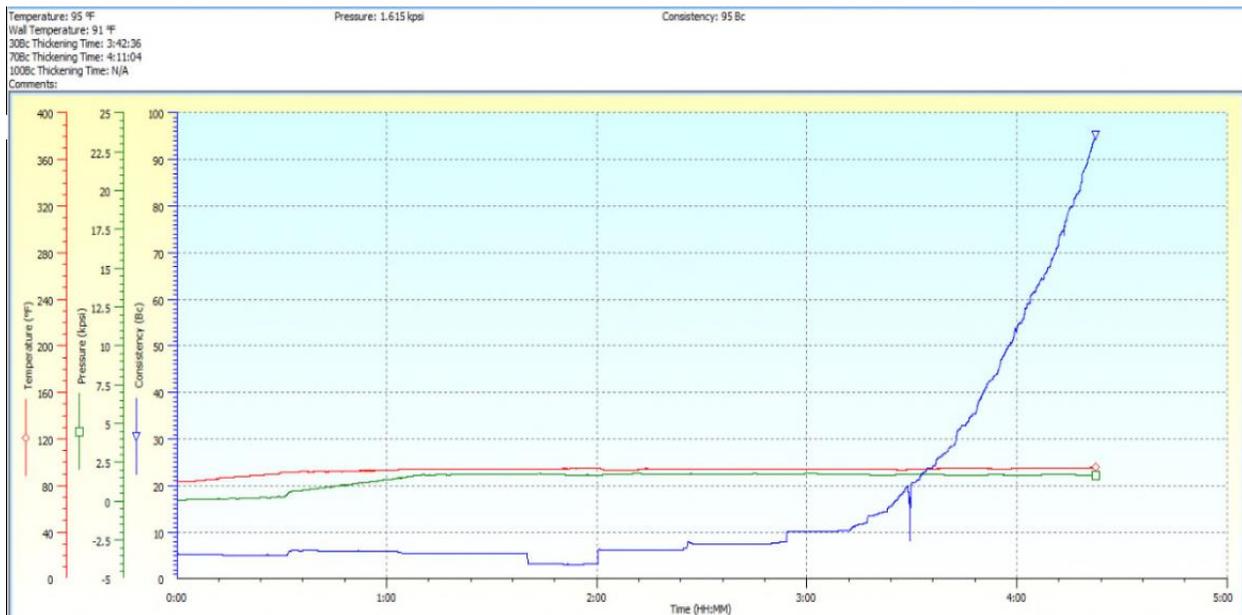
<b>Retardador</b>		0.06 %	
<b>Dispersante</b>		0.07 %	
<b>Antisetting</b>		0.01 %	
<b>Agente expansivo</b>		1 %	
<b>Control de gas</b>		0.3 %	
<b>Resultados de la prueba de la lechada.</b>			
<b>Reología API</b>	Temperatura de la prueba	<b>93 °F</b>	
	Lectura 3 r.p.m.	<b>4.5</b>	
	Lectura 6 r.p.m.	<b>7</b>	
	Lectura 100 r.p.m.	<b>46</b>	
	Lectura 200 r.p.m.	<b>80</b>	
	Lectura 300 r.p.m.	<b>113</b>	
	PV	<b>105.8 YP</b>	<b>18.5</b>
<b>Gels</b>	Lectura 10 sec	6	5
	Lectura 10 min	15	14
<b>Fluido libre</b>	Temperatura de la prueba	93 °F	
	Angulo de inclinación	90	
	(%)	0	
<b>perdida de filtrado</b>	Temperatura de la prueba	90 °F	
	cc/30 min	30	
<b>Tiempo de bomeabilidad</b>	Temperatura de la prueba	93 °F	
	50 Bc	3:57 Hrs:min	
	70 Bc	4:11 Hrs:min	
	100 Bc	4:23 Hrs:min	
<b>Fuerza de gel estático</b>	Temperatura de la prueba	113 °F	
	3:32 Hrs:min	100 lb/100ft2	
	3:50 Hrs:min	500 lb/100ft3	
	3:59 Hrs:min	1200 lb/100ft4	
<b>Resistencia a la compresión</b>	Temperatura de la prueba	112 °F	
	5:07 Hrs:min	50 psi	
	7:52 Hrs:min	500 psi	
	12:00 Hrs:min	1400 psi	
	24:00 Hrs:min	2560 psi	
	Método	Método no destructivo UCA	

**Nota:** Reporte de laboratorio de cementación, en donde se evidencian las características y composición de un cemento a utilizar en un abandono técnico con equipo de Coiled Tubing. Tomada de: Baker & Hughes, «Reporte de laboratorio de cementacion.,» Yopal, 2019.

En la tabla 5, se presentan las características de un cemento de 15.6 ppg utilizado en la unidad de CT, indicando su composición y los resultados de las pruebas realizadas en la lechada, donde el factor más importante a resaltar es el tiempo de bombeabilidad, donde se determina el tiempo el cual el cemento puede ser bombeado antes de que inicie el fragüe y pueda causar obstrucción y/o daños a la tubería

**Figura 25.**

*Tiempo de bombeabilidad.*

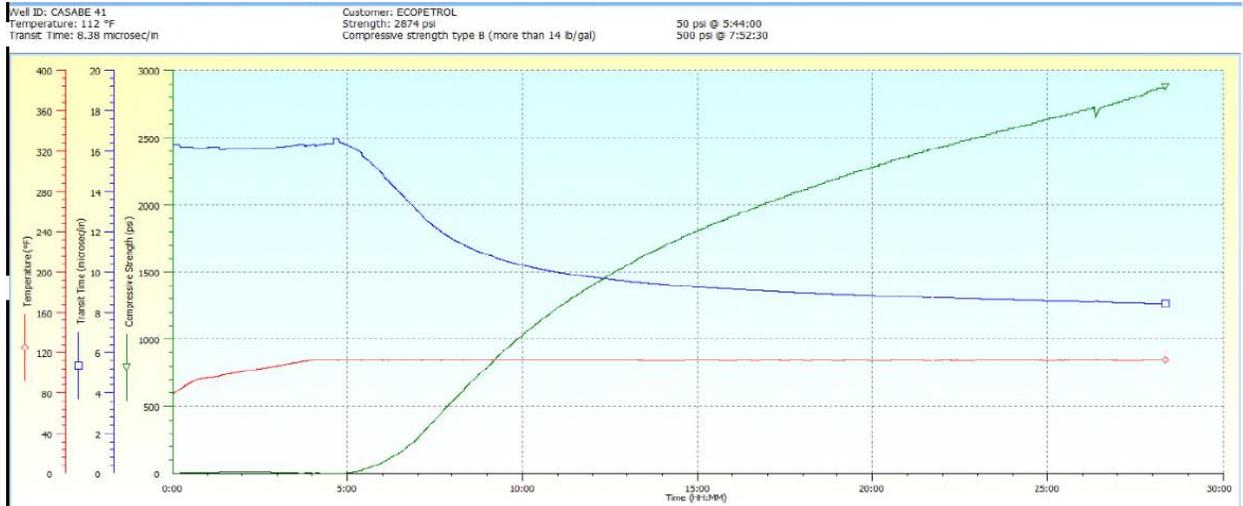


**Nota:** Grafica de tiempo de bombeabilidad. Tomada de: Baker & Hughes, «Reporte de laboratorio de cementacion.,» Yopal, 2019.

En la **figura 25**, la línea roja indica la temperatura a la cual se realiza la prueba de aproximadamente 90 °F, la línea verde indica la presión a la cual se realiza la prueba de (2000 psi), la línea azul indica la consistencia del cemento a lo largo del tiempo, lo cual permite determinar el tiempo de bombeabilidad una vez alcanzados los 95 Bc, aunque por normas se debe manejar un máximo de 70 Bc, indicando un tiempo de bombeabilidad de 4 horas con 23 minutos, pasado este tiempo el cemento alcanza un punto de fragüe el cual impide su flujo a través de la sarta, generando así obstrucciones y/o daños a la tubería.

**Figura 26.**

*Resistencia a la compresión*



Nota: grafica de la resistencia a la compresión del cemento Tomada de: Baker & Hughes, «Reporte de laboratorio de cementacion.,» Yopal, 2019.

En la **figura 26** se presentan tres líneas, la línea azul indica el tiempo de tránsito el cual representa un aumento en la consistencia del cemento a medida que disminuye, la línea roja indica la temperatura de la prueba de 112 °F, y la verde representa la resistencia a la compresión donde se determina que a partir de las 5 horas se evidencia un aumento en la resistencia lo cual indica el fin del tiempo de bombeabilidad a su vez el inicio de frague, alcanzando su punto máximo de 2560 PSI a las 24 horas indicando que el cemento se encuentra 100% solidificado.

### **3.1.5. Plan de trabajo**

A continuación, se enumeran los pasos a seguir para el desarrollo del abandono técnico del pozo Casabe 350.

#### **Ubicación y Rig Up de Equipos de CT**

- 1) Se procede a realizar reunión de seguridad con Company Man y/o encargado de Ecopetrol y personal de Weatherford para analizar detalles de la operación por posibles cambios y hacer la asignación de tareas al personal.
- 2) Se procede a ubicar el set Coiled Tubing, bomba de fluidos, grúa y equipos auxiliares (cisternas, frac tank), para esto, se deben dejar el espacio suficiente entre equipos que permita el paso del personal.
- 3) Se configuran los equipos de superficie adicionando las líneas de control de pozo hacia las BOPs, conectando la Flow Tee con el Kill Port de la BOPs y doble válvula Bleed off. Continuando se pruebas de funcional del BOP cerrando y abriendo todos los Rams; y revisión de los elastómeros de los Strippers primario y secundario.
- 4) Se instala el conector de Coiled Tubing Dimple, se hace pull test con mínimo de 18000 lbf registrándolo con el sistema de adquisición de datos (Orion), se verifica el diámetro interno mínimo de la tubería y se instala herramienta de molienda con motor de diámetro externo de 2 7/8 in y un Junk mil de 5,95 in (**Figura 27**).

#### **Prueba Hidrostática**

- 5) se realiza conexión de líneas de alta presión desde la unidad de bombeo hasta la entrada del carrete, se iza Flow Tee 10 k más BOP de 4 1/16 in 10K y se instalan en el cabezal del pozo.
- 6) se iza inyector con stripper 4 1/16 10K, conexión Bowen 4 1/16 10K y se instalan encima de la BOP del CT.
- 7) se alinean válvulas, se llenan todas las líneas de bombeo con salmuera (stand pipe, Coiled tubing, Kill port de BOP, Stack PCE y válvulas 2x1 del Bleed off) y se realizan pruebas de integridad de acuerdo a la siguiente **Tabla 6**.

**Tabla 7.***Pruebas De Integridad De Equipos*

<b>Equipos por probar</b>	<b>Presión</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Criterio de aceptación</b>	<b>Notas</b>
Líneas de tratamiento + Coiled tubing + Stack de presión	300 psi	5 min	Presión estable	Se recomienda bombear por el CT hasta llenar todas las líneas, dejar fugar una pequeña cantidad de fluido por el stripper y cerrar para iniciar prueba
Líneas de tratamiento + Coiled tubing + Stack de presión	2.400 psi	10 min	Presión estable	Verificar que no existan fugas externas
Líneas de tratamiento + Coiled tubing + conector de CT	5,000 psi	10 min	Presión estable	Verificar que no existan fugas externas
Doble Check Valves del MHA	1,500 psi	5 min	Presión estable	Se debe probar previamente integridad del conector en la base.

**Nota:** Pruebas necesarias realizadas a los equipos para verificar su integridad Tomado: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

**8)** se verifican bomba, líneas de bombeo, tubería de CT y Stack PCE por posibles fugas, en caso de tener perdida de presión, relajar presión a 0 psi, reparar fugas y probar nuevamente.

Figura 27.

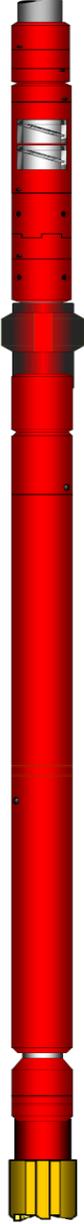
BHA No 1.

Customer		Ecopetrol					
Contact		Denynson Plata Lievano <Denynson.Plata@ecopetrol.com.co>					
Contact Details		Denynson Plata Lievano <Denynson.Plata@ecopetrol.com.co>					
W'ford Location		Weatherford Colombia - Villavicencio					
Field/ Well No.		Casabe 350					
Toolstring Desc.		Milling BHA for 5.5 # 17					
BHA	Seq	Description	OD (Inches)	Fish Neck (Inches)	ID (Inches)	Length (Feet)	Total Length
		2.000 OD Coiled Tubing	1.750"	2.000"			
	1	<b>External Connector 2.000 CT</b> 2-3/8" PAC Pin	2.875"	2.875"	1.000"	0.94 Ft	20.14 Ft
	2	<b>Motor Head Assembly</b> Hydraulic Disconnect (7/8" Ball) Dual Circulation Valve (3/4" Ball) 2-3/8" PAC Box x 2-3/8" PAC Pin Rupture Disk @ 6000 psi	2.875"	2.875"	0.683"	2.70 Ft	19.20 Ft
	3	<b>Centralizer</b> 2.875" OD x 3.500" OD 2-3/8" PAC Box x 2-3/8" PAC Pin	3.500"	2.875"	1.000"	1.00 Ft	16.50 Ft
	4	<b>e-CTD Motor</b> 2-3/8" PAC Box x 2-3/8" PAC Box 40gpm min- 120gpm max Max Torque: 1050 ft-Lb. RPM Range: 280 - 450 Configuration: 5:6	2.875"	2.875"	N/A	13.50 Ft	15.50 Ft
	5	<b>Junk Mill 5 or 6 blades</b> 2-3/8" PAC Pin	3.900"	2.875"	1.000"	2.00 Ft	2.00 Ft
<b>PREPARED BY:</b>		Manuel Monar (manuel.monar@la.weatherford.com)			<b>Weight :</b>	<b>Length :</b>	20.14 Ft

**Nota:** Configuración BHA NO 1 Tomado: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

Figura 28.

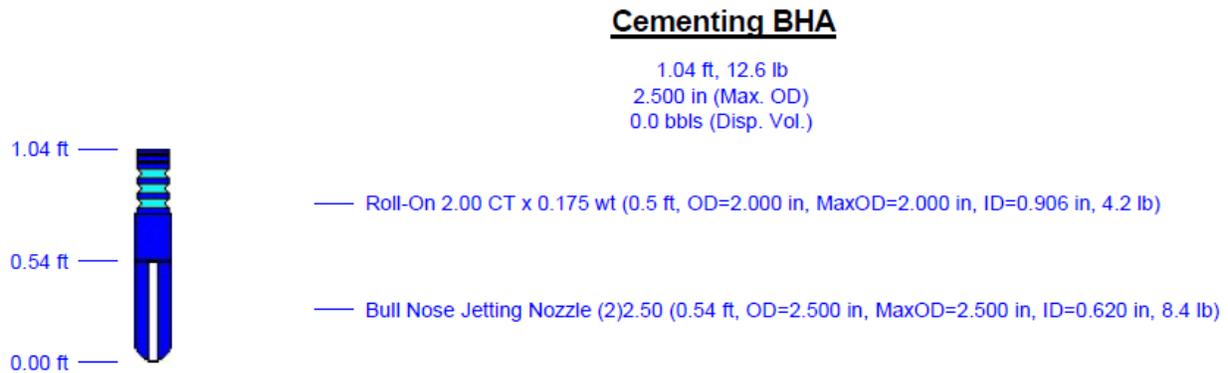
BHA No 2

Customer		Ecopetrol					
Contact		Denynson Plata Lievano <Denynson.Plata@ecopetrol.com.co>					
Contact Details		Denynson Plata Lievano <Denynson.Plata@ecopetrol.com.co>					
W*ford Location		Weatherford Colombia - Villavicencio					
Field/ Well No.		Casabe 350					
Toolstring Desc.		Milling BHA for 5.5 # 17					
BHA	Seq	Description	OD (Inches)	Fish Neck (Inches)	ID (Inches)	Length (Feet)	Total Length
		2.000 OD Coiled Tubing	1.750"	2.000"			
	1	<b>External Connector 2.000 CT</b> 2-3/8" PAC Pin	2.875"	2.875"	1.000"	0.94 Ft	20.14 Ft
	2	<b>Motor Head Assembly</b> Hydraulic Disconnect (7/8" Ball) Dual Circulation Valve (3/4" Ball) 2-3/8" PAC Box x 2-3/8" PAC Pin Rupture Disk @ 6000 psi	2.875"	2.875"	0.683"	2.70 Ft	19.20 Ft
	3	<b>Centralizer</b> 2.875" OD x 3.500" OD 2-3/8" PAC Box x 2-3/8" PAC Pin	3.500"	2.875"	1.000"	1.00 Ft	16.50 Ft
	4	<b>e-CTD Motor</b> 2-3/8" PAC Box x 2-3/8" PAC Box 40gpm min- 120gpm max Max Torque: 1050 ft-Lb. RPM Range: 280 - 450 Configuration: 5:6	2.875"	2.875"	N/A	13.50 Ft	15.50 Ft
5	<b>Junk Mill 5 or 6 blades</b> 2-3/8" PAC Pin	4.750"	2.875"	1.000"	2.00 Ft	2.00 Ft	
<b>PREPARED BY:</b>		Manuel Monar (manuel.monar@la.weatherford.com)			<b>Weight :</b>	<b>Length :</b>	20.14 Ft

**Nota:** Configuración BHA NO 2 Tomado: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

**Figura 29.**

*BHA No 3*



**Nota:** Configuración BHA NO 3 Tomado: J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.

### **Corrida Para Molienda De Tapones De Cemento Del Pozo**

**9)** Se calibra el Coiled Tubing con la esfera más grande que pueda ser usada en este caso de 7/8 in, y se toma nota del volumen requerido para desplazar la esfera por todo el rollo.

**10)** Se instala motor de 2,875 in OD e- CTD y Junk Mill de 3,9 in OD torqueando las conexiones, se asegura de colocar componentes de traba de roscas en todas las conexiones, realizar pruebas de motor a diferentes tasas de bombeo y tomar nota de la presión de circulación obtenida a cada tasa de bombeo.

**11)** Se coloca el BHA en el Riser, se realiza prueba de las Check Valves del BHA con una presión diferencial máxima de 2000 psi.

**12)** Se ingresa tubería al stripper con una tensión máxima de 5000 libras, con velocidad baja para evitar dañar el conector.

**13)** Realizar RIH a 5 ft/min hasta tocar el tope de cemento de superficie (**Tabla 7**), subir e BHA aproximadamente 5 ft y aumentar la tasa de bombeo a la óptima.

**14)** Se toca tope de cemento y se coloca peso sobre este estableciendo parámetros de molienda mediante el monitoreo de las presiones diferenciales. El funcionamiento del motor es indicado por la presión diferencial y no por el peso sobre el moedor (WOB).

**Tabla 8.**

*Velocidades Recomendadas Para RIH De Coiled Tubing*

Ubicación	Unidades inglesas (ft/min)	Unidades métricas (m/min)
A través de cualquier restricción del ID en el trayecto del CT	15	4,6
Cuando el BHA está pasando a través del cabezal de pozo	15	4,6
Dentro de 100 ft del registro de un objetivo designado	15	46
Dentro de 500 ft de la parte interior o de una obstrucción desconocida	25	7,6

**Nota:** límites de velocidades de la RIH en operaciones manuales en el inyector tomado: WEATHERFORD, *Procedimiento de operación estandar de coiled tubing*, 2016.

**15)** Se muelen los primeros 10 ft de cemento de cada tapón y a mínima velocidad evitando una contrapresión descontrolada que pudiese estar atrapada en cada tapón. Se deben moler el tapón de superficie (0 a 50 ft) y el tapón intermedio (tope a 1200 ft) (**Figura 13**), al finalizar cada molienda se debe tener cuidado debido a que se puede presentar alguna presión acumulada debajo de este. Se debe monitorear las presiones para evitar patadas de pozo, en caso de presentarse realizar el respectivo procedimiento y realizar repasos para evitar pega de tubería.

**16)** Moler el tapón de superficie hasta 25 ft y se bombea 10 bbls de gel desplazándolo con agua hasta obtener retornos limpios, se saca tubería a superficie para hacer cambio a BHA NO 2 (**Figura 28**), se hace prueba de funcionamiento del motor a diferentes tasas de bombeo, se realiza conexión de cabezal y se prueba con 2500 psi durante 10 minutos.

**17)** Se baja bombeando al caudal de molienda establecido y reparar los 25 ft que se molieron previamente, se bombean 10 bbls de gel desplazándolo con agua hasta obtener retornos limpios.

**18)** Sacar tubería a superficie para hacer cambio a BHA NO 1 (**Figura 27**), se realiza conexión de cabezal y se prueba con 2500 psi durante 10 minutos. Se baja la tubería y reanuda molienda de 25 ft adicionales, a velocidad baja teniendo en cuenta que se puede encontrar alguna presión atrapada

bajo el tapón. Al finalizar la molienda, bombear 10 bbl de gel y desplazar hasta tener retornos limpios.

**19)** Sacar tubería a superficie para hacer cambio a BHA NO 2 (**Figura 28**), se realiza conexión de cabezal y se prueba con 2500 psi durante 10 minutos. Bajar tubería y repasar los últimos 25 ft perforados, una vez completados los 50 ft con la totalidad del tapón molido y con peso libre, bombear 10 bbl de gel y desplazar hasta tener retornos limpios.

**20)** Reanudar RIH moliendo residuos de la pared del casing hasta tope del tapón intermedio a 1.200 ft perdiendo 1.000 lbf de peso. Bombear 10 bbl de gel y desplazar hasta tener retornos limpios.

**21)** Iniciar bombeo para establecer parámetros de molienda. Proceder a la molienda del tapón intermedio de 50 ft de espesor según historial. Una vez finalizada la molienda, bombear 10 bbl de gel y desplazar hasta tener retornos limpios.

**22)** Continuar RIH a 20 ft/min hasta encontrar tope de cemento del tapón de fondo (Teórico a 2.900 ft). En fondo bombear 10 bbl de gel y desplazar hasta tener retornos limpios. Realizar prueba de integridad con 500 psi durante 10 minutos.

**23)** Realizar POOH a superficie, desarmar BHA NO 2 y verificar que todas las partes hayan llegado a superficie. Realizar Rig Down parcial de equipos para entregar cabezal de pozo a unidades de registros.

**24)** Corrida para toma de registros en pozo a cargo de compañía de servicios Wireline.

### **Corrida para bombeo de tapón de cemento de fondo**

#### Recomendaciones

- Al posicionar el CT en fondo, se realizará prueba de bombeo con agua a diferentes caudales para determinar el caudal óptimo de la lechada de cemento y ajustar velocidad de levantamiento de CT.
- Disponer de las pruebas de laboratorio para evaluar tiempo de bombeabilidad, reologías y temperaturas de fondo.

- La bomba de CT deberá estar conectada a las líneas de superficie para utilizarse como Back Up en caso de emergencia.

25) Instalar BHA NO 3 (**Figura 29**) para cementación y realizar Rig Up de Coiled Tubing y realizar pruebas de integridad de equipos (**Tabla 6**).

25) Se establece un caudal mínimo de bombeo de 0.8 bpm de lechada. Realizar RIH de tubería hasta tope del tapón de fondo encontrado perdiendo 1000 lbf. Despresurizar y realizar procedimiento de cementación según empresa encargada del servicio.

**Ecuación 1.** *Cálculo de volúmenes*

$$volumen (bbl) = \frac{ID^2(in)}{1029.4} * Espesor(ft)$$

**Tabla 9.**

*Cálculo de lechada necesaria tapón de fondo*

<b>Calculo de lechada necesaria tapón fondo</b>			
<b>Características casing 5 1/2"</b>	<b>OD</b>	7	in
	<b>ID</b>	6.456	in
	<b>Peso</b>	20	lb/ft
<b>Espesor tapón de fondo propuesto</b>	<b>Base</b>	2900	ft
	<b>Tope</b>	2400	ft
	<b>Espesor</b>	500	ft
<b>Lechada necesaria tapón</b>	<b>Volumen</b>	20.24	bbls
<b>Mas 10% para inyección</b>	<b>Total</b>	22.2	bbls

**Nota:** Cálculos preliminares del volumen de lechada necesario para el tapón de fondo considerando un exceso del 10% para inyección.

26) Iniciar con la preparación de 22.2 bbl de lechada de cemento de 15.6 ppg en el Batch Mixer (**Tabla 8**). Una vez la lechada esta lista, Bombear 10 bbl de agua a 0.5 bpm, 22.2 bbl de lechada de cemento de 15.6 ppg a 0.5 bpm desplazando todo el volumen de lechada con 19.4 bbl de agua para llevarla a punta de la boquilla, teniendo en cuenta la capacidad del CT de 41.6 bbl y velocidad de levantamiento de 20 ft/min (**Tabla 9**).

**Ecuación 2.** *velocidad de levantamiento*

$$\text{velocidad de levantamiento} = \frac{\text{Caudal de Bombeo}(\text{bbl}/\text{min})}{\text{volumen de cemento}(\text{bbl})} * \text{Longitud}(\text{ft})$$

**Tabla 10.**

*Velocidad De Levantamiento Tapón De Fondo.*

<b>Velocidad de levantamiento del tapón</b>		
<b>Caudal de bombeo</b>	0.8	bbl/min
<b>Volumen de cemento</b>	20.24	bbl/min
<b>Longitud del tapón</b>	500	ft
<b>Velocidad de levantamiento</b>	20	ft/min

**Nota:** velocidad de levantamiento se calcula mediante la Ecuación 2

Consideraciones: Asegurar que la punta del CT siempre está sumergida en la lechada, asegurar que la presión de circulación no sea inferior a 1000 psi y ajustar el caudal de bombeo mientras se desplaza el cemento con el fin de evitar el efecto de caída libre [20].

**27)** Con 1 bbl de cemento fuera de la boquilla, iniciar el levantamiento de acuerdo con la velocidad calculada **Tabla 9**. Ajustar el caudal y velocidad de levantamiento según parámetros.

**28)** Ajustar la velocidad de corrida de tal manera que cuando el agua de desplazamiento llegue a la boquilla, el cemento se encuentre a la profundidad deseada. Posteriormente levantar a profundidad segura 1.000 ft por encima del tope de cemento, cerrar retornos y forzar 2 bbl sin exceder la presión de fractura y manteniendo 2.000 psi en cabeza. Sacar tubería a superficie manteniendo la presión constante.

**29)** Permitir tiempo de fragüe recomendado por la empresa de servicios de cementación de 12 horas aproximadamente. En superficie realizar limpieza de Coiled Tubing.

**30)** Realizar RIH de CT para detectar tope de cemento, manteniendo el sistema de seguridad ESS configurado para no perder más de 2.000 lb en superficie, mantener una velocidad menor a 10 ft/min desde la profundidad de 1.900 ft. Una vez verificado el tope de cemento, realizar prueba de presión al tapón de cemento con 500 psi durante 10 minutos.

**Corrida para bombeo de tapón de cemento intermedio:**

31) Realizar bombeo de fluido con bactericida e inhibidor de corrosión mezclado por la empresa Nalco y suministrado por Ecopetrol. Una vez bombeado el volumen estipulado, se ubica la punta de CT a 1.250 ft. De acuerdo con la prueba de bombeo se define el caudal mínimo de bombeo en 0.8 bpm.

32) Iniciar preparación de lechada de 4,7 bbbs en le Batch Mixer, para bombear de la siguiente manera 10 bbbs de agua más 4,7 bbbs de lechada de 15,6 ppg desplazándolo todo con 36,9 bbbs de agua (capacidad del Coiled tubing de 41,6 bbbs) (Tabla 10) y una velocidad de levantamiento de 34 ft/min (Tabla 11).

**Tabla 11.**  
*Cálculo de lechada necesaria tapón intermedio.*

<b>Calculo de lechada necesaria tapón intermedio</b>			
<b>Características casing 5 1/2"</b>	<b>OD</b>	5.5	in
	<b>ID</b>	4.892	in
	<b>Peso</b>	17	lb/ft
<b>Espesor</b>	<b>Base</b>	1250	ft
	<b>Tope</b>	1050	ft
	<b>Espesor</b>	200	ft
<b>Lechada necesaria tapón</b>	<b>Volumen</b>	4.7	bbbs

**Nota:** Cálculos preliminares del volumen de lechada necesario para el tapón intermedio.

**Tabla 12.**  
*Velocidad De Levantamiento Tapón De Intermedio*

<b>Velocidad de levantamiento del tapón</b>		
<b>Caudal de bombeo</b>	0.8	bbl/min
<b>Volumen de cemento</b>	4.7	bbl/min
<b>Longitud del tapón</b>	200	ft
<b>Velocidad de levantamiento</b>	34	ft/min

**Nota:** velocidad de levantamiento se calcula mediante la Ecuación 2

Consideraciones: Asegurar que la punta del CT siempre está sumergida en la lechada, asegurar que la presión de circulación no sea inferior a 1000 psi y ajustar el caudal de bombeo mientras se desplaza el cemento con el fin de evitar el efecto de caída libre [20].

**33)** Con 1 bbl de lechada de cemento fuera de la boquilla, iniciar el levantamiento de acuerdo con la velocidad calculada (**Tabla 11**).; ajustar la velocidad de corrida de tal manera que cuando el agua de desplazamiento se encuentre en la boquilla, el cemento este en la profundidad deseada, se procede levantar a superficie, realizar limpieza de tubería de CT calibrando con esfera y circular agua hasta tener retornos limpios.

**34)** Esperar 12 horas aproximadamente de fragüe recomendado por la empresa de servicio de cementación.

**35)** Iniciar RIH de CT hasta detectar tope de cemento teórico a 1250 ft y se realiza prueba de integridad al tapón con 500 psi durante 10 min.

**36)** Se inicia bombeo de fluido con bactericida e inhibidor de corrosión mezclado por la empresa Nalco, suministrado por Ecopetrol y realizar POOH a superficie respetando las velocidades recomendadas por debajo del cabezal de pozo máximo a 100 ft/min [6].

**37)** Realizar Rig Down parcial de equipos de CT, para entregar cabezal de pozo a unidad de registros, evaluar junto al representante de Ecopetrol si es necesario realizar cañoneo de 196 hasta 200 ft, se ser así recalcular el volumen de la lechada asegurando de tener todo el espacio anular lleno, con retornos en superficie por las válvulas laterales del anular entre casing 5 ½” y 7”, de lo contrario continuar con tapón en superficie.

### **Corrida de Tapón en Superficie**

**38)** Realizar Rig up del CT, iniciar RIH hasta la base del tapón en superficie (200 ft teórico), de acuerdo con el mínimo caudal de bombeo de 0,8 bpm ajustar la velocidad de levantamiento del Coiled Tubing para garantizar que la boquilla permanezca siempre dentro del cemento.

**39)** Iniciar la preparación de la lechada de cemento en Batch Mixer. Una vez esta lista, bombear 10 bbl de agua, 4.7 bbl de cemento desplazándolo (**Tabla 12**) con 36.9 bbl de agua para llevar el cemento a la punta de boquilla. Con 1 bbl de lechada fuera de la boquilla, iniciar el levantamiento de acuerdo con la velocidad determinada (**Tabla 13**), ajustar caudal y velocidad de levantamiento según parámetros.

**Tabla 13.**

*Cálculo de lechada necesaria tapón Superficie.*

<b>Calculo de lechada necesaria tapón superficie</b>			
<b>Características casing 5 1/2"</b>	<b>OD</b>	5.5	in
	<b>ID</b>	4.892	in
	<b>Peso</b>	17	lb/ft
<b>Espesor</b>	<b>Base</b>	200	ft
	<b>Tope</b>	0	ft
	<b>Espesor</b>	200	ft
<b>Lechada necesaria tapón</b>	<b>Volumen</b>	4.7	bbls

**Nota:** Cálculos preliminares del volumen de lechada necesario para el tapón fondo.

**Tabla 14.**

*Velocidad de levantamiento para tapón de superficie.*

<b>Velocidad de levantamiento del tapón</b>		
<b>Caudal de bombeo</b>	0.8	bbl/min
<b>Volumen de cemento</b>	4.7	bbl/min
<b>Longitud del tapón</b>	200	ft
<b>Velocidad de levantamiento</b>	34	ft/min

**Nota:** velocidad de levantamiento se calcula mediante la Ecuación 2

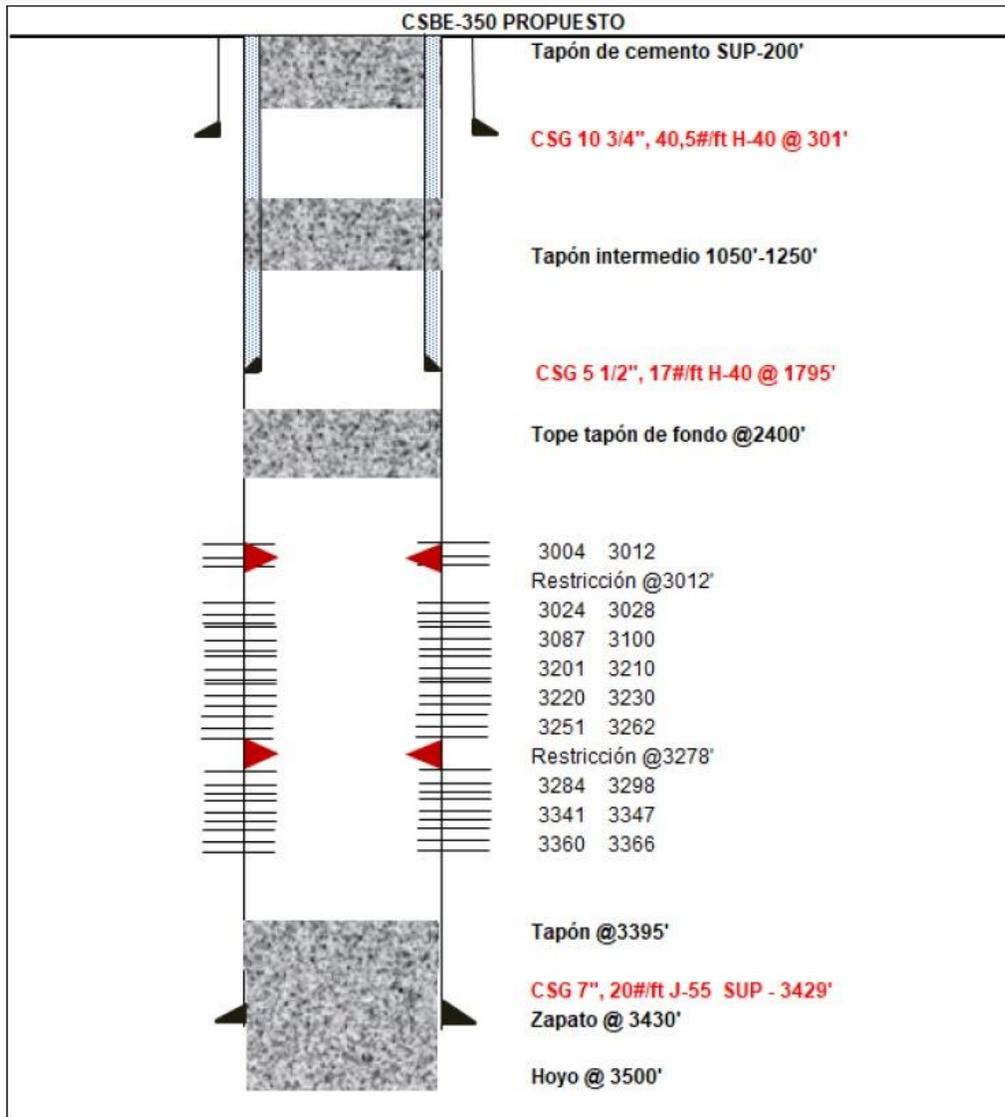
**40)** Una vez el cemento sea colocado y el agua este en la boquilla, Levantar a superficie y realizar bombeo con esfera y agua hasta tener retornos limpios para limpiar el Coiled Tubing.

**41)** Permitir 12 horas de fragüe recomendado por empresa de cementación, realizar Rig Down de equipo de CT y verificar visualmente el tope de cemento en superficie.

Opcional: Para el caso de realizar bombeo de cemento en anular casing 5 1/2" – 7" se debe cerrar retornos y abrir válvula lateral del anular, bombear volumen de cemento correspondiente desde 200 ft hasta tener retornos de cemento en superficie (**Figura 30**), cerrar válvulas de anular y abrir retornos, posteriormente continuar con el bombeo de tapón de superficie.

**Figura 30.**

*Estado mecánico propuesto pozo casabe 350.*



**Nota:** Estado mecánico propuesto por Ecopetrol para el abandono técnico de pozo casabe 350:  
ECOPETROL, *Formato para la Justicación de Intervención de Pozo Casabe-350*, Bogotá D.C.

En la **Figura 30** se puede observar de manera resumida y secuencial el plan de trabajo desarrollado para la realización del abandono técnico del pozo, el cual podrá ser tomado como esquema para futuros abandonos técnicos en diferentes pozos.

#### **4. IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO PRESENTADO EN EL POZO DE ESTUDIO**

Una vez finalizado la planeación del trabajo, se procede a realizar el abandono técnico propuesto. Se realizará una descripción detallada de la operación y un análisis de los resultados obtenidos para el pozo seleccionado (Casabe 350).

##### **4.1. Pozo Casabe 350**

El abandono técnico del pozo casabe 350 inicio el 23 de abril de 2019, en donde se desarrolló el plan de trabajo propuesto y tuvo una duración de 8 días. Las actividades realizadas se describen a detalle en la **Tabla 14**.

El primer día, se inicia la movilización al pozo Casabe 350 de los equipos como lo son: la unidad de Coiled Tubing con inyector Hydra Rig 680, Tubería de Coiled Tubing Serial W37254 de 15140 ft de longitud de 2" OD; Unidad de bombeo doble para fluido, 3 plantas estadio para iluminación, planchada con accesorios de CT, 2 frac tanks para almacenamiento de agua, 2 frac tanks para almacenamiento de fluidos de retorno, 2 catch tank para almacenamiento de fluidos de retorno, 1 unidad de filtrado, Equipo de control de Presión x 10000 psi (BOP + stripper para CT de 2.0 in) y 1 grúa 80 Toneladas.

Tabla 15.

Actividades realizadas en el abandono técnico del pozo casabe 350

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
23/04/2019	se realiza la reunión pre operacional para movilización de equipos.	06:00	06:30	0,5	Charla de Seguridad Preoperacional
	Se realiza la movilización de equipos desde locación anterior hasta el pozo Casabe 350. Moviliza unidad de coiled tubing, Unidad de bombeo, 2 frac tank, 2 catch tank, Grúa 80 ton, cama alta con accesorios, 1 frac tank de retornos y equipos de well testing.	06:30	18:00	11,5	Mover
	Movilización de frac tank a base petromovil y se ubican últimos equipos en locación.	18:00	20:00	2,0	Mover
	Se inicia bajada de coiled tubing, se descarga accesorios para ensamble de stack up, se conecta BOP y se hace prueba de funcionalidad. se arman líneas de superficie, líneas de bombeo, retornos y suministro de agua.	20:00	22:00	2,0	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Llega cuadrilla de Ecopetrol para cambio de válvulas en cabezal de 3 1/8" 3M a 7 1/16" 3M	22:00	00:00	2,0	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
24/04/2019	Llega cuadrilla de flush by para cambiar válvula lateral de cabezal.	00:00	01:00	1,00	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Se continua bajada de coiled tubing, inicia ensamble de inyector, BOP, risers 7 1/16" y Spool's de cabezal	01:00	03:00	2,00	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	pausa por problemas climáticos (tormenta)	03:00	04:30	1,50	Esperando por Clima.
	Continúa bajada, se Realiza cambio de turno y reunión preoperacional.	04:30	06:00	1,50	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	cambio de turno y reunión preoperacional.	06:00	06:30	0,50	Charla de Seguridad Preoperacional

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
24/04/2019	se continúa bajada de coiled tubing.	06:30	09:00	2,50	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Realiza reunión de seguridad y se asegura documentación, señalización y procedimiento.	09:00	10:30	1,50	Parada de Seguridad
	Continua se continua bajando el coiled tubing al 100%	10:30	13:00	2,50	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	se instala conector externo de CT 2" y disco para prueba. Tensiona con 27000 lbf durante 10 minutos.	13:00	14:00	1,00	Armar/Desarmar BHA
	se circula con retornos detiene bombeo y se hace una prueba con 500 psi durante 5 minutos saliendo bien, se aumenta hasta 2500 psi y se prueba durante 5 minutos saliendo bien y se Aumenta hasta 5000 psi y prueba durante 10 minutos.	14:00	14:30	0,50	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
	Realiza reunión pre operacional para arme de BHA, prueba en superficie e inicio de molienda.	14:30	15:00	0,50	Charla de Seguridad Preoperacional
	se realiza conexión de BHA # 1 (Conector 2" + MHA 2 7/8" + Crossover + Motor 3.5" + Crossover + Junk mill 3.8") Long: 24 ft. se hace prueba de Herramienta en superficie 0.5 bpd - 307 psi, 1 bpd - 940 psi, 1.5 bpd - 1900 psi, 2 bpd - 3150 psi, 2.3 bpd - 4035, 2.5 bpd - 4700 psi.	15:00	16:00	1,00	Armar/Desarmar BHA
	se verifica rotación de motor saliendo bien y se realiza conexión de cabeza correlacionando con mesa rotaria, 4.4 ft adentro de pozo.	16:00	20:00	4,00	Armar/Desarmar BHA
	se hace prueba al separador a 800 psi sele bien y luego se hace la prueba al cabezal con 2600 psi durante 10 minutos sale bien.	20:00	20:30	0,50	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
24/04/2019	Inicia Molienda bombeando @ 2 bpd y encuentra tope de cemento a 8,6 ft continua RIH a 0.5 ft/min realizando molienda lentamente, retornos con cemento, se llaga hasta 34 ft	20:30	22:00	1,50	Bajando Varilla Continua
	se levanta 2 ft, se circula a fondo arriba y se bombea 5 bbl de gel y se desplaza hasta tener retornos 100% limpios.	22:00	22:30	0,50	Circulando en Directa.
	se detiene el bombeo y se saca a superficie.	22:30	23:00	0,50	Sacando Varilla Continua
	se cambia junk mill 3.8" por junk mill de 4.75"	23:00	23:30	0,50	Armar/Desarmar BHA
	se realiza prueba en superficie de herramienta a 1bpm - 920 psi, 2 bpd - 3000 psi y 2.5 bpd 4400 psi, y se conecta Cabezal	23:30	00:00	0,50	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
25/04/2019	se termina de hacer conexión en cabezal.	00:00	00:30	0,5	Instalar Líneas de Superficie/Equipos
	Prueba cabezal con 2800 psi durante 10 minutos sela bien	00:30	01:00	0,5	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
	Inicia bombeo a 2.3 bpd y RIH a 0.5 ft/min repasando primera molienda y se avanza rápidamente sin restricción hasta 39 ft.	01:00	01:30	0,5	Bajando Varilla Continua
	se saca a superficie para cambio de Junk mill de 3.8".	01:30	02:00	0,5	Sacando Varilla Continua
	Desconecta cabezal y retira Junk mill de 4.75" por junk mill de 3.8"	02:00	02:30	0,5	Desinstalar Líneas de Superficie/Equipos
	Realiza prueba de cabezal con 2600 psi durante 5 minutos sale bien.	02:30	03:00	0,5	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
25/04/2019	se inicia bombeo a 2 bpd para molienda, RIH a 3 ft/min, retornos con abundante cemento. Se produce stall out del motor, se baja caudal, levanta y continua moliendo. Se llega hasta 70 ft y no se llega a base de tapón.	03:00	05:00	2,0	Bajando Varilla Continua
	Realiza POOH hasta 34 ft repasando molienda y continua con RIH @ 3 ft/min repasando molienda.	05:00	05:30	0,5	Sacando Varilla Continua
	Circula 5 bbl de gel y se desplaza con agua hasta tener retornos 100% limpios.	05:30	06:00	0,5	Limpiando por circulación
	Disminuye caudal y se saca a superficie.	06:00	06:30	0,5	Sacando Varilla Continua
	Cambia BHA Junk mill de 3.8" por Junk mill de 4.75", realiza prueba en superficie 0.5 bpd - 300 psi, 1 bpd - 945 psi, 1.5 bpd - 1750 psi, 2 bpd - 2950 psi, 2.3 bpd - 3740 psi, 2.5 bpd - 4400 psi. Conecta cabezal y prueba con 2800 psi 10 minutos salen bien	06:30	09:00	2,5	Armar/Desarmar BHA
	Inicia RIH a 3 ft/min sin bombeo, Bombea a 2.3 bpd y se realiza repaso de molienda hasta 61 ft	09:00	10:00	1,0	Bajando Varilla Continua
	Detiene bombeo, levanta punta de coiled a 8 ft para prueba de cabezal sección A y B. Realiza prueba de presión con 500 psi, se tiene fuga repara y presuriza nuevamente @ 500 psi durante 5 minutos se le bien y se aumenta presión a 1000 psi y prueba durante 5 minutos.	10:00	10:30	0,5	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
	Continua bombeo a 2bpm y RIH a 0.5 ft/min repasando molienda con junk mill de 4.75".	10:30	14:00	3,5	Bajando Varilla Continua
	Bombea 2 bbl de gel y continua molienda muy lentamente con abundante cemento. Se tiene un bache de crudo en retornos y un pedazo de manila, continua Moliendo con un comportamiento diferente (Retornos con finos).	14:00	18:00	4,0	Bajando Varilla Continua
	Realizando molienda a 92 ft se aumenta la presión en cabeza hasta 600 psi, levanta hasta 86 ft controla influjo de pozo, el pozo continua aportando y se tienen 1200 psi en cabeza. Pozo chocado 30/64 Retornos con manchas de crudo y solidos.	18:00	19:30	1,5	Bajando Varilla Continua
Saca a superficie y cierra pozo para evaluar presiones.	19:30	20:00	0,5	Sacando Varilla Continua	
Controla pozo esperando a estabilización de presiones. Se abre choque totalmente y se despresuriza pozo hasta 56 psi.	20:00	00:00	4,0	Descargando Pozo	

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
26/04/2019	Inicia RIH a 13 ft/min bombeando a 0.75 bpd llegando hasta 839 ft, Se llenan retornos y no se posee volumen de almacenamiento, Se detiene bombeo y cierra pozo.	00:00	01:00	1,0	Bajando Varilla Continua
	En espera por camión de vacío para desocupar retornos.	01:00	02:00	1,0	Esperando Fluidos/Agua - Otros
	Se tapa flow T de 7" aumenta presión de cabeza, se desbloquea y despresuriza.	02:00	02:25	0,4	Bajando Varilla Continua
	Realiza pull test verificando peso y continua RIH a 10 ft/min para encontrar tope de cemento se hace RIH hasta 1191 ft	02:25	03:00	0,6	Bajando Varilla Continua
	Se detiene operación nuevamente ya que no se tiene espacio en tanques de retorno. Queda en espera por camión de vacío.	03:00	04:19	1,3	Esperando Fluidos/Agua - Otros
	Continua RIH a 5 ft/min bombeando a 0.5 bpd con retornos en superficie y aporte del pozo. se llega hasta 2138 ft sin perder peso.	04:19	05:07	0,8	Bajando Varilla Continua
	se saca tubería hasta 1928 ft. Se detiene operación nuevamente ya que no se tiene espacio en tanques de retorno.	05:07	05:13	0,1	Sacando Varilla Continua
	Queda en espera por camión de vacío.	05:13	06:46	1,6	Esperando Fluidos/Agua - Otros
	Inicia RIH a 20 ft/min	06:46	07:09	0,4	Bajando Varilla Continua
	Realiza pull test de 35 ft levantando hasta 2277 ft. verifica peso sale bien	07:09	07:12	0,1	Sacando Varilla Continua
	Continua RIH a 20 ft/min bombeando a 1 bpd con retornos en superficie y aporte del pozo. Llega hasta 2631 ft sin perder peso.	07:12	07:35	0,4	Bajando Varilla Continua
	Pull test de 50 ft hasta 2580 ft. Verifica peso sale bien	07:35	07:39	0,1	Sacando Varilla Continua
Continua RIH a 20 ft/min bombeando a 1 bpd con retornos en superficie y aporte del pozo. Llega hasta 2803 ft sin perder peso.	07:39	07:52	0,2	Bajando Varilla Continua	

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
26/04/2019	Pull test de 30 ft verificando peso hasta 2769 ft	07:52	07:55	0,1	Sacando Varilla Continua
	Continua RIH a 20 ft/min bombeando a 1 bpd con retornos en superficie y aporte del pozo. Llega hasta 2971 ft sin perder peso.	07:55	08:12	0,3	Bajando Varilla Continua
	Pull test de 20 ft a 2971 ft hasta 2947 ft	08:12	08:15	0,1	Sacando Varilla Continua
	Continua RIH a 20 ft/min bombeando a 1 bpd con retornos en superficie y aporte del pozo. Llega hasta 3012 ft donde pierde 2000 lbf de peso.	08:15	08:21	0,1	Bajando Varilla Continua
	Circula pozo en fondo	08:21	10:17	1,9	Circulando en Directa.
	Realiza prueba de inyectividad desde 0.3 bpd - 434 psi 0.6 bbl hasta 1.2 bpd - 764 psi - 16 bbl	10:17	10:52	0,6	Prueba de Inyectividad
	Inicia POOH hasta superficie	10:52	12:17	1,4	Sacando Varilla Continua
	Realiza rig down parcial de coiled tubing, realiza prueba a herramienta en superficie. Ok desconecta BHA, desconecta risers y líneas de retorno y realiza prueba de tensión a conector de coiled tubing con 15000 lbf	12:17	17:37	5,3	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Conecta flanches de cabeza y BOP, Conecta BHA # 2 para cementación. (Conector 2" + doble falpper 2 7/8" + Boquilla cementación 2 7/8"). Conecta cabezal.	17:37	23:28	5,9	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
27/04/2019	Alinea pozo deja pozo full open con 20 psi en cabeza y 0.8 bpd en retornos.	00:00	01:00	1,0	Esperando Retornos.

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
27/04/2019	Inicia RIH pero no se logra entrar al pozo, trabaja punto con diferentes caudales y no logra avanzar. Herramienta pega contra cambios de diametro del cabezal. Desconecta conexión de cabezal y endereza tubería en superficie. Conecta nuevamente cabezal.	01:00	02:30	1,5	Bajando Varilla Continua
	Realiza Prueba con 2600 psi durante 5 minutos	02:30	03:00	0,5	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
	Intenta entrar nuevamente y no se logra pasar, se trabaja punto varias veces y logra entrar. RIH @ 15 ft/min realizando pull test @ 1112 ft y 2000 ft. Continúa RIH hasta 3012 ft donde pierde 1500 lbs de peso.	03:00	05:30	2,5	Bajando Varilla Continua
	se espera comportamiento de pozo. Mezcla 10 bbl de gel.	05:30	06:45	1,3	Descargando Pozo
	Bomba 10 bbl de gel y desplaza con 100 bbl.	06:45	08:35	1,8	Circulando en Directa.
	Realiza prueba de inyectividad desde 0.3 bpd - 136 psi WHP hasta 0.9 bpd con 322 psi WHP.	08:35	09:30	0,9	Prueba de Inyectividad
	Unidades de cementación Schlumberger realizan rig up.	09:30	10:58	1,5	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas .
	El pozo coloca 115 psi en cabeza, se saca hasta 2792 ft bombeando en mínima para evitar pega de tubería.	10:58	11:13	0,3	Sacando Varilla Continua
	Con el pozo estable realiza RIH a 3010 ft	11:13	11:40	0,5	Bajando Varilla Continua

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
27/04/2019	Realiza mezcla de aditivos para lechada de 15.6 ppg	11:40	12:00	0,3	Preparando Fluidos
	Realiza reunión pre operacional con todo el personal involucrado en la operación.	12:00	12:21	0,4	Charla de Seguridad Preoperacional
	Inicia bombeo de 5 bbl de agua, se bombea 10 bbl de lechada de cemento de 15.6 ppg, se desplaza con 33 bbl de agua llevando cemento a punta con 1.5 bbl por fuera de la tubería. Inicia POOH @ 20 ft/min espoteando cemento hasta 2850 ft. chocando pozo con 200 psi.	12:21	13:30	1,2	Pumping Tapón de cemento Abandono
	Continúa POOH hasta 2522 ft donde inicia forzamiento, logrando forzar 0.5 bbl.	13:30	13:47	0,3	Sacando Varilla Continua
	Continúa POOH hasta superficie manteniendo 700 psi de presión en cabeza controlado con well testing y bombeando en mínima.	13:47	14:52	1,1	Sacando Varilla Continua
	En superficie cierra pozo con 1219 psi en cabeza, Se lava coiled tubing calibrando con esfera, se inicia Rig down parcial para trabajos con wire line y se Espera tiempo de fragüe.	14:52	21:00	6,1	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Llega unidad de wire line se ubican equipos para dar paso e inicia Rig up de unidad de registros.	21:00	00:00	3,0	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
28/04/2019	Continúa rig up de wire line.	00:00	02:30	2,5	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
	Realiza prueba de tapón, el pozo inicia con 200 psi en cabeza, se abre pozo y cae hasta 4 psi con un aporte mínimo de crudo. Realiza Prueba con 500 psi durante 10 minutos, sale bien	02:30	03:00	0,5	Prueba a Cemento.
	Toma de registros con wire line.	03:00	16:30	13,5	Corriendo Otros Registros
	Espera por estudio de registros para aprobación de plan de trabajo.	16:30	17:00	0,5	Corriendo Otros Registros
	Inicia Rig up de Coiled Tubing, conecta inyector, BOP y válvula a cabezal. se Realiza prueba de presión a 500 psi durante 10 minutos sale bien	17:00	19:30	2,5	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Inicia RIH a 40 ft/min hasta tope de cemento encontrándolo @ 2731 ft	19:30	21:00	1,5	Bajando Varilla Continua
	Circula pozo con 80 bbl hasta retornos limpios.	21:00	22:00	1,0	Circulando en Directa.
	Realiza reunión preoperacional con todo el personal en locación.	22:00	22:30	0,5	Charla de Seguridad Preoperacional
	Schlumberger prueba líneas de cementación y mezcla 13.5 bbl de lechada con 65 sks de cemento.	22:30	23:00	0,5	Preparando Fluidos

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
28/04/2019	Bombea 5 bbl de Agua, se Inicia bombeo de cemento a 1.0 bpd y se Bombea agua de desplazamiento	23:00	23:30	0,5	Pumping Tapón de cemento Abandono
	Choca pozo hasta tener en cabeza 200 psi y aumenta caudal 1.3 bpd. se Inicia POOH a 25 ft/min y se continua desplazamiento espoteando cemento hasta 2400 ft.	23:30	00:00	0,5	Pumping Tapón de cemento Abandono
29/04/2019	Continua POOH hasta superficie manteniendo 200 psi en cabeza.	00:00	01:00	1,0	Sacando Varilla Continua
	En superficie realiza limpieza de coiled tubing bombeando esfera de 7/8" calibrando tubería.	01:00	01:30	0,5	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Tiempo de fragüe.	01:30	10:00	8,5	Esperando Fragüe
	Realiza rig up de coiled tubing, conecta BHA para cementación (conector 2" + boquilla 2 7/8").	10:00	11:00	1,0	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Realiza prueba con 500 psi durante 10 minutos sale bien	11:00	11:30	0,5	Prueba a Cemento
	RIH a 40 ft/min sin bombeo hasta 1746 ft	11:30	12:00	0,5	Bajando Varilla Continua
	Realiza pull test de 30 ft hasta 1679 ft, se Continua RIH @ 12 ft/min hasta 2381 ft donde encuentra tope de cemento, se Verifica tope realizando pull test hasta 2329 ft y pierde peso nuevamente @ 2381 ft perdiendo 2000 lbs de peso.	12:00	13:00	1,0	Bajando Varilla Continua

Tabla 14. Continuación.

Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
29/04/2019	Inicia bombeo de 45 bbl de agua con inhibidor de corrosión y bactericida desplazándolos con 41 bbl de agua esportéandolo hasta 1250 ft	13:00	15:00	2,0	Cambiando Fluidos
	Circula fondo arriba para limpieza de sección de tapón intermedio.	15:00	15:30	0,5	Cambiando Fluidos
	Realiza reunión pre operacional con todo el personal en locación.	15:30	16:00	0,5	Charla de Seguridad Preoperacional
	Bombea 5 bbl de Agua, se inicia bombeo de 4.7 bbl cemento, se desplaza con 33 bbl de agua, se presuriza chocando pozo con well testing, se desplaza hasta completar 36 bbl de desplazamiento y se Inicia POOH @ 35 ft esportéando cemento desde 1250 ft hasta 1050 ft.	16:00	17:00	1,0	Pumping Tapón de cemento Abandono
	Continúa POOH hasta superficie.	17:00	17:30	0,5	Sacando Varilla Continua
	En superficie realiza limpieza de coiled tubing calibrando con esfera de 7/8"	17:30	18:00	0,5	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Espera tiempo de fragüe	18:00	00:00	6,0	Esperando Fragüe
30/04/2019	Espera tiempo de fragüe	00:00	05:00	5,0	Esperando Fragüe
	Prepara equipos de coiled tubing y aliena tubería de bombeo.	05:00	05:30	0,5	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos

Tabla 14. Continuación.

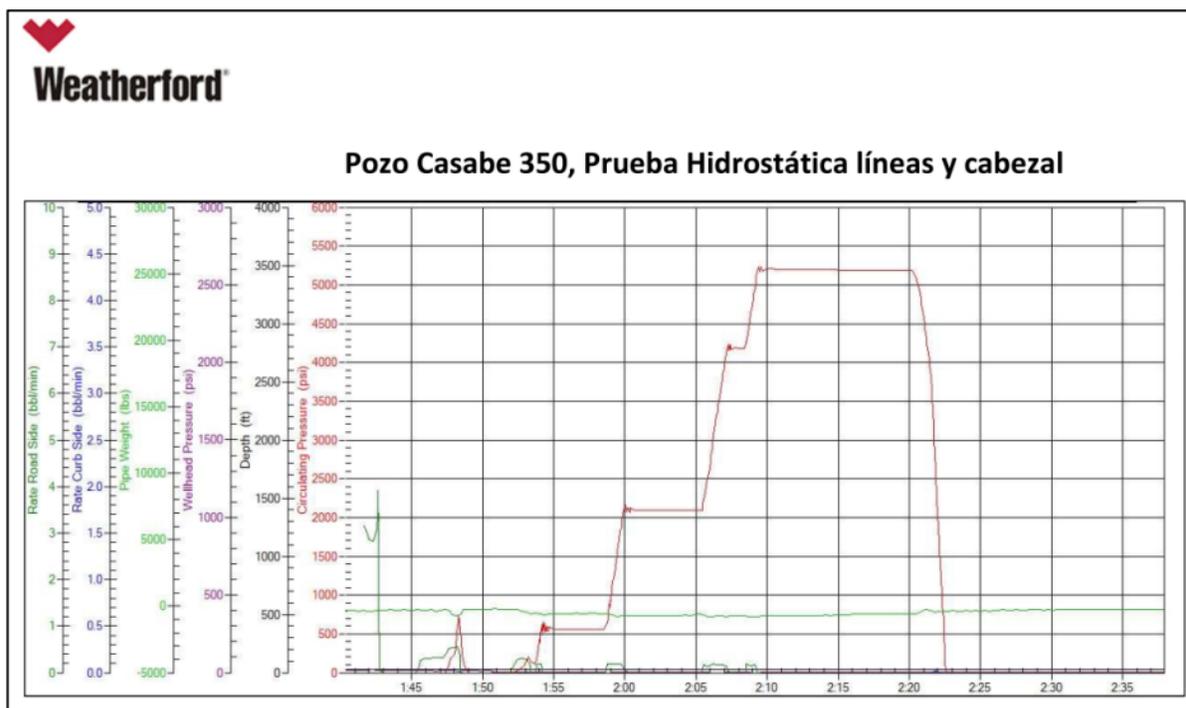
Fecha	Resumen de actividades realizadas.	Tiempo de ejecución (horas)			Operación
		Inicio	Fin	Duración	
30/04/2019	RIH a 40 ft/min hasta tope de cemento intermedio encontrándolo a 1037 ft	05:30	06:00	0,5	Bajando Varilla Continua
	Realiza mezcla y bombeo de 24 bbl de agua con inhibidor de corrosión y bactericida. Y realiza POOH hasta 200 ft	06:00	08:30	2,5	Cambiando Fluidos
	Prueba anular casing 7" - 10 3/4" pero no se sostiene presión. Prueba tapón intermedio con 500 psi durante 15 minutos sale bien.	08:30	09:00	0,5	Prueba a Cemento
	Realiza reunión pre operacional con todo el personal en locación.	09:00	09:30	0,5	Charla de Seguridad Preoperacional
	Mezcla 10 bbl de cemento, se bombea 5 bbl al anular de 7" - 10 3/4" Inicia bombeo de 5 bbl de agua, Bombea 5 bbl de lechada 15.6 ppg a 1 bpd, Desplaza con agua hasta completar 37 bbl, se inicia POOH a 35 ft espoteando cemento desde 200 ft hasta superficie y se termina desplazamiento con 41 bbl en total.	09:30	13:00	3,5	Pumping Tapón de cemento Abandono
	En superficie realiza limpieza de coiled tubing calibrando con esfera de 7/8"	13:00	14:00	1,0	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
	Inicia Rig down de unidades de coiled tubing y well testing.	14:00	00:00	10,0	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos

**Nota:** Actividades realizadas durante la operación de abandono técnico del pozo casabe 350.

Para día 24 de abril de 2019 se realiza reunión preoperacional e inicia el Rig Up de la unidad de CT, se instala conector externo de CT 2" y disco para prueba, se tensiona con 27000 lb durante 10 minutos, se prueban los equipos con 500 psi durante 5 minutos, aumenta hasta 2500 psi y prueba durante 5 minutos, aumenta hasta 5000 psi y prueba durante 10 minutos y se realiza reunión preoperacional para arme de BHA, prueba en superficie **Figura 31** e inicio de molienda.

**Figura 31.**

*Prueba hidrostática de líneas y cabezal*



**Nota:** Graficas de pruebas hidrostáticas de líneas y cabezal donde se obtuvieron resultados favorables. Tomado: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó, Antioquia.: Weatherford, 2019.

Realiza conexión de BHA que consta de Conector Externo para CT de 2", Motor head Assembly de 2 7/8, Centralizador de 3 1/2", e-CTD Motor y Junk mill 3.8". Teniendo una Longitud total de 20.14 ft. Se realizaron pruebas de herramienta en superficie (**Tabla 15**) (**Figura 32**) y verifica rotación de motor.

**Tabla 16.**

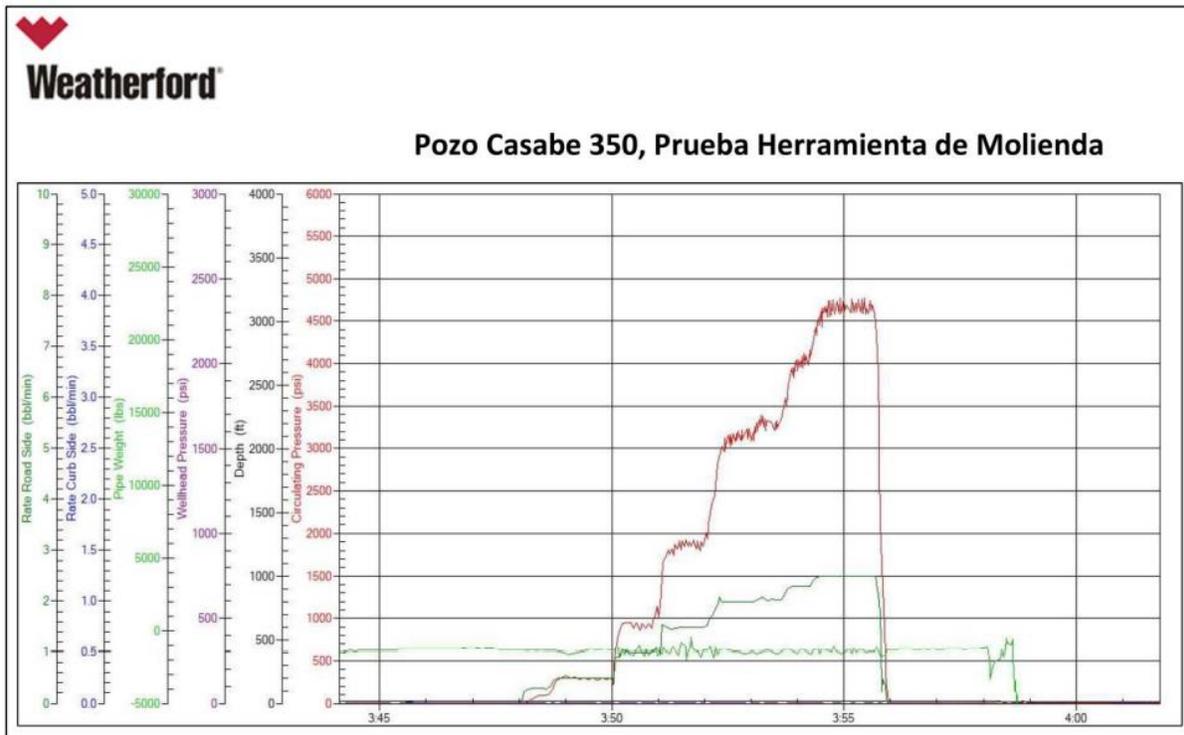
*Prueba de motor superficie*

Prueba de motor en superficie	
Caudal (bpm)	Presión (psi)
0,5	620
1	940
1,5	1900
2	3150
2,3	4035
2,5	4700

**Nota:** Se pueden observar los datos de presión obtenidos a distintos caudales en la prueba de motor en superficie. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.

**Figura 32.**

*Prueba herramienta de molienda*



**Nota:** Grafica de prueba de herramienta de molienda. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.

Inicia Molienda bombeando 2 bpm y encuentra tope de cemento a 8,6 ft continua RIH a 0.5 ft/min realizando molienda lentamente, retornos con cemento, se llaga hasta 34 ft. Detiene bombeo y saca a superficie. Cambia Junk mill 3.8" por Junk mill de 4.75 se conecta el BHA que consta de Conector Externo para CT de 2", Motor head Assembly de 2 7/8, Centralizador de 3 1/2", e-CTD Motor y Junk mill 4.75". Teniendo una Longitud total de 20.14 ft, se realiza prueba en superficie y se conecta cabezal.

El 25 de abril se termina de hacer la conexión en cabezal, donde se le realiza una prueba de 2800 psi durante 10 minutos dando resultados positivos, se inicia bombeo a 2.3 bpm y RIH a 0,5 ft/min repasando la primera molienda de 4 3/4" hasta 34 ft, se cambia a Junk Mill de 3,8" e inicia bombeo a 2 bpm con RIH de 3 ft/min hasta 70 ft sin alcanzar la base del tapón se repasa molienda y se saca a superficie para cambio de Junk mill de 3,8" a 4,75" se inicia RIH a 3 ft/min se bombea 2.3 bpm y se repasa molienda 61 ft, se continua con un RIH 0.5 ft y se bombea 2 bbl de gel se continua molienda, se tiene un bache de crudo y finos en retornos, al alcanzar 92 ft de profundidad aumenta la presión de cabeza a 600 psi, se procede a levantar la tubería hasta 86 ft para poder controlar el influjo, el pozo se sigue presurizando hasta 1200 psi, se cierra el pozo esperando estabilización de presión y se abre el choque totalmente despresurizando el pozo hasta 56 psi.

El día 26 de abril se inicia RIH a 13 ft/min bombeando 0,75 bpm, al llegar a 839 ft se agota la capacidad en los tanques de almacenamiento de retornos por lo cual se detiene operación y se cierra el pozo hasta que se desocupen los tanques. Luego de esto, se tapa Flow T 7" donde se observa aumento de presión en cabeza de pozo, se procede a despresurizar, para así iniciar nuevamente RIH a 10 ft/min para encontrar tope de cemento.

Se detiene operación a 1191 ft hasta que se desocupen los tanques de retorno debido a falta de capacidad, a continuación, se inicia RIH a 5 ft/min bombeando a 0,5 bpm observando retornos en superficie y aportes del pozo, se llega a 2138 ft sin perder peso, se aumenta el RIH a 20 ft/min bombeando 1 bpm, al llegar a 3012 ft se observa pérdida de peso de la sarta evidenciando la llegada al tope del cemento, por lo cual, se hace POOH de tubería para desconectar BHA, Riser y líneas de retorno para posteriormente conectar BHA de cementación (Conector 2" + doble Flapper 2 7/8" + Boquilla cementación 2 7/8") se prueba herramienta con 500 psi durante 5 minutos dando resultado satisfactorio.

El 27 de abril se inicia RIH, pero no se logra entrar a pozo, se trabaja a diferentes caudales y no se logra avanzar, se evidencia una pega por cambios de diámetros del cabezal, se desconecta, se endereza tubería y se vuelve a conectar para reingresar al pozo.

Inicia RIH a 15 ft/min hasta 3012 ft donde se pierde 1.500 lb de peso en la sarta. Se mezcla 10 bbl de gel y desplaza con 100 bbl, se realiza prueba de inyectividad observada en la **Tabla 16**.

**Tabla 17.**

*Prueba de inyectividad para tapón de fondo Casabe 350*

<b>Prueba de inyectividad</b>		
<b>Caudal (bpm)</b>	<b>Presión (psi)</b>	<b>WHP (psi)</b>
0,3	136	136
0,9	322	322

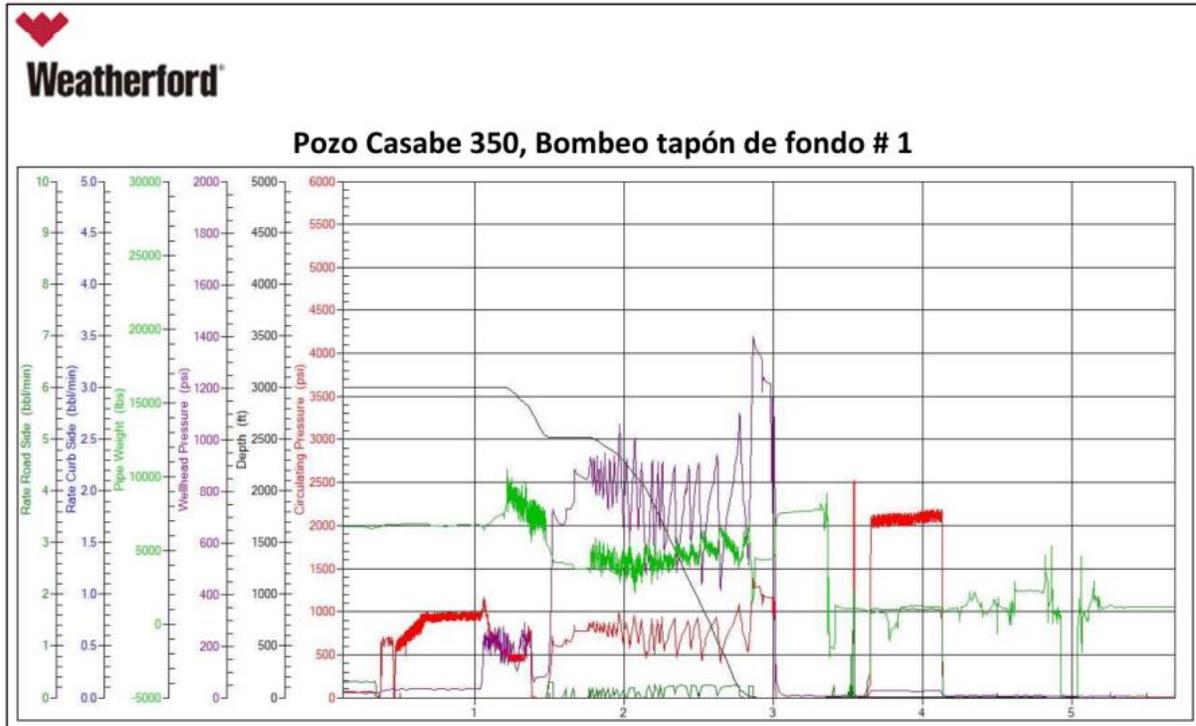
**Nota:** Datos obtenidos de la prueba de inyectividad, donde se evidencia igualdad entre la presión de inyección y la WHP, lo que significa que no se tienen fugas. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó, Antioquia.: Weatherford, 2019.

Inicia el Rig up de unidades de cementación de Schlumberger, se tiene una WHP de 115 psi, se saca la tubería hasta 2.792 ft bombeando en mínima para evitar pega de tubería. Con el pozo estable se realiza RIH hasta 3.010 ft. Realiza mezcla de aditivos para lechada de 15.6 ppg, inicio bombeo de 5 bbl de agua, bombea 10 bbl de lechada y desplaza con 33 bbl de agua llevando cemento a punta con 1.5 bbl por fuera de tubería. Inicia POOH a 20 ft/min espoteando cemento hasta 2.719 ft, chocando el pozo con 200 psi. Continúa POOH hasta 2.522 ft donde inicia forzamiento, logrando forzar 0.5 bbl (**Figura 33**).

Continúa POOH hasta superficie manteniendo 700 psi de presión en cabeza controlado con well testing y bombeando en mínima. Ya con la tubería fuera, se cierra el pozo con 1.219 psi en cabeza, Se lava la tubería de CT e inicia Rig Down parcial para trabajos con Wireline.

Figura 33.

Pozo Casabe 350. Bombeo tapón de fondo 1



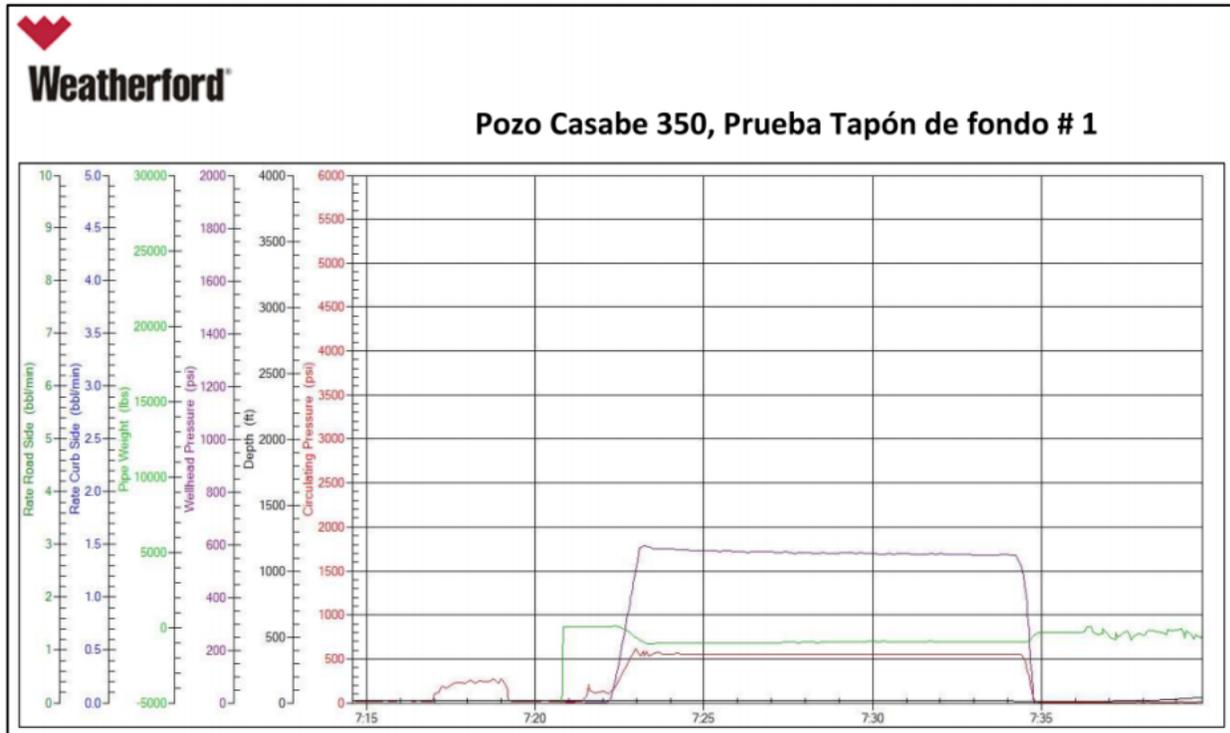
**Nota:** Grafico operativo de bombeo de tapón de fondo. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.

El día 28 de abril finaliza el Rig up de la unidad de Wireline y se realiza prueba de tapón, el pozo inicia con 200 psi en cabeza, se abre el pozo y cae hasta 4 psi con un aporte mínimo de crudo. Inicia la toma de registros con Wireline y se espera por estudios de registro para aprobación de plan de trabajo. Se determina presencia de cemento detrás del casing de 7", por lo cual, se procede con la ubicación de el tapón de fondo hasta 2.400 ft.

Inicia Rig Up de Coiled Tubing, se conecta el inyector, BOP y valvula a cabezal. Se realiza prueba con 500 psi por 10 min verificando integridad del tapón de fondo instalado donde se obtienen resultados positivos **Figura 34.**

Figura 34.

Pozo Casabe 350. Prueba de tapón de fondo 1

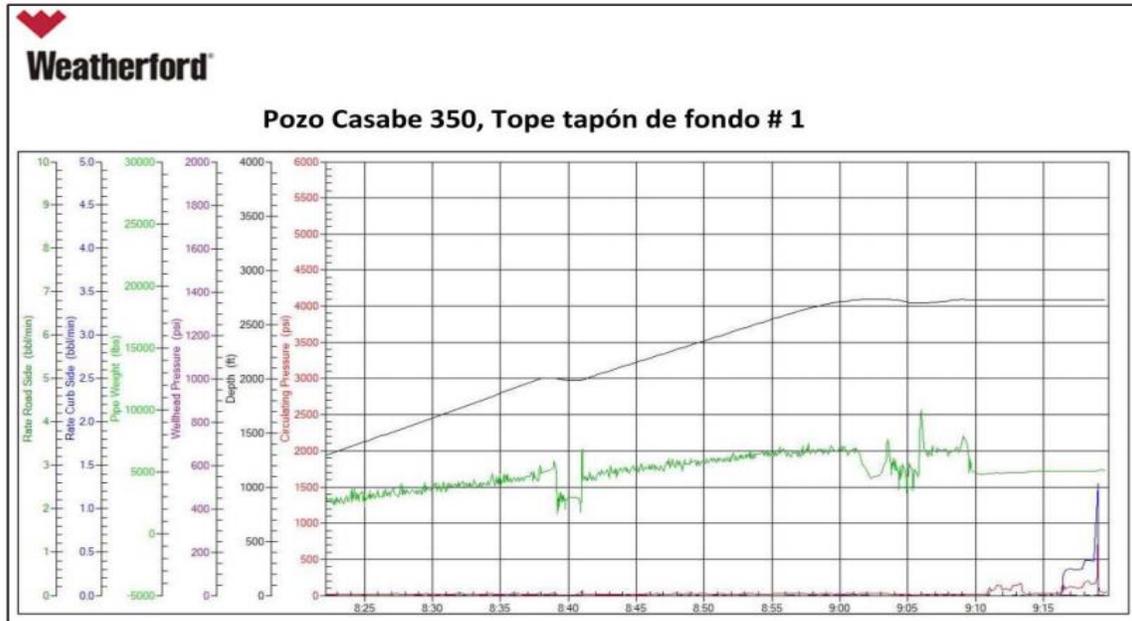


**Nota:** Se realiza prueba de tapón con 500 psi durante 10 minutos, donde se evidencia un correcto aislamiento sin presencia de fugas. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó, Antioquia.: Weatherford, 2019.

Terminada la prueba de tapón, inicia RIH a 40 ft/min hasta una profundidad de 2.731 ft donde se verifica tope de cemento **Figura 35**. Se circula el pozo con 80 bbl hasta obtener retornos limpios. Schlumberger prueba líneas de cementación y prepara 13.5 bbl de lechada de 15.6 ppg. Bombea 5 bbl de agua e inicia bombeo de la lechada, desplazada por agua. Choca el pozo hasta tener 200 psi en superficie y aumenta caudal a 1.3 bpm, inicia POOH a 25 ft/min, espoteando cemento hasta 2400 ft **Figura 36**.

**Figura 35.**

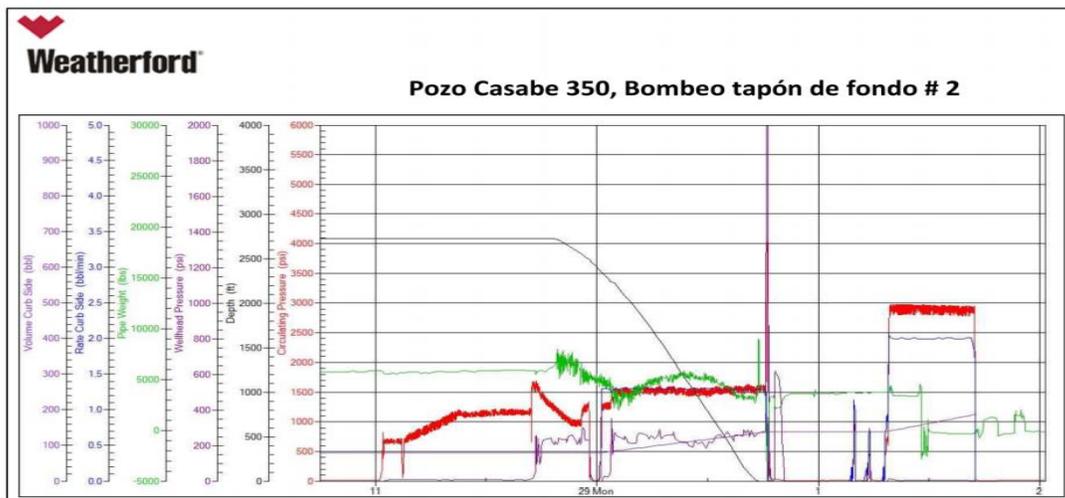
Pozo Casabe 350. Tope de tapón de fondo 1.



**Nota:** Grafica operativa de verificación de tope de cemento, en donde se evidencia pérdida de peso a 2.731 ft donde se encuentra el tapón de fondo. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó, Antioquia.: Weatherford, 2019.

**Figura 36.**

Pozo Casabe 350. Bombeo tapón de fondo 2.

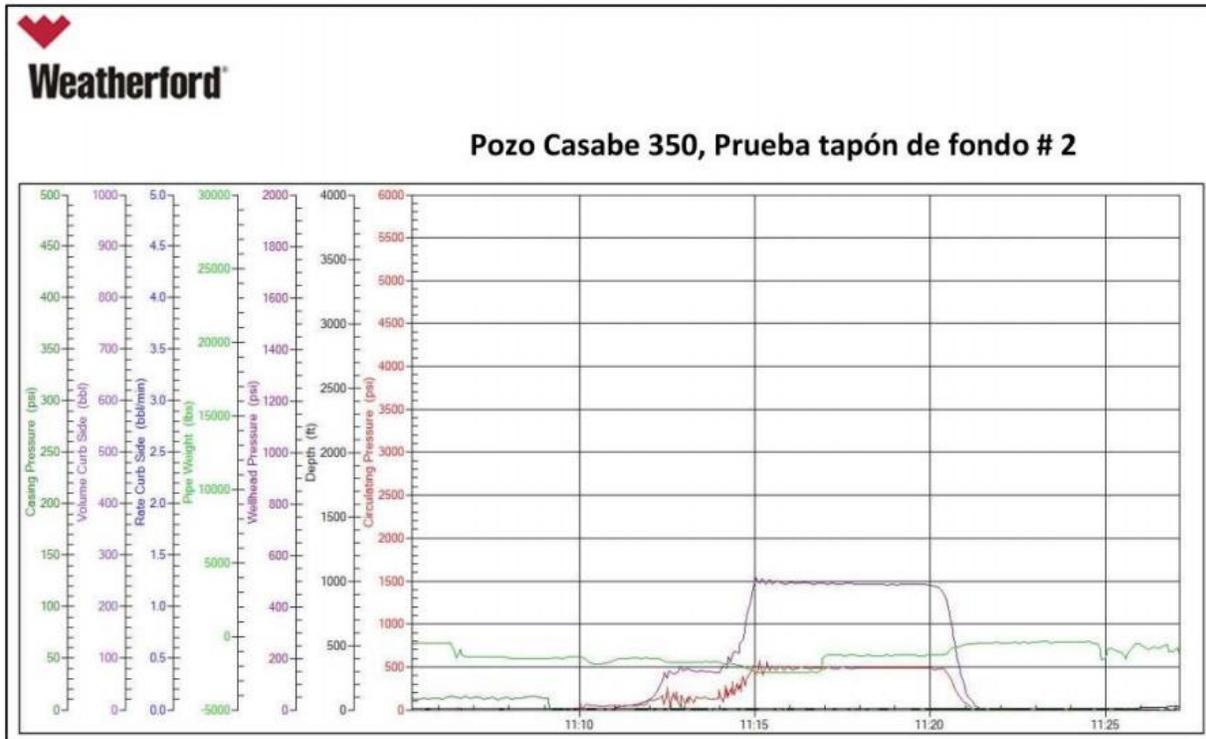


**Nota:** Grafico operativo de bombeo de tapón de fondo. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó, Antioquia.: Weatherford, 2019.

El día 29 de abril se realiza POOH hasta superficie manteniendo 200 psi en cabeza. En superficie se realiza limpieza de la tubería, se esperan 8 horas de fragüe. Realiza Rig up de CT, Conecta BHA para cementación y realiza prueba con 500 psi durante 5 min **Figura 37**.

**Figura 37.**

*Pozo Casabe 350. Prueba tapón de fondo 2*

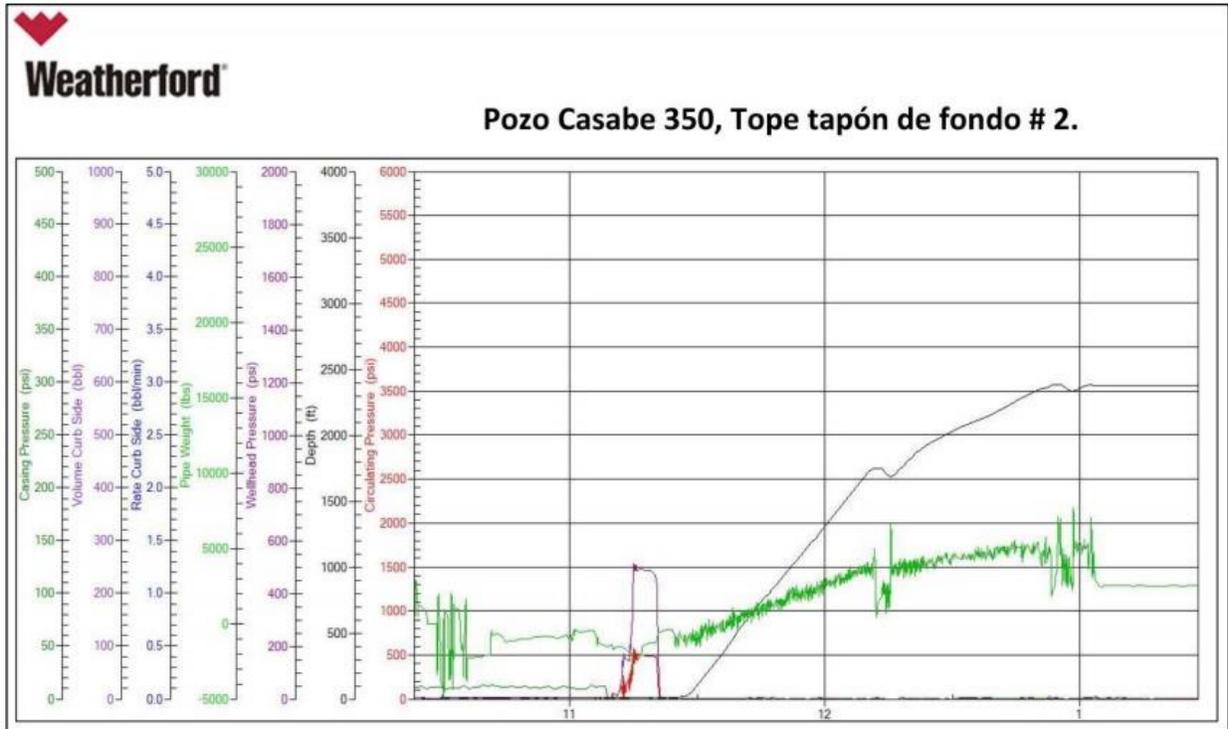


**Nota:** Se realiza prueba de tapón con 500 psi durante 5 minutos, donde se evidencia un correcto aislamiento sin presencia de fugas. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó, Antioquia.: Weatherford, 2019.

Inicia RIH a 40 ft/min sin bombeo hasta 1,746 ft, se realiza pull test de 30 ft hasta 1679 ft con 6000 lb, continua RIH a 12 ft/min hasta 2.381 ft donde se encuentra tope de cemento, perdiendo 2000 lb de peso **Figura 38**. Inicia bombeo de 45 bbl de agua con inhibidos de corrosión y bactericida desplazándolos con 41 bbl de agua, esportéandolo hasta 1.250 ft.

Figura 38.

Pozo Casabe 350. Tope tapón de fondo 2.



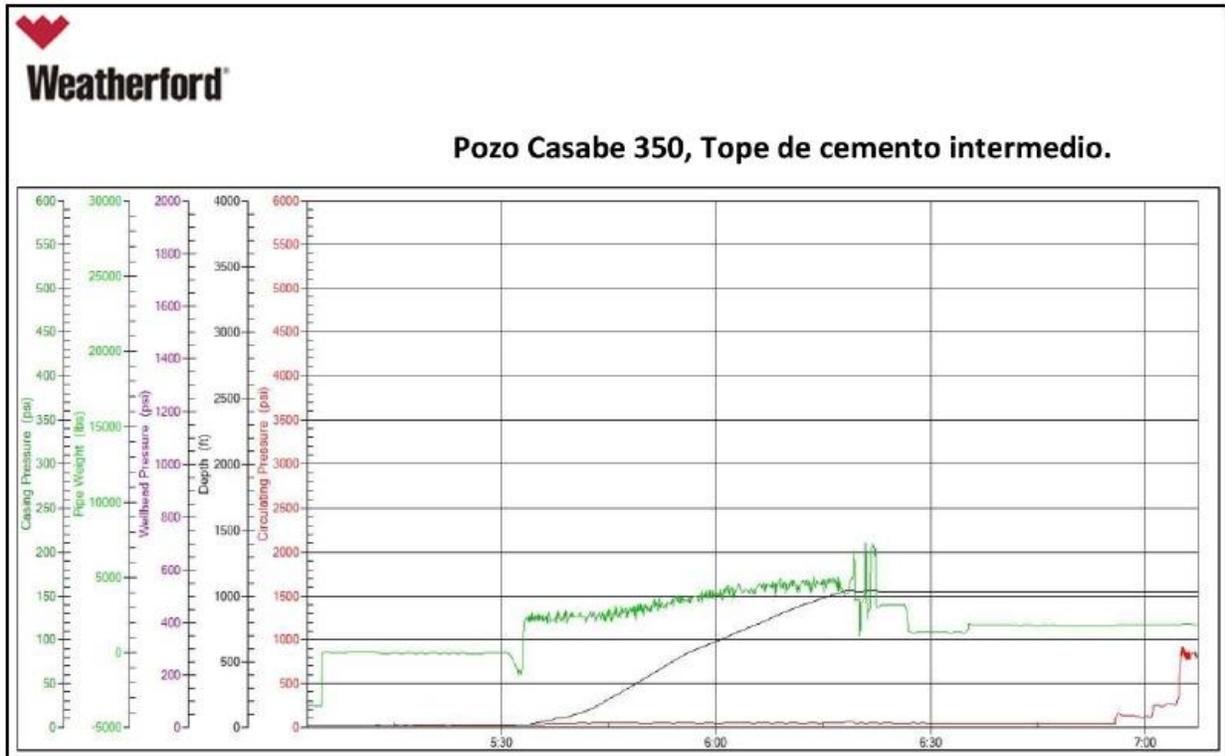
Nota: Grafica operativa de verificación de tope de cemento, en donde se evidencia pérdida de peso a 2.381 ft donde se encuentra el tapón de fondo. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.

Circula fondo arriba para limpieza de sección de tapón intermedio. Bombea 5 bbl de agua, inicia bombeo de 4.7 bbl de cemento de 15,6 ppg y desplaza con 36 bbl de agua. Presuriza chocando pozo con well testing y desplaza hasta completar 36 bbl de desplazamiento. Inicia POOH 35 ft/min espoteando cemento desde 1.250 ft hasta 1.050 ft. Continua POOH hasta superficie, realiza limpieza de tubería y espera 11 horas de fragüe.

El 30 de abril una vez finalizado el tiempo de fragüe, se realiza RIH a 40 ft/min hasta tope de cemento intermedio encontrándolo a 1.037 ft **Figura 39**, se realiza mezcla y bombeo de 24 bbl de agua con inhibidor de corrosión y bactericida hasta 200 ft.

Figura 39.

Pozo Casabe 350. Tope de cemento intermedio.

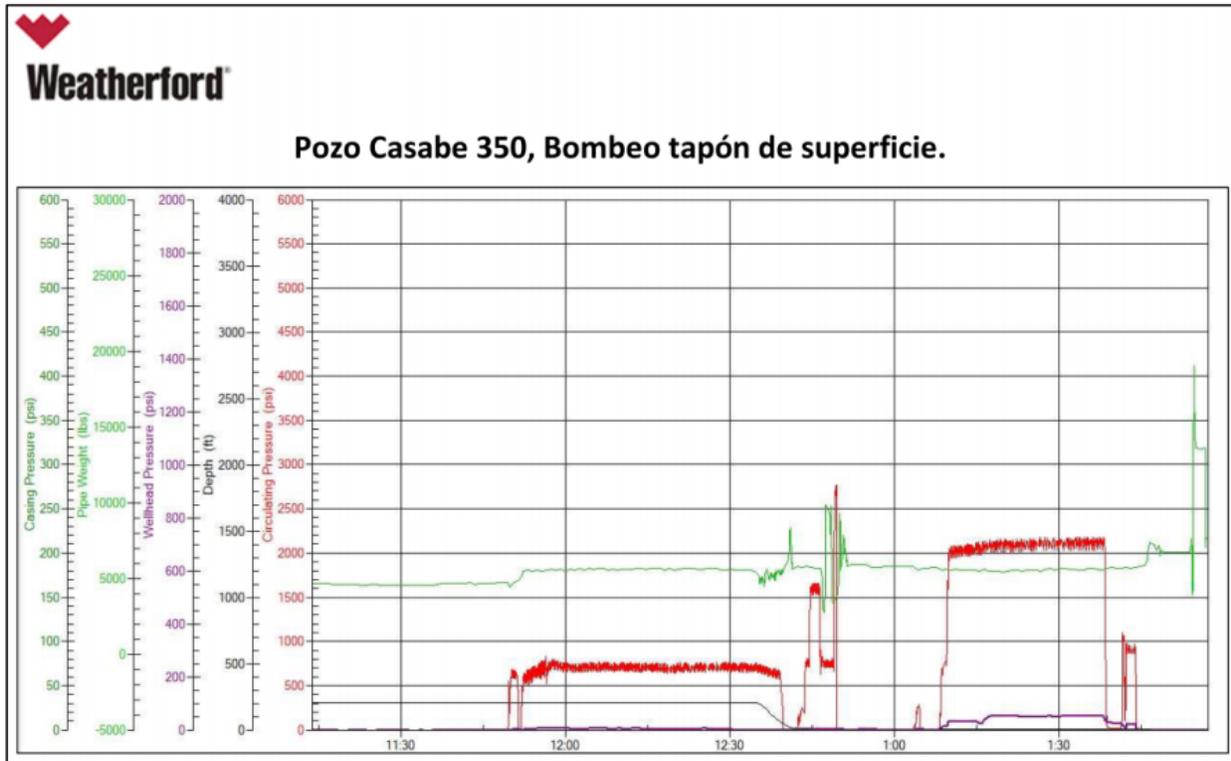


**Nota:** Grafica operativa de verificación de tope de cemento, en donde se evidencia pérdida de peso a 2.381 ft donde se encuentra el tapón de fondo. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.

Se realiza prueba al anular del casing 7" – 10 3/4", el cual no sostiene presión. Prueba Tapón intermedio con 500 psi durante 15 minutos donde se evidencia un correcto aislamiento sin presencia de fugas. Se realiza mezcla de 10 bbl de lechada de 15.6 ppg y se procede a bombear 5 bbl al anular casing 7" – 10 3/4". Inicia bombeo de 5 bbl de agua, bombea 5 bbl de lechada desplazada con agua hasta completar 37 bbl. Inicia POOH a 35 ft/min espoteando cemento desde 200 ft hasta superficie y termina desplazamiento con 41 bbl en total **Figura 40** se realiza POOH a superficie y se limpia la tubería. Inicia RIG Down de unidades de Coiled Tubing y Well Testing.

Figura 40.

Pozo Casabe 350, Bombeo de Tapón de superficie.



**Nota:** Grafico operativo de bombeo de tapón de superficie. Tomada: J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2"*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.

## 5. ANÁLISIS HSEQ

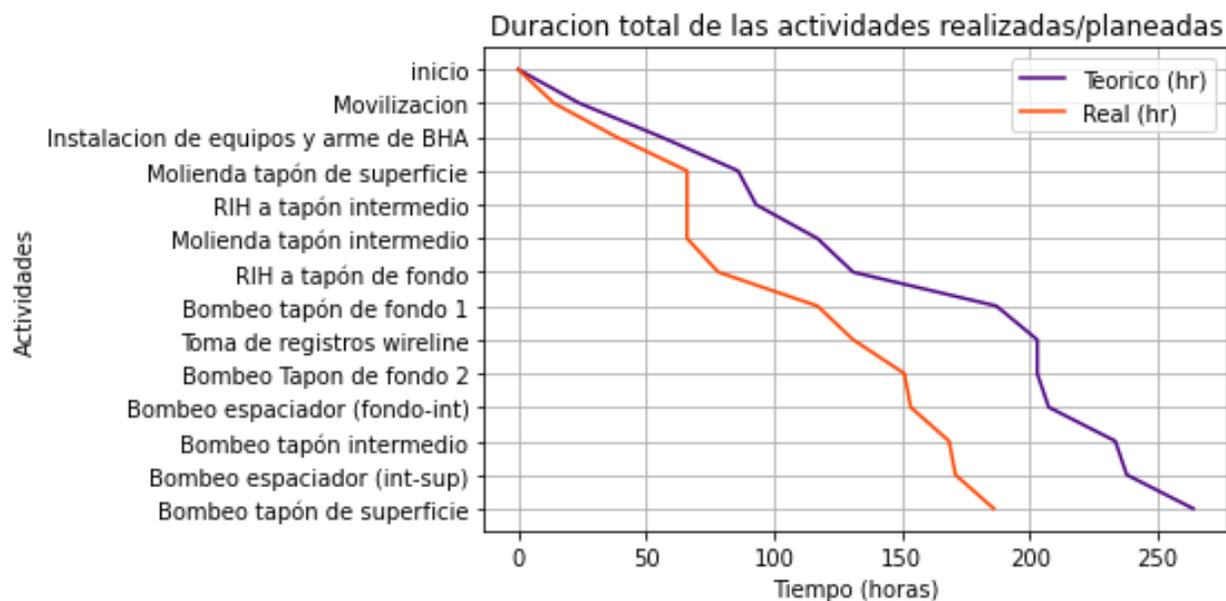
Un análisis HSEQ, se hace referencia a un sistema integrado de gestión en los ámbitos Health (salud), Safety (seguridad), Environment (ambiente) y Quality (calidad), que especifican los estándares que pueden ser empleados para garantizar procesos y servicios cumplen con estándares normativos.

### 5.1. Análisis técnico y de calidad

El procedimiento de abandono técnico del pozo Casabe 350, mediante la metodología Rigless, se estima tendrá una duración de 11 días; al analizar los datos de tiempos obtenidos durante la implementación, se determinó que finalizó el trabajo a los 7 días y 18 horas (**Figura 41**), demostrando así una disminución del tiempo en un 29.5% respecto al estimado, lo cual implica una disminución de costos para la empresa operadora, realizando el abandono técnico de manera correcta y eficaz.

**Figura 41**

*Duración total de las actividades realizadas/planeadas*



**Nota:** Se presenta la distribución de los tiempos empleados durante la operación de abandono técnico del pozo casabe 350 (naranja) y los tiempos estimados de dicha operación (morada)

Esta disminución en los tiempos se debe principalmente a que el plan de trabajo fue realizado teniendo en cuenta el estado mecánico presentado por Ecopetrol, en donde se presentaba un tapón intermedio, el cual al momento de realizar RIH, no se encontró dicho tapón, eliminando tiempos adicionales de molienda del tapón intermedio.

La exactitud al colocar los tapones de cemento es de suma importancia para garantizar un correcto aislamiento de potenciales zonas de flujo, zonas de inyección o de disposición, aislar zonas en las que el Casing presente algún tipo de deterioro, para proteger fuentes de agua dulce de contaminación por migración de fluidos desde la formación o desde superficie, y proteger el suelo y aguas superficiales [2] [13].

Mediante el balanceo de tapones de cemento con tubería de Coiled Tubing, es posible ubicar con mayor exactitud la boquilla de cementación en la profundidad deseada de la base del tapón a instalar, de igual manera, al realizar el bombeo de cemento se hace POOH de la sarta a una velocidad determinada para asegurar que la punta del CT siempre este sumergida en la lechada, a su vez, controlando el caudal de bombeo, se puede cerciorar que el tope del tapón del cemento quede lo más cercano posible a la profundidad planeada.

En la **Tabla 17** presentada a continuación, se muestra una estadística en base a los abandonos técnicos realizados en los tres pozos, en donde se evidencia la profundidad en pies de los topes estimados y reales de los topones de cemento, dando como resultado un 1.13 % de error en la profundidad de ubicación de los tapones de cemento y comprobando la exactitud del equipo de Coiled Tubing en cuanto a posicionamiento de los tapones.

**Tabla 18.**

*Porcentaje de error de tope de taponos.*

<b>Casabe 350</b>			
	<b>Tope estimado</b>	<b>Tope real</b>	<b>% Error</b>
<b>Tapón intermedio</b>	1050	1037	1.24
<b>Tapón de fondo</b>	2400	2381	0.79
<b>Casabe 418</b>			
	<b>Tope estimado</b>	<b>Tope real</b>	<b>% Error</b>
<b>Tapón intermedio 1</b>	700	685	2.14
<b>Tapón intermedio 2</b>	1600	1579	1.31
<b>Tapón de fondo</b>	2300	2260	1.74
<b>Casabe 477</b>			
	<b>Tope estimado</b>	<b>Tope real</b>	<b>% Error</b>
<b>Tapón intermedio 1</b>	940	946	0.64
<b>Tapón intermedio 2</b>	1768	1780	0.68
<b>Tapón de fondo</b>	3850	3831	0.49
<b>Promedio de porcentaje de error</b>			<b>1.13</b>

**Nota:** la figura muestra el porcentaje de exactitud al momento de posicionar el tapón de cemento en la zona requerida

Según el ministerio de minas y energías el operador deberá probar cada uno de los taponos que se instalen por debajo del tapón de superficie con el fin de verificar la integridad del tapón; dicha prueba se puede realizar de dos maneras, la primera: “Con peso de la tubería no inferior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos) en fondo. En el caso de abandonos con tubería flexible el peso de tubería para prueba será evaluado caso a caso de acuerdo con la configuración del pozo” [21] y la segunda: “Con presión de la bomba como mínimo de 500 psi por encima de la presión de inyección por debajo de la barrera, considerando en todo caso las propiedades y condiciones del revestimiento y el desgaste del mismo, asegurando que no exista una caída superior al 10% en 15 minutos” [21].

Para el caso del pozo Casabe 350, por requerimientos de ECOPEPETROL S.A. se debe realizar la prueba utilizando la segunda metodología, con una presión en cabeza de 500 psi, asegurando que no exista una caída superior al 10% en 15 min, teniendo una tolerancia de perdida de presión de 50 psi. Dichas pruebas fueron documentadas anteriormente de la siguiente manera, en la **Figura 34** y en la **Figura 37** se presenta la prueba de presión realizada al tapón de fondo 1 y al tapón de

fondo 2 respectivamente, sin tener pérdidas de presión relevantes, de igual manera se realizó la prueba al tapón intermedio sin presentar pérdidas de presión. Verificando la integridad de los tapones instalados.

### **5.1.1. Análisis técnico del Workover**

Mediante información recopilada de diferentes fuentes e ingenieros expertos en el tema, se ha determinado una duración teórica de 12 días para la realización de un abandono técnico con Workover, asumiendo un pozo con características similares al pozo Casabe 350, en donde se realizará molienda de tapón de superficie e intermedio y balanceo de tapones de fondo, intermedio y de superficie.

Al realizar una comparación en base los tiempos obtenidos con Coiled Tubing, es evidente que los tiempos varían significativamente, esto debido a dos factores principales:

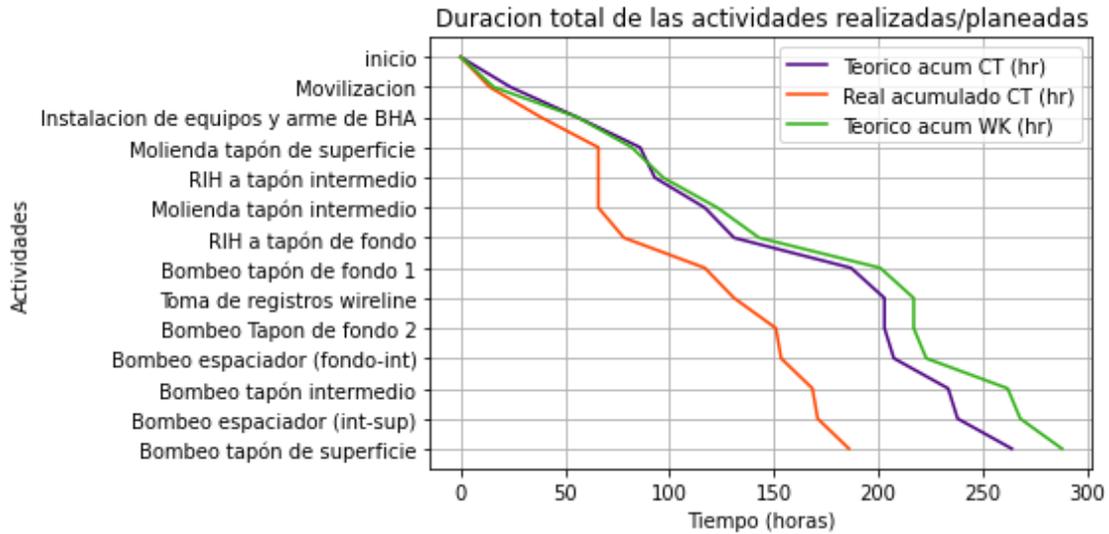
En primer lugar, los tiempos de RIH y POOH son más bajos en el Coiled Tubing, debido a que con la manera en la que el equipo de Workover realiza viajes de tubería es mediante paradas, es decir, dependiendo del tamaño del equipo se movilizan paradas que constan de 2 o 3 tuberías de 30 ft de largo aproximadamente, esto implica que cada 60 o 90 ft deben parar para unir una nueva parada a la sarta y continuar con el viaje, esto aumenta los tiempos de RIH y POOH.

En segundo lugar, se tiene que los tiempos requeridos para la molienda son mayores con el Coiled Tubing, debido a que esto se realiza gracias al BHA instalado, el cual se encarga de generar la rotación de la broca y el peso ejercido sobre la broca es menor, esto disminuye la eficiencia en la molienda, por otra parte el equipo de Workover genera la rotación desde superficie y el peso aplicado a la broca es mayor, aumentando la eficiencia de la molienda y a su vez, disminuyendo el tiempo en comparación con CT.

Teniendo en cuenta estos factores, se determina que los tiempos con Coiled Tubing tienden a ser menores que los tiempos con Workover, tanto los teóricos como los tiempos reales. Como se puede observar en la **Figura 42**, donde la línea verde representa el tiempo teórico de la operación realizada con Workover, siendo esta mayor que los tiempos teóricos (morado) y reales (naranja) del Coiled Tubing.

**Figura 42**

*Duración total de las Actividades realizadas en comparación con Workover*



**Nota:** se presenta un comparativo entre los tiempos Teóricos y Reales del CT con los tiempos teóricos con WK.

## 5.2. Seguridad y salud

Tanto como para Weatherford como para Ecopetrol, es una prioridad cumplir los más altos estándares técnicos de seguridad para sus trabajadores y de igual manera, asegurar la protección del medio ambiente, por ende, Weatherford realiza y documenta una evaluación de riesgos para cada trabajo con Coiled Tubing.

Weatherford realiza una identificación de peligros en base en los criterios presentados en el estándar técnico para suministro de servicios con Coiled Tubing **Figura 43**, mediante la cual se realizará la evaluación de los riesgos relevantes para el trabajo actual realizado, describiendo así los protocolos de prevención, control y mitigación de los posibles riesgos en el programa preliminar del trabajo propuesto.

Todo el personal de Weatherford en el sitio de trabajo participa en un análisis de seguridad de trabajo (JHA) antes de instalar, probar el equipo, iniciar RIH y a cualquier momento que sea necesario por el supervisor de operaciones de Coiled Tubing.

Cada JHA debe incluir un resumen de las operaciones planeadas, identificación de riesgos potenciales, planes de contingencia y procedimientos de emergencia, identificación de materiales

peligrosos usados, demostrar equipo de seguridad, delegar responsabilidades e identificación de procedimientos de comunicación.

**Figura 43.**

*Identificación de peligros*

	<p><b>Critico para Calidad:</b></p> <p><b>Alto potencial por exceso de Tiempo No Productivo debido a Equipos no conformes</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas: Falla para realizar pruebas de funcionamiento pueden llevar a que equipos no conformes sean enviados al campo y tener fallas potenciales en el campo.</li> <li>• Calibración: Falla para asegurar que los dispositivos criticos de monitoreo / medición pueden llevar a falsas lecturas que en consecuencia pueden afectar adversamente la toma de decisiones en el campo o lecturas inadecuadas de los parámetros que lleven a atascar la tubería o incidentes de pérdidas de tubería.</li> <li>• Mantenimiento Preventivo: No llevar a cabo mantenimientos preventivos puede llevar a fallas en el campo y acortar la vida de los activos, e incrementar los costos para la reanudación y pérdidas de transferencia de potencia.</li> <li>• Conexiones: Si no se asegura que cualquier conexión de equipo de un tercero o del cliente coincida con el equipo de Coiled Tubing, conjunto BOP, cabezal de pozo, equipos de bombeo de fluido y nitrógeno o equipo de transporte puede llevar a NPT durante la instalación o el tratamiento.</li> </ul>
	<p><b>Critico para la Seguridad y Medio Ambiente</b></p> <p><b>Liberación de proyectiles puede llevar a fatalidades múltiples y pérdidas de equipos e impactos ambientales.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección: Falta de inspeccionar y verificar las condiciones de los equipos contenedores de presión pueden llevar a pérdidas de integridad de los sistemas.</li> <li>• Calibración: Falsas lecturas de los sensores pueden ocultar señales de advertencia de sobrepresión o fallas para llevar a cabo las pruebas apropiadamente.</li> <li>• Mantenimiento preventivo: Componentes deteriorados o incorrectos / caras de los sellos pueden llevar a fallas al ser sometidos a presión, o problemas de control de pozo.</li> <li>• Interfaces: Suministrar conexiones que no coinciden pueden fallar bajo presión.</li> <li>• Planificación del Sistema: No proporcionar equipos de capacidades o configuraciones correctas genera barreras débiles o no existentes.</li> <li>• Permiso de trabajo: Procesos no controlados o no compatibles pueden llevar a que se tenga personal no requerido y equipos no necesarios en el área de prueba.</li> </ul>
	<p><b>Controles Requeridos para prevenir la interrupción en la entrega de servicios</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación del conjunto de BOP en el cabezal de pozo</li> <li>• Pruebas de funcionamiento del BOP en el cabezal de pozo</li> <li>• Anclaje / aseguramiento del equipo antes de iniciar la operación</li> <li>• Realización de pruebas en un ambiente totalmente aislado</li> <li>• Contar con alarmas audibles y visuales</li> <li>• Requerimientos de identificación y trazabilidad, criterios de rechazo y protocolo de cuarentena.</li> <li>• Mantenimiento preventivo periódico documentado.</li> <li>• Calibraciones de los TMDE de manera anual o semestral</li> <li>• Diseño del trabajo el cual resume los parámetros a seguir en la operación</li> <li>• Proceso de Aseguramiento de Competencias de Weatherford para el personal operativo.</li> <li>• Evitar la línea de fuego y reducir la exposición alrededor de equipos presurizados, asegurarse que personal no autorizado tienen acceso restringido a estas áreas</li> <li>• Planeación operacional y herramientas de administración de riesgos</li> <li>• Supervisión y orientación para trabajar de manera segura alrededor de equipos presurizados y de izaje de cargas</li> <li>• Uso seguro de dispositivos mecánicos de elevación para reducir la manipulación manual</li> <li>• EPP estándar y específico requeridos en el sitio de trabajo</li> </ul>

**Nota:** Criterios de identificación de riesgos presentados por Weatherford tomado: Weatherford, *Estándar técnico para suministro de servicios de Coiled Tubing*, GCTUTM, Ed., Weatherford, 2016.

Los implementos de seguridad personal son de uso obligatorio durante operaciones de Colied Tubing para la prevención de insidentes y riesgos laborales, los cuales serán suministrados por la empresa, como lo son:

- Protección para los ojos o facial.
- Dispositivos para protección de caídas que cumplan con las regulaciones locales o los estándares de seguridad del cliente, el que sea más estricto.
- Ropa retarda fuego y otra ropa de protección especial.
- Protección para la cabeza, manos y pies.
- Protección auditiva.
- Protección respiratoria.

Durante las operaciones realizadas, se debe contar con un plan de respuestas a emergencias y un sitio de primeros auxilios (deben tener extintores, botiquín de primeros auxilios, estación lava ojos, camilla y radio de comunicación). De igual manera se debe contar con un vehículo de transporte de emergencia.

El personal debe estar capacitado en materia de certificación básica y específica de seguridad, procedimiento en control de pozo y de operación, sistemas de calidad adoctrinamiento y familiarización, habilidades y requerimientos de formación únicos. A su vez, se debe demostrar que el personal esta apropiadamente entrenado y calificado para manejar con seguridad todos los fluidos planeados para el trabajo y operar cualquier equipo de seguridad requerido.

Para Weatherford es primordial la seguridad en las operaciones realizadas, Gracias a la implementación de altos estándares de seguridad, en los que aseguran que el personal cumpla con todos los requerimientos en cuanto a implementos de protección personal, entrenamiento, capacitación y reacción oportuna ante cualquier situación de riesgo. A su vez, con un correcto programa de mantenimiento preventivo que garantiza un correcto funcionamiento de los equipos, disminuyendo así la probabilidad de fallas que puedan generar daños mayores.

Se ha tomado como referencia 5 operaciones de abandono técnico realizados a pozos en el campo casabe en el año 2019 (Casabe 350, Casabe 418, Casabe 041, Casabe 477 y Casabe 582), donde se evidencio la seguridad operacional realizando un control óptimo de los equipos asegurándose

de que estos mismos funcionaran correctamente bajo las condiciones requeridas, esto sumado a que el personal se encuentra entrenado y capacitado para una operación segura de los equipos; y son capaces de tomar decisiones acertadas en situaciones que lo ameriten. Debido a esto, no se presentó ningún incidente que pusiera en riesgo al personal, medio ambiente y/o equipos utilizados.

### **5.3. Medio ambiente**

Como se mencionó anteriormente, las operaciones de abandono técnico con Coiled Tubing poseen un bajo índice de accidentes, lo cual se relaciona con una adecuada protección al medio ambiente, esto gracias al equipo de seguridad (Stripper), que permite controlar cualquier aumento de presión generado por un influjo, debido a que este genera un sello dinámico alrededor de la tubería de CT garantizando un correcto aislamiento del pozo, impidiendo la expulsión de fluidos hacia el medio ambiente.

Durante estas operaciones la fase crítica es la molienda del tapón en superficie debido a su profundidad somera, la presión contenida bajo este tapón es difícil de controlar por el control primario (columna o presión hidrostática), el cual es el mecanismo de control empleado por las unidades de Workover, debido a esto se pueden presentar influjos a superficie que pongan en riesgo a los operadores y generen contaminación al medio ambiente; tomando como ejemplo lo ocurrido en el Pozo Casona 1 en donde un influjo causó la expulsión de la tubería de Workover y la liberación de fluidos a superficie generando contaminación y poniendo en riesgos a los trabajadores [5]. A consecuencia de estos incidentes, la empresa operadora y la empresa prestadora de servicios deberán hacerse cargo de la remediación de aguas y suelos contaminados por los fluidos liberados, y se harán acreedores de sanciones de la autoridad ambiental.

«Que la Constitución Política de Colombia en relación con la protección del ambiente establece que es deber de los nacionales y extranjeros acatar la Constitución y las Leyes, así como respetar y obedecer a las autoridades (Art. 4); y como obligación del Estado y de las personas, el proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación (Art. 8), los recursos culturales y naturales del país y velar por la conservación de un ambiente sano (Art. 95. L. 8), (Art. 79) derecho a gozar de un ambiente sano y (Art.80) planificación de manejo y aprovechamiento

de los recursos naturales, y así, garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Así, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.» [22]

### **Sanción Administrativa Ambiental En Caso De Incidentes.**

En Caso de un incidente ambiental, la empresa responsable deberá ser acreedora de una sanción administrativa vía multa, por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, para ello se generó un modelo matemático para el cálculo de la multa a pagar, la cual incluye factores que reflejen las circunstancias acontecidas en la infracción y permitan estimar el monto óptimo de la multa. [23]. A continuación, se presenta la descripción de cada una de las variables que deben valorarse y que se encuentran planeadas dentro del modelo matemático.

**NOTA:** Las ecuaciones presentadas en esta sección fueron tomadas de: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial., Metodología para el cálculo de multas por infracción a la normativa ambiental: Manual conceptual y procedimental, Bogotá D.C., 2010.

#### **Ecuación 3**

*Calculo de multas por afectación ambiental.*

$$\text{Multa} = B + [(\alpha * i) * (1 + A) + Ca] * Cs$$

Donde:

- B: Beneficio ilícito

Es la cuantía mínima que debe tomar una multa para cumplir su función disuasiva, y se refiere a la ganancia económica que obtiene el infractor fruto de la conducta. Calculado con la siguiente ecuación.

#### **Ecuación 4**

*Calculo beneficio ilícito (B)*

$$B = \frac{y * (1 - p)}{p}$$

En donde la variable Y puede tomar 3 casos correspondientes a ingresos directos de la actividad (Y1), costos evitados (Y2) o ahorros de retraso (Y3).

La variable P corresponde a la capacidad de detección la cual puede ser Baja ( $p=0.4$ ), Media ( $p=0.45$ ) o Alta ( $p=0.5$ )

- $\alpha$ : Factor de temporalidad

Considera la duración del hecho ilícito, identificando si este se presenta de manera instantánea, continua o discontinua en el tiempo.

#### **Ecuación 5**

*Calculo factor de temporalidad.*

$$\alpha = \frac{3}{364} * d + \left(1 - \frac{3}{364}\right)$$

donde  $d$  corresponde al número de días de la infracción.

- $i$ : Grado de afectación ambiental y/o evaluación del riesgo

Para la valoración de la importancia de la afectación se emplean los siguientes atributos, los cuales serán evaluados cualitativamente, y traducido a un valor cuantitativo final

- **Intensidad (IN):** define el grado de incidencia de la acción sobre el bien de protección, puede tomar valor de 1, 4, 8 y 12 según corresponda.
- **Extensión (EX):** se refiere al área de influencia del impacto en relación con el entorno, puede tomar valor de 1, 4 o 12 según corresponda.
- **Persistencia (PE):** se refiere al tiempo que permanecería el efecto desde su aparición y hasta que el bien de protección retorne a las condiciones previas a la acción, puede tomar valor de 1, 3 o 5 según corresponda.
- **Reversibilidad (RV):** Capacidad del bien de protección ambiental afectado de volver a sus condiciones anteriores a la afectación por medios naturales, una vez se haya dejado de actuar sobre el ambiente, puede tomar valor de 1, 3 o 5 según corresponda.
- **Recuperabilidad (MC):** capacidad de recuperación del bien de protección por medio de la implementación de medidas de gestión ambiental, puede tomar valor de 1, 3, 5 o 10 según corresponda.

Una vez valorados los atributos, se procede a determinar la importancia de la afectación como medida cualitativa del impacto, dada por la siguiente ecuación:

**Ecuación 6**

*Importancia de la afectación cualitativa.*

$$I = (3 * IN) + (2 * EX) + PE + RV + MC$$

Una vez determinada la importancia de la afección se procede a su conversión en unidades monetarias.

**Ecuación 7**

*Importancia de la afectación cuantitativa*

$$i = (22.06 * SMMLV) * I$$

En donde SMMLV corresponde al salario mínimo mensual legal vigente en pesos colombianos.

- A: Circunstancias agravantes y atenuantes

Las circunstancias atenuantes y agravantes son factores que están asociados al comportamiento del infractor. La Ley 1333 de 2009, por medio de la cual se establece el procedimiento sancionatorio ambiental, establece las circunstancias agravantes y atenuantes de la responsabilidad en materia ambiental.

- Ca: Costos asociados

La variable costos asociados, corresponde a aquellas erogaciones en las cuales incurre la autoridad ambiental durante el proceso sancionatorio y que son responsabilidad del infractor

- Cs: Capacidad socioeconómica del infractor

la función multa debe tener en cuenta la variable capacidad socioeconómica del infractor, entendida como el conjunto de condiciones de una persona natural o jurídica que permiten establecer su capacidad de asumir una sanción pecuniaria, Una forma de establecer estos grados de diferencia, es por medio de su clasificación en tres niveles:

- Personas naturales: el cual tomara un valor entre 0.01-0.06 dependiendo del nivel Sisbén.

- Personas jurídicas: se toman valores de la siguiente manera: Microempresa (0.25), Pequeña (0.5), Mediana (0.75), Grande (1.0)
- Entes territoriales: puede tomar valores entre 0.4-1 dependiendo del ente territorial.

En esta sección se realizará el análisis técnico de resultados de la operación de abandono técnico implementado en el pozo casabe 350, bajo los más alto estándares de calidad, dando como resultado una operación efectiva, sin derrames ni daños a equipos al medio ambiente, garantizando la seguridad operacional de los trabajadores.

#### **5.4. Análisis de resultados del Pozo Casabe 350**

Al realizar la molienda del primer tapón alcanzando los 92 ft de profundidad se presenta un aumento en la presión en cabeza de 600 psi, que se eleva hasta tener un total de 1.200 psi, lo cual fue controlado satisfactoriamente mediante el equipo de control de presión (BOPs y strippers), que permite contener presiones de hasta 10.000 psi y una vez la presión se ha estabilizado se procede a abrir el choque para despresurizar el pozo hasta 56 psi.

En esta situación el equipo de control de presión jugó un papel muy importante, debido al control eficaz del flujo, el cual, bajo otras condiciones pudo poner en riesgo la vida de los trabajadores, daño en equipos y contaminación al medio ambiente, ya que, al ser una profundidad somera (92 ft) el control de pozo mediante presión hidrostática no cumple con lo necesario para contener dicha presión.

Al proceder con la verificación de tope del tapón intermedio reportado a 1.200 ft **Figura 13**, se determinó la no existencia de este, continuando con el RIH para hasta encontrar tapón de fondo reportado a 2.900 ft, el cual fue encontrado a 3.012 ft. Se evidencia una posible falta de control a la hora de la realización del primer abandono en el año 2005 y omisión a recomendaciones de las normas internacionales, las cuales indican la instalación de mínimo de 3 tapones de cemento al momento de realizar un abandono de pozo [2].

El bombeo del tapón de fondo se realizó en dos secciones, en la primera parte se realizó el bombeo de 10 bbls de cemento de 15,6 ppg, espoteandolo desde 3.010 ft hasta 2.719 ft verificando tope de

cemento 2.731 ft. En la segunda parte se bombearon 13,5 bbls de cemento de 15,6 ppg espoteandolo desde 2.720 ft hasta 2400 ft verificando tope de cemento a 2.381 ft.

Para la ubicación del tapón intermedio se bombearon 4,7 bbls de lechada de cemento de 15,6 ppg espoteandolo desde 1.250 ft hasta 1.050 ft verificando tope de cemento 1.037 ft. para el tapón de superficie se bombearon 10 bbls de lechada de cemento de 15,6 ppg de la siguiente manera, 5 barriles al anular de 7"- 10 3/4" y se espotearon 5 bbls desde 200 ft hasta superficie.

La unidad Coiled Tubing al momento espotear las lechadas garantiza la ubicación optima de los tapones de cemento debido a que a la hora de bombear el tapón la tubería sube conforme al caudal de bombeo, manteniendo siempre la boquilla dentro de la lechada, esto asegura un control más acertado de las profundidades que se manejan.

Durante cada una de las etapas de la operación y posterior al tiempo de fragüe estipulado por la compañía de cementación, se realizó RIH de Coiled Tubing verificando tope de cemento de cada tapón, también realizó prueba de integridad con el fin de garantizar sello y abandonar técnicamente el pozo conforme a la regulación vigente solicitada por Ecopetrol S.A.

Se garantizó que el fluido espaciador entre el tope y la base de cada tapón fuese una píldora inhibida, mezcla de bactericida e inhibidor de corrosión, esto con el fin de preservar la integridad tanto del cemento como del revestimiento.

Durante la operación realizada, se presentaron algunos contratiempos que generaron retrasos no programados, como lo son 5 horas debido a que los tanques de retornos se llenaban sin contar con volumen de almacenamiento disponible y 1.5 horas por problemas climáticos. De igual manera se tenía en el plan de trabajo programada la molienda de un tapón intermedio, el cual se determinó que no exista, eliminando estos tiempos de molienda.

Finalmente se cumplió con la operación de una manera exitosa, sin presentar incidentes, donde se evidencia que los tapones de cemento cumplen con los estándares de integridad y resistencia de acuerdo con la norma Norsok D10 y los estándares de técnicos de WEATHERFORD; logrando finalizar el trabajo en un tiempo menor al planeado.

## 5.5. Indicadores HSEQ

Para la determinación de los indicadores HSEQ, se tomó en cuenta la experiencia y criterio de profesionales en campo y los autores del trabajo, de igual manera se le asignó un peso y rango calificativo en base a los estándares técnico para suministro de servicios de Coiled Tubing de Weatherford Colombia [20], representando así la importancia que tiene para la empresa cumplir con dicho indicador. para la evaluación del abandono técnico realizado en el pozo Casabe 350 se elaboró la matriz HSEQ con los siguientes indicadores:

- **Indicador de eficiencia:** Este indicador relaciona los recursos invertidos o utilizados con los resultados obtenidos, se evalúa de 1 a 5 según criterio.
- **Indicador de eficacia:** Miden el grado en que se realizan las actividades planificadas y se logran los resultados esperados. Es una comparación entre logros versus metas.
- **Indicador de Seguridad Operacional:** Este indicador mide la seguridad durante la operación, en cuando al correcto funcionamiento de los equipos, capacitación y entrenamiento de los operadores y los equipos de seguridad personal. Se evalúa de 1 a 5 según criterio.
- **Indicador de seguridad ambiental:** Mide los efectos ocasionados al medio ambiente durante la operación realizada. Se evalúa de 1 a 5
- **Indicadores de cumplimiento:** Relaciona las actividades propuestas en el plan de trabajo, con las actividades realizadas, determinando si se cumplen el cronograma preestablecido.
- **Indicador de Calidad:** Evalúa la calidad final de la operación realizada, teniendo en cuenta para el caso del abandono técnico, que se cumpla con un aislamiento eficiente del pozo.

En la **tabla 19** se realiza la matriz calificativa para el abandono técnico del pozo Casabe 350 mediante la implementación del equipo de Coiled Tubing, teniendo en cuenta los indicadores descritos anteriormente, la información recopilada y analizada en este documento.

Con el objetivo de caracterizar la calificación global obtenida se determinaron los rangos calificativos expresados en la **tabla 18**, en donde una nota deficiente (43-106) indica que se presentaron diversas situaciones que afectaron directamente al medio ambiente, personal y equipos, teniendo un mayor costo, retrasos y reflejando una operación con los estándares técnicos; para las notas regular (107-154) y aceptable (155-179) nos indican que se presentaron incidentes

que posiblemente ocasionaron daños medio ambiente, personal o equipos, demostrando así que se presentan fallas a la hora de cumplir los estándares técnicos y representando una oportunidad de mejora la compañía; finalizando con la notas bueno (180-212) y muy bueno (213-260) las cuales indican principalmente fue realizada cumpliendo los estándares técnicos obteniendo resultados satisfactorios en donde pudieron presentar leves incidentes o retrasos que no afectaron el desarrollo de la operación.

Estos rangos fueron determinados por los autores de esta tesis, gracias al conocimiento adquirido durante el desarrollo de este documento y a conocimiento empírico de ingenieros expertos en el tema.

**Tabla 19**

*Rangos calificativos*

NOTA	RANGOS
<b>Deficiente</b>	<b>43-106</b>
<b>Regular</b>	<b>107-154</b>
<b>Aceptable</b>	<b>155-179</b>
<b>Bueno</b>	<b>180-212</b>
<b>Muy bueno</b>	<b>213-260</b>

**Nota:** Se determinan los rangos calificativos en donde una calificación Deficiente implicaría una operación mal realizada, no concluyente, costos superiores, duración extensa y accidentes.

**Tabla 20.***Matriz HSEQ para abandono técnico del pozo casabe 350*

	<b>Indicadores HSEQ</b>	<b>Alcance</b>	<b>peso</b>	<b>Calificacion</b>	<b>total</b>	<b>comentarios</b>
1)	Indicador de Eficiencia	de 1 a 5	5	4	20	El Costo real fue menos a lo presupuestado.
2)	Indicador de Eficacia	se 1 a 2	10	2	20	Se cumplieron los objetivos del abandono tecnico.
3)	Indicador de Seguridad operacional	de 1 a 5	5	5	25	No se presentaron accidentes, lesiones o daños.
4)	Indicador de Seguridad Ambiental	de 1 a 5	8	5	40	No se presentaron derrames en superficie o daños al medio ambiente.
5)	Indicadores de Cumplimiento	de 1 a 10	5	8	40	Se cumplieron las actividades planeadas con leves retrasos.
6)	Indicadores de Calidad	de 1 a 10	10	10	100	Se realizo el abandono bajo los estandares internacionales con una calidad optima
				<b>Total</b>	<b>245</b>	<b>Obtiene una Calificacion MUY BUENO</b>

**Nota:** Para los indicadores se determina un margen calificativo específico para cada indicador (valor a criterio), de igual manera se determina un peso el cual representa la importancia de cumplir con dicho indicador (valor fijo), al multiplicar estos dos valores se determina la calificación de dicho indicador y se realiza la sumatoria de donde se obtiene un valor calificable entre los rangos calificativos. En base a esto se determina un total de 245 puntos para la operación realizada, dando como resultado una calificación muy buena, lo que significa que se ejecutó de manera exitosa, reduciendo costos y tiempos y sin presentar accidentes.

Esta calificación fue determinado a criterio de los autores del documento, con base a esto, se obtuvo una calificación de 245 (muy bueno) gracias a los altos estándares de calidad manejados por WEATHERFORD, cumplimiento de las normas internacionales de calidad del abandono, cumpliendo a cabalidad los requerimientos hechos por ECOPETROL sin presentar incidente que pusieran en riesgo la seguridad de los trabajadores y el medio ambiente.

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se realizará un análisis financiero de los costos relacionados con el abandono técnico del pozo Casabe 350, teniendo en cuenta los costos reales de la operación en comparación con los costos presupuestados para la operación en un periodo de 11 días. A su vez se tendrá una estimación de los costos asociados a un abandono técnico en un pozo con características similares mediante el equipo de Workover.

### 6.1. Costos del abandono técnico con Coiled Tubing.

La **Tabla 20** presenta los costos presupuestados en base a la operación de abandono técnico del pozo casabe 350 con una duración estimada de 11 días, teniendo un costo de renta de la unidad de Coiled Tubing de \$7.666,67 USD por día, a su vez se presentan los costos operativos y de movilización de \$81.398,9 USD, a la suma de estos dos valores se debe añadir el impuesto al valor agregado IVA correspondiente al 19%, por último se tienen los costos asociados a los servicios de cementación por parte de proveedor externo por un valor de \$50.000 USD; arrojando un estimado de \$247.221,4 USD para el desarrollo de la operación.

**Tabla 21**

*Costos estimados con CT*

Costos estimados abandono tecnico pozo Casabe 350				
Descripción	Unidad	Cantidad	Vlr. Unitario \$USD	Vlr Total
<b>Renta de unidad de CT</b>	Dia	11	\$ 7,666.67	\$ 84,333.37
<b>Costos operativos y Movilización</b>				\$ 81,398.90
<b>subtotal sin IVA</b>				\$ 165,732.27
<b>IVA 19%</b>				\$ 31,489.13
<b>Valor Total con IVA Unidad</b>				\$ 197,221.40
<b>Servicios de cementación</b>				\$ 50,000.00
<b>TOTAL</b>				\$ 247,221.40

**Nota:** Se presenta el presupuesto realizado para la operación de abandono técnico del pozo Casabe 350, mediante el uso del equipo de Coiled Tubing, precios tomados para el año 2019.

A continuación, se presenta la **Tabla 21**, en donde se describen los costos reales obtenidos de la implementación del abandono técnico del pozo Casabe 350, se puede observar una disminución notable en costos, esto debido a que la duración real del trabajo fue de 7 días y 18 horas, para efectos de cobros se aproxima a 8 días; En base a esto se tiene un costo de renta de CT de

\$61.333,36 USD, costos operativos y de movilización de \$53.524,1 USD, de igual forma se debe aplicar el impuesto al valor agregado IVA correspondiente al 19% y el costo de los servicios de cementación por parte de un proveedor externo de \$50.000 USD

**Tabla 22**

*Costos reales con CT*

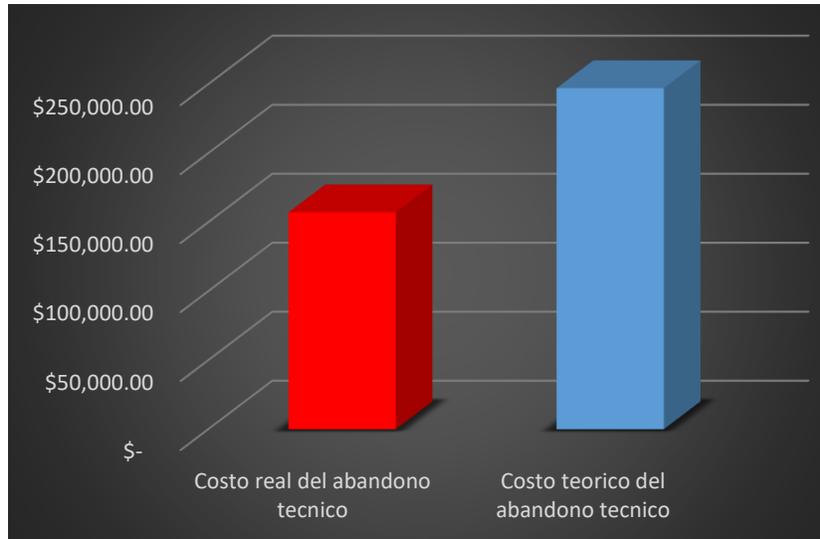
<b>Costo del pozo 350</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Vlr. Unitario \$USD</b>	<b>Vlr Total</b>
<b>Renta de unidad de CT</b>	Día	8	\$ 7,666.67	\$ 61,333.36
<b>Costos operativos y Movilización</b>				\$ 53,524.10
<b>subtotal sin IVA</b>				\$ 107,190.79
<b>IVA 19%</b>				\$ 20,366.25
<b>Valor Total con IVA Unidad</b>				\$ 127,557.04
<b>Servicios de cementación</b>				\$ 50,000.00
<b>Total costos asociados</b>				\$ 50,000.00
<b>TOTAL</b>				\$ 157,190.79

**Nota:** Se presentan los costos reales de la operación de abandono técnico del pozo Casabe 350, mediante el uso del equipo de Coiled Tubing, precios tomados para el año 2019.

En base a las tablas anteriores, se puede observar una gran diferencia en los costos debido a la reducción en el tiempo, pasando de un estimado de 11 días a un tiempo real de 7 días y 18 horas. Esto representa una disminución en costos correspondiente a un 36.4%, Generando así un ahorro adicional para la empresa operadora de aproximadamente \$90.000 USD (**Figura 44**).

**Figura 44**

*Comparación de costos teóricos y reales del CT*



**Nota:** Comparación de costos Reales y Teóricos del abandono técnico del pozo Casabe 350, donde se observa una reducción del costo debido a la eficacia de la operación. precios tomados para el año 2019.

Demostrando de esta manera, que la implementación del Coiled Tubing para abandonos técnicos, no solo es eficiente a nivel operativo, sino que, al llevar a cabo una correcta operación sin presentar imprevistos, se logran reducir los costos significativamente, representando una ganancia de tiempo para WEATHERFORD y un ahorro económico para la empresa operadora.

## **6.2. Costos teóricos de Workover.**

En la **tabla 22**, se encuentran los costos estimados para realización de un abandono técnico de un pozo con características similares al pozo de estudio mediante el método convencional del equipo de Workover, el cual tiene una duración estimada de 12 días; el costo total fue calculado mediante aproximaciones de diferentes fuentes debido a que los pozos investigados no poseían características similares al pozo casabe 350, por ende, no es posible realizar una comparación directa entre ellos.

El costo total estimado para un abandono técnico con Workover es de \$264,073.14 USD, dicho precio incluye el valor de renta de unidad de Workover, servicios de cementación, costos operativos y movilización.

**Tabla 23**

Costos de abandono técnico con Workover

<b>Costo abandono tecnico con Workover</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Vlr. Unitario \$USD</b>	<b>Vlr Total</b>
<b>Renta de unidad de Workover</b>	Día	12	\$ 12,178.44	\$ 146,141.28
<b>Costos operativos y Movilización</b>				\$ 63,172.86
<b>subtotal sin IVA</b>				\$ 209,314.14
<b>IVA 19%</b>				\$ 39,769.69
<b>Valor Total con IVA Unidad</b>				\$ 249,083.83
<b>Servicios de cementación</b>				\$ 54,759.00
<b>Total costos asociados</b>				\$ 54,759.00
<b>TOTAL</b>				\$ 264,073.14

**Nota:** precios estimados de pozo similar para abandono técnico con Workover, datos tomados de (L. E. Dick Bernal y P. C. Ojeda Triana, «Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo,» Bogotá D.C., Fundación Universidad de América, 2017, pp. 46-58) y (A. M. Lara Ocampo y E. Torres Torres, *Optimización De Los Costos En Las Operaciones De Subsuelo De Un Campo Petrolero De La Compañía Oil Ltda*, Bucaramanga: Universidad De Santander, 2016). precios tomados para el año 2019.

En la **Tabla 23** se realiza una comparación de costos por día entre las operaciones con Workover y Coiled Tubing se determina que el valor presupuestado con Coiled Tubing es de \$22,474.67 USD/día, siendo mayor que el costo diario con Workover de \$22,006.1 USD/día, a primera vista se diría que el Workover es más económico, pero al analizar la duración del trabajo, se obtiene una mayor duración con la unidad convencional, lo cual implica un mayor costo total; de igual manera, se tiene que el costo por día de la operación ejecutada en el pozo Casabe 350 es de \$19,648.85 USD/día, esta disminución se debe a que el trabajo fue realizado en menor tiempo y teniendo costo de \$90,030.6 USD menos que el presupuestado.

**Tabla 24.**

Costos día de una operación de abandono técnico

	TOTAL	Duracion (Dias)	Costo por día
Costo Real Casabe 350	\$ 157,190.79	8	\$ 19,648.85
Costos presupuestado Casabe 350	\$ 247,221.40	11	\$ 22,474.67
Costos presupuestado workover	\$ 264,073.14	12	\$ 22,006.10

**Nota:** Teniendo en cuenta el costo presupuestado en el plan de trabajo para CT, el costo real de la operación y el costo estimado mediante WK, se realiza una estimación de costo/día promedio para cada escenario dependiendo la duración de cada uno.

### 6.3. Análisis financiero por VPN

Debido a la depreciación del dólar se debe hacer un ajuste de los precios del año 2019 al 2020 que se lleva a cabo mediante metodología valor presente neto

#### Ecuación 8

*Formula del índice del Valor Presente Neto.*

$$VPN(i) = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Nota: ecuación de valor presente neto, donde  $i$  es la TIO,  $F$  corresponde a los flujos netos efectivo,  $n$  corresponde al número de periodos uniformes de tiempo, VPN o el resultado obtenido es a dólares de hoy.

Tomando como base el año 2019 se realizaron 5 abandonos técnicos en el campo casabe, y tomando estadísticas anteriores se determina que se realizan 4 abandonos técnicos por año, basados en los costos real (\$ 157,190 USD) y presupuesto (\$ 247221 USD) del pozo casabe 350 para ser tomado como valor de  $F$  en los diferentes periodos de tiempo.

La tasa de interés de oportunidad (TIO) para proyectos de inversión por parte de la empresa Ecopetrol S.A., es de 12% efectivo anual [1].

Asumiendo que la empresa mantiene un promedio de cuatro operaciones de abandono técnico realizadas anualmente, es posible determinar un valor presente neto tomando como fecha focal al

año 2020, analizando un periodo de 5 años entre el 2019 al 2023. Como se puede observar la siguiente **Tabla 24**.

**Tabla 25**

*Valor presente neto de operaciones con CT real y presupuestado*

<b>Valor Presente Neto de operaciones CT</b>					
<b>Año</b>	<b>Pozos</b>	<b>Costo Presupuestado</b>		<b>Costo Real</b>	
		<b>Total por año</b>	<b>Ajuste al 2020</b>	<b>Total por año</b>	<b>Ajuste al 2020</b>
2019	5	\$ 1,236,107.01	\$ 1,384,439.85	\$ 785,953.95	\$ 880,268.42
2020	4	\$ 988,885.61	\$ 988,885.61	\$ 628,763.16	\$ 628,763.16
2021	4	\$ 988,885.61	\$ 882,933.58	\$ 628,763.16	\$ 561,395.68
2022	4	\$ 988,885.61	\$ 788,333.55	\$ 628,763.16	\$ 501,246.14
2023	4	\$ 988,885.61	\$ 703,869.24	\$ 628,763.16	\$ 447,541.20
	<b>TOTAL</b>		<b>\$ 4,748,461.82</b>		<b>\$ 3,019,214.60</b>

**Nota:** inversión prevista de la empresa de la campaña de abandonos con la unidad CT

En el caso de abandonos técnicos con Workover se tomará la misma cantidad de pozos anuales, tomando como valor por pozo la estimación realiza de \$264,073.14 USD (**Tabla 25**).

**Tabla 26**

*Valor presente neto de operaciones con WO*

<b>Valor Presente Neto de operaciones WO</b>			
<b>Año</b>	<b>Pozos</b>	<b>Total por año</b>	<b>Ajuste al 2020</b>
2019	5	\$ 1,320,365.70	\$ 1,320,365.70
2020	4	\$ 1,056,292.56	\$ 1,056,292.56
2021	4	\$ 1,056,292.56	\$ 943,118.36
2022	4	\$ 1,056,292.56	\$ 842,069.96
2023	4	\$ 1,056,292.56	\$ 751,848.18
	<b>TOTAL</b>	<b>\$ 5,545,535.94</b>	<b>\$ 4,913,694.76</b>

**Nota:** inversión prevista de la empresa de la campaña de abandonos con la unidad WO

Desde un punto de vista financiero, la opción más acertada para la realización de abandonos técnicos, es el uso del equipo de Coiled Tubing, debido a que se determinó que a valor presente neto en el año 2020 para los dos escenarios de costos presentados para CT, se presenta una diferencia de precios respecto a lo presupuestado con Workover de \$ 165.232 USD en cuanto a

costos estimados, y un ahorro de \$1.894.480 USD en el caso más favorable en base a costos reales de la operación; lo cual representa un ahorro entre el 3.36% y el 38.56%, lo cual dependerá de situaciones ajenas que puedan o no retrasar las operaciones.

## 7. CONCLUSIONES

Se describe detalladamente la implementación de la operación de abandono técnico con Coiled Tubing, en donde se evidencio el cumplimiento del ESTÁNDAR TÉCNICO PARA SUMINISTRO DE SERVICIOS DE COILED TUBING [20], asegurando un correcto desarrollo del trabajo propuesto, sin presentar incidentes que pusieran en riesgo a los operadores, medio ambiente y/o equipos.

Se comprobó la eficiencia del equipo de control STRIPPER, al presentar un influjo posterior a la molienda del tapón de superficie de 1,200 PSI, la cual fue contenida exitosamente gracias correcto funcionamiento del equipo de control, el cual genera un sello dinámico alrededor de la tubería capaz de soportar hasta 10,000 PSI evitando así incidentes en la operación y retrasos.

Con base a los costos presupuestados para la operación con Coiled Tubing de \$ 247,221 USD, en comparación a los costos reales de la intervención de \$ 157,190 USD, se obtuvo una reducción del 36.4%, gracias a la correcta implementación y a que no se presentaron incidentes que causaran retrasos no previstos, de igual manera al no tener el tapón intermedio reportado en el plan de trabajo, fue posible reducir significativamente el tiempo de ejecución.

Se pone en evidencia la ventaja operativa que posee el equipo de Coiled Tubing en cuanto al control del influjo presentado durante la molienda del tapón de superficie de 1,200 PSI, el cual se presentó a una profundidad somera de 92 ft en comparación con el equipo de Workover, determinando que no tendría la capacidad de controlar esta presión por medio de presión hidrostática ejercida por fluido de control, el cual debería tener un peso de 251 PPG para poder controlar el pozo, siendo esto imposible.

Con base a la matriz de indicadores HSEQ realizada, se determinó una calificación de 245 (muy bueno) comprobando así la eficiencia, seguridad y calidad del abandono técnico realizado con el equipo de Coiled Tubing, verificando la integridad de los tapones al aplicar una presión de 500 psi durante 15 min, sin presentar caídas de presión mayores al 10%, dándole cumplimiento los objetivos del abandono técnico sin presentar accidentes que generaran riesgo

a los trabajadores, medio ambientes y/o equipos; realizando el abandono bajo los estándares técnicos en un menor tiempo, representando así un menor costo.

## GLOSARIO

**Abandono de pozos:** Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

**Cabeza de pozo:** Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc.

**Campo:** Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

**Casing:** Una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. El diseñador de pozos debe diseñar la tubería de revestimiento para que tolere una diversidad de fuerzas, tales como aplastamiento, explosión y falla por tracción, además de las salmueras químicamente agresivas.

**Cementación:** es la operación técnica de preparar y bombear cemento en un lugar determinado, en un pozo. Las operaciones de cementación se llevan a cabo para sellar el espacio anular en un pozo ya revestido, para colocar un tapón desde el cual se realiza desviaciones en pozos ya existentes, o taponar un pozo para que pueda ser abandonado.

**Coiled tubing:** El equipo de coiled tubing es una unidad de tubería flexible que cuenta con varios equipos en superficie y se puede usar en varias operaciones como trabajos de perforación, completamiento, reacondicionamiento del hueco y de abandono del pozo.

**Corrosión:** pérdida del metal debido a reacciones químicas y electroquímicas por el ambiente y las condiciones a la que la estructura metálica se encuentra.

**Crudo:** Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

**Gas natural:** La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

**Hidrocarburos:** Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

**Límite económico:** Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

**Pesca:** Intentar recuperar una pesca de un pozo. Si se encuentran disponibles, se convocan a la localización personas especialmente calificadas, correctamente denominadas pescadores, para dirigir y colaborar con las operaciones de pesca. Dependiendo del tipo de pesca, la manera en que se perdió, los requisitos normativos, y el valor de la pesca si se recupera, las operaciones de pesca pueden ser inmediatamente exitosas o pueden implicar intentos infructuosos durante varios días o incluso semanas.

**Pescado:** Cualquier cosa que queda en un pozo. No importa si la pesca consiste en chatarra metálica, una herramienta de mano, una sección de columna de perforación o de portamecha, o un costoso paquete de perforación direccional y MWD. Una vez que el componente se pierde, es correcto que se aluda a éste simplemente como "la pesca".

**Petróleo:** Literalmente significa "aceite de piedra"; se forma del latín "petra" (piedra) y "óleum" (aceite). Su conocimiento se remonta a la antigüedad y era conocido porque afloraba en pequeñas cantidades a la superficie.

**Pozo de desarrollo:** Pozo perforado y terminado en zona probada de un campo para la producción de petróleo crudo y/o gas.

**Pozo de inyección:** Pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

**Pozo exploratorio:** Perforación realizada en un área en donde al momento no existe producción de aceite y/o gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen probabilidad de contener hidrocarburos.

**Pozo improductivo:** Pozo terminado hasta el objetivo sin lograr obtener producción por encontrarse seco, por ser no comercial, por columna geológica imprevista o por invasión de agua.

**Pozo:** Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo con su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

**Presión de abandono:** Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo.

**Yacimiento:** (Reservoir) Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## TABLA DE SIGLAS

**ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos

**ANLA:** Agencia Nacional de Licencias Ambientales

**API:** American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo) encargados de hacer normas para buenas prácticas en la industria del petróleo.

**BHA:** Ensamblaje de Fondo de Pozo

**BOP:** Preventor de Reventones

**CO2:** dióxido de carbono

**CT o COT:** Unidad de Coiled Tubing o unidad de tubería flexible

**EPS:** Servicio de Presión Extrema

**Ft:** pies

**HSEQ:** Quality, Health, Safety & Environment (Calidad, salud, seguridad y medio ambiente) es un medidor técnico

**ID:** Diámetro Interno

**In:** pulgada

**MASP:** Máxima Presión Anticipada de Superficie

**MAWP:** Máxima Presión Permitida de Trabajo

**MD:** Profundidad Medida

**MPS:** Servicio con presión moderada

**OD:** Diámetro Exterior

**POOH:** subir tubería a través del pozo

**RIH:** bajada de tubería a través del pozo

**TVD:** profundidad vertical

**USDW:** underground sources of drinking water (fuentes subterráneas de agua potable)

**WHP:** Presión en Cabeza

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] L. E. Dick Bernal y P. C. Ojeda Triana, «Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo,» Bogotá D.C., Fundación Universidad de América, 2017, pp. 46-58.
- [2] (Norsok Standard D10, «Well integrity in drilling and well operations,» 2004.
- [3] M. Á. Moreno López y L. I. Vargas Vargas, «DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE COMPLETAMIENTO, BASADO EN LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO PARA LA REDUCCIÓN DE LA DEGRADACIÓN MECÁNICA,» Bogotá D.C., Fundación Universidad América, 2019, pp. 48-49.
- [4] Weatherford, Unidad de Coiled Tubing 18.
- [5] ANLA, «Por El Cual Se Ordena El Inicio De Un Procedimiento Sancionatorio,» 31 Agosto 2018. [En línea].
- [6] Weatherford, *Procedimiento de operación estandar de coiled tubing*, 2016.
- [7] Weatherford, *Unidad Coiled Tubing 35*.
- [8] NOV HYDRA RIG, *Owner's Manual w/Photos For Tractor Wet Kit & Trailer CTU WEATHERFORD.*, FORT WORTH, TEXAS, 2009.
- [9] Weatherford, Unidad Bombeo- tipo doble.
- [10] Weatherford, «Unidad de Grúa,» [En línea].
- [11] Ministerio De Minas Y Energia, *Resolucion 181495 "por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos"*, Bogota D.C., 2009.

- [12] Presidencia de la Republica de Colombia, *Decreto 1805 de 1973*, 1973.
- [13] American Petroleum Institute, *Wellbore Plugging and Abandonment*, API E3, 2018.
- [14] American Petroleum Institute, *API 51R: Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases*, 2009.
- [15] Ecopetrol, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe-0041*, Bogotá D.C..
- [16] Ecopetrol, *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe 350*, Bogotá D.C..
- [17] Ecopetrol , *Formato para la Justificación de Intervención de Pozo Casabe 0418*.
- [18] Ecopetrol, *Formato para la Justificación e Intervención del Pozo Casabe 0477*, Bogota D.C..
- [19] Ecopetrol, *Formato para la Justificación de Intervención del Pozo Casabe 582*, Bogotá D.C..
- [20] Weatherford, *Estándar técnico para suministro de servicios de Coiled Tubing*, GCTUTM, Ed., Weatherford, 2016.
- [21] Ministerio de Minas y Energías., «[www.minenergia.gov.co](https://www.minenergia.gov.co),» 23 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24049705>. [Último acceso: 3 Diciembre 2020].
- [22] ANLA, «Por el cual se ordena el inicio de un procedimiento sancionatorio AUTO N° 01892,» Bogotá D.C., 2018.
- [23] Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial., *Metodología para el cálculo de multas por infracción a la normativa ambiental: Manual conceptual y procedimental*, Bogotá D.C., 2010.

- [24] J. Reyes Rodriguez y E. Manchola, *Informe post Job Re - Abandono de pozo con Coiled Tubing de 2”*, Yondó , Antioquia.: Weatherford, 2019.
- [25] L. M. Gómez, *Post Job Casabe 477*, Barrancabermeja: Weatherford, 2009.
- [26] J. Reyes Rodríguez, «PROGRAMA PRELIMINAR DE RE-ABANDONO DE POZO CASABE 350,» Weatherford, BARRANCABERMEJA, 2019.
- [27] researchgate.net, «researchgate.net,» [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Subsea-BOP-configurations-a-subsea-BOP-stack-arrangement-Januarilham-2012-b\\_fig1\\_277916022](https://www.researchgate.net/figure/Subsea-BOP-configurations-a-subsea-BOP-stack-arrangement-Januarilham-2012-b_fig1_277916022). [Último acceso: 10 11 2020].
- [28] Secretaria De Energía De Mexico, *Glosario de terminos petroleros*.
- [29] Weatherford, «Unidad de Bombeo Doble».
- [30] Weatherford, «Unidades Acid Transport,» 18 06 2020. [En línea].
- [31] Weatherford, «Unidades de Bombeo de N2».
- [32] Weatherford, «Unidades Transporte de N2».
- [33] Norsok Standard D10, «Well integrity in drilling and well operations,» 2004, pp. 61-68.
- [34] Ecopetrol, «www.ecopetrol.com.co,» 26 05 2020. [En línea]. Available: [https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/Serviciosdeinformacion/C3%B3nalciudadano/Glosario!/ut/p/z1/nZJNj4IwEIZ\\_DVdmCkj3gBZIKAVP9leNmiwYpAaZOXvL3E9SGIq2b118jwzkzcFDgnwMr3IIq1zWaZF-\\_7i9jdzxpRQCxllGxdjsslz64cYLWExgqwLopwG8jz8zbI9MLDKnK9f](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/Serviciosdeinformacion/C3%B3nalciudadano/Glosario!/ut/p/z1/nZJNj4IwEIZ_DVdmCkj3gBZIKAVP9leNmiwYpAaZOXvL3E9SGIq2b118jwzkzcFDgnwMr3IIq1zWaZF-_7i9jdzxpRQCxllGxdjsslz64cYLWExgqwLopwG8jz8zbI9MLDKnK9f).

- [35] D. L. Mayorga Huerfano, «Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe,» Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2011, pp. 20-22.
- [36] Baker & Hughes, «Reporte de laboratorio de cementación.,» Yopal, 2019.
- [37] A. M. Lara Ocampo y E. Torres Torres, *Optimización De Los Costos En Las Operaciones De Subsuelo De Un Campo Petrolero De La Compañía Oil Ltda*, Bucaramanga: Universidad De Santander, 2016.

## ANEXOS

### RECOMENDACIONES

Debido a la crisis sanitaria causada por la pandemia de Covid 19, no fue posible evaluar la aplicación de esta metodología a otros pozos, por lo cual se debe implementar en un mayor número de pozos con el fin de validar los resultados obtenidos en este documento.

Con el fin de realizar una comparación más acertada entre CT y WK se recomienda añadir a la bibliografía información acerca de operaciones de abandono técnico realizadas y sus respectivos costos.

Validar los indicadores HSEQ y sus rangos calificativos mediante una estadística determinada a partir de operaciones realizadas tanto por la unidad de Coiled Tubing y Workover en distintos pozos.

Con el propósito de tener una comparación económica más acertada es necesario realizar un análisis financiero a un mayor número de operaciones, para así obtener resultados verídicos.

Al momento de realizar abandonos de pozo, es primordial asegurar un correcto aislamiento, siguiendo las normativas tomadas en cuenta por la empresa operadora, con el fin de evitar una posterior intervención de abandono técnico que ocasionan sobrecostos, problemas ambientales y sociales.

Se recomienda realizar una correcta documentación de las operaciones tanto abandonos como abandonos técnicos, con el fin de tener la información real para una posible intervención futura; tomando como referencia el abandono realizado en el pozo Casabe 350, en donde el estado mecánico reportado no coincidía con las condiciones reales del pozo, generando incertidumbre y retrasos.

Es primordial analizar los pozos que están postulados en la campaña de reabandono/abandono y definir cuáles se encuentran cercanos a patrones de inyección, con el fin de no afectar la inyección de agua en los pozos cercanos

En pozos abandonados que presentan filtraciones en superficie, por lo general se atribuye a una presión contenida bajo el tapón, por lo cual se recomienda la realización del abandono

técnico mediante el equipo de Coiled Tubing, debido a la capacidad del equipo de control para contener la presión y a la seguridad operativa proporcionada por este.

Realizar inspecciones periódicas a los pozos abandonados con el fin de detectar a tiempo cualquier señal de alerta que indique la necesidad de intervenir el pozo, para así evitar posibles derrames de fluidos en superficie que causen problemas sociales, contaminación al medio ambiente y/o sanciones económicas por parte de las autoridades ambientales.

Tomando en cuenta las ventajas operativas del equipo de Coiled Tubing para la realización de abandonos técnicos, en cuanto a eficiencia, tiempo, seguridad y costos; se recomienda esta metodología con el fin de garantizar un correcto abandono técnico.