

**EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA DEL USO DE LA HERRAMIENTA  
“SAND JETTING” CON UNIDAD DE COILED TUBING EN PROCESOS DE  
ABANDONO DEFINITIVO.**

**GERMÁN ALEJANDRO LONDOÑO GARCÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2020**

**EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA DEL USO DE LA HERRAMIENTA  
“SAND JETTING” CON UNIDAD DE COILED TUBING EN PROCESOS DE  
ABANDONO DEFINITIVO.**

**GERMÁN ALEJANDRO LONDOÑO GARCÍA**

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

**Director  
Ing. Camilo Andres Benitez Garay  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ  
2020**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

Ing. Diego Camilo Araque Barrera

---

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

Bogotá, D.C. febrero de 2020

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectoría Académica y de Posgrados (E)

**Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN**

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**

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.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi madre Claudia Londoño quien es el pilar en mi desarrollo personal en esta primera etapa de la vida profesional y lograr finalizar el proyecto de grado en las mejores condiciones con el apoyo de la Universidad América, la empresa Parex Resources LTD .

A la Fundación Universidad América por brindarnos la guía y el conocimiento necesario por medio de sus instalaciones, plantel académico e investigaciones para la elaboración del proyecto Ingeniero Yatnielah Pirela de la Fundación Universidad de América por su guía y verificación del proyecto, teniendo como objetivo el desarrollo óptimo de la investigación.

Ingenieros; Camilo Benitez, Sergio Rincón, Juan Carreño, Raúl Rodriguez, Paola Garzón, Emiliano Gonzalez, Anangelis Gonzalez, Lina Suanca, Daniel Martinez; Manuel Monroy. Además, a Diana Alvarez, Virgilio Ramón, Anderson Rincón de Parex Resources Inc. por su conocimiento, asesoría, acompañamiento en la realización del proyecto y ayudar a forjar mi carácter y actitud hacia la vida profesional.

A mi familia en general como la principal fuente de apoyo, ánimo y esfuerzo al mostrarnos el camino correcto para llegar a este punto en nuestras vidas y poder realizar este proyecto.

## CONTENIDO

	pág
<b>RESUMEN</b>	17
<b>INTRODUCCIÓN</b>	19
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	21
<b>1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO CIRCULO</b>	21
1.1.1 Historia del campo	21
<b>1.2 MÉTODOS DE ABANDONO DE POZOS</b>	24
1.2.1 Método convencional	24
1.2.2 Método Tapón Balanceado	25
1.2.3 Métodos de la cuchara Vertedora (Dump Bailer)	26
1.2.4 Método de los dos tapones	27
1.2.5 Método no convencional	27
<b>1.3 UNIDAD DE ABANDONO “COILED TUBING”</b>	31
<b>1.4 Normatividad Nacional e internacional</b>	33
1.4.1 Normativa internacional (Norsok D-010)	33
<b>2. METODOLOGÍA</b>	37
<b>2.1 Revisión de condiciones mecánicas del pozo</b>	39
2.1.1 Revisión operación de perforación	39
<b>2.2 ..... RESUMEN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO</b>	42
<b>2.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA SAND JETTING</b>	47
<b>2.4 VALIDACIÓN DE LA OPERACIÓN DE ABANDONO</b>	51
2.4.1 Estimado de costos	51
2.4.2 Estimado de tiempos.	53
<b>2.5 REALIZAR UN ESTUDIO FINANCIERO PROYECTADO PARA EL ABANDONO DEFINITIVO DEL POZO CIRCULO 7.</b>	54
<b>3. DATOS Y RESULTADOS</b>	55
<b>3.1 DATOS DE PARÁMETROS OPERATIVOS</b>	55
3.1.1 Parámetros	55
<b>3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO DE OPERACIÓN</b>	58
<b>3.3 ESTADO MECÁNICO FINAL DE ABANDONO DEL POZO CIRCULO 7</b>	61

<b>3.4 VALIDACIÓN DE LA EFICIENCIA Y VIABILIDAD DE ABANDONO DE POZO CIRCULO</b>	<b>63</b>
<b>3.4.1 Resultado de tiempos operacionales reales y validación con el propuesto</b>	<b>63</b>
<b>3.4.2 Resultado de tiempos operacionales reales y validación con el propuesto</b>	<b>68</b>
<b>3.4.3 Evaluación de la eficiencia de la herramienta</b>	<b>70</b>
<b>3.4.4 Análisis legislativo</b>	<b>72</b>
<b>3.4.5 Análisis financiero costo anual uniforme (CAUE)</b>	<b>73</b>
<b>4. CONCLUSIONES</b>	<b>75</b>
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	<b>77</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>78</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>80</b>



## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A. Programa operacional estimado, propuesto ingenieros de completamiento</b>	81
<b>Anexo B. Sumario de Perforación</b>	89
<b>Anexo C. Relación de datos tiempos/ operación/ parámetros</b>	93
<b>Anexo D. Legislación nacional e internacional (Norsok D-010) referente al abandono de pozos</b>	102
<b>Anexo E. Guía técnica modificación al plan original de abandono (operación de Sand Jetting)</b>	110
<b>Anexo E. Guía técnica modificación al plan original de abandono (operación de Sand Jetting)</b>	112

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1 Ubicación Pozo Circulo 7</b>	<b>21</b>
<b>Figura 2 Col Columna estratigráfica</b>	<b>22</b>
<b>Figura 3 Unidad de bombeo</b>	<b>26</b>
<b>Figura 4. Dump Bailer</b>	<b>27</b>
<b>Figura 5 Herramienta sand jetting con aletas centralizadoras usado en pozo Circulo 7</b>	<b>28</b>
<b>Figura 6 Configuración interna</b>	<b>28</b>
<b>Figura 7 Boquilla Sand jetting</b>	<b>29</b>
<b>Figura 8 Mecanismos de desgaste por abrasión</b>	<b>31</b>
<b>Figura 9 Unidad de Coiled tubing</b>	<b>32</b>
<b>Figura 10 Representación barrera permanente formación-cemento</b>	<b>33</b>
<b>Figura 11 Pozo tipo ejemplo Norsok D-010</b>	<b>36</b>
<b>Figura 12 Estado mecánico perforación pozo Circulo 7</b>	<b>40</b>
<b>Figura 13 Estado mecánico de completamiento Inicial</b>	<b>43</b>
<b>Figura 14 Estado mecánico Workover 1 Circulo 7</b>	<b>44</b>
<b>Figura 15 Estado mecánico Workover 2</b>	<b>45</b>
<b>Figura 16 Estado mecánico Rigless #1</b>	<b>46</b>
<b>Figura 17 Prueba de burbuja pozo Circulo 7 (Sección A)</b>	<b>58</b>
<b>Figura 18 Retorno de fluido después del Sand jetting (Sección A)</b>	<b>59</b>
<b>Figura 19 Instalación en cabeza de pozo durante el bombeo del último tapón de cemento</b>	<b>59</b>
<b>Figura 20 Estado mecánico final de abandono definitivo</b>	<b>62</b>
<b>Figura 21 Estado de pozo en superficie al finalizar la operación</b>	<b>63</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1 Descripción geológica Campo Circulo</b>	23
<b>Tabla 2 Descripción de propiedades herramienta Sand Jetting</b>	29
<b>Tabla 3 Clasificación de barreras según Norsok D-010</b>	34
<b>Tabla 4 Barreras primarias y Secundarias en pozos</b>	35
<b>Tabla 5 Costo del proyecto de abandono</b>	<b>52</b>
<b>Tabla 6 Actividad y tiempo planeado</b>	53
<b>Tabla 7 Resultado de tiempos operacionales reales</b>	64
<b>Tabla 8 Análisis de tiempos de operación Real Vs Propuesto</b>	65
<b>Tabla 9 Resultado de costos operativos</b>	68
<b>Tabla 10 Análisis de costos Estimado/ Real</b>	69
<b>Tabla 11 Propuesta tabulación prueba de presión</b>	71

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
<b>Gráfico 1 Tasa Vs (Profundidad /Tiempo)</b>	<b>55</b>
<b>Gráfico 2 Tasa Vs (Profundidad /Tiempo)</b>	<b>56</b>
<b>Gráfica 3 Tiempo Vs Profundidad-WHP</b>	<b>57</b>
<b>Gráfica 4 Velocidad CT Vs (Profundidad /Tiempo)</b>	<b>58</b>

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

+/-: Más o menos

°API: Estándar para la clasificación del crudo según las normas API.

ANH: Agencia Nacional de hidrocarburos

API: Instituto Americano del petróleo.

BHA: Ensamblaje de fondo pozo.

BOP: Preventoras.

BP: Bridge plug (Empaque)

CHP: Presión en casing.

GR: Gamma Ray

MME: Ministerio de minas y energía.

P&A: Plug and abandonment, taponamiento y abandono.

MWD: medición mientras se perfora.

TD: Profundidad total del pozo.

TVD: La distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie.

MD: Profundidad medida por tubería.

DP: Tubería de perforación o trabajo.

CT: Unidad de coiled tubing.

WHP: Presión en cabeza de pozo.

WO: Workover

AFE: Presupuesto aprobado para gasto de un proyecto.

CAUE: Costo anual uniforme.

VP: Valor presente.

LOT: prueba de admisión de formación.

ROP: Tasa de perforación.

TOC: Tope de cemento.

## GLOSARIO

**ABANDONO:** es la operación técnica en la cual se cierra por medio de tapones un pozo petrolero de manera temporal o definitiva, se desmantela las facilidades y equipos en superficie y sin perjuicio de las autoridades ambientales de cada país.

**ANTICLINAL:** pliegue del terreno, que tiene una curvatura convexa hacia arriba, y en el centro se encuentran los pliegues o estratos más antiguos.

**BARRIL:** es la unidad de volumen para un fluido líquido, que es equivalente a 42 galones americanos.

**BUZAMIENTO:** comúnmente conocido como inclinación, es el ángulo que forma el plano del estrato con la horizontal.

**CAÑONEO:** es la operación técnica para crear una comunicación por medio de perforaciones a la tubería de revestimiento, cemento y a la formación, para permitir el flujo de las formaciones productoras al pozo o comunicar la tubería de revestimiento con el espacio anular entre la tubería y la cara de la formación.

**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.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica, que tiene como objetivo describir la ubicación vertical de las diferentes unidades geológicas de un área específica.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria de origen detrítico, su tamaño de grano se encuentra entre 2mm a 4mm unidas entre sí por un tipo de cemento, compuesta por clastos que pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

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

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión de la corteza terrestre por la actividad tectónica donde se depositan y acumulan sedimentos. Tienen forma de cubeta o de fosa alargada. La subsidencia suele incrementar al momento de la depositación de los sedimentos, es un lugar propicio con la ayuda de diferentes condiciones ambientales, biológicas entre otras para la generación de hidrocarburos.

**ESPESOR:** la medida del grueso de un estrato, formación o unidad geológica, desde su base hasta el tope. Suele variar a lo largo de la extensión de la estructura en estudio.

**ESTRATO:** losa de roca caracterizada, acotada tanto por encima como por debajo por otros estratos con comunicación hidráulica vertical.

**UNIDAD DE COILED TUBING** (Tubería flexible): unidad autónoma de tubería flexible utilizada en operaciones de reacondicionamiento de pozo, fácilmente transportable que inyecta y recupera una tubería flexible. La unidad puede ser utilizada en pozos vivos.

**FALLA:** fractura que se presenta en la corteza terrestre produciendo que se muevan los bloques rocosos que son separados por ella.

**FORMACIÓN GEOLÓGICA:** conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, identificadas por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un periodo de tiempo.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** rama de la geología que se encarga de estudiar todo lo relacionado con el origen, migración, entrapamiento y almacenamiento de hidrocarburo en las unidades geológicas. Se ocupa además de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y gas.

**GOR:** (Gas-oil ratio) es la cantidad de gas en metros cúbicos producidos por cada barril de petróleo producido.

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el American Petroleum Institute (API) para medir la densidad relativa de los diferentes líquidos, a 60° F, presentes en la industria de hidrocarburos.

**GRUPO:** unidad litoestratigráfica con un rango mayor que una formación esta compuestas por dos o más formaciones,

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** son sistemas de operación que le entregan energía adicional a la columna de fluido de un pozo para iniciar o mejorar la producción y llevar los fluidos a superficie.

**LITOLOGIA:** es el estudio geológico de las características físicas y químicas de las rocas del subsuelo

**POROSIDAD:** medida de la capacidad de almacenamiento de los fluidos que posee una roca. Fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

**POZO PETROLÍFERO:** es una obra de ingeniería que tiene como objetivo comunicar un yacimiento de hidrocarburos con la superficie, para extraer los hidrocarburos almacenados

**POZO ABANDONADO:** es un pozo petrolífero que ha sido intervenido para quedar inactivo de forma definitiva, con métodos de abandono utilizando tapones de cemento o diferentes empaques, con el fin de aislarlo efectivamente para evitar la contaminación del ambiente en el futuro.

**POZO INACTIVO:** es un pozo que no se está utilizando para ningún fin, y que a futuro puede ser puesto en funcionamiento o ser abandonado definitivamente.

**RESERVORIO PETROLERO:** formación de roca sedimentaria, porosa y permeable la cual se encuentra cubierta por una capa de roca impermeable que no permite el paso de líquidos o gases.

**ROCA ALMACENADORA:** roca sedimentaria la cual cuenta con una alta permeabilidad lo que permite que el petróleo migre hacia ella, forma una trampa rodeada por una capa sello lo cual evita el escape de hidrocarburos.

**TOC:** es la medida total de carbono contenido en la roca, sirve para saber la cantidad de materia orgánica presente en la roca generadora.

**WOR:** es la cantidad de barriles de agua producida por cada barril de petróleo producido.

**WORKOVER:** son diferentes operaciones que se realizan a un pozo después de ser perforado y completado, con diferentes objetivos. Algunos ejemplos son, cambio de sistema de levantamiento, abandono del mismo, aislamiento de zonas, recuperar un pescado entre otros.

**ZAPATO DE REVESTIMIENTO:** es el extremo inferior de la sarta de revestimiento, incluido el cemento que la rodea. Ayuda a proteger el extremo de la tubería y guiarla hacia el fondo del pozo



## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA DEL USO DE LA HERRAMIENTA “SAND JETTING” CON UNIDAD DE COILED TUBING EN PROCESOS DE ABANDONO DEFINITIVO.

### DESCRIPCIÓN

En el Campo Circulo, se ejecutó una campaña de abandono definitivo, que desarrollo una metodología de abandono técnico, en una operación de tipo Rigless usando unidad de coiled tubing y la herramienta “Sand jetting”. La cual, tiene como objetivo generar la conexión entre los anulares de los revestimientos para luego realizar el abandono de anulares para generar integridad con un sello transversal en el pozo. Porque con ello se evita la problemática de influjo de fluidos de la formación que afloran a superficie causando daños ambientales.

Para lo propuesto, se tuvieron en cuenta los lineamientos normativos nacionales de abandono de pozos y la norma guía Norsok D-010 como fundamento para las técnicas y operaciones necesarias para diseñar la nueva metodología de abandono.

Está metodología, se implementó en el pozo Circulo 7, siendo el pozo prospectivo por la ausencia de cemento en el anular del revestimiento de 9-5/8” y 7” debido a que económicamente en Colombia el casing de producción no se cementa hasta superficie, el presente documento resalta, evalúa y argumenta la técnica de abandono con Sand jetting y coiled tubing con un costo total de 104.624 USD inferior al costo promedio asociado a los abandonos definitivos de pozos de la compañía anteriores por un valor de 262.977 USD en promedio, también se determinó la viabilidad en el proyecto se reflejó con retornos de cemento, pruebas de presión y de burbuja positivas logrando así el abandono definitivo del pozo Circulo 7.

Por último, se realizó una evaluación de viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del Costo anual uniforme equivalente (CAUE), proyectando un escenario de crecimiento del 5% anualmente para los años 2020 y 2021.

**Palabras clave:** abandono de pozos, taponamiento de abandono, Sand Jetting.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** FINANCIAL TECHNICAL ASSESSMENT OF THE “SAND JETTING” USAGE TOOL WITH COILED TUBING UNIT IN DEFINITIVE ABANDONMENT PROCESSES.

### **DESCRIPTION**

In the Campo Circulo, a definitive abandonment campaign was carried out, which developed a technical abandonment methodology, in a Rigless operation using a coiled tubing unit and the “Sand jetting” tool. Which, aims to generate the connection between the coating annulars and then make the abandonment of annular to generate integrity with a transverse seal in the well. Because this avoids the formation fluids influx problem that emerge to the surface causing environmental damage.

For this purpose, the national normative guidelines for abandonment of wells and the Norsok D-010 guideline were considered as the basis for the needed techniques and operations to design the new abandonment methodology.

This methodology was implemented in the Circle 7 well, being the prospective well due to the absence of cement in the cladding annulus of the 9-5/8" and 7 " due to the fact that economically in Colombia the production casing is not cemented to surface, the current document highlights, evaluates and argues the abandonment technique with Sand jetting and coiled tubing with a total cost of USD 104,624 lower than the average cost associated with the definitive abandonment of previous company wells for a value of USD 262,977 on average. determined the viability in the project was reflected with cement returns, positive pressure and bubble tests thus achieving the final abandonment of the Circle 7 well.

Finally, an evaluation of the financial viability of the project was carried out using the methodology of the equivalent annual Uniform Cost (CAUE), projecting a 5% annual growth scenario for the years 2020 and 2021.

**Keywords:** abandonment of wells, abandonment clogging, Sand Jetting.

## INTRODUCCIÓN

Las operaciones de abandono definitivo de pozos petroleros se plantean y diseñan con el fin de que se genere un aislamiento definitivo entre el pozo y la superficie, por tanto; las propiedades, planeación y operación en el balanceo de los tapones de cemento. Evitando con ello operaciones de re-abandono por migración de fluido de la formación a superficie, lo cual puede generar efectos ambientales negativos. Teniendo como causa la ausencia de una barrera que lo impida. El presente documento plantea una alternativa de abandono definitivo con el uso de la herramienta Sand jetting tomando como referencia un pozo tipo donde la cementación primaria del revestimiento de producción no se realizó hasta superficie como sucede en la mayoría de los pozos en Colombia.

Además, resaltando lo determinado por la legislación colombiana en donde la operación de abandono de pozos se ve limitada por la influencia de abandonos de en su mayoría tres (3) tapones de cemento de al menos trecientos pies (100ft) de espesor que se pueden realizar con equipo de acondicionamiento de pozos o unidades de “coiled tubing”. Lo cual, presenta problemas futuros en aportes en superficie de crudo que generan contaminación al ambiente y desconfianza en la industria petrolera, como se evidencia en el proyecto de grado que lleva por título “Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo La Cira Infantas”<sup>1</sup> presentado por los egresados Luis Enrique Dick Bernal y Paula Carolina Ojeda Triana de la Universidad de america en el año 2017, donde se formula un plan para el reabandono debido a manifestación de fluido de yacimiento en superficie en un pozo abandonado con tres tapones de cemento en el revestimiento de producción.

Entonces, un abandono que nos asegure una barrera permanente, que impida la migración de fluido de subsuelo a superficie con la aplicación de la tecnología “Sand jetting” que tiene como precedente el uso aplicado en un campo del mar del norte para realizar cañoneo abrasivo y comunicación de fracturas con unidad de coiled tubing teniendo resultados positivos, siendo este aporte un soporte técnico para el uso adecuado de la tecnología por su enfoque en los parámetros de operación.

En el escenario de estudio, El Campo Circulo está ubicado en los Llanos Orientales en el departamento de Casanare, Caracterizado por pozos con configuración mecánica similar que cuentan con una profundidad MD en promedio de 12.000 ft y un máximo de tres secciones; las dos secciones iniciales cuentan con revestimiento hasta superficie, en los revestimientos intermedios o de producción tienen un tope de cemento (TOC) promedio ubicado a 8.000 ft, la última sección cuenta con “liner” y tienen un tope de cemento (TOC) promedio de 11.500 ft.

---

<sup>1</sup> (Triana 201) LUIS ENRIQUE DICK BERNAL Y PAULA CAROLINA OJEDA TRIANA. Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo La Cira Infantas, 2017

Según la descripción general del campo, se reafirma la necesidad que tiene el entorno normativo y técnico en las operaciones de abandono de pozos, de contar con diversidad de métodos, herramientas y procesos que generen integridad del abandono en el pozo.

En los últimos años las operaciones de abandono de pozos han tomado gran importancia porque, por medio del desarrollo práctico, se permite conocer nuevas teorías, metodologías y con ellas nuevos desarrollos tecnológicos alineados con normativas de buenas prácticas de abandono.

A pesar de las ventajas que se han enunciado, en la práctica no es común encontrar soluciones viables que contribuyan económica y eficientemente en el desarrollo de trabajos relacionados con el problema de comunicación entre revestimientos. Pero, con la implementación y uso de la herramienta “Sand jetting”, con un enfoque totalmente práctico, aportando también a un marco teórico que garantiza la construcción de procesos adecuados y soluciones alternas para la planificación de abandonos de pozos con costos similares o inferiores al convencional se realizó la operación en el pozo Circulo 7 para la validación técnica y a su vez una evaluación financiera, que permitió demostrar la viabilidad de la técnica, dentro del entorno operacional de los trabajos de abandono de pozos proyectados en futuras campañas de intervención para que de esta manera sirva de guía operacional, alinee procedimientos y evite eventos indeseables post-abandono.

El objetivo general del presente proyecto de grado es evaluar técnica-financieramente el uso de la herramienta “Sand jetting” con unidad de coiled tubing en procesos de abandono definitivo. Con los siguientes objetivos específicos:

- Describir las generalidades y geología de la Cuenca de los Llanos orientales y condiciones del pozo Circulo 7.
- Evaluar condiciones mecánicas del pozo Circulo 7 y su abandono óptimo según conceptos generales de operaciones de abandono de pozos petroleros y su desarrollo según la normatividad nacional e internacional (Norma Norsok-D-010).
- Describir las generalidades de la herramienta “Sand jetting”.
- Describir los resultados obtenidos en operación de abandono con uso de “Sand jetting” y unidad de coiled tubing en el pozo Circulo 7.
- Validar eficiencia de la herramienta con prueba técnica de retorno de cemento en superficie y comunicación entre revestimiento de 7” y revestimiento de 9,625” realizando la descripción del proceso y generación de un estándar para el uso de la herramienta.
- Evaluar la viabilidad financiera de la aplicación de abandonos con “Sand jetting” y unidad de coiled tubing con el costo anual uniforme equivalente.

Este estudio se centra en mejorar las prácticas de abandono definitivo de pozos con el uso de la herramienta Sand jetting con unidad de coiled tubing con una evaluación de viabilidad y factibilidad tomando como referencia la comunicación de un casing de superficie de 9,625” y un casing de producción de 7”, teniendo como resultado una guía operacional con la herramienta en el pozo Circulo 7.

# 1. MARCO TEÓRICO

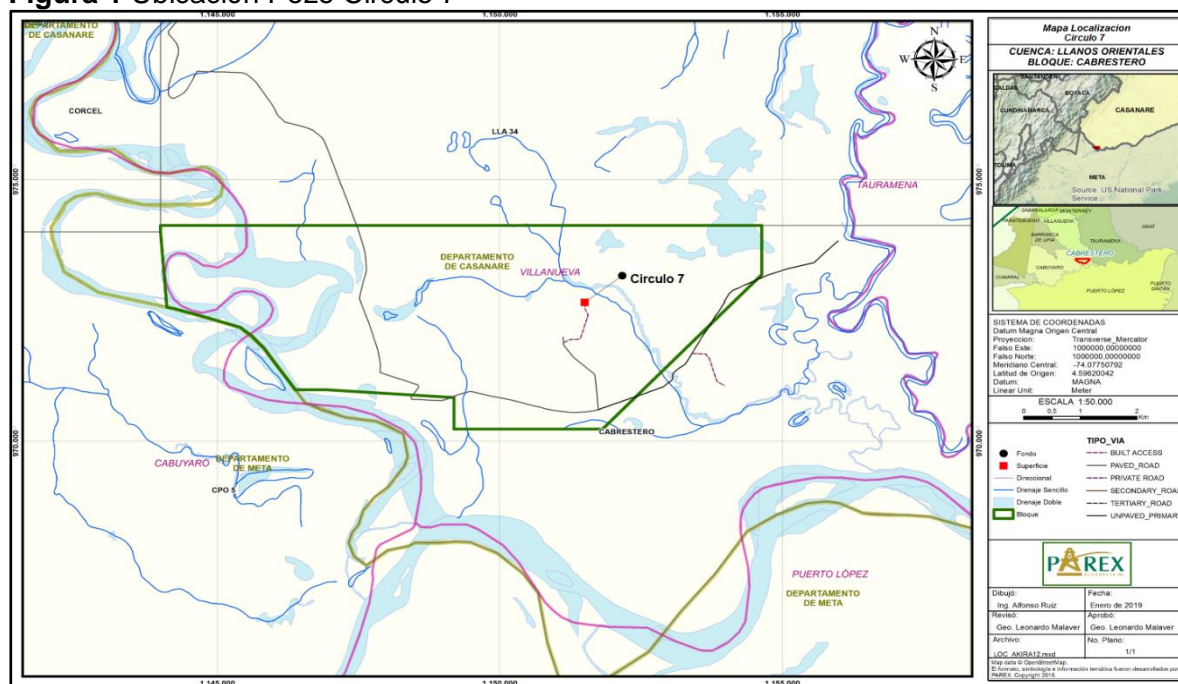
En la presente sección se brindan los conceptos para el desarrollo del análisis y evaluación del proyecto de grado, además se desarrollará el objetivo específico del proyecto de grado con la descripción general de la geología referente al pozo Circulo 7, descripción de la herramienta Sand jetting y operaciones de abandono.

## 1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO CIRCULO

En esta sección se contemplan la historia del campo y la geología de la Cuenca de los Llanos orientales.

**1.1.1 Historia del campo.** El campo se encuentra ubicado en La Cuenca de los Llanos Orientales. La cual, corresponde a una depresión estructural con tendencia noreste (NE), limitada al occidente (W) por la Cordillera Central, al este (E) por el Escudo de la Guayana, al noreste (NE) por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur (S) por la Serranía de la Macarena y el Alto del Vaupés que la separan de la Cuenca del Putumayo.

**Figura 1** Ubicación Pozo Circulo 7

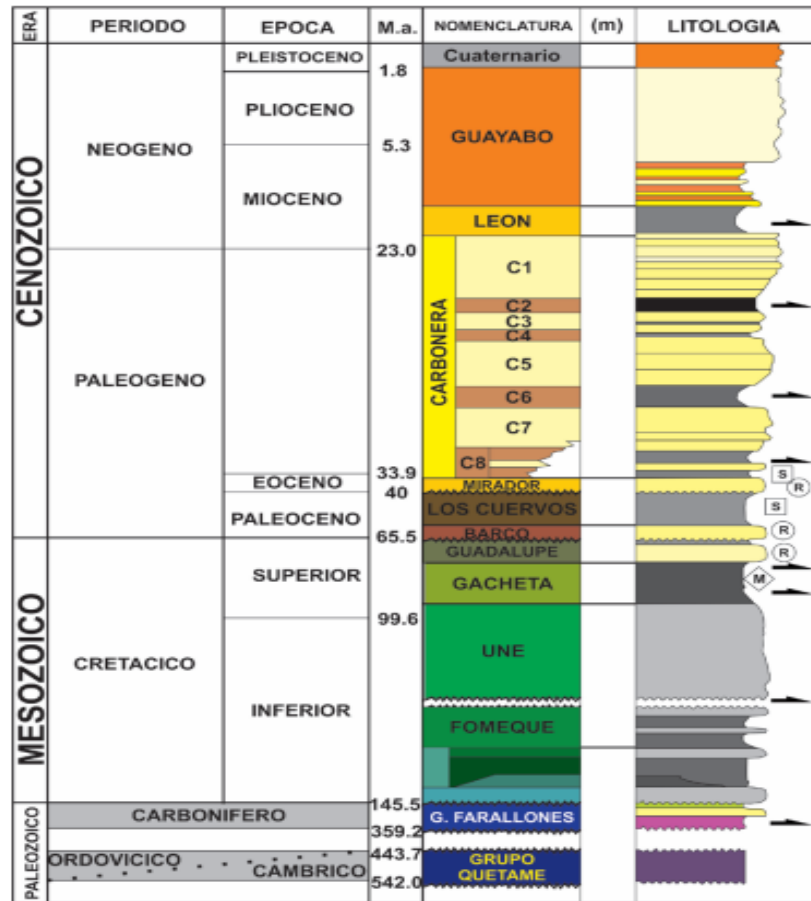


**Fuente.** Base de datos Parex Resources

Se consideró inicialmente una secuencia estratigráfica normal y completa que anteriormente fue reconocida en los pozos cercanos Circulo-1, Circulo-2, Circulo-5, etc; Así mismo, se pudo evidenciar a presencia de la falla normal que sirve como sello a las formaciones prospectivas. Los pozos cercanos, se tomaron como

referencia para hacer las respectivas correlaciones. A continuación, se muestra un ejemplo regional de las diferentes formaciones y posteriormente, una tabla (**Tabla 1**) con los resultados obtenidos de cada una de las unidades litológicas se ha nombrado de acuerdo con la nomenclatura utilizada para esta parte de la Cuenca de los Llanos Orientales y se presentan en la siguiente columna estratigráfica generalizada.

**Figura 2** Col Columna estratigráfica generalizada Cuenca Llanos horizontales.<sup>2</sup>



**Fuente.** REVISTAS UIS. [ en línea].

[Consultado 14 de agosto 2019]. Disponible en internet en <https://revistas.uis.edu.co/index.php>

[/revistaboletindegeologia/article/view/2718](https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegeologia/article/view/2718)

(Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros<sup>3</sup>)

Para la descripción geológica se tiene para la sección (0'-500') la **Tabla 1**:

<sup>2</sup> (Scielo s.f.)

<sup>3</sup> REVISTAS UIS. [ en línea]. [Consultado 14 de agosto 2019]. Disponible en internet en <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegeologia/article/view/27>

**Tabla 1** Descripción geológica Campo Circulo.

<b>FORMACION/ MIEMBRO</b>	<b>ESPESOR</b>	<b>EDAD</b>	<b>LITOLOGÍA</b>	<b>AMBIENTE</b>
<b>UNE</b>	200´	Albiano	Interposición de intervalos de cuarzo-arenitas con cemento cilicio de grano fino a medio, con arcillolitas de color gris oscuro en capas finas tabulares	Depósitos fluviales de alta energía (deltas)
<b>GACHETA</b>	339´	Cenomaniano	Lutitas grises oscuras carbonosas, de color gris oscuro a negro, con algunas intercalaciones de areniscas en el tope. Areniscas cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas hacia la base.	Depósitos fluviales con influencia marina Evento regresivo
<b>GUADALUPE</b>	502´	Maastrichtiano inferior	Arenas cuarzosas de grano medio, selección buena a moderada y laminación inclinada.	Depósitos litorales de origen deltaico
<b>MIRADOR</b>	339´	Eoceno inferior	Paquete masivo de arenas con algunas intercalaciones menores de limolitas, lutitas y ocasionalmente arcillolitas. tamaño de grano fino a medio y regular selección,	Litoral con canales trenzados
<b>CARBONERA C8</b>	120´	Eoceno superior	Lutitas, Limolitas gris oscuro y en menor cantidad Arcillolita no calcáreas, moderadamente consolidadas.	Litoral-transgresivo
<b>CARBONERA C7</b>	283´	Oligoneno superior	Arenoso con intercalaciones de arcillolitas, Lutita y Limolita en especial hacia la parte basal del intervalo grises oscuras. Presenta abundante carbón Las arenas con buena selección de grano fino.	Canales fluviales o estuarios
<b>CARBONERA C6</b>	156´	Oligoneno inferior	Arcillolita y algunos estratos de lutitas grises oscuras blocosas, moderadamente firmes, y no es calcárea	Canales fluviales o estuarios

**Fuente:** elaboración propia con base en: PAREX RESOURCES, 2019.

**Tabla 1.** (continuación)

FORMACION/MIEMBRO	ESPESOR	EDAD	LITOLOGÍA	AMBIENTE
UNE	200´	Albiano	Interposición de intervalos de cuarzo-arenitas con cemento cilicio de grano fino a medio, con arcillolitas de color gris oscuro en capas finas tabulares	Depósitos fluviales de alta energía (deltas)
GACHETA	339´	Cenomaniano	Lutitas grises oscuras carbonosas, de color gris oscuro a negro, con algunas intercalaciones de areniscas en el tope. Areniscas cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas hacia la base.	Depósitos fluviales con influencia marina Evento regresivo
GUADALUPE	502´	Maastrichtian o inferior	Arenas cuarzosas de grano medio, selección buena a moderada y laminación inclinada.	Depósitos litorales de origen deltaico

**Fuente:** elaboración propia con base en: PAREX RESOURCES, 2019.

## 1.2 MÉTODOS DE ABANDONO DE POZOS

Operación realizada a un pozo con el fin de taponarlo y abandonarlo temporal o definitivamente, dependiendo de las condiciones y causas del abandono.

Los métodos de abandono se componen en dos ramas, el abandono convencional y el no convencional. Estos métodos tienen características y diferencias notables que se desarrollan según el pozo y cada caso. Estos métodos deben ser seleccionados por parte de la operadora, los cuales cumplan con la regulación ambiental, legal y con los estándares económicos.

**1.2.1 Método convencional.** Hace referencia a un desarrollo de operación escogido según la metodología de las normas Norsok D-010. Con esto se refiere a tener cálculos de volúmenes de cemento y rendimientos de lechadas definidos en alturas y posiciones estratégicas según la mecánica del pozo (zapatos, perforados, etc.). Además, en cada operación de abandono tener en cuenta el sello de los espacios anulares entre revestimientos y entre formación y revestimiento para evitar la migración de fluidos de fondo y formación a superficie.



Estas operaciones se realizan utilizando un equipo para operaciones de reacondicionamiento de pozo “Equipo workover” o de “coiled tubing” y teniendo en cuenta los equipos adicionales para el control de pozo y demás eventualidades.

Los métodos convencionales, toman como guía los documentos de la “American Petroleum Institute” API, para la buena práctica, tanto para la protección de acuíferos en fondo, protección de la fauna y flora y el bienestar de las comunidades.

El método no convencional, hace referencia a una metodología diferente que la recomendada por el “American Petroleum Institute” (API), ya sea por ubicación, dificultades de transporte de los equipos a la locación, costos de la operación<sup>4</sup>.

- **Longitud:** La longitud del tapón de cemento, debe ser suficiente para ser calificado como permanente, y el requerimiento de la longitud del tapón es acorde a políticas de la empresa, ya que son una barrera física para el flujo de los fluidos de formación o pozo de fondo a superficie.
- **Sección Transversal:** sección radial del pozo que incluye tanto el espacio dentro de la tubería, como el anular que debe estar cementado para sellar tanto de manera vertical como horizontal.
- **Posicionamiento:** El tapón debe colocarse en una sección de la tubería o si es hueco abierto en una formación con la integridad suficiente. Se debe poner el tapón lo más cercano a la zona productora. Los tres aspectos anteriores deben ser verificados, a través de registros, pruebas de presión y bajando herramientas en fondo con el fin de asegurar que la operación fue exitosa.

**1.2.2 Método Tapón Balanceado.** Como lo enuncia (Schlumberger s.f.)<sup>5</sup> el tapón balanceado, es el método más común de colocación de un tapón de cemento.

- Este método consiste en colocar un tapón sin que se deslice apoyado por una píldora viscosa; El proceso se desarrolla de la siguiente manera:
  - Se introduce tubería de perforación y/o producción con un difusor de flujo en el agujero a la profundidad deseada.
  - En algunos casos se utilizan tuberías de aluminio o fibra de vidrio y se dejan dentro del cemento formando parte del tapón.
  - Cuando se termina el desplazamiento del cemento, se desconecta la tubería dejándola como parte integral del tapón de cemento, y se levanta la tubería de trabajo.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> (Corrosion in the oil industry; Oilfield review 1994, BRONDEL, D. EDWARDS, R. HAYMAN, A. HILL, D. MEHTA, S. SEMERAD, T. 1994)) BRONDEL, D. EDWARDS, R. HAYMAN, A. HILL, D. MEHTA, S. SEMERAD, T. Corrosion in the oil industry; Oilfield review. De SCHLUMBERGER. 1994.

<sup>5</sup> (Schlumberger s.f.) Integrated Well Abandonment.

<sup>6</sup> (Tapones de cemento Ing. Julio Montecinos s.f.)

En el método se mezcla y bombea el tapón con una unidad de bombeo o cementación balanceándolo en una píldora viscosa colocada anteriormente con su tope en la profundidad deseada para que sea la base del tapón de cemento se levanta la sarta de tubería de perforación o producción y se espera el tiempo de fragüe. Luego, se baja la sarta de tubería con difusor de flujo y se verifica el tope del tapón de cemento y se prueba con peso.

**Figura 3** Unidad de bombeo.



**Fuente.** Brochure curso cementación primaria Tucker Energy ANCIANI, Ingeniero Sauri Diaz. Conferencia cementación primaria Tucker energy. Curso cementación primaria. Bogotá, 2019.

**1.2.3 Métodos de la cuchara Vertedora (Dump Bailer)<sup>7</sup>.** Esta técnica se realiza en pozos poco profundos y no es necesario un equipo de reacondicionamiento de pozo ya que consta de un empaque mecánico que se puede bajar con una unidad de “wireline” y la herramienta dump bailer que consta de un compartimento con un volumen determinado para almacenar cemento y luego ser descargado en un empaque mecánico, retenedor de cemento o un empaque de grava.

Es un método convencional con las siguientes limitaciones:

- No cubre la necesidad de anulares sin cemento.
- Volúmenes de cemento limitados, pero con una configuración (empaque mecánico y cemento) que generan una barrera ante los inlfujos en el revestimiento.

---

<sup>7</sup> (World oil's cementing handbook world oil s.f., pag 57)

ANCIANI, Ingeniero Sauri Diaz. Conferencia cementación primaria Tucker energy. Curso cementación primaria. Bogotá, 2019.

**Figura 4.** Dump Bailer.



**Fuente:** (LIMAR. Dump Bailer "[en línea]. [ Consultado el 10 de marzo de 2019] <https://www.limaroiltools.com/wireline/dump-bailer>

En la operación se utiliza una herramienta para atrapar los tapones, la cual se coloca al final de la sarta de trabajo y se baja a la profundidad deseada.

Esta herramienta permite pasar el tapón de fondo entre la tubería hasta que salga en fondo. La lechada viaja por la sarta de trabajo hasta la profundidad calculada gracias a una unidad de bombeo llenando el anular desplazando el tapón de tope cuando este llega al final de la sarta. Después la tubería se sube y los tapones quedan posicionados en el pozo<sup>8</sup>.

**1.2.5 Método no convencional.** Comprende los métodos de abandono de pozos que implican tecnología para generar barreras permanentes como lo enuncia la norma Norsok D-010.

**1.2.5.1 Herramienta "Sand jetting".** La herramienta Sand Jetting para el presente documento es el foco principal siendo el método de abandono que se evaluó, en general es una herramienta que utiliza el principio de abrasión por arena para generar cortes, perforados o comunicaciones en revestimientos y revestimiento-formaciones, la herramienta se puede emplear en operaciones con equipos de reacondicionamiento de pozo y unidades de coiled tubing.

Las partes del Sand Jetting constan de:

- Aletas centralizadoras (opcional) como se observa en la **Figura 5**.
- Boquillas de entrada.
- Boquillas de salida.
- Coupling o roll on adapter/ XO según la tubería a usar en el escenario de uso con equipo de reacondicionamiento.

---

<sup>8</sup> (G SUMAN s.f., World Oil's Cementing Handbook World Oil, Gulf Publishing Company pag 58) G SUMAN, R ELLIS. World oil's cementing handbook world oil. En World oil's cementing handbook world oil, de R ELLIS G SUMAN, 57. Gulf publishing company 1977.

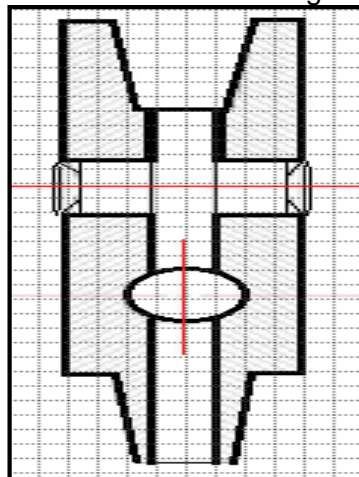
**Figura 5** Herramienta sand jetting con aletas centralizadoras usado en pozo Circulo 7.



**Fuente:** Elaboración propia Registro fotografico BHA Sand jetting pozo Circulo 7

La herramienta Sand jetting usada, cuenta con cuatro orificios los cuales están configurados con una boquilla de 2.8 mm y dos tapones, requiere un caudal entre 0.2 y 1 BPM según la unidad de bombeo y el resultado de la prueba en superficie. En cuanto a concentración de arena será de 0.6 ppg mezclada de 20/40 (malla) con un gel lineal que genera una viscosidad entre 35 y 45 cP en su viscosidad.

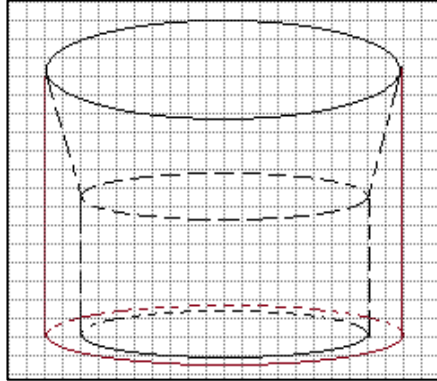
**Figura 6** Configuración interna Sand Jetting



**Fuente:** Elaboración propia

El principio de la herramienta y su funcionamiento se debe a su boquilla ( Véase. **Figura 7**) que está diseñada para controlar la dirección y características del flujo, aumentando la velocidad sumando la abrasión del fluido generando un chorro capaz de perforar tuberías y revestimientos.

**Figura 7** Boquilla Sand jetting



**Fuente.** Elaboración propia

En la configuración de la herramienta Sand Jetting utilizada en el pozo Circulo 7 se fabricó con la aleación de carbono y tungsteno con un grado YGB por tratamientos de puesta en solución, temple y maduración además cuenta con clasificación ISO de rango K10, diámetro interno de 2.8 mm que permite alcanzar altas presiones a bajo caudal con una relación en pruebas de flujo con arena y agua para su trabajo óptimo 0.8 Lb/gal con conexión de cuerpo de la herramienta de 1" NPT (**Tabla 2**) en pin la cual se puede adaptar con XO como se muestra en la **Figura 8**.

**Tabla 2** Descripción de propiedades herramienta Sand Jetting

ID Diámetro interno	Caudal (BPM)	Conexión	Arena/Agua	Tipo de material	ISO	Grado
2.8 mm	0,2- 1	1 in NPT- PIN	0.8 Lb/gal	Carburo- Tugsteno	K10	YGB

**Fuente:** elaboración propia con datos de parámetros del contratista.

**Figura 8.** Tope herramienta Sand jetting (Box)



**Fuente:** Elaboración propia Registro fotográfico en campo Circulo.

### **Ventajas Sand Jetting**

- Se puede correr con tubería y con CT.
- La perforación abrasiva es controlada a comparación de técnicas como ponchado con explosivos.
- Soporta condiciones agresivas por su aleación de tungsteno y carbono.
- El chorro es direccionado y controlado por el diseño de la boquilla y parámetros.
- Generan agujeros limpios y simétricos que permiten la comunicación.

### **Desventajas**

- Su eficiencia se ve afectada por la calidad del gel, viscosidad y capacidad de suspender efectivamente la arena además de ser afectada por la capacidad de unidades de bombeo por las presiones de trabajo.
- Está sujeta a realizar prueba en superficie para su correcto funcionamiento y parametrización según las unidades de bombeo que se tengan disponibles las cuales pueden variar según los fabricantes.
- Si no se verifican parámetros que indican la conexión puede provocar un daño significativo a la integridad del pozo.

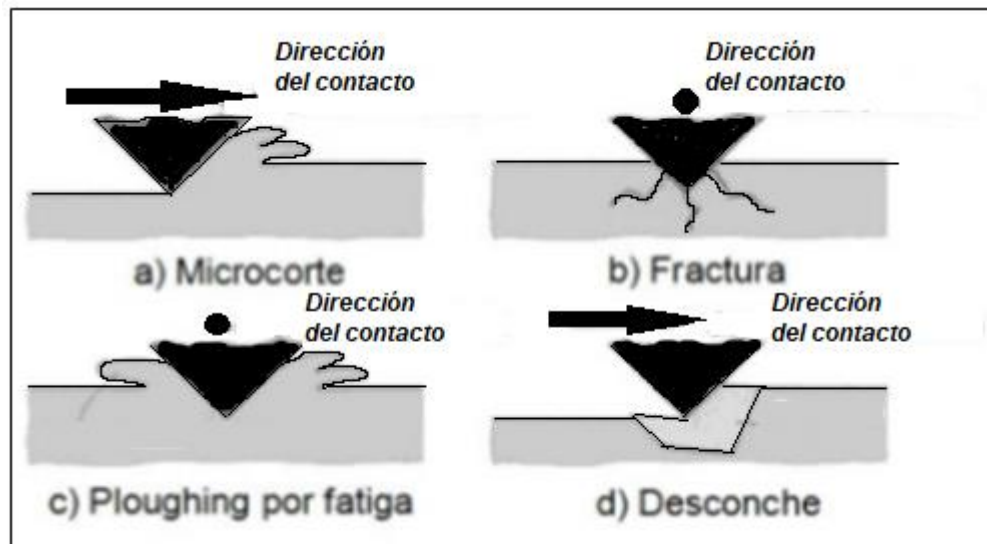
El principio usado por la herramienta es el principio de abrasión generado por la fricción de la arena.

- **Abrasión**

La norma ASTM G-40<sup>9</sup> describe el desgaste por abrasión como la pérdida de masa de un elemento donde interactúan partículas duras que son forzadas contra una superficie.

Se enuncian en la norma cuatro (4) tipos de desgaste como se muestra en la imagen (Figura 8).

**Figura 8** Mecanismos de desgaste por abrasión.



Fuente: (Norma ASTM G-40 mecanismos de desgaste por abrasión).

### Clasificación del desgaste abrasivo

El desgaste abrasivo se clasifica en:

- **Desgaste abrasivo de baja presión:** Se da por deslizamiento de partículas moviéndose libremente por la superficie y las actúan son bajas.
- **Desgaste abrasivo por alta presión:** Se da cuando hay dos superficies de carga y el desgaste se da por la fractura y en las partes frágiles.
- **Desgaste abrasivo con impacto:** Se da cuando algunas partículas impactan directamente una superficie con un ángulo determinado produciendo desgaste y erosión en la superficie. <sup>10</sup>

### 1.3 UNIDAD DE ABANDONO “COILED TUBING”

Consta de una tubería de diámetro pequeño continua que se almacena en carretes y puede viajar a altas velocidades y presiones, la mayoría son elaboradas con acero

<sup>9</sup> (ASTM 1992, Norma ASTM G40) ASTM. Norma ASTM G40. ASTM, 1992.

<sup>10</sup> (ASTM 1992, Norma ASTM G40 Pag. 35) ASTM. Norma ASTM G40. ASTM, 1992.



al carbón y sus propiedades principales son la flexibilidad, resistencia a la oxidación y altas temperaturas.

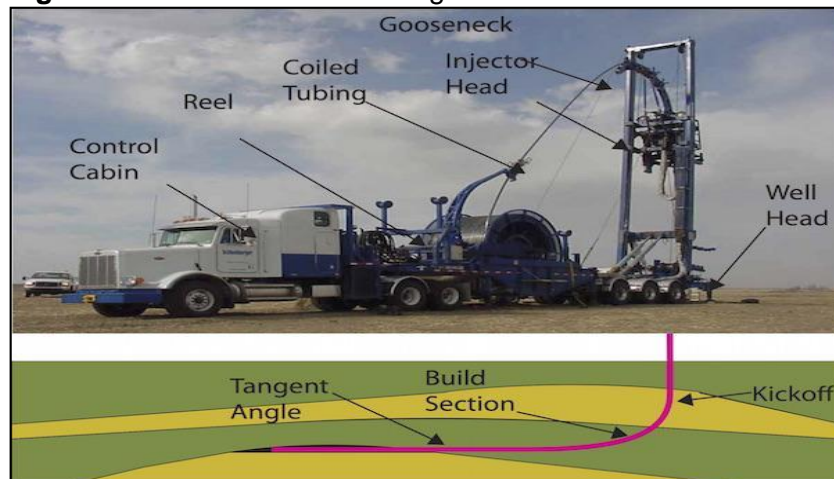
Entre los usos más comunes se encuentra:

- Lavado de arenas y sólidos
- Limpieza de parafinas y asfáltenos
- Estimulación de pozos (Acidificación)
- Cementación
- Consolidación de arenas
- Perforación
- Colocación de herramientas y cañoneo

La configuración de la unidad de Coiled tubing en superficie consta de:

- Cabeza de inyección.
- Carreto de tubería.
- Preventoras.
- Unidad de potencia hidráulica.
- Consola de Control.
- Cuello guía.

**Figura 9** Unidad de Coiled tubing



**Fuente:** EGSLAB, Aplicación de operaciones de coiled tubing. [en línea].[Consultado 15 de Marzo de 2019.]. Disponible en <http://egslab.mit.edu/project/applications-to-coiled-tubing-operations/><sup>11</sup>

<sup>11</sup> (egslab s.f., Aplicaciones de unidad coiled tubing) EGSLAB, Aplicación de operaciones de coiled tubing. [en línea].[Consultado 15 de Marzo de 2019.]. Disponible en <http://egslab.mit.edu/project/applications-to-coiled-tubing-operations/><sup>11</sup>



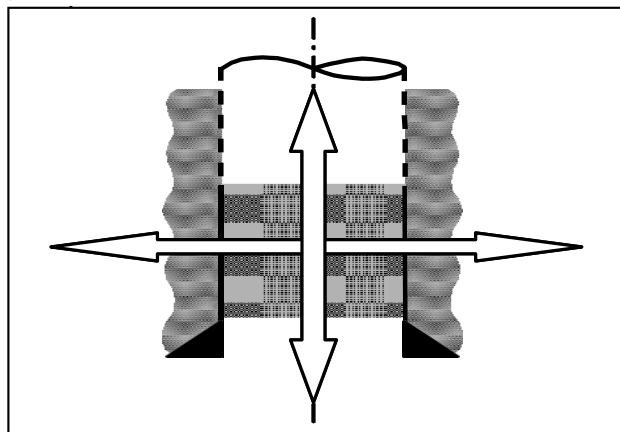
Además, la aceptación de las operaciones Rigless con coiled tubing está fuertemente relacionada con la disminución de tiempo y costo, ya que al no tener que conectar la tubería una a una, aumenta la velocidad de colocar la tubería en el pozo para desarrollar las diferentes operaciones.

**1.4 Normatividad Nacional e internacional.** En esta sección se traen a colación la norma internacional Norsok D-010 y su ítem importante de barreras permanentes además para la legislación colombiana; Decreto; 181495 de 2009 y 1895 de 1973 (véase **Anexo**).

**1.4.1 Normativa internacional (Norsok D-010).** A continuación, se realiza la descripción de la Norma Norsok D-010 en el ítem de abandonos permanentes, por tal motivo un concepto para resaltar es como se define una barrera permanente que en la norma se enuncia con la abreviación iniciando con una definición general donde se define como una masa u objeto que impide el flujo de fluidos de la formación generando integridad del pozo transversalmente y evitando influjos a superficie.

**1.4.1.1 Barreras permanentes para pozos.** Las barreras permanentes del pozo deben extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluir todos los anulares y sellar tanto vertical como horizontalmente. Por lo tanto, un WBE establecido dentro del revestimiento, como parte de una barrera permanente para pozos, debe ubicarse en un intervalo de profundidad donde haya una barrera con calidad verificada en todos los anulares.

**Figura 10** Representación barrera permanente formación-cemento



**Fuente:** Norma Norsok D-010 pág. 64  
NORWEGIAN PETROLEUM INDUSTRY.  
NORSOK STANDARD D-010.  
Well integrity in drilling and  
well operations. Noruega, 2004.

Una barrera permanente para pozos que se abandonan definitivamente debe tener las siguientes propiedades:

- Impermeable
- Contar con integridad a largo plazo.
- Sin contracción de cemento.
- Dúctil - capaz de soportar cargas mecánicas e impacto.
- Resistencia a diferentes sustancias químicas / sustancias (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e hidrocarburos).
- Humectación, para asegurar la unión al acero.

Entonces según la norma Norsok D-010 los revestimientos de producción y superficie no se consideran una barrera permanente aceptable a menos que esté soportado por cemento o un material de taponamiento con propiedades funcionales similares a las mencionadas anteriormente (en su interior y exterior).

La clasificación de las barreras según la Norsok D-010 es la siguiente:

**Tabla 3** Clasificación de barreras según Norsok D-010

<b>Barrera</b>	<b>Función</b>	<b>Posición en profundidad</b>
<b>Barrera primaria</b>	Para aislar una entrada de fluido de la formación con presión normal o sobre presionado / impermeable formación desde la superficie / fondo marino	La base de las barreras del pozo. se colocará a una profundidad donde la integridad de la formación es mayor que la presión potencial abajo.
<b>Barrera secundaria</b>	Barrera de respaldo de la barrera primaria, contra una fuente de afluencia.	Como la primaria
<b>Barrera pozo flujo cruzado</b>	Para evitar el flujo entre formaciones (donde el flujo cruzado es inaceptable). También puede funcionar como barrera primaria del pozo para el depósito de abajo.	Como la primaria y secundaria
<b>Hueco abierto a la barrera de superficie</b>	Para aislar permanentemente el flujo conductos de expuestos formación (es) a la superficie después los revestimientos se cortan y se recuperan pueden contener ambientalmente fluidos nocivos Los expuestos a la formación que puede estar sobrepresionada sin fuente de entrada. Sin hidrocarburos presentes.	No se requiere profundidad con respecto a la integridad de la formación

**Fuente.** Norma Norsok-D010.

Para la barrera de control de un influjo según la norma Norsok D-010 tenemos el siguiente esquema ejemplificado con una figura.

**Tabla 4** Barreras primarias y Secundarias en pozos

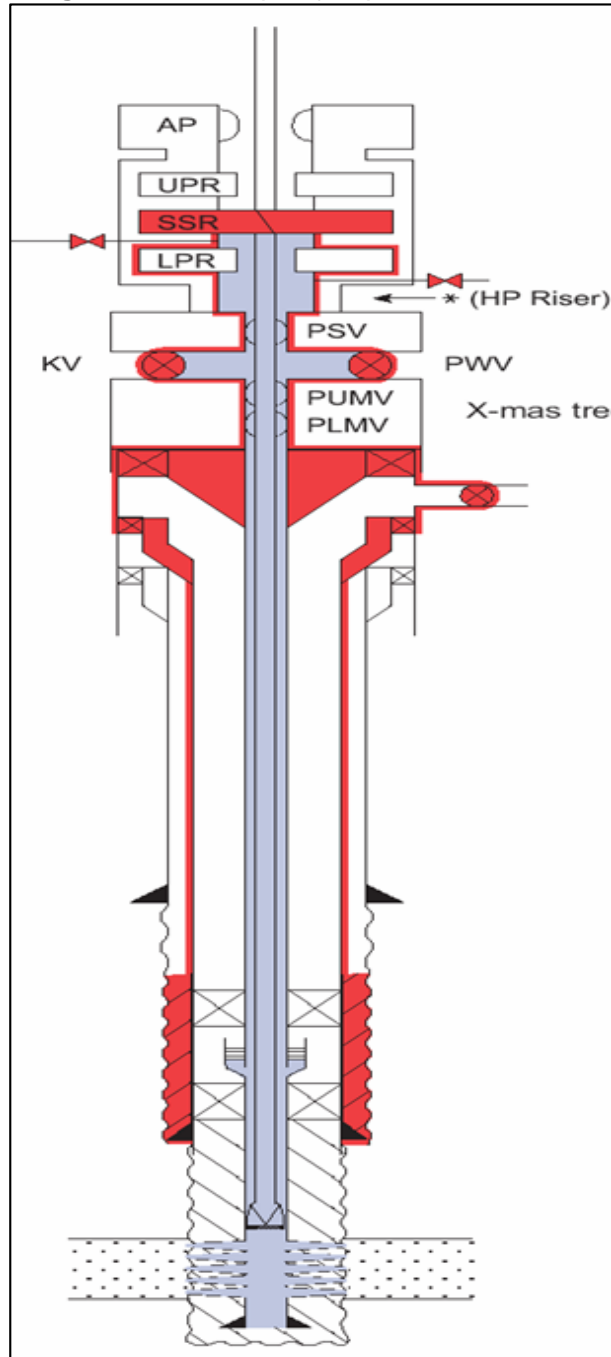
Elementos de Barreras de pozo	Características adicionales, requisitos y recomendaciones en abandon de pozos				
<b>Barrera Primaria</b>					
1. Columna de fluido					
<b>Barreras secundarias</b>					
<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%; vertical-align: top;">           1. Casing            2. Cemento en Casing            3. Cabeza de pozo            4. Tubing hanger            5. Arbol de producción            Alta presión de Riser,         </td> <td style="width: 50%; vertical-align: top;">           Entre árbol de producción de superficie y BOP's            Preventoras Rams- sellando         </td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="vertical-align: top;">           6. BOP's             7. Acceso a la valvula del anular (Sección A)         </td> </tr> </table>		1. Casing 2. Cemento en Casing 3. Cabeza de pozo 4. Tubing hanger 5. Arbol de producción Alta presión de Riser,	Entre árbol de producción de superficie y BOP's Preventoras Rams- sellando	6. BOP's  7. Acceso a la valvula del anular (Sección A)	
1. Casing 2. Cemento en Casing 3. Cabeza de pozo 4. Tubing hanger 5. Arbol de producción Alta presión de Riser,	Entre árbol de producción de superficie y BOP's Preventoras Rams- sellando				
6. BOP's  7. Acceso a la valvula del anular (Sección A)					

**Fuente.** Tomado y adaptado de la Norma Norsok D-010

El anterior cuadro sirve como referencia al realizar cualquier operación de perforación u operaciones de reacondicionamiento tener clara que barreras efectivamente me generan integridad.

El cuadro viene acompañado de un esquema (Figura 11) según el color se muestra la barrera tomando un pozo tipo para la ejemplificación; para la barrera primaria en azul siendo el fluido nuestra primera barrera ante cualquier influjo y para barreras secundarias el cemento, casing etc.

**Figura 11** Pozo tipo ejemplo Norsok D-010



**Fuente.** Tomado y adaptado de la Norma Norsok D-010 NORWEGIAN PETROLEUM INDUSTRY. NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega, 2004.

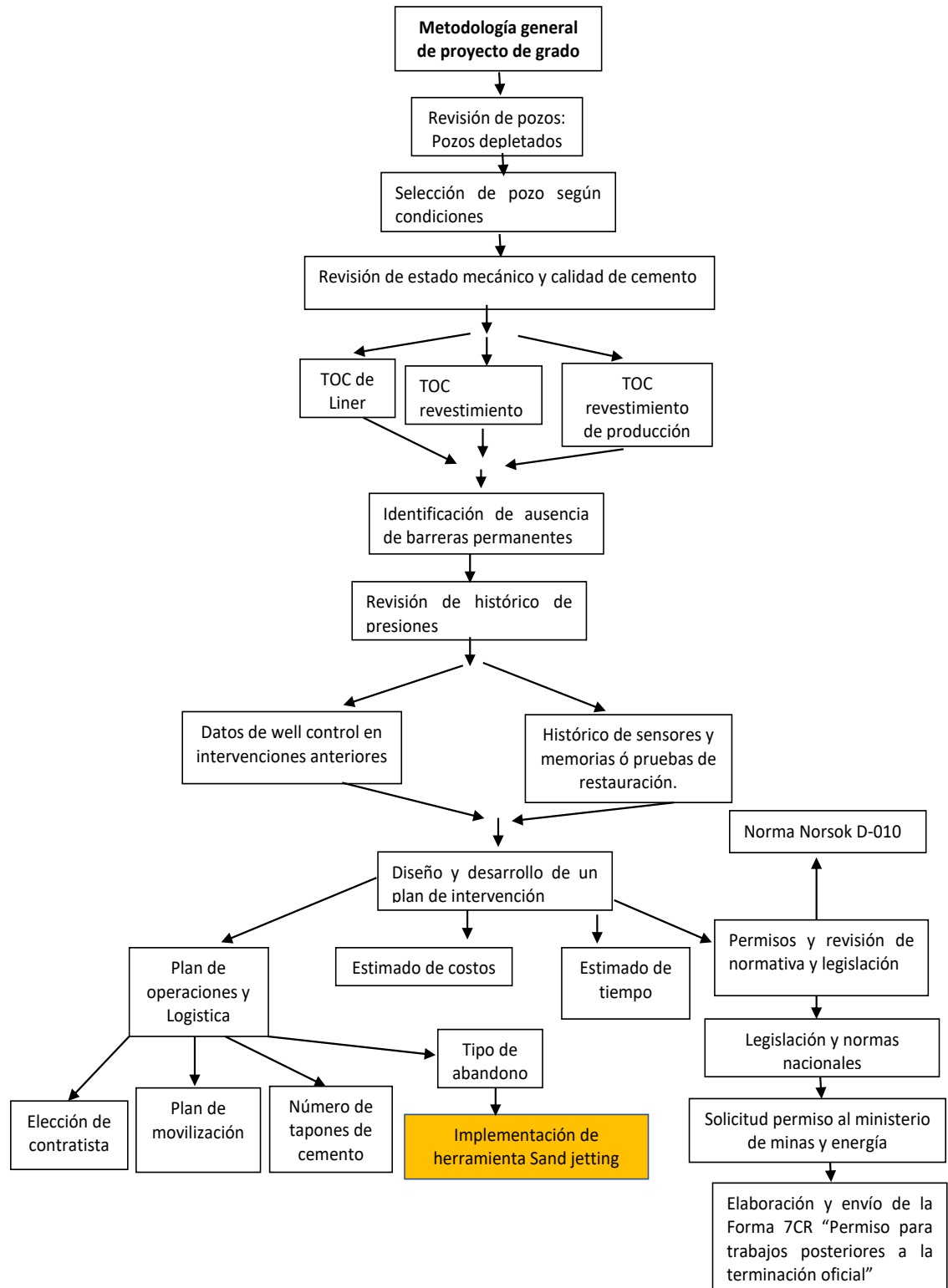
## 2. METODOLOGÍA

El proyecto de grado se realizó con un análisis teórico-práctico, llegando a una evaluación de conceptos y operaciones donde se reunió información para la creación o mejoras en aras de lograr barreras permanentes como lo determina la norma Norsok D-010. Planteando una alternativa de abandono y guía para las compañías operadoras.

Para el presente documento en su desarrollo de actividades, dentro de la metodología se plantea su cumplimiento por objetivos, destinado al análisis de estudios relacionados a la utilización de la herramienta de abandono de anulares, con el fin de presentar una alternativa para realizar un óptimo abandono conectando el revestimiento de superficie y de producción en el pozo Circulo 7. Evaluando, la integridad con las pruebas de presión que se realizaron a los tapones de subsuelo y la prueba de burbuja que se realiza al tapón de superficie.

Para la sección de metodología, se describirá la metodología general para la selección de pozos que, aunque no es el foco central del proyecto, se buscó resaltar la importancia de la metodología general. al realizar la selección del pozo Circulo 7, su análisis y enunciar los factores externos como lo son; permisos del Ministerio de Minas y Energía (MME). Además, se profundiza y se aborda el objetivo comprendido a la legislación y normativa nacional e internacional (Norma Norsok D-010) con respecto, a operaciones de abandono, estado del arte y descripción de la herramienta Sand jetting, con especificaciones el uso propuesto para el pozo Circulo 7 y fluidos prospectivos.

**Diagrama1.** Metodología general para abandono de pozos.



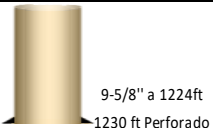
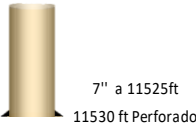

Fuente: elaboración propia.

## 2.1 Revisión de condiciones mecánicas del pozo

Se describen de manera resumida las operaciones involucradas hasta las condiciones anteriores a la operación de abandono.

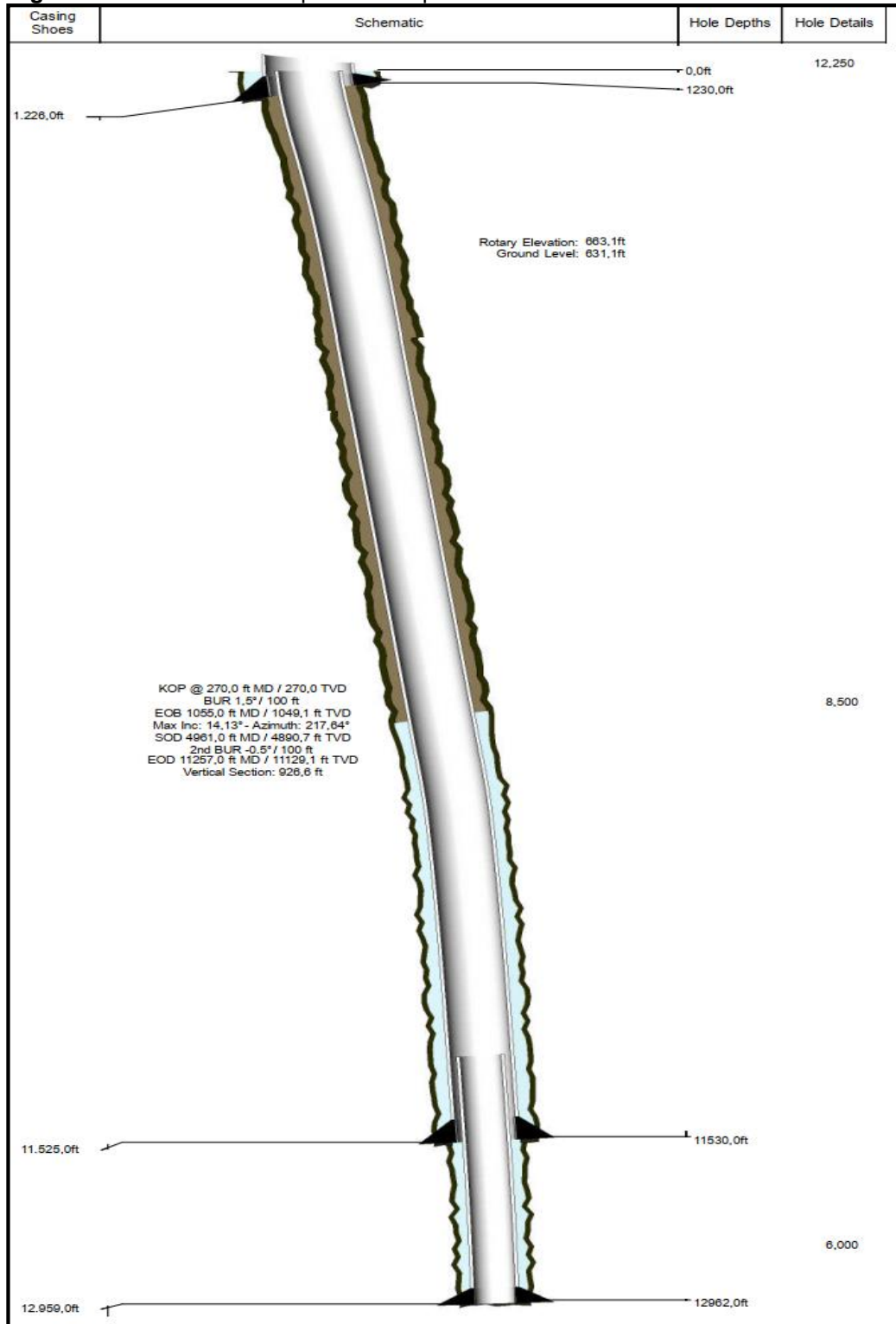
**2.1.1 Revisión operación de perforación.** Se presenta en un diagrama que describe la cantidad de pies perforados en cada sección, con los parámetros de perforación, del fluido utilizado y datos de volumen de lodo (**Tabla3**). para profundización de la operación se anexa (véase **Anexo B**) al presente documento el Sumario de operación.

**Tabla 3.** Resumen de perforación

Sección de 12-1/4" (Revestimiento de 9-5/8)						
Parámetros de perforación		Parámetros de Lodo			Volumenes (Bbls)	
Parámetro	Valor	Parámetro	Mínimo	Máximo	Item	Cantidad
WOB (Klb)	10	Densidad	8,6	8,9	 9-5/8" a 1224ft 1230 ft Perforado	Lodo preparado 1095 Pérdidas en formación 173 Pérdidas en superficie 76 Descartado 846
RPM	98	Viscosidad de embudo (sg/qt)	39	44		
ROP ft/hora	140	Viscosidad plastica (cP)	10	12		
GPM	485	Punto Cedente (Lb/100 ft2)	10	20		
Presión psi	1500	Geles 10"/10'/30'	2_5_8	5_8_10		
		pH	9	9,5		
		Filtrado (ml)	-	-		
		Calcio (ppm)	3200	4200		
		Cloruros (ppm)	100	300		
		MBT (lb/bbl-eq)	3	8		
Sección de 8-1/2" (Revestimiento 7")						
Parámetros de perforación		Parámetros de Lodo			Volumenes (Bbls)	
Parámetro	Valor	Parámetro	Mínimo	Máximo	Item	Cantidad
WOB (Klb)	20	Densidad	8,7	9,1	 7" a 11525ft 11530 ft Perforado	Lodo preparado 1939 Pérdidas en formación 93 Pérdidas en superficie 517 Descartado 1329
RPM	70	Viscosidad de embudo (sg/qt)	38	46		
ROP ft/hora	150	Viscosidad plastica (cP)	10	12		
GPM	650	Punto Cedente (Lb/100 ft2)	8	15		
Presión psi	3100	Geles 10"/10'/30'	4_5_8	4_7_9		
		pH	9	9,5		
		Filtrado (ml)	-	-		
		Calcio (ppm)	3200	3900		
		Cloruros (ppm)	400	500		
		MBT (lb/bbl-eq)	5	10		
Sección de 7" (Revestimiento Liner 5")						
Parámetros de perforación		Parametros de Lodo			Volumenes (Bbls)	
Parámetro	Valor	Parámetro	Mínimo	Máximo	Item	Cantidad
WOB (Klb)	22	Densidad (ppg)	8,7	8,9	 5" a 12959 ft 12959 ft Perforado	Lodo preparado 2256 Pérdidas en formación 41 Pérdidas en superficie 547 Descartado 1068
RPM	100	Viscosidad de embudo (sg/qt)	43	46		
ROP ft/hora	80	Viscosidad plastica (cP)	9	12		
GPM	300	Punto Cedente (Lb/100 ft2)	15	23		
Presión psi	2500	Geles 10"/10'/30'	4_7_10	8_13_15		
		pH	9,5	9,9		
		Filtrado (ml)	5,8	7,4		
		Calcio (ppm)	140	380		
		Cloruros (ppm)	180	1480		
		MBT (lb/bbl-eq)	3,3	12,75		

**Fuente:** elaboración propia con base en: Datos suministrados por Parex Resources, Información de perforación del pozo Circulo 7 [Base de datos].

**Figura 12** Estado mecánico perforación pozo Circulo 7



**Fuente:** elaboración propia con base en: Software Open Wells, Información de perforación del pozo Circulo 7 [Exportado].2019



### 2.1.1.2 Evaluación de problemas generados en la fase de perforación.

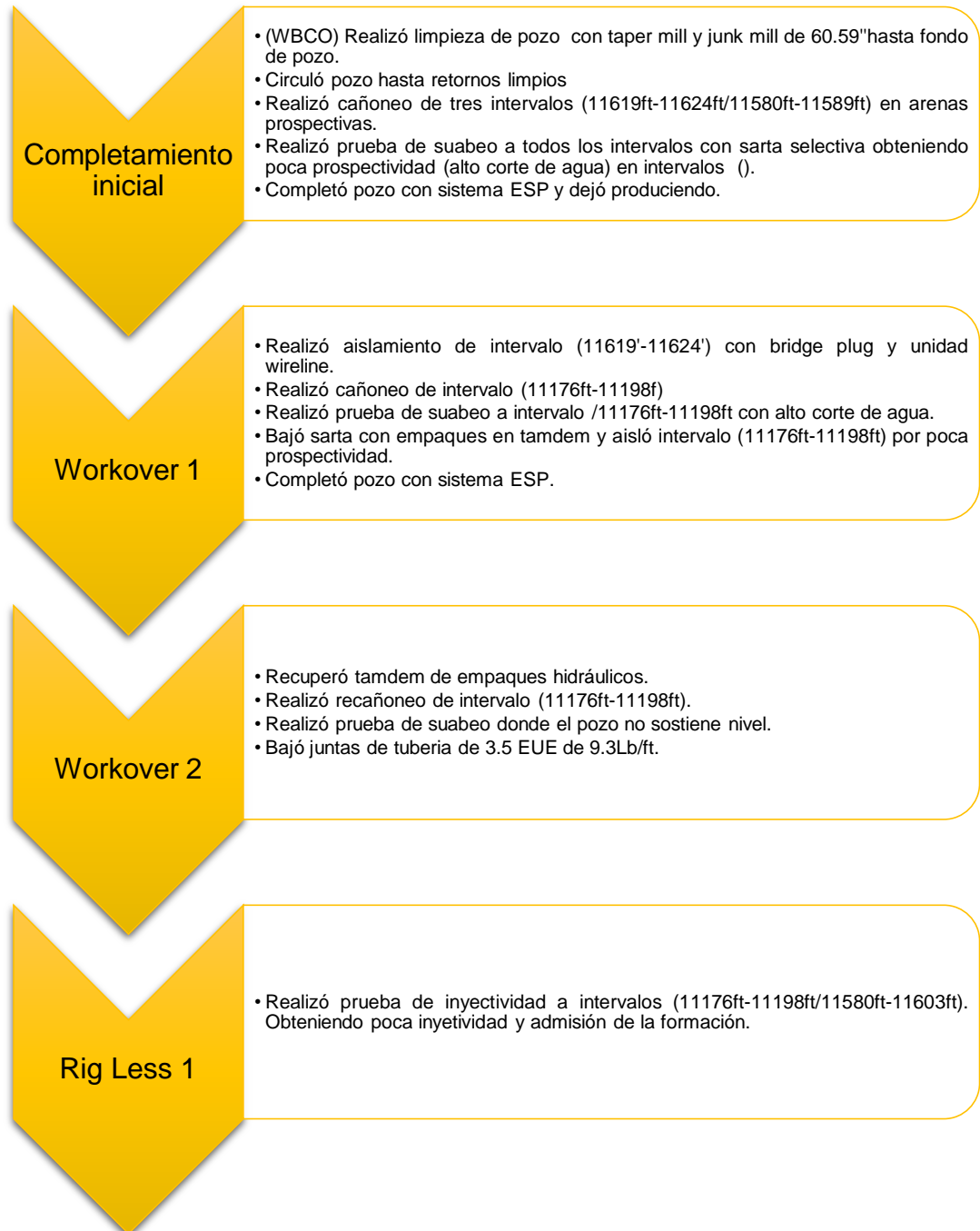
Evaluación del posible escenario de daño en la integridad del revestimiento de 9-5/8" y topes de cemento con datos de la operación de perforación.

- **Escenario usando herramienta de Sand jetting afectando integridad a revestimiento de 9-5/8".** La evaluación se centra en la sección de 12.25" porque la implementación del Sand jetting se realiza en los 500 ft de profundidad, por lo cual existe un riesgo latente en esta operación que se presenta por; mala parametrización, aumentos de presión o tiempos sobreestimados en la operación de abrasión que generan daños en la integridad del revestimiento de 9-5/8" y deja la formación expuesta, entonces, se debe conocer el comportamiento de la formación en el intervalo de quinientos pies (500ft) hasta superficie. Además, de su interacción con los fluidos de formación y los presentes en el pozo.
- **Evaluación de cementación primaria.** Para esta evaluación tenemos como precedente que la cementación primaria del revestimiento de superficie de 9.5/8" se realizó desde 1224' hasta superficie. Por otra parte, la cementación del revestimiento de 7" se realizó parcialmente lo cual si se perdiera integridad en el revestimiento de 7" en la sección de tubería libre podría generar migración de fluidos de la formación por tanto para su abandono será necesario garantizar el taponamiento de este anular generado por la formación y el revestimiento de 7" que llega a superficie como el anular de 9-5/8" y revestimiento de 7".

## 2.2 RESUMEN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DE POZO

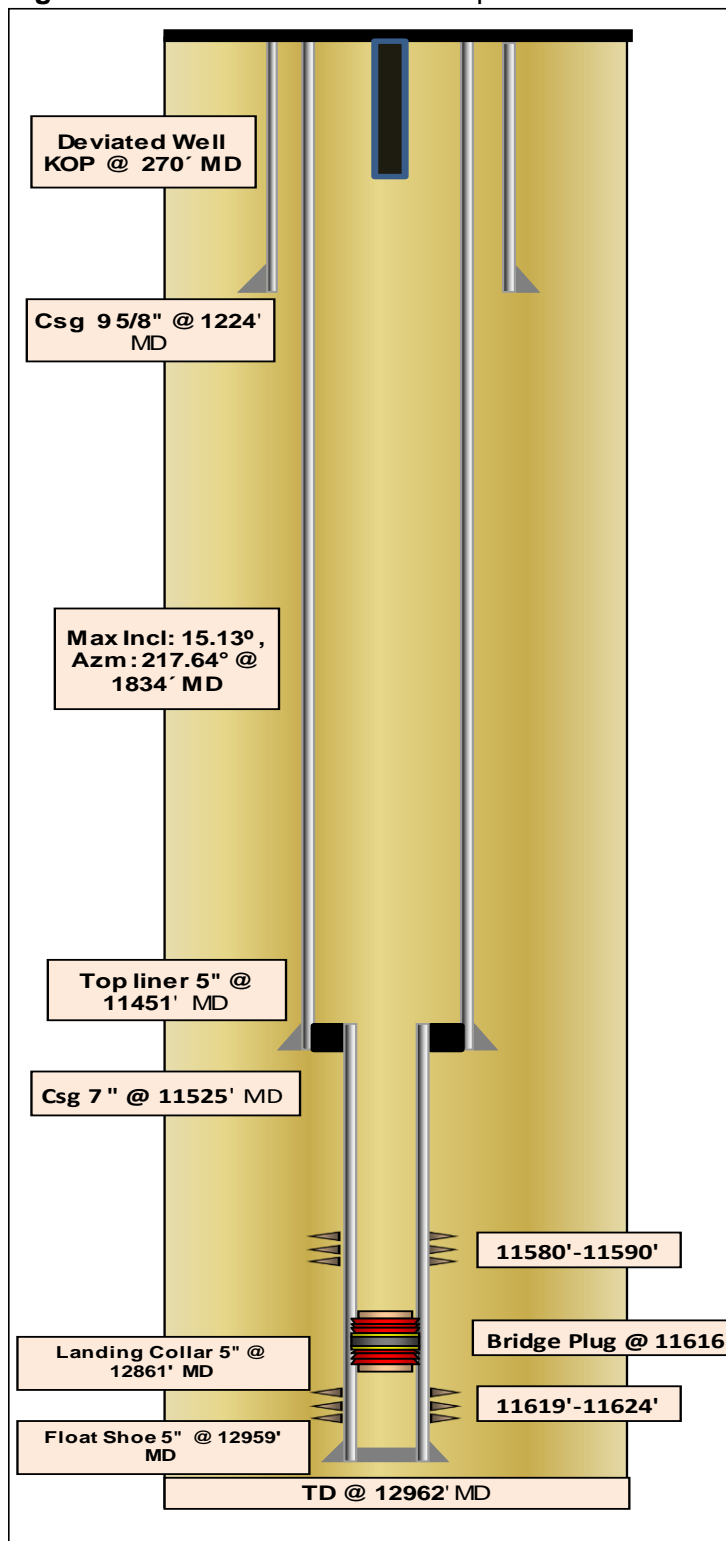
Se realiza la descripción del pozo Circulo 7 en cuanto a completamiento y acondicionamiento de pozo (véase **Diagrama 2**).

**Diagrama 2.** Operación de completamiento y acondicionamiento de pozo



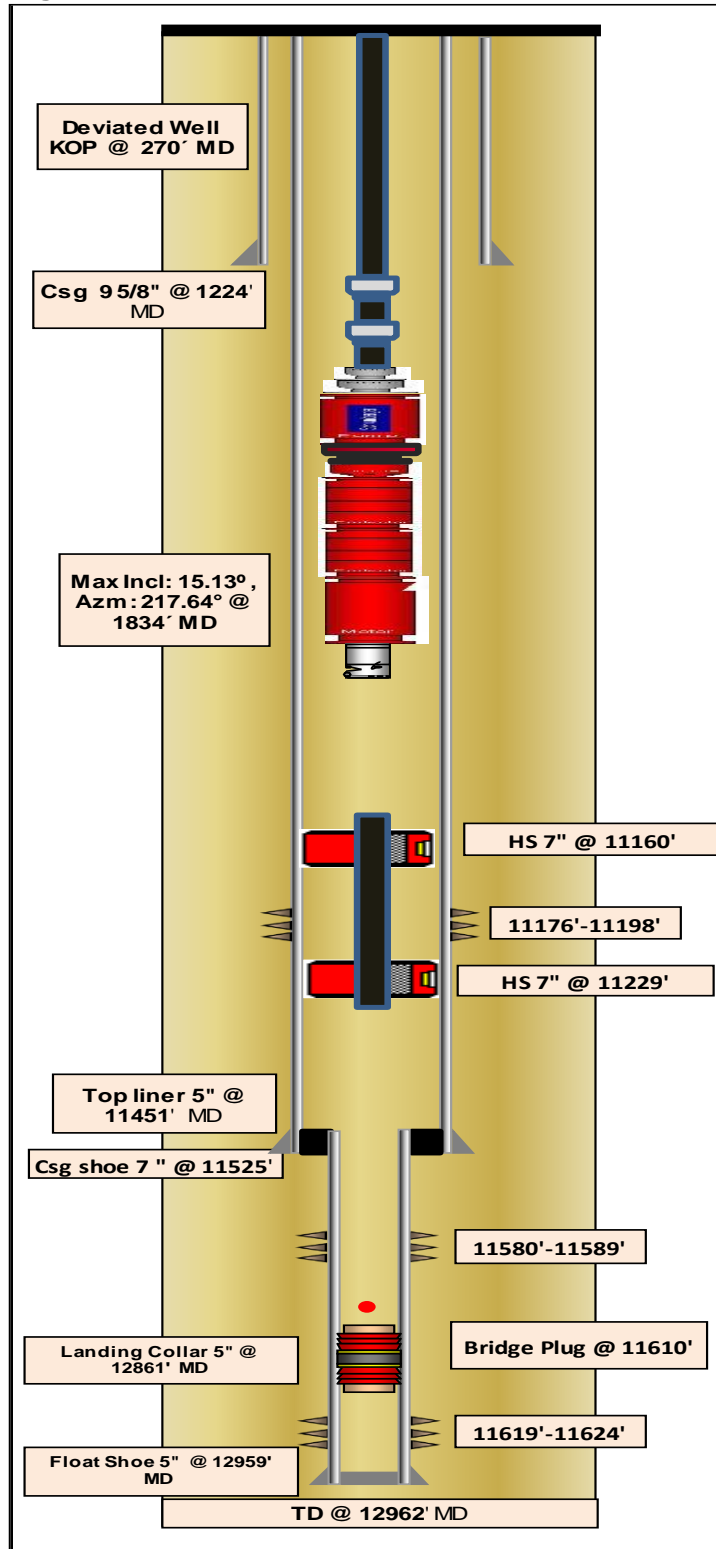
**Fuente:** Reportes diarios de operación base de datos Parex Resources LTD.

**Figura 13** Estado mecánico de completamiento Inicial



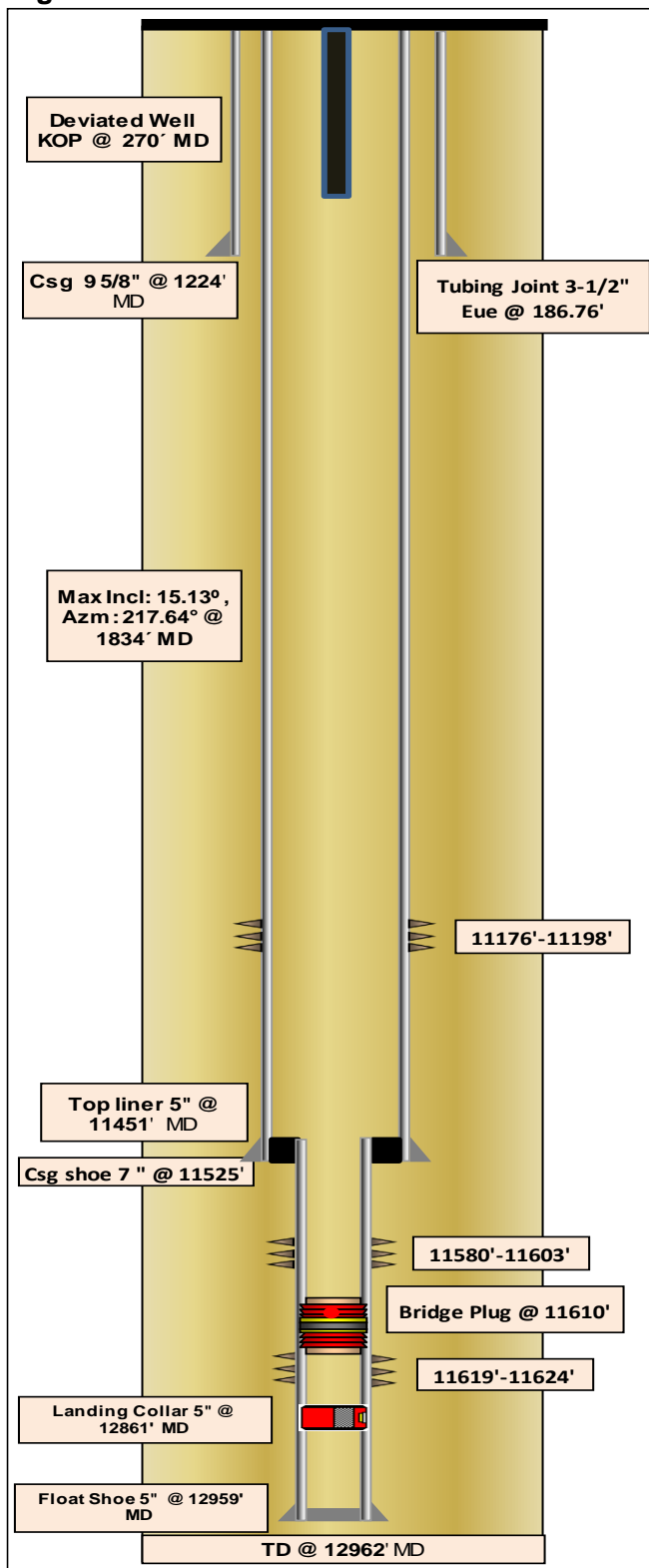
**Fuente:** Base de datos Parex Resources

**Figura 14** Estado mecánico Workover 1 Circulo 7



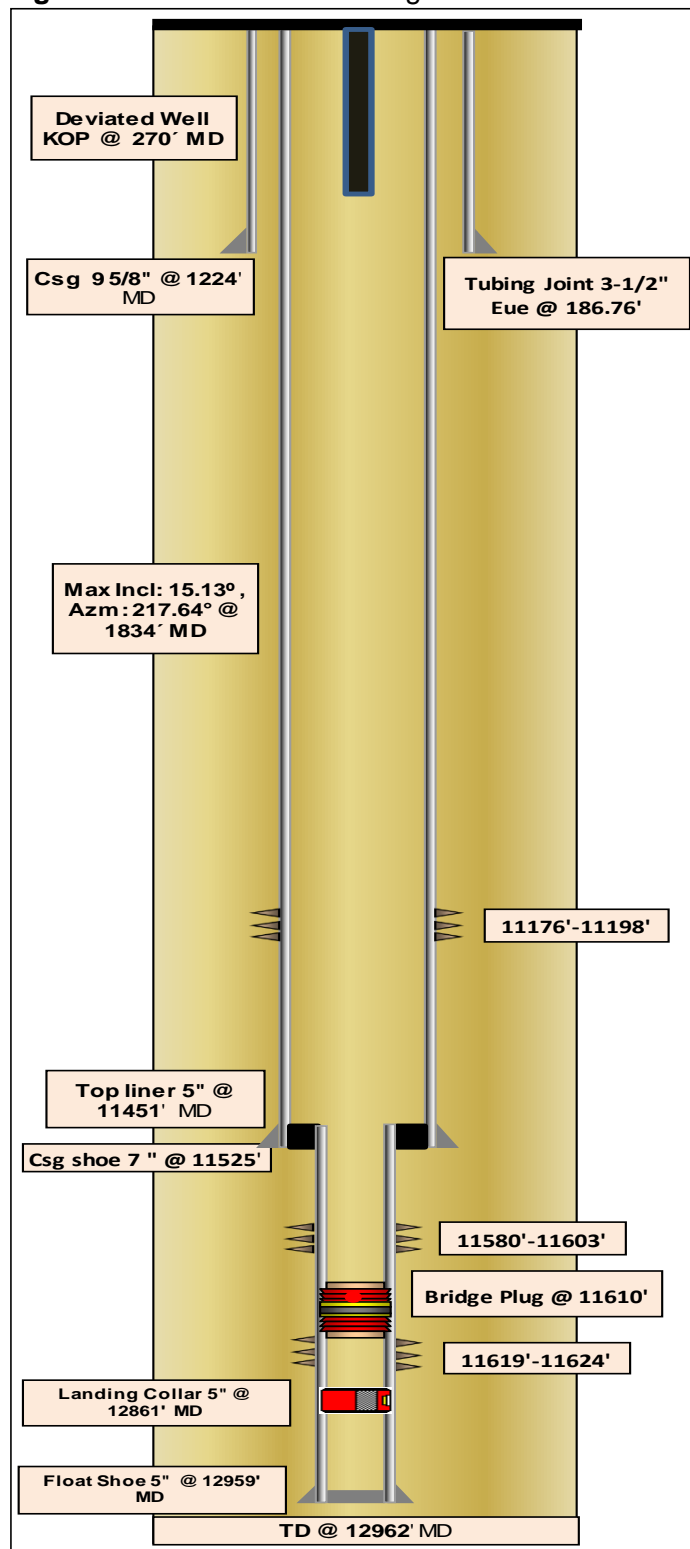
**Fuente:** Base de datos Parex Resources

**Figura 15** Estado mecánico Workover 2



**Fuente:** Base de datos Parex Resources Circulo 7

**Figura 16** Estado mecánico Rigless #1



**Fuente:** Base de datos de la compañía Parex Resources del pozo Circulo 7.

## 2.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA SAND JETTING.

En la presente sección se describe el procedimiento en la implementación operativa de la herramienta para la operación de abandono del pozo Circulo 7 y los fluidos utilizados.

Se definen propiedades y parámetros que requiere la herramienta para su funcionamiento además las condiciones de operación (tipo de fluido y unidades que se deben utilizar).

Se establecen parámetros de la herramienta según artículos teniendo para su estado del arte documentado los papers (*CT-Conveyed Sand Jetting Perforation on Deep Tight Gas Well, Treatment Fluid Selection and Application Perspective y Application of CT-Conveyed Perforating with the Sand Jetting Technology in North Sea Deep Horizontal Tight Gas Producer*), donde se usa el sand jetting para realizar fracturas. Pese a esto, el rango de tasa operativa que se utilizó en el pozo Circulo 7 fue brindado por el contratista con máximo 1Bbl/min realizando la prueba desde 0.2 BPM y monitoreando presión siendo 5000 psi la máxima presión.

Se desarrolló la etapa de análisis de afinidad de fluidos y planeación con la empresa contratista para realizar el trabajo de abandono definiendo el número de tapones de cemento, ubicación, tipo de cemento, pruebas de cemento, cálculos de cemento, afinidad del cemento con el agua de preparación y aditivos (gel y arena) para el uso de la herramienta sand jetting.

- **Cemento**

El cemento para su definición según el curso de cementación primaria de la compañía Tucker Energy es un material inorgánico que se endurece al mezclar con agua y forma un medio firme de conexión entre dos o más sólidos.

Las arcillas y materiales calcáreos se mezclan y se someten a temperaturas muy altas (1500°C aproximadamente) provocando una reacción química entre los ingredientes, lo cual genera un material llamado "Clinker" que a su vez es mezclado con una cantidad controlada yeso para formar el cemento.

**Cuadro 1.** Tipos de cemento

Cementos		Composición			
Cemento Portland		Caliza + Arcilla + Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> + Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> → Clinker + Yeso			
Cemento Aluminoso		Caliza + Bauxita			
Cemento de Escoria		Escoria + Activadores			
Puzolánico		Cal + Puzolanas			
Cemento de Cloruro de Magnesio		MgO+ MgCO <sub>3</sub>			
Yeso		Deshidratación del Yeso Mineral			

Tipo	Rango de Uso	Temp. Estática	Req. Agua	Peso de Lechada	Aplicación
A	6000 ft	60 – 170 °F	5.2 gal/sk	15.6 lb/gal	Cuando propiedades especiales no son requeridas. Sin resistencia a sulfatos
B	6000 ft	60 – 170 °F	5.2 gal/sk	15.6 lb/gal	Cuando se requiere una resistencia moderada o alta a los sulfatos
G	8000 ft	200 °F	5.0 gal/sk	15.8 lb/gal	Cemento petrolero básico, disponible en resistencia moderada y alta a los sulfatos
H	8000 ft	200 °F	4.3 gal/sk 5.2 gal/sk	16.4 lb/gal 15.6 lb/gal	Cemento petrolero básico, disponible en resistencia moderada y alta a los sulfatos

**Fuente.** elaboración propia, con base en: “Curso de cementación primaria y lechadas especiales Tucker Energy” Ingeniero Sauri Diaz Anciani, 2019.

El cemento usado en el abandono del pozo Circulo 7 fue el cemento de clasificación G.

Las normas a las que fue sometido el cemento utilizado en Parex Resources está debidamente probado por las normas API para cementos petroleros.

- Especificación API 10A/ ISO-10426-1-2001.
- API practica para cementación de pozos 10B/ ISO 10426-1-2001.
- Especificación API 10(SPEC 10) / ISO 10426-1-2001



En la sección 1-12 de especificaciones se encuentra:

Clase de cemento, propiedades físicas de los cementos petroleros, propiedades físicas de las lechadas de cemento y producción y en el apéndice A-R de pruebas y procedimientos operacionales; el cual describe las pruebas de lechada de cemento y aditivos.

- **Gel (Sand Jetting).** Para el gel en la operación de Sand jetting se utiliza un gel plano, el cual debe permitir el bombeo continuo además de suspensión de la arena 20/40 y su viscosidad sea de 40Cp aproximadamente para evitar que se decante. Para esta función del gel son indiferentes las limitaciones en cuanto si el gel es orgánico o inorgánico.
- **Arena 20/40 (Sand Jetting).** Los usos industriales de la Arena de malla 20/40 es por sus importantes propiedades físicas y químicas, destacándose especialmente su dureza, resistencia química, alto punto de fusión, piezoelectricidad, piroelectricidad y transparencia.

Este material granular, además de su alto contenido en sílice y su forma semiredonda, se caracteriza principalmente por su uso ideal en procesos como filtración de agua potable y en filtros para piscinas, por su ausencia en material orgánico y arcillas hacen de este un material todavía primordial para eliminar impurezas en los procesos de potabilización de agua.

Teniendo en cuenta la información anterior de fluidos y aditivos se plantea un procedimiento previsto en la planeación en la fase de arme de BHA y uso de sand jetting:

- Instalar coiled tubing conector (XO) y realizar pull test con 20000Lbs.
- Realizar llenado de capacidad de coiled tubing (32Bbls) y realizar prueba de presión con 5000 psi o máxima presión.
- Bombear fluido para limpieza de coiled tubing antes de poner BHA Sand jetting para evitar que ingresen impurezas que limiten el funcionamiento de la herramienta ó generen contratiempos.
- Realizar conexión de BHA con coiled tubing.
- Realizar prueba de bombeo a 0.2, 0.5, 0.7, 1 BPM en superficie para verificar integridad de la herramienta y del sistema.

- Iniciar descenso controlado de BHA con CT con una velocidad promedio de 15 ft/min hasta los 100ft de profundidad luego de ello aumentar la velocidad bajando hasta alcanzar un promedio de 40 ft/min.
- Si se observa pérdida de peso parar y revisar la condición mecánica del pozo.
- Ubicarse en posición teniendo en cuenta elongación de CT y preparar 30Bbls de gel lineal y 880 Lbs de arena 20/40 (esta mezcla se realiza solo para un agujero comunicador de abrasión).
- Iniciar bombeo de lechada de gel y arena a los parámetros obtenidos en la prueba de superficie.
- Sacar BHA Sand jetting desde profundidad de perforado abrasivo hasta superficie.

Para describir el resultado en la metodología se realizó un plan del pozo con las etapas de operación de abandono, para luego describir problemas o contratiempos presentados en la operación, parámetros operativos según la experiencia determinar tiempos y costos de operación.

### **Programa Operacional (Ver Anexo A).**

La verificación de la eficiencia de la herramienta se realizará en cuatro (4) momentos de la operación: bombeo de gel abrasivo, cuando se pierden retornos, bombeo de cemento y prueba de tapones y prueba de burbuja:

- **Bombeo de gel abrasivo.** Al realizar la operación de abrasión se disponen 30 Bbls de gel plano con arena para bombear evaluando la eficiencia en determinación de parámetros en superficie y así relacionar volumétricamente el momento de pérdida de retornos con el volumen total estimado a bombear y saber con qué fracción se produce realmente el perforado.

#### **Ecuación 1.** Eficiencia Volumétrica.

$$Eficiencia\ volumetrica = \frac{Volumen\ acumulado\ de\ gel\ bombeado\ al\ perder\ retornos}{Volumen\ total\ estimado\ para\ operación\ abrasiva\ (30\ Bbls)}$$

**Fuente:** Elaboración propia elaboración propia, con base en: PARE RESOURCES. Reporte diario de operación, 2019

- **Pérdida de retornos.** La pérdida de retornos se evidencia al perforar el revestimiento de 7" el anular generado por el revestimiento de 7" y la formación,

el generado por el revestimiento de 7" y el revestimiento 9.5-/8" debe ser llenado con agua tratada para el caso del pozo Circulo 7, por lo tanto, se pierden retornos hasta tener el pozo lleno lo que nos indica que el Sand Jetting fue eficiente.

- **Bombeo de cemento.** La validación final del procedimiento de perforado abrasivo se realiza al iniciar bombeo de cemento por la sección A, y observar retornos por tubería y casing de 7" con el volumen estimado para el llenado del anular de los revestimientos hasta la profundidad de la píldora viscosa.
- **Prueba de burbuja:** Es una prueba empírica que es realizada al tapón de superficie donde se conecta a la válvula de la sección A y se sumerge el extremo en agua para identificación de burbujas, la prueba resulta ser exitosa al no tener manifestación de burbujas.

## 2.4 VALIDACIÓN DE LA OPERACIÓN DE ABANDONO

La validación general se realiza operativa (pruebas de presión) y monetariamente; teniendo en cuenta los estimados de tiempos, costos y un análisis financiero así:

**2.4.1 Estimado de costos.** Para el costo estimado (authorization for Expenditure, AFE) lo cual será aprobado para su gasto se dividió en:

- **Abandono-Rigless:** costos referentes al abandono asociado a unidades de renta de equipos Rigless agua y transporte.
- **Abandono- Otros:** Costos asociados a servicios de personal, disposición de aguas, fluidos, misceláneos referente a transportes de carga seca, auxiliares de cementación y el respectivo servicio de cementación, locación referente a la placa de abandono que se exige en la normativa nacional, supervisión técnica como lo son company man, ingeniero supervisor, seguridad de protección integral para las personas y unidades involucrados en la operación, seguridad industrial donde van costos referentes a supervisión técnica HSEQ o contingencias HSEQ, Pólizas del pozo según su profundidad lo cual lo determina la compañía al llegar a TD final y es fijo según el pozo.

**Tabla 5** Costo del proyecto de abandono.

INTANGIBLES			CIRCULO 7	TOTAL
<b>ABANDONO-RIGLESS</b>				
Renta de Equipos (Izaje)	4 Días	500 US\$/día	2.000	2.000
Agua y transporte de agua	4 Días	1000 US\$/día	4.000	4.000
Contingencia		5%		
IVA	19,00%		1.140	1.140
<b>Subtotal ABANDONO-RIGLESS</b>			<b>6.000</b>	<b>6.000</b>
<b>ABANDONO-OTROS</b>				
Fluidos de completamiento			3.000	3.000
Locación			667	667
Disposición de agua	4 Días	1000 US\$/día	4.000	4.000
Servicio de Coiled tubing			50.000	50.000
Cementación Auxiliar			35.000	35.000
Renta de equipos	Días	US\$/día	12.000	12.000
Campamento y alimentación	Días	250 US\$/día		
Miscelaneos			5.000	5.000
Supervisión técnica en campo	4 Días	1000 US\$/día	4.000	4.000
Ingeniero Supervisor	Días	400 US\$/día		
Hotel			500	500
Seguridad (integral)	Días	500 US\$/día		
Seguridad industrial	4 Días	250 US\$/día	1.000	1.000
Polizas			17.369	17.369
IVA	19,0%		25.182	25.182
<b>Subtotal ABANDONO-OTROS</b>			<b>132.536</b>	<b>132.536</b>
<b>TIME SHEET</b>				
Costo directo de operador del proyecto			5.541	5.541
<b>Subtotal TIME SHEET</b>			<b>5.541</b>	<b>5.541</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO DE ABANDONO</b>				<b>144.078</b>

Fuente: datos suministrados por Parex Resources. AFES [Correo electrónico].

**2.4.2 Estimado de tiempos.** El estimado de tiempos se realiza conforme a la experiencia anterior en intervenciones de Parex Resources LTD, para lo cual se cuenta con la siguiente información.

**Tabla 6** Actividad y tiempo planeado.

ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)
REALIZAR REUNIÓN DE SEGURIDAD	0,5
ARMAR UNIDAD DE COILED TUBING	8
ARMAR BHA CON BOQUILLA	1
CORRER BHA EN POZO HASTA FONDO DE POZO	4
CIRCULAR POZO	1,5
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	1
REALIZAR PRIMER TAPÓN DE CEMENTO	2,5
SACAR BHA	2
LIMPIAR COILED TUBING	1,5
ESPERAR TIEMPO DE FRAGUE	10
VERIFICAR FONDO	3
REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN 1000psi 10min	1
CAMBIAR FLUIDO DEL POZO	5
SACAR BHA	1
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	1
REALIZAR SEGUNDO TAPÓN DE CEMENTO	2,5
SACAR BHA	2
LIMPIAR COILED TUBING	1
ESPERAR TIEMPO DE FRAGUE	10
VERIFICAR FONDO	2
REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN 1000psi 10min	1
SACAR BHA	3
DESARMAR ÁRBOL DE PRODUCCIÓN	2
ARMAR BHA SAND JETTING Y PROBAR	1
CORRER BHA SAND JETTING CON COILED TUBING	1
PROBAR UNIDAD DE BOMBEO Y LINEAS	0,5
MEZCLA FLUIDO (GEL Y ARENA)	0,5
OPERACIÓN DE SAND JETTING	0,5
PROBAR CIRCULACIÓN	0,5
CORRER CON BHA SAND JETTING Y COILED TUBING	0,5
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	1
SACAR BHA SAND JETTING HASTA SUPERFICIE	0,5
REALIZAR TAPÓN DE CEMENTO	2,5
DESARMAR UNIDAD DE BOMBEO	2
DESARMAR UNIDAD DE COILED TUBING	6
DESINSTALAR SECCIÓN C	3
REALIZAR PRUEBA DE BURBUJA	3
<b>TOTAL HORAS</b>	<b>89</b>

**Fuente:** datos suministrados por Parex Resources.  
Hoja de tiempos [Correo electrónico].

Para la validación de la integridad de los tapones de abandono se realizó para el tapón de fondo e intermedio prueba de presión con 1000 psi por 10 minutos y para el tapón de superficie se realizó la prueba de burbuja.

## 2.5 REALIZAR UN ESTUDIO FINANCIERO PROYECTADO PARA EL ABANDONO DEFINITIVO DEL POZO CIRCULO 7.

Establecer los costos actuales del proceso de abandono en el pozo Circulo 7 con la herramienta de Sand jetting.

Realizar un análisis financiero con el indicador de costo anual uniforme

**Formula1.** Costo anual uniforme

$$CAUE \text{ o } BAUE = VAN * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

**Fuente:** WEB Y EMPRESAS. [ en línea]. [Consultado 07 agosto 2019]. Disponible en internet en: <https://www.webyempresas.com/costo-anual-equivalente-o-beneficio-anual-equivalente-caue-o-baue/><sup>12</sup>

Usando el costo sin IVA generado en la operación proyectándolo en un escenario con un aumento del 5% anual para los años 2020 y 2021.

Adicionalmente, al revisar la información anterior teniendo una perspectiva general se tiene en cuenta la metodología por objetivos y se realiza un recuento o profundización de la metodología basada en objetivos con las siguientes actividades:

**2.6** Describir el resultado del proceso de abandono definitivo del pozo Circulo 7 usando la herramienta Sand Jetting con unidad de coiled tubing.

---

<sup>12</sup>WEB Y EMPRESAS. [ en línea]. [Consultado 07 agosto 2019]. Disponible en internet en: <https://www.webyempresas.com/costo-anual-equivalente-o-beneficio-anual-equivalente-caue-o-baue/>

### 3. DATOS Y RESULTADOS

En esta sección se presentan los datos, resultados y análisis obtenidos en la operación de abandono del pozo Circulo 7.

#### 3.1 DATOS DE PARÁMETROS OPERATIVOS

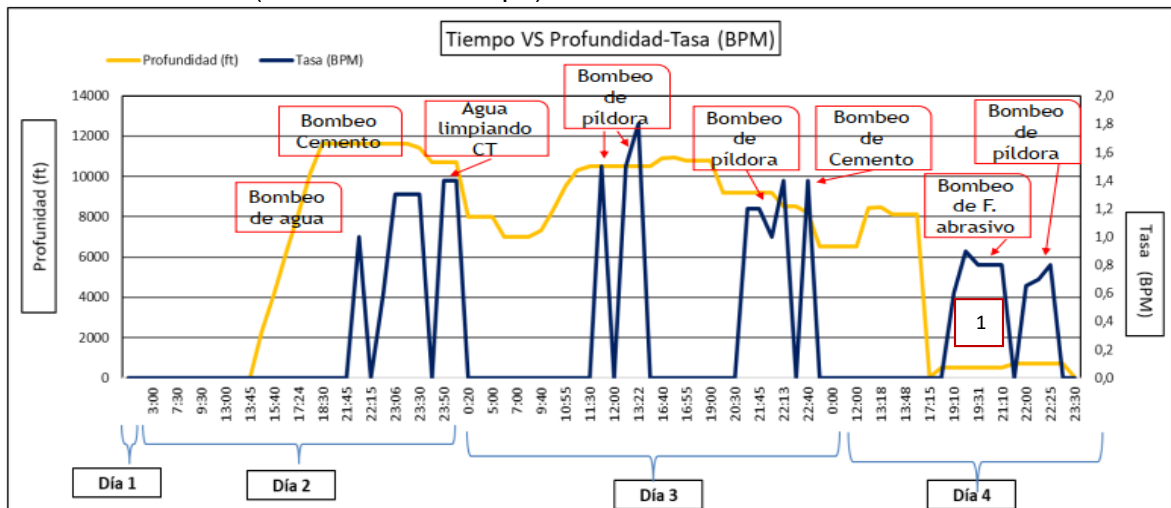
Los datos tomados durante la operación de abandono corresponden a valores de presión, caudal de bombeo, volumen de fluido bombeado, entre otros los cuales quedan registrados en detalle en el **Anexo 3** de este documento.

**3.1.1 Parámetros.** Para el análisis operativo con los datos registrados se generaron las siguientes tendencias teniendo como referencia la profundidad y el tiempo con los parámetros:

- Tasa en (BPM)
- Velocidad de CT (ft/min)
- Presión de circulación (psi)
- WHP (psi)

**3.1.1.1 Tasa.** Con el gráfico de tasa se ve reflejado el caudal de bombeo de las píldoras viscosas, circulaciones y en la última sección se observa la operación de Sand jetting, con un incremento en tasa de bombeo desde cero (0,0) BPM hasta un intervalo de 0.8-1,0 BPM, luego la caída del caudal que nos confirma la perforación en la tubería de producción, luego la estabilización a una tasa +/- 0,78 BPM hasta obtener una caída abrupta que nos confirma la perforación del revestimiento de 7”.

**Gráfico 1** Tasa Vs (Profundidad /Tiempo)

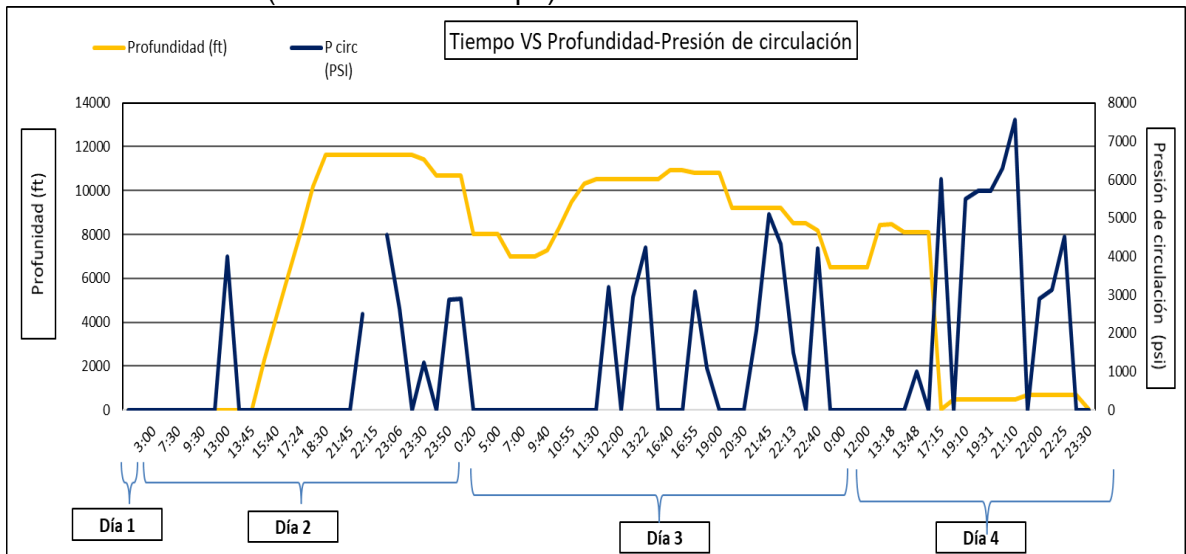


**Fuente:** Elaboración propia con base en operación de abandono definitivo.

- Operación Sand Jetting perforado en casing de 7”(1)

**3.1.1.2 Presión de circulación.** Apreciando el grafico de presión evidenciamos la presión de circulación en el proceso, en las etapas de circulación, bombeo de cemento, desplazamiento de cemento, balanceo de píldoras viscosas y operación de Sand Jetting la cual tuvo un pico máximo durante esta operación la cuál fue superior a 7000 psi, además, la presión de circulación permite verificar las pruebas de presión y perforados con las caídas de presión debido a que los anulares se encuentran vacíos y su recuperación cuando se obtiene el llenado de estos espacios anulares.

**Gráfico 2** Tasa Vs (Profundidad /Tiempo)

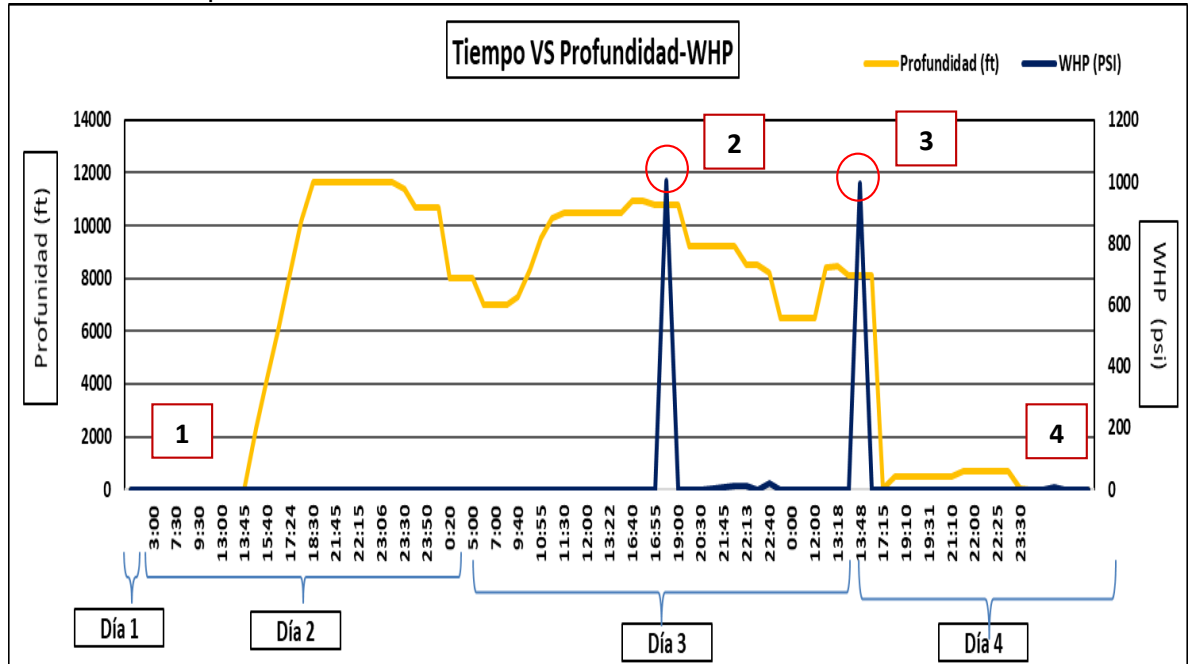


**Fuente:** Elaboración propia con base en operación de abandono definitivo.

**3.1.1.3 WHP (Presión en Cabeza de Pozo).** Con el gráfico de tendencia de la WHP podemos evidenciar que al llegar al pozo se encontraba con 0 Psi los picos más altos que se tienen hacen referencia a las dos (2) pruebas realizadas a los tapones de cemento de fondo con 1000 psi por 10 minutos.



**Gráfica 3** Tiempo Vs Profundidad-WHP



**Fuente:** Elaboración propia con base en operación de abandono definitivo.

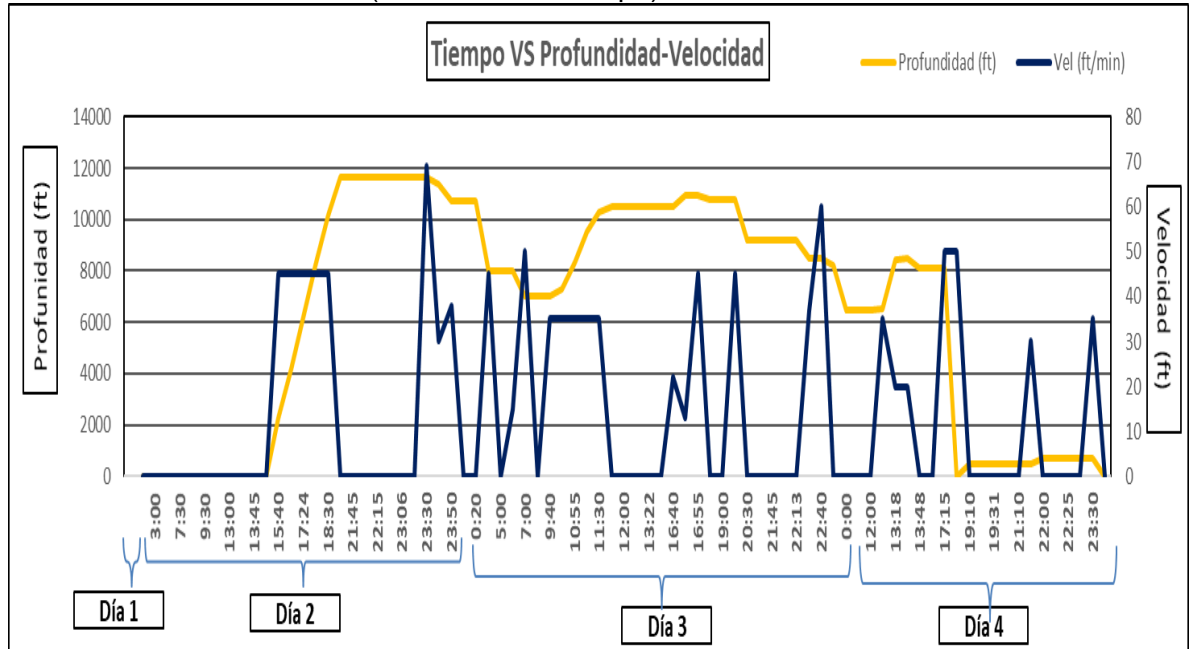
**Resumen Gráfica WHP Vs (Profundidad/Tiempo)**

- Estado inicial del pozo WHP=0 psi, THP=0 psi. (1)
- Prueba tapón de cemento de fondo. (2)
- Prueba de tapón de cemento intermedio. (3)
- Estado final del pozo WHP=0 psi, THP=0 psi. (4)

**3.1.1.4 Prueba de Burbuja.** La prueba de burbuja post abandono resultó ser exitosa ya que no se presentó manifestación de burbujas al finalizar el fragüe del cemento de superficie se realizó con una manguera de 2” conectada a la válvula de la sección A con sumergencia de 1” en agua sin presencia de burbujas lo que indicó un correcto abandono, aunque el área de obras civiles toma en su labor registro de gases en cabeza de pozo posteriormente sin registro de gas del pozo.

**3.1.1.5 Velocidad de CT (ft/min).** Los datos presentados corresponden a las corridas realizadas con el CT, para evidenciar pull test (prueba realizada para verificación de CT libre), cambio de BHA y velocidad de corrida para determinar demoras o restricciones en el pozo.

**Gráfica 4** Velocidad CT Vs (Profundidad /Tiempo)



Fuente: elaboración propia

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO DE OPERACIÓN.

A continuación, se presenta la evidencia fotográfica de los eventos más considerables de importancia durante la operación de abandono definitivo del pozo Circulo 7.

Figura 17 Prueba de burbuja pozo Circulo 7 (Sección A)



Fuente: Parex Resources registro fotográfico abandono pozo Circulo 7

**Figura 18** Retorno de fluido después del Sand jetting  
(Sección A)



**Fuente:** Registro fotográfico pozo Circulo 7

**Figura 19** Instalación en cabeza de pozo durante el bombeo del último tapón de cemento.



**Fuente:** Registro fotográfico pozo Circulo 7

## Diagrama. Resumen operacional de abandono



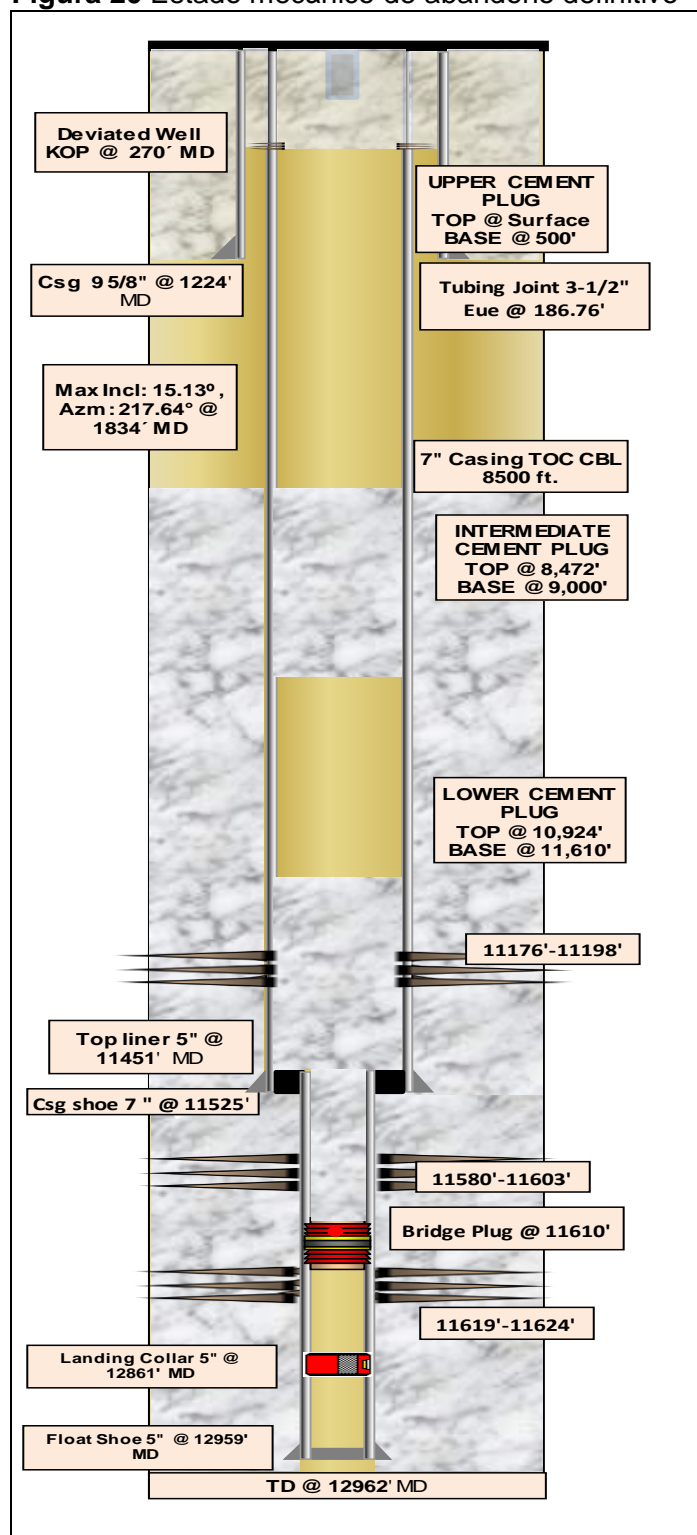
Fuente: Reportes diarios de operación base de datos Parex Resources LTD.

### **3.3 ESTADO MECÁNICO FINAL DE ABANDONO DEL POZO CIRCULO 7**

El pozo circulo 7" en su abandono final cuenta con los revestimientos previamente cementados y los intervalos cañoneados en operaciones anteriores, se encuentran debidamente aislados con cemento, además se puede ver que en la operación de Sand Jetting debido a que se obtuvo la ruptura del revestimiento de 7" con 21 Bbls de gel el company man decide subir un pie (ft) el BHA y así evita que se perfore el revestimiento de 9,625" para terminar el bombeo total de los 30 Bbls.

El anular generado por el revestimiento de 7" desde la base de la píldora viscosa 700ft hasta el tope teórico de la cementación anterior (8472 ft) se llenó con agua tratada con biocida e inhibidor de corrosión.

**Figura 20** Estado mecánico de abandono definitivo



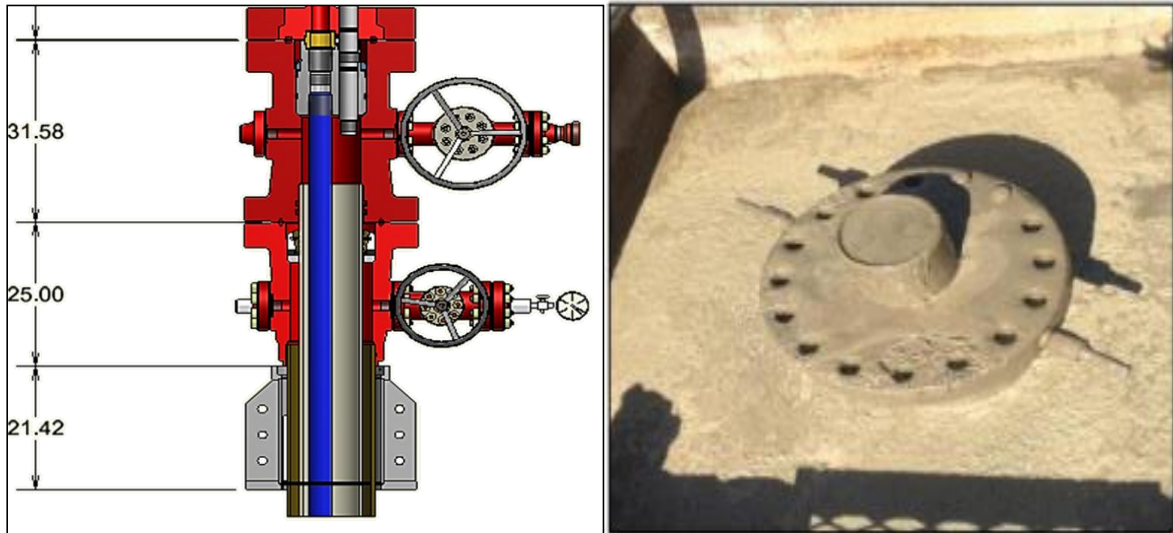
**Fuente:** Base de datos compañía  
Parex Resources LTD.



Adicionalmente a la barrera formación cemento-revestimiento-cemento para 5”(Liner) tenemos un empaque tipo bridge plug posicionado a 11610 ft, que ayuda al correcto aislamiento de los intervalos cañoneados.

La cabeza de pozo al finalizar la intervención quedó en las siguientes condiciones:

**Figura 21** Estado de pozo en superficie al finalizar la operación



**Fuente:** elaboración propia Adaptación de gráficos de la compañía FEPCO y Registro fotográfico pozo Circulo7, PAREX RESOURCES, 2019.

### 3.4 VALIDACIÓN DE LA EFICIENCIA Y VIABILIDAD DE ABANDONO DE POZO CIRCULO

Es esta sección se describen los resultados obtenidos en el pozo Circulo 7 con respecto a tiempos operativos, costos y análisis de legislación.

**3.4.1 Resultado de tiempos operacionales reales y validación con el propuesto.** Es esta sección se describen los resultados obtenidos en el pozo Circulo 7 con respecto a tiempos netamente operativos.

**Tabla 7** Resultado de tiempos operacionales reales.

ACTIVIDAD	TIEMPO REAL (HORAS)	COMENTARIOS
REALIZAR REUNIÓN DE SEGURIDAD	0,5	
ARMAR UNIDAD DE COILED TUBING	8	
ARMAR BHA CON BOQUILLA	1	
CORRER BHA EN POZO HASTA FONDO DE POZO	5,5	0- 11610'
CIRCULAR POZO	2,5	
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	0,5	
REALIZAR PRIMER TAPÓN DE CEMENTO	0,5	
SACAR BHA		
LIMPIAR COILED TUBING	1,5	O HRS 26 FEB
ESPERAR TIEMPO DE FRAGUE	2	
VERIFICAR FONDO	1,5	
REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN 1000psi 10min	10	
CAMBIAR FLUIDO DEL POZO	3	
SACAR BHA	0,5	Probó 1000 PSI X 1000 PSI 10 min
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	5	
REALIZAR SEGUNDO TAPÓN DE CEMENTO	1	
SACAR BHA	1	
LIMPIAR COILED TUBING	2,5	
ESPERAR TIEMPO DE FRAGUE	1,5	
VERIFICAR FONDO	2	
REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN 1000psi 10min	10	
SACAR BHA	2	
DESARMAR ÁRBOL DE PRODUCCIÓN	1	Probó con 1000 psi Por 10 min
ARMAR BHA SAND JETTING Y PROBAR	3	
CORRER BHA SAND JETTING CON COILED TUBING	2	
PROBAR UNIDAD DE BOMBEO Y LINEAS	0,5	
MEZCLA FLUIDO (GEL Y ARENA)	0,5	
OPERACIÓN DE SAND JETTING	0,5	
PROBAR CIRCULACIÓN	0	
CORRER CON BHA SAND JETTING Y COILED TUBING	0,5	
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	0,5	
SACAR BHA SAND JETTING HASTA SUPERFICIE	0,5	
REALIZAR TAPÓN DE CEMENTO	1	
DESARMAR UNIDAD DE BOMBEO	0,5	
DESARMAR UNIDAD DE COILED TUBING	1,5	
DESINSTALAR SECCIÓN C	3	
REALIZAR PRUEBA DE BURBUJA	3	
<b>TOTAL HORAS</b>	<b>80</b>	

**Fuente:** datos suministrados por Parex Resources. Hoja de tiempos reales [Correo electrónico].



Para el análisis de tiempos se compara el estimado con los tiempos reales con los estimados exponiendo si se desarrolló a conformidad. Cabe aclarar que los tiempos presentados en la sección de datos hacen referencia a tiempos también no operacionales por tanto se exponen con un gráfico de barras donde solo se tienen en cuenta tiempos operacionales que se planearon para su evaluación.

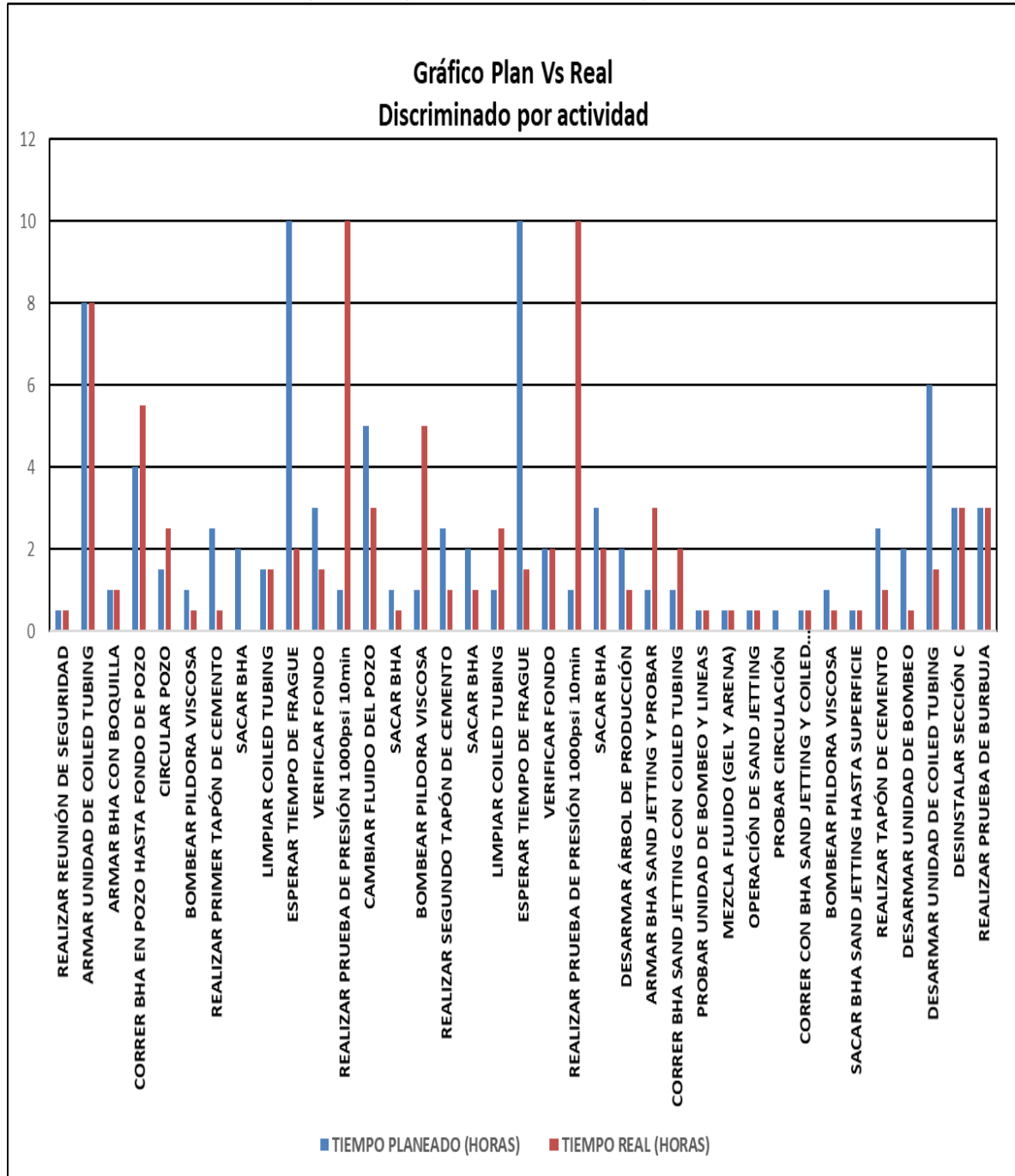
**Tabla 8** Análisis de tiempos de operación Real Vs Propuesto.

ACTIVIDAD	TIEMPO PLANEADO (HORAS)	TIEMPO REAL (HORAS)
REALIZAR REUNIÓN DE SEGURIDAD	0,5	0,5
ARMAR UNIDAD DE COILED TUBING	8	8
ARMAR BHA CON BOQUILLA	1	1
CORRER BHA EN POZO HASTA FONDO DE POZO	4	5,5
CIRCULAR POZO	1,5	2,5
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	1	0,5
REALIZAR PRIMER TAPÓN DE CEMENTO	2,5	0,5
SACAR BHA	2	
LIMPIAR COILED TUBING	1,5	1,5
ESPERAR TIEMPO DE FRAGUE	10	2
VERIFICAR FONDO	3	1,5
REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN 1000psi 10min	1	10
CAMBIAR FLUIDO DEL POZO	5	3
SACAR BHA	1	0,5
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	1	5
REALIZAR SEGUNDO TAPÓN DE CEMENTO	2,5	1
SACAR BHA	2	1
LIMPIAR COILED TUBING	1	2,5
ESPERAR TIEMPO DE FRAGUE	10	1,5
VERIFICAR FONDO	2	2
REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN 1000psi 10min	1	10
SACAR BHA	3	2
DESARMAR ÁRBOL DE PRODUCCIÓN	2	1
ARMAR BHA SAND JETTING Y PROBAR	1	3
CORRER BHA SAND JETTING CON COILED TUBING	1	2
PROBAR UNIDAD DE BOMBEO Y LINEAS	0,5	0,5
MEZCLA FLUIDO (GEL Y ARENA)	0,5	0,5
OPERACIÓN DE SAND JETTING	0,5	0,5
PROBAR CIRCULACIÓN	0,5	0
CORRER CON BHA SAND JETTING Y COILED TUBING	0,5	0,5
BOMBEAR PILDORA VISCOSA	1	0,5
SACAR BHA SAND JETTING HASTA SUPERFICIE	0,5	0,5
REALIZAR TAPÓN DE CEMENTO	2,5	1
DESARMAR UNIDAD DE BOMBEO	2	0,5
DESARMAR UNIDAD DE COILED TUBING	6	1,5
DESINSTALAR SECCIÓN C	3	3
REALIZAR PRUEBA DE BURBUJA	3	3
<b>TOTAL HORAS</b>	<b>89</b>	<b>80</b>

**Fuente:** datos suministrados por Parex Resources. Hoja de tiempos [Correo electrónico].

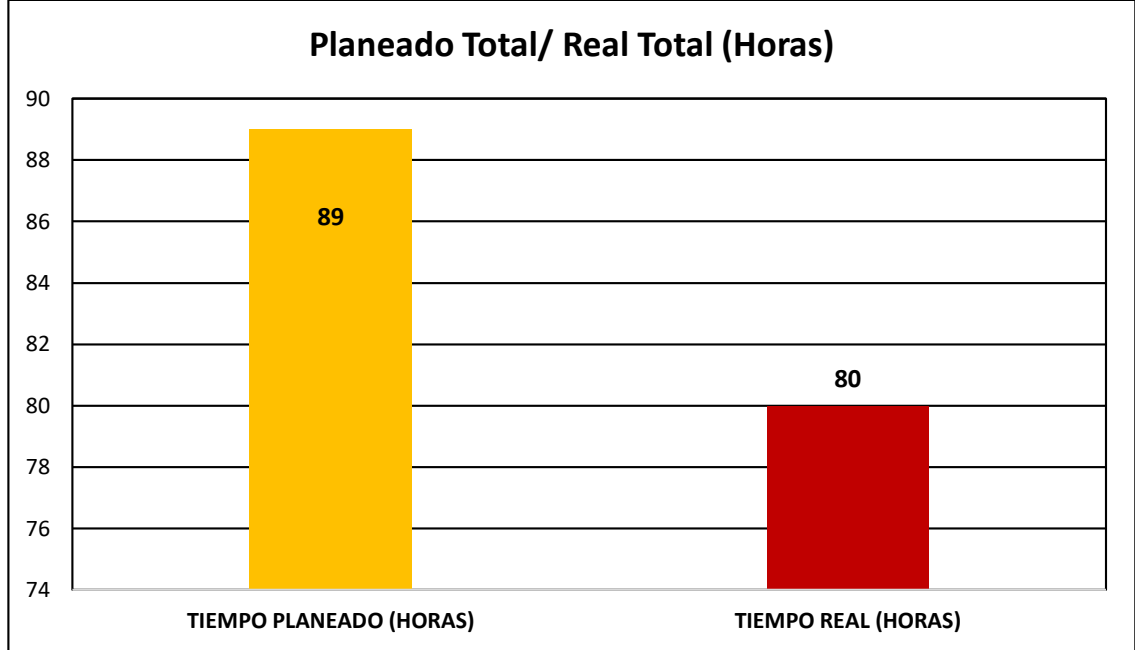
Para un análisis de tiempos y sea visible el desempeño del abandono y con el fin de tener trazabilidad por actividad se plantea una distribución grafica de tiempos planeados y reales por actividad (Gráfico 6).

**Gráfico 6:** Análisis de tiempos de operación Real Vs Propuesto.



**Fuente:** datos suministrados por Parex Resources. Hoja de tiempos [Correo electrónico]. Discriminado por actividad.

**Gráfico 7:** Análisis de tiempos de operación Real Vs Propuesto.



**Fuente:** elaboración propia con base: PAREX RESOURCES, Registro de tiempos, 2019 [Correo electrónico]

Se observa un tiempo de operación menor del real con respecto al estimado en 10.12 puntos porcentuales (9 Horas) debido a velocidades sacando el coiled tubing, lechada especial usando aceleradores que permitieron un fragüe de 2 horas después del desplazamiento, optimización en el cambio de fluido y realizando la premezcla de cemento en las unidades de cementación para una sinergia en la operación, aunque la unidad de cementación presentó fallos generando tiempos no productivos en el gráfico 7 se evalúa solo tiempos operativos.

**3.4.2 Resultado de tiempos operacionales reales y validación con el propuesto.** En esta sección del presente documento se exponen los costos reales asociados a la operación, los costos se registraron con un control diario.

**Tabla 9** Resultado de costos operativos.

INTANGIBLES			TOTAL REAL
<b>ABANDONO-RIGLESS</b>			
Renta de Equipos	4 Días	500 US\$/día	373
Agua y transporte de agua	4 Días	1000 US\$/día	4.000
Contingencia	0%	5%	
IVA	19,00%		831
<b>Subtotal ABANDONO-RIGLESS</b>			<b>5.204</b>
<b>ABANDONO-OTROS</b>			
Fluidos de completamiento			3.000
Locación			0
Disposición de agua	4 Días	1000 US\$/día	525
Servicio de Coiled tubing			34.020
Cementación Auxiliar			29.219
Renta de equipos	Días	US\$/día	8.261
Miscelaneos			5.000
Supervisión técnica en campo	4 Días	1000 US\$/día	700
Hotel			0
Seguridad industrial	4 Días	250 US\$/día	1.000
Polizas			17.369
Contingency	0%	5%	
IVA	19%		18.828
<b>Subtotal ABANDONO-OTROS</b>			<b>117.922</b>
<b>TIME SHEET</b>			
Costo directo de operador del proyecto		0%	5.541

**Fuente:** datos suministrados por Parex Resources. Costos operativos [Correo electrónico].

El resultado de la intervención de abandono definitivo se proyecta con un valor de 103.467 USD sin IVA con un costo en la operación de Sand Jetting de 4.792 USD incluido en el criterio de cementación auxiliar.

Para el análisis de costos se presentará la comparación entre el valor estimado para un (AFE), considerando además los costos asociados a la operación que no se tuvieron en cuenta en la estimación.

**Tabla 10** Análisis de costos Estimado/ Real.

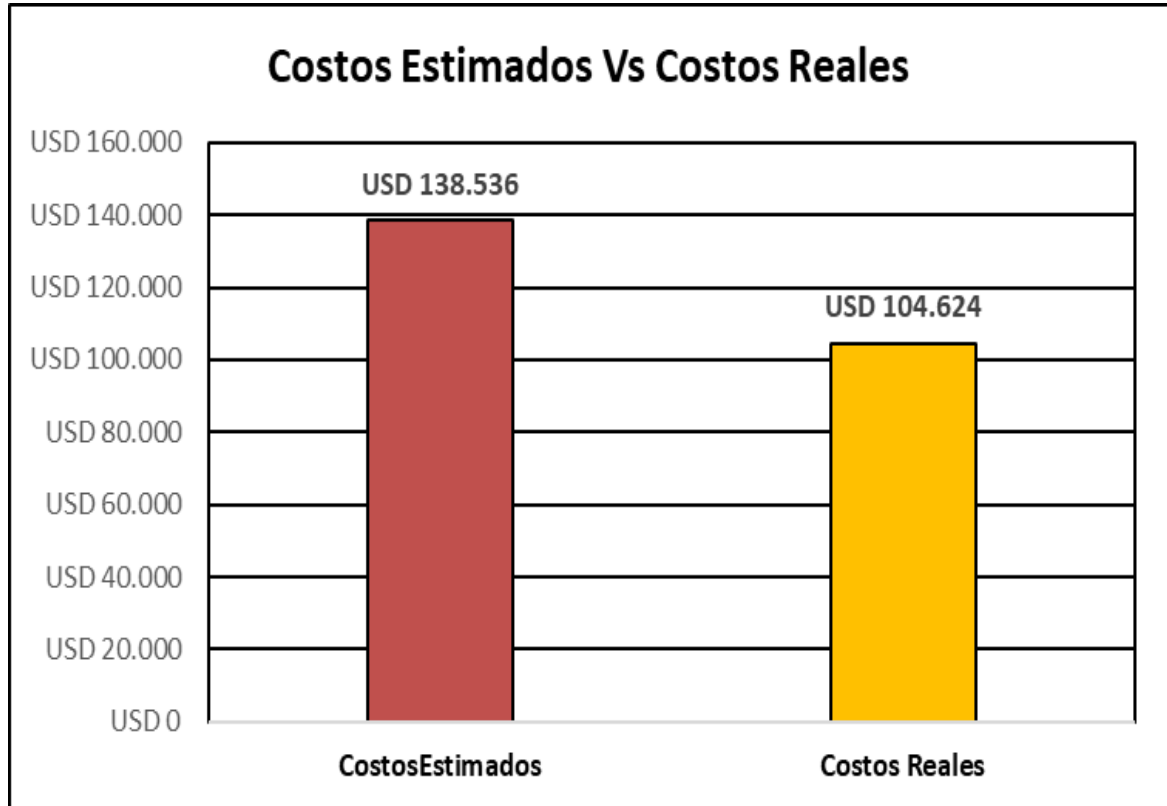
INTANGIBLES			TOTAL ESTIMADO	TOTAL REAL
<b>ABANDONO-RIGLESS</b>				
Renta de Equipos	4 Días	500 US\$/día	2.000	373
Agua y transporte de agua	4 Días	1000 US\$/día	4.000	4.000
Contingencia	0%	5%		
IVA	19,00%		1.140	831
<b>Subtotal ABANDONO-RIGLESS</b>			<b>6.000</b>	<b>5.204</b>
<b>ABANDONO-OTROS</b>				
Fluidos de completamiento			3.000	3.000
Locación			667	0
Disposición de agua	4 Días	1000 US\$/día	4.000	525
Servicio de Coiled tubing			50.000	34.020
Cementación Auxiliar			35.000	29.219
Renta de equipos	Días	US\$/día	12.000	8.261
Miscelaneos			5.000	5.000
Supervisión técnica en campo	4 Días	1000 US\$/día	4.000	700
Hotel			500	0
Seguridad industrial	4 Días	250 US\$/día	1.000	1.000
Polizas			17.369	17.369
Contingency	0%	5%		
IVA	19%		25.182	18.828
<b>Subtotal ABANDONO-OTROS</b>			<b>132.536</b>	<b>117.922</b>
<b>TIME SHEET</b>				
Costo directo de operador del proyecto		0%	5.541	5.541
<b>TOTAL SIN IVA</b>			<b>138.536</b>	<b>103.467</b>

**Fuente:** datos suministrados por Parex Resources. Costos Reales Vs AFE [Correo electrónico].

Para el análisis se graficó en un formato de barras para determinar el valor que se tuvo con respecto al estimado, pero, para esto se incluirá en el total el valor de Locación que aunque no hace referencia a resultados de operación, posteriormente fue usado el estimado en su totalidad para el abandono de la zona y pedestal del pozo Circulo 7. Además, se incluye el valor de alimentación el cual no fue estimado en el AFE con un costo al realizar la operación de 490 USD sin iva teniendo entonces un costo total para el abandono de 104.624 USD.

A continuación, gráfico general de costo estimado y costo real sin IVA incluyendo imprevisto en alimentación donde se presenta un ahorro con respecto al estimado en puntos porcentuales del 24% (33.912 USD).

**Gráfico 5:** Costos estimados Vs Costos reales



**Fuente:** Elaboración propia, con base en: PAREX RESOURCES Costos reales y AFE, 2019.

### 3.4.3 Evaluación de la eficiencia de la herramienta. BHA de la herramienta:

- Coiled tubing
- Roll on connector (XO)
- Sand Jetting.

Al realizar la operación de perforación abrasiva se baja hasta la profundidad de 500 ft y se obtiene la perforación de la tubería con una eficiencia volumétrica de gel abrasivo de 0,7 ya que se produce la ruptura con 21 Bbls de gel por lo tanto en la operación se toma la decisión de subir el coiled tubing un pie (ft) asegurando así la integridad del revestimiento de superficie y por consiguiente una segunda ruptura abrasiva de la tubería y revestimiento de 7" generando así una mejor comunicación y evidenciando una pérdida de retorno inmediata mientras llenaba el pozo en el espacio anular comunicado.

Por tanto, se recomienda la guía general para el abandono utilizando el programa operacional planeado del pozo Circulo 7 con consideraciones que se debieron incluir

en el programa de las siguientes buenas practicas que observaron en la práctica **(Anexo C)**:

- Levantar sarta CT un pie al perder retornos y observar la caída de presión generada por el perforado del sand jetting esto con el fin de no perforar el revestimiento de superficie afectando la integridad del pozo y evitando contactar formaciones someras provocando un efecto ambiental negativo o gastos operacionales adicionales por remediación.
- Los tiempos en cada perforación toman alrededor de 15 a 40 minutos para revestimientos de 7” por tanto si aún no se pierden retornos y ya se superaron los 20 minutos, observar que no exista un aumento en la presión que supondría obturación de boquilla o fugas en la línea que generarían un mal desempeño de la herramienta.
- La herramienta Sand Jetting permite el bombeo de la pildora por tanto, despues de realizar la operación de sand jetting y circular el pozo se recomienda mezclar y bombear pildora viscosa para balancear tapón evitando sacar sarta CT mejorando los tiempos de operación.
- Incluir para la prueba de presión el siguiente formato:

Tabla 11 Propuesta tabulación prueba de presión.

Tasa de bombeo (BPM)	Registro de presión (Prueba de superficie)
0.1	
0.2	
0.3	
0.4	
0.5	
0.6	
0.7	
0.8	
0.9	
1	

**Fuente:** elaboración propia con base en lección aprendida operación PAREX RESOURCES,2019

**3.4.4 Análisis legislativo.** Según el resultado de la intervención se evidenció que la compañía Parex Resources con las operaciones de Sand Jetting tiene una posición definida con la investigación, la optimización y la sostenibilidad.

Adicionalmente el análisis realizado en las barreras de cemento sirvió como guía para tener resultados positivos en las pruebas realizadas a los tapones de cemento y la prueba de burbuja que definiría el aporte en superficie e indicio final de que el abandono fue un éxito y que la operación de Sand jetting con unidades Rigless son efectivas si se realizan basándonos en una guía técnica, legislación y consciencia de las consecuencias ambientales en las operaciones de abandono.

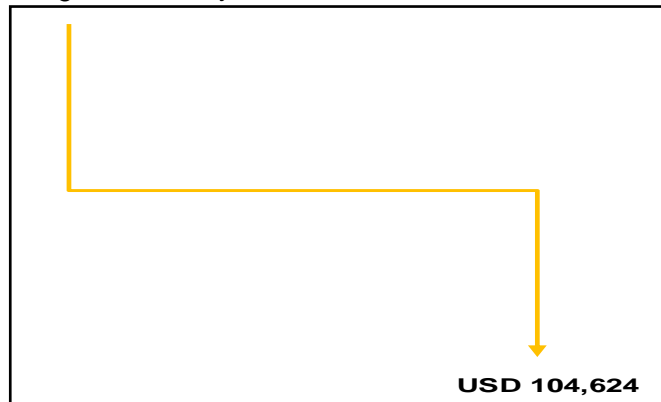
Además, cabe resaltar que la operación realizada sobrepasa los estándares nacionales en operaciones de abandono de pozos, entonces para futuros ajustes de la legislación debería ser incluido como un precedente de éxito y de buenas prácticas siendo un aporte significativo de la empresa Parex Resources.



**3.4.5 Análisis financiero costo anual uniforme (CAUE).** Para el análisis del abandono definitivo de pozos, se mantienen los mismos valores presentados en la experiencia con el pozo Circulo 7 expresados anteriormente. Para esto se tendrá en cuenta un escenario donde el costo aumente anualmente según el porcentaje de contingencia del 5% para el año 2021, 2022. Además, es necesario aclarar que en las operaciones de abandono definitivo es necesario evaluar parámetros que se han desarrollado en el presente proyecto.

Teniendo entonces 104.624USD como el valor definitivo se procede a hallar el valor presente en una estimación provista para tres años para luego hallar el costo anual uniforme.

Diagrama de flujo abandono Circulo 7

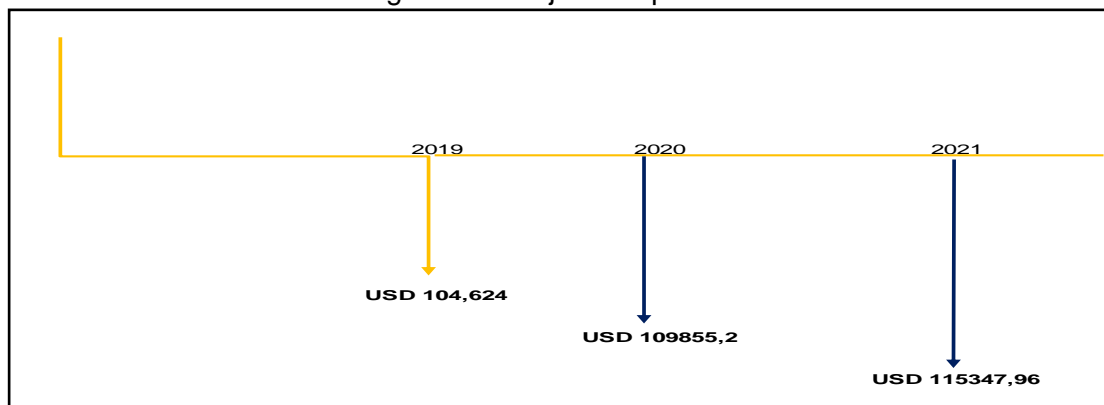


Fuente: elaboración propia con base en: datos suministrados por PAREX RESOURCES, 2019.

- **Cálculo valor presente**

$$VPN(0,05) = -\left( 0 + \frac{104.624 \text{ USD}}{(1+0,05)^1} + \frac{109.855,2 \text{ USD}}{(1+0,05)^2} + \frac{115.347,96 \text{ USD}}{(1+0,05)^3} \right) = -298.925,71$$

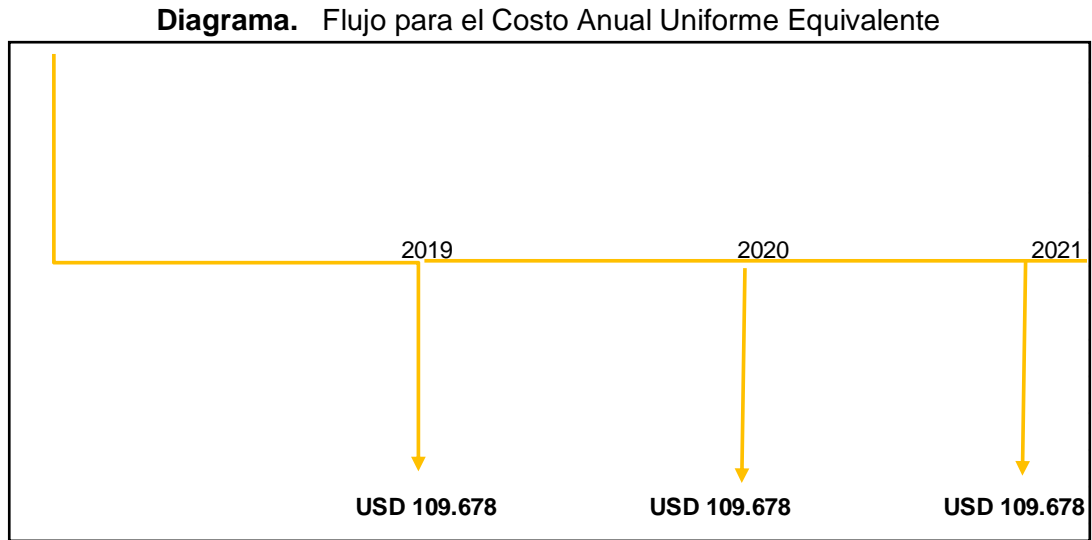
Diagrama de flujo valor presente.



Fuente: elaboración propia con base en: datos suministrados por PAREX RESOURCES, 2019.

- **Cálculo de CAUE**

$$CAUE = - \frac{298.925,71USD}{\frac{((1+0,05)^3-1)}{0,05*(1+0,05)^3}} = 109.768,081 USD$$



Fuente: Elaboración propia

#### 4. CONCLUSIONES

- El trabajo de grado evalúa y documenta la operación exitosa de Sand Jetting con unidad de coiled tubing en procesos de abandono superando estándares nacionales en el abandono realizando abandono de anulares del pozo Circulo 7 operado por la compañía Parex Resources LTD y genera lecciones aprendidas para la adecuación del programa de planeación y ejecución de abandonos en la compañía.
- La validación de la integridad se observa en las pruebas de presión con 1000psi por 10 minutos en el tapón de fondo e intermedio y en la prueba de burbuja en el tapón de superficie.
- Se puede obtener un abandono óptimo tipo Rigless en pozos similares al pozo Circulo 7 con un costo de 104.624 USD en cuatro días aproximadamente con respecto al abandono con equipo de Workover el cual en promedio a la compañía le cuesta 375.520 USD. Además, en tiempo el abandono en el pozo Circulo 7 tomó 89 horas y para operaciones con equipo de workover en promedio toma 163 horas en tiempo netamente operativo.
- La herramienta Sand Jetting permitió conectar los anulares del pozo usando 21 Bbls de gel abrasivo a 500ft y 10 bbls a 499 ft y así generar un sello transversal en el tapón de superficie para obtener luego una prueba de burbuja que no presenta manifestación.
- La herramienta Sand jetting requiere de una prueba en superficie para su parametrización con las tasas desde 0.1 BPM hasta 1BPM registrando las presiones de circulación de agua para ajuste según las unidades de bombeo que se usen ya sea por la capacidad de estas o por los fabricantes para el pozo Circulo 7 comprendió de un rango de presiones de 1000 psi a 7000psi con tasas en el intervalo de 0,7 a 1,8 BPM.
- La eficiencia del Sand jetting se evaluó gracias a la evidencia de retorno de cemento en superficie después del desplazamiento teniendo así cemento en los anulares del pozo y una barrera permanente según la norma Norsok D-010.
- La implementación de la herramienta Sand jetting con unidad de Coiled tubing fue un éxito en el abandono del pozo Circulo 7 además que con el apoyo teórico y práctico se logra una guía de recomendaciones para próximos programas y operaciones de abandono de pozos tipo Rigless usando Coiled

tubing, lo cual servirá como precedente para una futura implementación de procedimientos y parámetros en la legislación colombiana.

- La evaluación financiera del costo anual uniforme del abandono de pozos con condiciones similares al pozo Circulo 7 proyectado con un aumento del 5 % anual para los años 2020 y 2021 será de 109.678 USD.

## 5. RECOMENDACIONES

- Las recomendaciones finales con el trabajo de grado constaría de evaluar la creación de barreras permanentes con la herramienta de Sand jetting en una profundidad mayor donde mecánicamente el casing se encuentre como tubería libre.
- Se recomienda evaluar el control del pozo con la herramienta en fondo cómo se realizaría.
- Se recomienda realizar un plan de acción en el escenario de perforación abrasiva del casing de superficie y contactar directamente la formación.
- Se recomienda evaluar una prueba al tapón de superficie con un carácter técnico mayor para reemplazar el procedimiento empirico de la prueba de burbuja.
- Se recomienda realizar las pruebas de superficie de la herramienta con el gel sin la rena que se utilizará para la perforación abrasiva.
- Realizar la operación teniendo en cuenta tiempos de movilización en una comparativa entre la operación de CT y equipo de acondicionamiento de pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

ANCIANI, Ingeniero Sauri Diaz. Conferencia cementación primaria Tucker energy. Curso cementación primaria. Bogotá, 2019.

ASTM. Norma ASTM G40. ASTM, 1992.

BRONDEL, D. EDWARDS, R. HAYMAN, A. HILL, D. MEHTA, S. SEMERAD, T. Corrosion in the oil industry; Oilfield review. De SCHLUMBERGER. 1994.

EGSLAB, Aplicacion de operaciones de coiled tubing. [en línea]. [Consultado 15 de Marzo de 2019.]. Disponible en <http://egslab.mit.edu/project/applications-to-coiled-tubing-operations/>

G SUMAN, R ELLIS. World oil's cementing handbook world oil. En World oil's cementing handbook world oil, de R ELLIS G SUMAN, 57. Gulf publishing company 1977.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. DOCUMENTACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC 1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LIMAR. Dump Bailer "[en línea]. [ Consultado el 10 de marzo de 2019] <https://www.limaroiltools.com/wireline/dump-bailer>

NORWEGIAN PETROLEUM INDUSTRY. NORSOK STANDARD D-010. Well integrity in drilling and well operations. Noruega, 2004.

RAFAL FRYZOWICZ & ANTONIUS (BAKER HUGUES-KELCO OIL). CT-Conveyed sand jetting perforation on deep tight gas well, treatment fluid selection and application perspective. SPE, 2011: SPE-142254-MS.

SEDESEM, Tapones de cemento Ing. Julio Montecinos. Bolivia,

SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSRY EN ESPAÑOL. [ en línea]. [Consultado 02 agosto 2019]. Disponible en internet en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

STUDY, NPC NORTH AMERICAN RESOURCE DEVELOPMENT. Plugging and abandonment of. 2011.

VITAL, BERNARDO DOMINGUEZ Y FRANCISCO. Degradacion de cementos y corrosion de tuberias en pozos geotermicos. 2018.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 181495 de 2009, 2009

WEB Y EMPRESAS. [ en línea]. [Consultado 07 agosto 2019]. Disponible en internet en: <https://www.webyempresas.com/costo-anual-equivalente-o-beneficio-anual-equivalente-caue-o-baue/>

REVISTAS UIS. [ en línea]. [Consultado 14 de agosto 2019]. Disponible en internet en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/2718>

## **ANEXOS**



ANEXO A.  
PROGRAMA OPERACIONAL ESTIMADO, PROPUESTO INGENIEROS DE  
COMPLETAMIENTO



**PROGRAMA DE ABANDONO**

**POZO CIRCULO 7**

**COMPLETAMIENTO Y WORKOVER**

## PAREX RESOURCES

### Tabla de Contenido

1. Introducción
2. Objetivos
3. Materiales y equipos
4. Programa Operacional
- A. *FASE 1. Realizar tres tapones de cemento balanceados para abandono de pozo.*
5. Matriz de Riesgo
6. Recomendaciones en HSEQ
8. Anexos

## 1. Introducción

<b>POZO:</b>	<b>CIRCULO 7</b>			
<b>AÑO:</b>	2019			
<b>TIPO DE POZO:</b>	<i>Productor de Petróleo</i>			
<b>OPERACION:</b>	<b>Abandono de pozo</b>			
<b>OBJETIVOS DEL POZO:</b>	<i>Realizar abandono del pozo según legislación ANH.</i>			
	<b>INFORMACION DE YACIMIENTOS</b>			
Tipo de Formación y mineralogía	Arenas			
Intervalos cañoneados	(11,580' - 11,603'), (11,619' - 11,624'), (11,580' - 11,589') (11,176' - 11,198').			
Estado	(11,580' - 11,603'), (11,580' - 11,589'), (11,176' - 11,198'): Abierto (11619'-11624'): Aislado			
<b>INFORMACION DE REVESTIMIENTO</b>				
	Superficie	Producción		
Diámetro (pulgadas)	9 5/8	7	7	5
Peso (lb/ft)	36 #	26#	29#	18#
Grado	K55	N80	N80	L80
Tipo de Collar	BTC	BTC	BTC	513 HYDRILL
Profundidad (ft)	0-1224'	0 - 10,023'	10,023' - 11,525'	11,451'- 12,959'
ID (")	8.921 Drift 8,765	6.276 Drift 6.151	6.184 Drift 6.059	4.276 Drift 4.151
Comentarios:	Superficie	Producción	Producción	Producción

## 2. Objetivos

- ✓ Abandonar pozo según legislación ANH.

## 3. Materiales y equipos

***El company man debe asegurarse que todos los materiales y equipos requeridos para realizar el trabajo de completamiento se encuentren en el pozo.***

Inventario de equipos requeridos que deberán ser verificados y reportados por el Company Man.

<b>EQUIPO</b>	<b>CANTIDAD</b>
Unidad de	1
Cementación	1
Unidad de CT	1
Grúa	1
Quimicos y cemento	2
Frac Tank y Cash Tank	2
Carrotanque y Camión de vacío	

<b>OBSERVACIONES ESPECIALES</b>	
<b>Evento</b>	<b>Razón</b>
Forma 7CR.	Por ser Abandono es necesario presentar forma 7CR ante la ANH.

#### 4. Programa Operacional

##### **A. FASE 1. Realizar tres tapones de cemento balanceados para abandono de pozo.**

- 1.1 Realizar reunión de seguridad con el personal involucrado en la operación (personal de Parex Resources, incluyendo su representante y todos los demás involucrados) para establecer los procedimientos y cuidados durante las operaciones de arme y la corrida de Coiled tubing en el pozo.
- 1.2 Descargar presiones de tubería y anular a 0 psi. Instalar BPV 3" y desconectar árbol de producción 7 1/16" x 5K.
- 1.3 Instalar equipo de presión, líneas de bombeo y válvulas en cabeza de pozo.

Realizar Rig Up Unidad de Coiled Tubing.

- 1.4 Armar el siguiente BHA de trabajo:

- Cementing Nozzle 1.690"
- Rollon connector 1.690" OD

- 1.5 Alinear válvulas de trabajo y realizar prueba hidrostática con baja y alta presión. Para la baja presión se usará 500 psi y se mantendrá por 5 min. Para la alta presión se usará 3000 psi y se mantendrá por 10 min. Verificar cual es la presión de trabajo del componente más débil.

- 1.6 Calcular la profundidad 0 del CT con respecto a la mesa de rotaria y verificar presiones en superficie.

- 1.7 Iniciar a bajar con el Coiled Tubing, de acuerdo con las siguientes recomendaciones:

- 1.8 Bajar coiled tubing haciendo pull test cada 1000 ft, después de cada pull test realizar bombeo de 5 Bbl. de agua para asegurar BHA sin taponamiento.

- 1.9 Bajar hasta fondo de pozo @ 11,610' (tope del bridge plug). Iniciar bombeo de agua hasta encontrar circulación (capacidad CT 42 bbl, capacidad del pozo 439,7 Bbl), reportar volumen de fluido bombeado.

- 1.10 Ubicar punta de CT @ 11,610'

- 1.11 Iniciar preparación de 25 bbl de cemento al vuelo.

## **CÁLCULOS VOLUMEN DE LECHADA**

### **Condiciones para los Cálculos**

Primer Tapón

Base de Lechada Primer Tapón: 11,610 ft MD

Tope de Lechada Primer Tapón: 11,000 ft MD

Altura Total de Lechada de Cemento primer tapón: 610 ft

Capacidad Interna CSG 5" – 18#: 0.0178 Bbl/ft

Capacidad Interna CT 1 ½" – 1.61#: 0.00152 Bbl/ft

Capacidad Interna CSG 7" – 26#: 0.0383 Bbl/ft

Cemento csg 5" (11610' - 11451'): 3 bbl

Cemento csg 7" (11451' - 11000'): 19 bbl

Exceso: 10% sobre el volumen estimado.

1er. Tapón Balanceado (11,610 ft – 11,000 ft MD)

- Con punta de CT @ 11,610 ft (base del tapón de fondo) iniciar bombeo de lechada de cemento hasta completar 22 bbl, lo cual corresponde a 610 ft de columna.

Nota: Una vez el cemento se encuentre en la punta del Coiled Tubing, levantar y balancear tapón de cemento.

- Finalizado el bombeo de lechada de cemento, sacar el CT hasta 10,100' (900 ft por encima del tope del cemento) y bombear agua limpia para desplazar cemento fuera de Coiled Tubing, cuya cantidad de barriles debe ser por lo menos 42 bbl.
- Esperar 8 Horas de fragüe de cemento, chequeando en todo momento los testigos en superficie.
- Correr CT hasta encontrar tope de tapón de fondo, informar al Ing. de Completamiento en Bogotá.
- Realizar prueba de presión al tapon de cemento con 1000 psi.
- Sacar CT hasta 9,200' y bombear agua limpia a caudal de 1 bpm hasta obtener retornos limpios y constantes en superficie.

1.12 Mezclar y Bombear 8 bbl de píldora viscosa (200 ft).

1.13 Desplazar con 9 Bbl de Agua fresca.

Nota: Una vez la píldora viscosa se encuentra en la punta del Coiled Tubing, levantar y balancear píldora viscosa.

- Una vez se completen los 24 bbl de desplazamiento detener el bombeo y continuar sacando Coiled Tubing hasta 9,000' y limpiar tubería bombeando 1 capacidad del CT de agua. Iniciar preparación de 21 bbl de cemento al vuelo. Segundo Tapón

Base de Lechada segundo tapón: 9.000 ft MD

Tope de Lechada segundo tapón: 8,500 ft MD

Altura Total de Lechada de Cemento segundo tapón: 500 ft

Capacidad Interna CSG 7" – 26#: 0.0383 Bbl/ft

Capacidad Interna CT 1 ½" – 1.61#: 0.00152 Bbl/ft

Capacidad del Anular CSG 7" – CT 1 ½": 0.0361 Bbl/ft

Exceso: 10% sobre el volumen estimado.

2do. Tapón balanceado (9,000 ft – 8,500 ft MD)

- Con punta de CT @ 9,000 ft (base del tapón intermedio) iniciar bombeo de lechada de cemento hasta completar 21 bbl, lo cual corresponde a 500 ft de columna.

Nota: Una vez el cemento se encuentre en la punta del Coiled Tubing, levantar y balancear tapón de cemento.

- Finalizado el bombeo de lechada de cemento, sacar el CT hasta 7,600' (900 ft por encima del tope del cemento) y bombear agua limpia para desplazar cemento fuera de Coiled Tubing, cuya cantidad de barriles debe ser por lo menos 42 bbl.
- Esperar 8 Horas de fragüe de cemento, chequeando en todo momento los testigos en superficie.
- Correr CT hasta encontrar tope de tapón intermedio, informar al Ing. de Completamiento en Bogotá.
- Realizar prueba de presión al tapón de cemento con 1000 psi.
- Sacar CT hasta 700' y bombear agua limpia a caudal de 1 bpm hasta obtener retornos limpios y constantes en superficie.
- Sacar CT a superficie.
- Retirar cementing nozzle.
- Armar BHA con sand jetting perforator.
- Bajar coiled tubing con BHA sand jetting hasta 500 ft.
- Mezclar fluido abrasivo en superficie (Agua + Arena + Gel).
- Realizar operación de sand jetting bombeando en directa fluido abrasivo. Nota:

Monitorear presión en sección "A" una vez se observe decremento en la presión, el casing de 7" estará perforado.

- Con la punta del CT a 500 ft circular el pozo en directa para limpiar el BHA y verificar retornos por sección "B".
  - Sacar CT a superficie y retirar BHA de sand jetting.
  - Armar BHA de cementación así:
    - Cementing Nozzle 1.690"
    - Rollon connector 1.690" OD
  
  - Bajar CT hasta 700 ft.
    - Mezclar y Bombear 8 bbl de píldora viscosa (200 ft).
    - Desplazar con 9 Bbl de Agua fresca.
  
  - Nota: Una vez la píldora viscosa se encuentra en la punta del Coiled Tubing, levantar y balancear píldora viscosa.
  
  - Una vez se completen los 24 bbl de desplazamiento detener el bombeo y continuar sacando Coiled Tubing hasta 500' y limpiar tubería bombeando 1 capacidad del CT de agua.
  - Cerrar anular CT-TBG y abrir anular TBG-CSG 7".
  - Iniciar preparación de 21 bbl de cemento al vuelo.
- Tercer Tapón

Base de Lechada tercer tapón: 500 ft MD

Tope de Lechada tercer Tapón: 0 ft MD

Altura Total de Lechada de Cemento tercer tapón: 500 ft

Capacidad Interna CSG 7" – 26#: 0.00383 Bbl/ft

Capacidad Interna CT 1 ½" – 1.61#: 0.00152 Bbl/ft

Capacidad del Anular CSG 7" – CT 1 ½": 0.0361 Bbl/ft

Capacidad tubing string 3 ½" EUE 9.3#: 0.0087 Bbl/ft

Exceso: 10% sobre el volumen estimado.

- Con punta de CT @ 500 ft (base del tapón de superficie) iniciar bombeo de lechada de cemento hasta completar 21 bbl, lo cual corresponde a 500 ft de columna (187 ft anular tubería 3 ½" – casing 7" y 313 ft dentro de casing de producción). Verificar retornos del Anular casing tubing y detener una vez se observe cemento en los retornos.
- Levantar CT y espotear 2 bbls de cemento para dejar la tubería de 3 ½" llena de cemento en el interior.
- Finalizado el bombeo de lechada de cemento, bombear agua limpia para



desplazar cemento fuera de Coiled Tubing cuya cantidad de barriles debe ser por lo menos 21 bbl.

- Con CT en superficie proceder a desconectar BOP e inyector de cabezal de pozo y bombear agua, por lo menos dos capacidades del tubo 48 bbl a alta presión para limpiar cemento presente en los equipos, verificar retorno en superficie.
- Proceder a realizar Rig Down de equipos.
- Entregar pozo al Grupo de Obras Civiles para realizar lapida e instalar placa de abandono.

### **Anexo B Sumario de Perforación.**

Inició con la perforación de la sección de 12 ¼” con broca tricónica hasta 266 ft MD, circuló fondos arriba, se tomó totco survey (0.12° inclinación), se sacó hasta superficie, se quebró el estabilizador de 12 ¼” y la broca tricónica (1-1-WT-A-E-I-NO-BHA). Luego, se levantó BHA con herramientas direccionales y broca PDC, nuevamente se corrió en el hueco y se continuó perforando hasta 1230 ft MD, se bombeó píldora viscosa y se circularon fondos arriba, se realizó viaje corto hasta 270 ft MD, se volvió a fondo encontrando el pozo en buenas condiciones y sin restricciones definiendo un diámetro promedio de hueco de 13.96 pulgadas.

Realizó viaje hasta superficie, se tumbaron herramientas direccionales y broca PDC (0-1-CT-S-X-I-NO-TD), inició corrida de casing 9 5/8” desde superficie hasta 1224 ft MD, sin observar restricciones en la bajada, se prepararon equipos de cementación, se instaló la cabeza de cementación y sección “A”, se probaron líneas de presión con 500 y 3000 psi, se dio inicio al programa de cementación lanzando el tapón de fondo y bombeando 40 Bbls de agua como pre flujo a 5 bpm, posteriormente se bombearon a la misma velocidad 147 Bbls de lechada liviana de 13.2 ppg y 54 Bbls de lechada pesada de 15.8 ppg, se lanzó tapón superior y se desplazó con 94 Bbls de agua fresca a 3.5 bpm, se observaron 10 bbls de retorno de cemento en superficie, instaló el base Plate. Finalmente se esperó fragüe del cemento y se instaló el DSA.

Instaló, armó y probó BOP, se instaló wearbushing, armó BHA direccional con broca 8 ½” PDC, Autotrack y MWD, continuó corriendo con el BHA hasta 1144 ft, donde se encontró tope de cemento.

Se perforó cemento desde 1144 ft hasta 1185 ft, y se realizó con éxito prueba de integridad del casing con 1000 Psi por 10 minutos. Se continuó perforando el equipo de flotación hasta 1230 ft, se continuó perforando 10 ft más de formación para realizar prueba LOT. Se bombeó píldora viscosa y se circuló fondos arriba hasta

observar hueco limpio. Armó las líneas de alta presión, se probaron líneas con 500 y 1500 Psi y se realizó a 1224 ft la prueba LOT con 1.7 bbls de lodo (8.8 ppg) 515 Psi para un EMW de 16,91 ppg. Se desarmaron líneas de alta presión. Se levantó y paró en la torre 11.100 ft de DP de 5".

Se continuó perforando a través de la formación con Autotrack desde 1240 ft hasta 1875 ft, variando parámetros para mejorar el desempeño de la herramienta, a 1875 ft se cambió BHA por baja ROP, Circuló pozo con dos fondos arriba hasta hueco limpio, se sacó hasta superficie y se quebró BHA de la broca fue 0-1-CT-S-X-I-NO-BHA y se descargaron memorias del MWD.

Armó BHA con Broca de 8 ½" PDC, motor, y MWD, se realizó con éxito programación y prueba de herramientas en superficie, se corrió en el hueco hasta 1875 ft hasta 5010 ft, no se observaron restricciones, se bombeó una píldora viscosa y se realizó viaje corto hasta 4537 ft, se regresó a fondo encontrando el hueco en buenas condiciones, se continuó perforando siguiendo el plan direccional hasta 8293 ft.

Realizó viaje hasta 5000 ft, se regresó a fondo sin encontrar ningún tipo de restricción. Una vez en fondo se bombearon 80 bbls de píldora viscosa y se realizó desplazamiento de lodo (9.1 ppg por 8.7 ppg PHPA), circuló hasta acondicionar el sistema. Se continuó perforando hasta 9866 ft durante la perforación se observó tendencia de colgamiento de la sarta.

En 9866 ft se bombeó píldora viscosa y se circuló fondos arriba, se decidió realizar viaje hasta 8295 ft observándose hueco en buenas condiciones. Se corrió 100 ft de cable de perforación y se corrió de nuevo en el hueco hasta fondo sin encontrar restricciones, se continuó perforando acorde al programa direccional a través de las unidades carboneras hasta 11530 ft (TD Sección) encontrando los topes de formación.

Alcanzó el TD de la sección se bombeó píldora viscosa, se circuló fondos arriba y se calculó el tamaño promedio del hueco de 11.05"; se realizó viaje corto hasta 9700 ft, se regresó a fondo sin encontrar ninguna restricción; una vez en fondo se bombeó nuevamente píldora viscosa y se realizó prueba de arroz estimándose un tamaño promedio de hueco de 10.8".

Sacó tubería hasta 1124 ft (zapato de revestimiento de 9 5/8"), se corrió y corto 150 ft de cable de perforación, y se continuó sacando BHA hasta superficie, se quebraron herramientas direccionales y broca (1-2-LT-S-X-I-BT-TD) y se descargaron memorias. Armó BHA, ensamblaje para corrida de registros (TDL) con broca corazonadora, se corrió en el hueco BHA No. 5 asegurando un ID mínimo de

2 7/8" de toda la tubería hasta 11530 ft, se circuló fondos arriba hasta hueco limpio incrementando gradualmente el caudal, se observó progresivo incremento de presión y pérdida de circulación (empaquetamiento), se trabajó sarta y se circuló lentamente hasta normalizar presión y circulación. Se continuó circulando hasta hueco limpio, se sacó y posicionó broca corazonadora a 9716 ft.

Armó y corrió herramientas de registros (Imágenes, Gamma Ray, Sonico Dipolar) se registró desde fondo hasta 10800 ft, se sacaron herramientas de registros hasta superficie. Se sacó tubería hasta 9810 ft, se levantó y corrió con el ensamblaje de registros (Nucleares, Gamma Ray, Resistividad) hasta 10900 ft, se registró desde 10900 ft hasta 9800 ft, se sacaron y tumbaron herramientas de registros. Se continuó sacando tubería desde 9810 ft hasta superficie, se recuperó wear-bushing y se acondicionó mesa para corrida de casing.

Realizó reunión previa a la corrida de casing de 7", levantó y armó equipo de corrida, se levantó el zapato rimador y dos juntas de casing de 7" de 29 ppf después del collar flotador, se continuó corriendo casing de 7" de 29 ppf y 26 ppf de acuerdo al tally hasta 10060 ft rompiendo circulación cada 2000 ft, a 10060 ft se rompió circulación y se observó incremento de presión y pérdida de circulación, se trabajó sarta y se circuló lentamente hasta normalizar presión y circulación, se continuó corriendo casing 7" 26 lb/ft<sup>3</sup> hasta 10175 ft sin restricciones, se corrió casing 7" 26 ppf lavando y rimando desde 10175 ft hasta 11525 ft, finalmente se circularon fondos arriba hasta hueco limpio.

Continuó circulando el pozo hasta obtener retornos limpios, previo al trabajo de cementación de la sección intermedia de 7".

Inició al trabajo de cementación bombeando 70 Bbl de espaciador a 5 BPM, 90 Bbl de agua fresca a 5 BPM, 113 Bbl de lechada primaria a 5 BPM, 120 Bbl de lechada de cola a 4,5 BPM., se lanzó el tapón superior y se realizó el desplazamiento con 2 Bbl de lechada, 10 Bbl de agua fresca y 414 Bbl de lodo de 9,1 ppg a 15 BPM. se confirmó el bache de tapón y se observó un back flow de 5 bbls. Esperó tiempo de fragüe de 24 horas, tiempo en cual se quebró DP de 5". Se instaló sección B y se probó con 1800 Psi x 10 min. Se instaló DSA 13 5/8 -10M x 7 1/16 - 5M, la campana y sentó el sistema de control de pozo de 13 5/8.

Realizó la prueba de las preventoras, se instaló y probó wear bushing. Se armó y corrió en el hueco BHA con broca triconica de 6" hasta 10950 donde se encontró el tope de cemento (16 Bbl de cemento) se perforó desde 10950 ft hasta 11446 ft con 400 Gpm, 2800-3000 Psi, 12 Klbs WOB, 60 Rpm, 10 Kft-lb Tq. A 11446 ft se circuló fondos arriba y se realizó la prueba de integridad del casing con 1600 Psi x 10 minutos, satisfactoriamente. Se continuó hasta 11540 ft (profundidad estipulada para realizar FIT).

Se realizó desplazamiento del sistema de lodo de PHPA de 9,1 ppg por el lodo de perforación de 8,8 ppg y se circuló fondos arriba para limpiar el pozo con/ 400 Gpm, 2400 Psi, 30 Rpm, 10 - 12 Kft - Lb Tq. Se realizó el FIT con 2,4 bbls de lodo de 8.8 ppg, 1620 Psi, se obtuvo un EMW de 11,5 ppg. se circuló para limpiar el fondo con 350 gpm, 1918 Psi. Se procedió a sacar el BHA hasta superficie.

Armó y bajo el ensamblaje para el corazonamiento, el objetivo era obtener 30 pies de corazón de las formaciones objetivo, una vez en fondo con el ensamblaje del corazonamiento, se circuló para limpiar el hueco y se perforó el corazón desde 11563 ft hasta 11593 ft con 120 gpm, 750-800 Psi, 80 Rpm, 8-9 Kft-Lb Tq, 4-6 Klbs WOB. Se inició sacó la sarta de tubería con el corazón hasta superficie.

Recuperó un total de 27 ft (90%). Se armó nuevamente ensamblaje de corazonamiento y se inició la segunda corrida. Una vez a 11593 ft se circuló para limpiar el pozo y se empezó a perforar el segundo corazón hasta 11624 ft, se inició viaje hasta superficie recuperándose un total de 1,5 ft (5%).

Se armó y corrió el BHA direccional de la sección de 6" hasta fondo y se continuó con la perforación hasta 12962 ft (Well TD),  
Realizó viaje corto hasta 11508 ft encontrando el hueco en buenas condiciones, observó 100% de circulación, empezó viaje hasta superficie, se quebró BHA y herramientas direccionales, se recuperaron fuentes radiactivas. Se tumbó y se calificó broca 1-1-WT-A-X-I-NO-TD.

Se armaron equipos para corrida del liner de 5", levantó la primera junta de liner con zapato rimador, la segunda junta con el collar flotador y la tercera con el landing collar, se continuó corriendo liner de 5" 18# Hydrill 513 hasta 1483 ft, levantó y armó colgador de liner, continuó corriendo hasta fondo exitosamente, se circularon fondos arriba para garantizar la limpieza del hueco antes del trabajo de cementación.

Realizó arme e instalación la cabeza de cementación, se circularon fondos arriba a 4, 5 y 6 bpm, observó presión estable, se levantaron y probaron líneas de alta presión, se inició el trabajo de cementación bombeando 20 bbls de espaciador de 11.5 ppg a 5 bpm, 30 bbls de agua fresca a 5 bpm, 54 bbls de lechada de 15,8 ppg a 5 bpm, se liberó tapón de fondo, y se inició el desplazamiento con 1 bbl de lechada de 15,8 ppg, 26 bbls de agua fresca a 5 bpm, 80 bbls de lodo de 8,8 ppg a 6 bpm observando tendencia a empaquetamiento, se redujo el caudal de bombeo a 3 bpm y se continuó con el desplazamiento, se observó verificación de golpe de tapón con 4450 psi, total bbls bombeados 139, backflow 2 bbls, no se presentaron pérdidas.

Realizó expansión del colgador lanzando la esfera de 1 7/8" y bombeando 1 bbls de lodo, hasta romper el disco con 5115 psi, se continuó bombeando lodo hasta sentar la esfera y se dio inicio a la expansión del hanger a 1 bpm hasta incrementar la presión a 6650 psi, confirmando la expansión del Hanger.

Bombeó 30 bbls de píldora abrasiva para remover residuos de cemento dentro de la tubería y se circuló para limpieza del hueco, se observaron 10 bbls de lodo contaminado con cemento. Se realizó desplazamiento de lodo por agua fresca, se desconectó la cabeza de cementación y se procedió a sacar y quebrar tubería hasta superficie.

Desarmó BOP, se recuperó wear bushing y se instaló la sección C (S/N 111045924. Tubing Hanger 7 1/16 x 3 1/2" EUE. Adapter 7 1/16" 5M). Finalmente, liberó el taladro.

### **Anexo C Relación de datos tiempos/ operación/ parámetros**

Datos de hora y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos día 1 (15 de agosto de 2019):

**Tabla # 1:** Datos de hora y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos.

Hora	Profundidad (ft)	Operación en toma de datos
2:00	0	Ingreso de personal a Pozo Circulo-7
3:00	0	Movilización de Unidad de CT, Planta estadio, Tanques y unidad de bombeo.
5:00	0	Ubicación de CT.
7:30	0	En espera de entrega de locación por parte de supervisor de producción, inicia rig up CT parcialmente
9:00	0	Continuación rig up CT
9:30	0	Prueba de pull test a 15600 lbs
10:30	0	Finaliza rig up, a la espera de unidad de bombeo para iniciar pruebas
13:00	0	Llegada de personal, se realiza arme y circulación
13:30	0	Se realiza pruebas de presión a 500 y 4000 psi
13:45	0	Inicia corrida con CT
15:00	0	Continúa corriendo con CT
15:40	2300	Pull test @ 2300 ft, 4300 lbs subiendo y 1600 lbs bajando
16:35	4200	Pull test @ 4200 ft, 7900 lbs subiendo y 5200 lbs bajando
17:24	6200	Pull test @ 6200 ft, 12600 lbs subiendo y 9200 lbs bajando
18:10	8200	Pull test @ 8200 ft, 17500 lbs subiendo y 13000 lbs bajando
18:30	10200	Pull test @ 10200 ft, 22600 lbs subiendo y 15700 lbs bajando. RIH CT. Se realiza pull test @11000 Ft con 25 Klb subiendo, bajando 17 Klb
19:00	11635	Se encuentra fondo @11635 Ft. Verifica fondo y posiciona @11620 Ft.
21:45	11620	En espera por Preparación de cemento
22:00	11620	Reunión preoperacional bombeo de primer tapón
22:15	11620	Inicia Bombeo de agua @1.3 Bpm hasta alcanzar 10 bbl
22:35	11620	Premezcla cemento
23:06	11620	Bombeo de cemento @1 Bpm. 22 Bbl con 4560 Psi inicialmente debido a cavitación se disminuye tasa @0.6 Bpm con una presión de 2543 Psi.
23:25	11620	Bombeo de Agua @1 Bpm
23:30	11620	Bombeo de Agua @1 Bpm. Inicia POOH CT @69 Ft/min
23:42	11400	Bombeo de agua mientras POOH CT @30 Ft/min
23:50	10700	Continúa sacando CT @38 Ft/min hasta posicionarse @10700 Ft

**Fuente:** Datos de hora y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos.

Datos y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos día 2 (16 de agosto de 2019):

Hora	Profundidad (ft)	Operación en toma de datos
1:25	8000	CT posicionado @8000 Ft. Fragüe cemento
5:00	8000	En espera Fragüe Cemento
6:30	8000	Inicia corrida CT, se detiene debido a diferencias de pesos con respecto a la primera corrida
7:00	7000	Sacando CT a 7000 ft para espera de frague
9:30	7000	CT posicionado @7000 ft, inicia bombeo hasta obtener retorno, en espera de frague
9:40	7005	Corriendo CT hasta 10500 ft, para cambio de fluido
10:12	7300	Pull test @ 7300 ft, 14100 lbs subiendo
10:55	8300	Pull test @ 8300 ft, 15600 lbs subiendo, 11300 lbs bajando
11:25	9500	Pull test @ 9500 ft, 19500 lbs subiendo, 12400 lbs bajando
11:30	10300	Pull test @ 10300 ft, 21800 lbs subiendo, 19200 lbs bajando
11:50	10500	Pull test @ 10500 ft, 22700 lbs subiendo, 15500 lbs bajando
12:00	10500	Inicia bombeo de fluido
12:55	10500	Se detiene bombeo debido a fuga en bomba demoras unidad de cementación
13:22	10500	Reinicia bombeo @ 1.5 bbls
16:15	10500	Se aumenta tasa a 1.8 bpm
16:40	10500	Se detiene bombeo de fluido, pull test @ 10500 ft, 21500 lbs subiendo y 15600 lbs, .Corriendo CT para tocar tope de cemento
16:45	10919	Se pierde peso 3000 lbs a 10919 ft, se procede a subir nuevamente para rectificar pérdida
16:55	10924	Se rectifica pérdida de peso de 3000 lbs a 10924 ft como tope de cemento. SacandoCT @ 10800 ft
18:30	10800	CT posicionado a 10800 ft Inicio de bombeo de 5 bbls de agua para rectificar boquilla libre de obstrucción, operación detenida por falla en unidad de bombeo del contratista
19:00	10800	Prueba de integridad de tapón @1000 Psi. Ok.
19:30	10800	Sacando CT para posicionar @9200 Ft
20:30	9200	CT posicionado @9200 Ft. Inicia Mezcla de Píldora y Cemento. Bomba inicia pruebas de sistema de bombeo @8000 Psi.
21:40	9200	Premezcla finalizada de pildora y cemento. Prepara inicio de bombeo
21:45	9200	Inicia bombeo de Píldora fluido
22:00	9200	Inicia Bombeo cemento
22:13	9200	Bombeo de agua hasta poner cemento en punta
22:33	8500	Inicio a sacar CT @37 Ft/min, Desplazando cemento en punta
22:40	8500	Finaliza desplazamiento de cemento para bomba. Sacando CT
23:11	8200	CT posicionado @8200 Ft inicia desplazamiento CT con agua. Finaliza desplazamiento. Inicia POOH CT @60 Ft/min para posicionar y esperar fragüe
0:00	6500	CT posicionado @6500 Ft. En espera fragüe cemento

**Tabla # 2:** Datos de hora y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos. Datos y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos día 3 (17 de agosto de 2019):

Hora	Profundidad (ft)	Operación en toma de datos
12:00	6500	Pull test @6500 ft, 11600 lbs subiendo y 7571 lbs bajando
13:00	6505	RIH CT hasta tocar tope de cemento
13:18	8420	Pull test @ 16500 lbs subiendo, 10200 lbs bajando
13:30	8472	Pull test @ 18500 lbs subiendo, 10200 lbs bajando, tope de cemento a 8472 ft, Sacando CT @8100 ft
13:48	8100	Inicia bombeo de 5 bbls de agua para observar retornos y confirmar que la boquilla se encuentre sin obstrucción
14:05	8100	Se obtiene retorno y se cierra para iniciar prueba de integridad a 1000 psi. OK
17:15	8099	Sacando CT a superficie
18:45	20	Rig down parcial, se cambia herramienta por sand jetting, se realiza prueba de circulación. Ok. @ 500 FT
19:10	500	Reunión pre operacional
19:22	500	Inicia bombeo para obtención de retornos
19:31	500	Inicia bombeo de pildora (gel + sand) de 30 bbls
20:10	500	4 barriles bombeados
21:10	500	33 barriles de pildora bombeados, inicia desplazamiento
21:20	500	Se observa retorno en línea de Casing 95/8" y 7" indicando apertura de la sand jetting, 50 barriles de agua bombeados, Corriendo CT hasta 700 ft
22:00	700	CT posicionado @ 700 ft a la espera de preparación de pildora
22:15	700	Inicia bombeo de pildora viscosa 8 bbls
22:25	700	Inicia desplazamiento de pildora
23:05	700	Se aumenta tasa a 0.8 bpms
23:30	700	Termina espoteo de pildora, Sacando CT hasta superficie

**Tabla # 3:** Datos de hora y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos.

Datos y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos día 4 (18 de agosto de 2019):



Hora	Profundidad (ft)	Operación en toma de datos
4:30	0	Desarmando árbol de producción de 7-1/16" x 5K
5:00	0	Reunión de seguridad previa a la operación de bombeo del tapón de superficie
5:30	0	Bombeando (28 de 60 bbl de lechada de cemento de 15,8ppg a 1BPM)
6:00	0	Observó lineras de cementación bloqueadas, Limpió líneas de cementación. Paró operación.
7:00	0	Finalizó tapón de cemento de superficie bombeando por sección A, 60 bbl de lechada de 15.8 ppg @ 2 bpm hasta obtener retornos por tubing y anular.
7:30	0	Desconectó líneas de cementación. Recuperó valvulas de sección B. realizó desarmé de la unidad de bombeo finalizando operaciones

**Tabla # 4:** Datos de hora y comentario de operación en proceso en el momento del registro de datos.

**Fuente:** Datos de operación en pozo Circulo 7

Parámetros registrados de operación.

- Tiempo (Hora) / Profundidad / WHP

Tiempo	WHP (PSI)	Profundidad (ft)
2:00	0	0
3:00	0	0
5:00	0	0
7:30	0	0
9:00	0	0
9:30	0	0
10:30	0	0
13:00	0	0
13:30	0	0
13:45	0	0
15:00	0	0
15:40	0	2300
16:35	0	4200
17:24	0	6200
18:10	0	8200
18:30	0	10200
19:00	0	11635
21:45	0	11620
22:00	0	11620
22:15	0	11620
22:35	0	11620
23:06	0	11620
23:25	0	11620
23:30	0	11620
23:42	0	11400
23:50	0	10700
0:00	0	10700
0:20	0	10700
1:25	0	8000
5:00	0	8000
6:30	0	8000
7:00	0	7000
9:30	0	7000
9:40	0	7005
10:12	0	7300
10:55	0	8300
11:25	0	9500
11:30	0	10300
11:50	0	10500
12:00	0	10500
12:55	0	10500
13:22	0	10500
16:15	0	10500
16:40	0	10500
16:45	0	10919
16:55	0	10924
18:30	0	10800
19:00	1000	10800
19:30	0	10800
20:30	0	9200
21:40	0	9200
21:45	5	9200
22:00	8	9200
22:13	10	9200
22:33	10	8500
22:40	0	8500
23:11	21	8200
0:00	0	6500
8:23	0	6500
12:00	0	6500
13:00	0	6505
13:18	0	8420
13:30	0	8472
13:48	0	8100
14:05	995	8100
17:15	0	8099
18:45	0	20
19:10	0	500
19:22	0	500
19:31	0	500
20:10	0	500
21:10	0	500
21:20	0	500
22:00	0	700
22:15	0	700
22:25	0	700
23:05	0	700
23:30	0	700
4:00	0	20
4:30	0	0
5:00	0	0
5:30	8	0
6:00	0	0
7:00	0	0
7:30	0	0

Tabla # 5: Parámetros registrados de operación  
Tiempo/Profundidad/WHP

- **Tiempo (Hora) / Profundidad / Presión de circulación**

Tiempo	P circ (PSI)	Profundidad (ft)
2:00	0	0
3:00	0	0
5:00	0	0
7:30	0	0
9:00	0	0
9:30	0	0
10:30	0	0
13:00	0	0
13:30	4000	0
13:45	0	0
15:00	0	0
15:40	0	2300
16:35	0	4200
17:24	0	6200
18:10	0	8200
18:30	0	10200
19:00	0	11635
21:45	0	11620
22:00	0	11620
22:15	2500	11620
22:35	0	11620
23:06	4560	11620
23:25	2642	11620
23:30	0	11620
23:42	1228	11400
23:50	0	10700
0:00	2865	10700
0:20	2900	10700
1:25	0	8000
5:00	0	8000
6:30	0	8000
7:00	0	7000
9:30	0	7000
9:40	0	7005
10:12	0	7300
10:55	0	8300
11:25	0	9500
11:30	0	10300
11:50	0	10500
12:00	3200	10500
12:55	0	10500
13:22	2952	10500
16:15	4237	10500
16:40	0	10500
16:45	0	10919
16:55	0	10924
18:30	3075	10800
19:00	1100	10800
19:30	0	10800
20:30	0	9200
21:40	0	9200
21:45	2075	9200
22:00	5100	9200
22:13	4330	9200
22:33	1503	8500
22:40	-	8500
23:11	4200	8200
0:00	0	6500
8:23	0	6500
12:00	0	6500
13:00	0	6505
13:18	0	8420
13:30	0	8472
13:48	0	8100
14:05	1005	8100
17:15	0	8099
18:45	6000	20
19:10	0	500
19:22	5496	500
19:31	5712	500
20:10	5712	500
21:10	6300	500
21:20	7551	500
22:00	0	700
22:15	2900	700
22:25	3133	700
23:05	4518	700
23:30	0	700
4:00	0	20
4:30	0	0
5:00	0	0
5:30	5100	0
6:00	5150	0
7:00	4920	0
7:30	0	0

**Tabla # 6:** Parámetros registrados de operación

Tiempo/Profundidad/Presión de circulación

**Fuente:** Adaptación de datos de operación a tabla

- **Tiempo (Hora) / Profundidad / Tasa (BPM)**

Tiempo	Tasa (BPM)	Profundidad (ft)
2:00	0,0	0
3:00	0,0	0
5:00	0,0	0
7:30	0,0	0
9:00	0,0	0
9:30	0,0	0
10:30	0,0	0
13:00	0,0	0
13:30	0,0	0
13:45	0,0	0
15:00	0,0	0
15:40	0,0	2300
16:35	0,0	4200
17:24	0,0	6200
18:10	0,0	8200
18:30	0,0	10200
19:00	0,0	11635
21:45	0,0	11620
22:00	0,0	11620
22:15	1,0	11620
22:35	0,0	11620
23:06	0,6	11620
23:25	1,3	11620
23:30	1,3	11620
23:42	1,3	11400
23:50	0,0	10700
0:00	1,4	10700
0:20	1,4	10700
1:25	0,0	8000
5:00	0,0	8000
6:30	0,0	8000
7:00	0,0	7000
9:30	0,0	7000
9:40	0,0	7005
10:12	0,0	7300
10:55	0,0	8300
11:25	0,0	9500
11:30	0,0	10300
11:50	0,0	10500
12:00	1,5	10500
12:55	0,0	10500
13:22	1,5	10500
16:15	1,8	10500
16:40	0,0	10500
16:45	0,0	10919
16:55	0,0	10924
18:30	1,5	10800
19:00	0,0	10800
19:30	0,0	10800
20:30	0,0	9200
21:40	0,0	9200
21:45	1,2	9200
22:00	1,2	9200
22:13	1,0	9200
22:33	1,4	8500
22:40	0,0	8500
23:11	1,4	8200
0:00	0,0	6500
8:23	0,0	6500
12:00	0,0	6500
13:00	0,0	6505
13:18	0,0	8420
13:30	0,0	8472
13:48	0,0	8100
14:05	0,0	8100
17:15	0,0	8099
18:45	0,0	20
19:10	0,0	500
19:22	0,6	500
19:31	0,9	500
20:10	0,8	500
21:10	0,8	500
21:20	0,8	500
22:00	0,0	700
22:15	0,7	700
22:25	0,7	700
23:05	0,8	700
23:30	0,0	700
4:00	0,0	20
4:30	0	0
5:00	0	0
5:30	1	0
6:00	2	0
7:00	1,2	0
7:30	0	0

**Tabla # 6:** Parámetros registrados de operación  
Tiempo/Profundidad/Tasa BPM

**Fuente:** Adaptación de datos de operación a tabla

- **Tiempo (Hora) / Profundidad / Velocidad CT (ft/min)**

Hora	Vel (ft/min)	Profundidad (ft)
2:00	0	0
3:00	0	0
5:00	0	0
7:30	0	0
9:00	0	0
9:30	0	0
10:30	0	0
13:00	0	0
13:30	0	0
13:45	0	0
15:00	0	0
15:40	45	2300
16:35	45	4200
17:24	45	6200
18:10	45	8200
18:30	45	10200
19:00	0	11635
21:45	0	11620
22:00	0	11620
22:15	0	11620
22:35	0	11620
23:06	0	11620
23:25	0	11620
23:30	69	11620
23:42	30	11400
23:50	38	10700
0:00	0	10700
0:20	0	10700
1:25	45	8000
5:00	0	8000
6:30	15	8000
7:00	50	7000
9:30	0	7000
9:40	35	7005
10:12	35	7300
10:55	35	8300
11:25	35	9500
11:30	35	10300
11:50	0	10500
12:00	0	10500
12:55	0	10500
13:22	0	10500
16:15	0	10500
16:40	22	10500
16:45	13	10919
16:55	45	10924
18:30	0	10800
19:00	0	10800
19:30	45	10800
20:30	0	9200
21:40	0	9200
21:45	0	9200
22:00	0	9200
22:13	0	9200
22:33	37	8500
22:40	60	8500
23:11	0	8200
0:00	0	6500
8:23	0	6500
12:00	0	6500
13:00	35	6505
13:18	20	8420
13:30	20	8472
13:48	0	8100
14:05	0	8100
17:15	50	8099
18:45	50	20
19:10	0	500
19:22	0	500
19:31	0	500
20:10	0	500
21:10	0	500
21:20	30	500
22:00	0	700
22:15	0	700
22:25	0	700
23:05	0	700
23:30	35	700
4:00	0	20

Fuente: Adaptación de datos de operación  
**Tabla # 7:** Parámetros registrados de  
operación Tiempo/Profundidad/Velocidad CT

**ANEXO D.  
LEGISLACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL (NORSOK D-010)  
REFERENTE AL ABANDONO DE POZOS.**

**Revisión de la bibliografía en términos normativos del proceso de abandono de pozos convencional y con unidades de coiled tubing.**

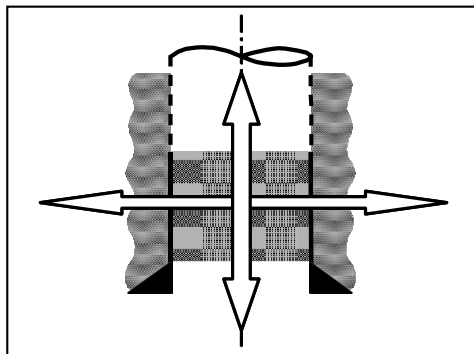
Se realiza el reconocimiento a definiciones y conceptos generales de abandono de pozos según la normatividad nacional y la norma Norsok D-010. Denotando las limitaciones y retos presentados en el abandono del pozo Circulo 7.

**Normativa internacional (Norsok D-010)**

A continuación, se realiza la descripción de la Norma Norsok D-010 en el ítem de abandonos permanentes, por tal motivo un concepto para resaltar es como se define una barrera permanente que en la norma se enuncia con la abreviación iniciando con una definición general donde se define como una masa u objeto que impide el flujo de fluidos de la formación generando integridad del pozo transversalmente y evitando influjos a superficie.

**Barreras permanentes para pozos**

Las barreras permanentes del pozo deben extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluir todos los anulares y sellar tanto vertical como horizontalmente. Por lo tanto, un WBE establecido dentro del revestimiento, como parte de una barrera permanente para pozos, debe ubicarse en un intervalo de profundidad donde haya una barrera con calidad verificada en todos los anulares.



Representación  
barrera permanente formación-cemento  
-casing-cemento

**Fuente:** Norma Norsok D010 pag 64

Una barrera permanente para pozos que se abandonan definitivamente deben tener las siguientes propiedades:

- a) Impermeable
- b) Contar con integridad a largo plazo.
- c) Sin contracción de cemento.
- d) Dúctil - capaz de soportar cargas mecánicas e impacto.
- e) Resistencia a diferentes sustancias químicas / sustancias (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e hidrocarburos).
- f) Humectación, para asegurar la unión al acero.

Entonces según la Norsok D-010 los revestimientos de producción y superficie no se consideran una barrera permanente aceptable a menos que esté soportado por cemento o un material de taponamiento con propiedades funcionales similares a las mencionadas anteriormente (en su interior y exterior).

Los sellos de elastómero utilizados como componentes de sellado en WBE no son aceptables para las barreras permanentes de pozos.

La presencia y la integridad en presión del cemento de revestimiento se deben verificar para evaluar la integridad de la presión a lo largo del pozo de esta barrera. El cemento en el anular no calificará como barrera en todo el pozo solo será una barrera en dicha sección.

Los tapones de cemento con cañoneo abierto pueden usarse como barrera de pozo entre reservorios. Debería, en la medida de lo posible, utilizarse también como barrera primaria para pozos.

El cemento detrás del revestimiento, que no ha sido sometido a prueba de fugas desde arriba (antes de que se haya establecido un posible empaquetador superior del revestimiento) no se considerará un WBE permanente.

No es necesario retirar el equipo de fondo de pozo mientras se logre la integridad de las barreras del pozo.

Los cables y líneas de control deben retirarse de las áreas donde se instalan barreras permanentes para pozos, ya que pueden crear caminos de fuga verticales a través de la barrera para pozos.

Cuando se deja tubería de terminación del pozo para abandonar y se instalan tapones permanentes a través y alrededor de la tubería siendo este el caso del pozo Circulo 7, se establecen métodos y procedimientos confiables para instalar y

verificar la posición del tapón dentro del tubular y en el anular de la tubería (Sand jetting y prueba de retornos).

### **Criterios de aceptación de los elementos de barrera del pozo**

- Revestimiento aceptado como barrera permanente si hay cemento dentro y fuera.
- El cemento en el exterior e interior del revestimiento es aceptado como barrera permanente junto con el revestimiento usando materiales alternativos o lechadas especiales.
- Tapón de cemento Los tapones de cemento con cañoneos se ubicarán en zonas con la verificación de cemento en el exterior del revestimiento e incluyendo la zona de cañoneo.
- Un tapón de cemento instalado usando un empaque mecánico a prueba de presión como base debe verificarse documentando el desarrollo de la resistencia utilizando una suspensión de muestra sometida a un análisis de resistencia a la compresión por ultrasonidos o uno que haya sido probado a temperatura y / o presiones representativas.

### **Análisis de riesgos para operación de abandono**

Se realizará un análisis de riesgos y se aplicarán medidas de reducción de riesgos. para reducir el riesgo de reducción de riesgos que se pueden aplicar cuando un riesgo es un elemento del pozo los más comunes son:

- Corte/perforación de revestimiento para liberar el gas atrapado en el anular correspondiente.
- Presión atrapada por tapones de cemento en el caso de reabandono.

Adicionalmente, el análisis de riesgo desde la perspectiva HSE de la Norma Norsok D-010 en la página 66 afirma que se abordaran de la siguiente manera:

- El riesgo se evaluará en relación con los efectos del tiempo en las barreras de los pozos, como el desarrollo a largo plazo de la presión del yacimiento, el posible deterioro de los materiales utilizados, la caída de los materiales de peso en los fluidos de los pozos, etc.
- Los riesgos de HSE relacionados con la eliminación y el manejo de posibles incrustaciones en la tubería de producción se considerarán en relación con el taponamiento de los pozos de desarrollo.
- Se evaluará el riesgo de HSE relacionado con el corte de productos tubulares, la detección y liberación de presión atrapada y la recuperación de materiales con estado desconocido.



## **Requisitos especiales**

Múltiples zonas de depósito / perforaciones ubicadas dentro del mismo régimen de presión, aisladas con una barrera de pozo en el medio, pueden considerarse como un depósito para el cual se instalarán una barrera de pozo primaria y secundaria.

Con los anteriores requisitos y conceptos que describen el abandono la norma brinda una guía para realizar el diseño del abandono.

## **Bases para el diseño del abandono (premisas)**

Se deben conocer las profundidades y el tamaño de las formaciones permeables con potencial de flujo en cualquier pozo.

La barrera del pozo deberá resistir la presión diferencial a través de esta.

La siguiente información debe recopilarse como base del programa de diseño y abandono de barreras de pozos:

- Configuración del pozo (original, intermedio y presente) que incluye profundidades y especificación de formaciones permeables, cuerdas de revestimiento, cemento primario detrás del estado de la cubierta, perforaciones de pozo, pistas laterales, etc.
- Secuencia estratigráfica e información sobre su potencial de producción actual y futuro, donde se incluyen los fluidos y las presiones del reservorio (inicial y en una perspectiva definitiva de abandono).
- Registros, datos e información de operaciones de cementación primaria en el pozo.
- Estimación del gradiente de fractura de formación.
- Condiciones específicas del pozo, tales como acumulación de incrustaciones, desgaste de la carcasa, cubierta colapsada, relleno o problemas similares.

El diseño de barreras de pozos de abandono que consisten en cemento debe tener en cuenta las incertidumbres relacionadas con

- Técnicas de colocación en el fondo del pozo,
- volúmenes mínimos requeridos para mezclar una suspensión homogénea,
- control de volumen de superficie,
- Eficiencia / parámetros de la bomba,
- Contaminación de fluidos,
- Contracción del cemento.

La Norma Norsok D-010 define en su recomendación para el abandono de pozos afirma que los pozos abandonados permanentemente se abandonan con una perspectiva definitiva, es decir, con el fin de evaluar el efecto sobre las barreras de los pozos instaladas después de que haya tenido lugar un proceso químico y geológico previsible.

Debe haber al menos una barrera de pozo entre la superficie y una fuente potencial de entrada, a menos que sea un reservorio (contenga hidrocarburos y / o tenga un potencial de flujo) donde se requieren dos barreras de pozo por ejemplo para el pozo Circulo 7 los perforados.

Al tapar un reservorio, se debe prestar atención a las posibilidades de acceder a esta sección del pozo (en caso de colapso, etc.) e instalar con éxito una barrera permanente específica.

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

## **Normatividad Nacional**

En la normatividad nacional para abandono y taponamiento se tienen en cuenta en el presente documento la Resolución 181495 de 2009 (Capítulo III) y el Decreto 1895 de 1973.

### **Resolución 181495 de 2009 Capítulo III**

#### **Artículo 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”.

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

#### **Artículo 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 periodos 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”.

#### **Artículo 32.**

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”.

#### **Artículo 33.**

Permiso de Abandono de Pozos Oficialmente . 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 10A. “Informe de taponamiento y abandono”.

#### **Artículo 34.**

Utilización de Acuíferos. Cuando se hayan encontrado cuerpos de agua dulce y tenga que abandonarse el pozo, los trabajos se ejecutarán en condiciones de terminación que permitan su utilización futura como pozo de agua.

#### **Artículo 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 tapones, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

#### **Decreto 1895 de 1973**

En el decreto 1895 de 1973 tenemos los siguientes artículos e ítems referente a abandono y taponamiento de pozo:

**Artículo 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.

- 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.
- Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.
- 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 del mismo y la fecha de abandono.
- Los intervalos entre taponamientos deberán llenarse con un lodo cuyo peso no sea menor de 12 libras por galón, y 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.

**Artículo 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.

**Artículo 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 51.**

Para cambiar la forma de terminación de un pozo o para realizar cualquier alteración de las condiciones actuales del mismo, o para abandonarlo, el operador deberá solicitar permiso al Ministerio por medio del formulario 7-CR, "Permiso sobre trabajos posteriores a la Terminación Oficial". Quince (15) días después de terminado el trabajo, el operador deberá informar sobre los resultados del mismo, por medio del formulario 10-CR, "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el formulario 10-ACR; "informe sobre Taponamiento y Abandono".<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> (Ministerio de minas y energía (MME) 2009) Decreto 181495 de 2009

**ANEXO E.  
GUÍA TÉCNICA MODIFICACIÓN AL PLAN ORIGINAL DE ABANDONO  
(OPERACIÓN DE SAND JETTING).**

- En esta sección se relaciona lo propuesto originalmente y lo que se tendrá en cuenta en la realizando los programas de abandono que involucren el uso de la herramienta Sand Jetting con unidad de Coiled tubing.
- Amar BHA con sand jetting perforator.
- Realizar prueba en superficie de la herramienta Sand Jetting tabulando en table y determinar parámetro para el rango de operación como sigue:

Tasa de bombeo (BPM)	Registro de presión (Prueba de superficie)
0.1	
0.2	
0.3	
0.4	
0.5	
0.6	
0.7	
0.8	
0.9	
1	

- Bajar coiled tubing con BHA sand jetting hasta 500 ft.
- Mezclar fluido abrasivo en superficie (Agua + Arena + Gel).
- Realizar operación de sand jetting bombeando en directa fluido abrasivo. Nota: Monitorear presión en sección “A” una vez se observe decremento en la presión, el casing de 7” estará perforado.
- Adicionalmente si se observa la pérdida de retornos será el momento de subir la sarta de Coiled tubing un pie para evitar afectar la integridad del siguiente revestimiento creando un nuevo perforado y generando la efectiva comunicación en el anular de producción y superficie.
- Con la punta del CT a 500 ft circular el pozo en directa para limpiar el BHA y verificar retornos por sección “B”.
  
- Bajar CT con BHA Sand Jetting hasta 700 ft.
  - Mezclar y Bombear 8 bbl de píldora viscosa (200 ft).
  - Desplazar con 9 Bbl de Agua fresca.

- Nota: Una vez la píldora viscosa se encuentra en la punta del Coiled Tubing, levantar y balancear píldora viscosa.
  - Una vez se completen los 24 bbl de desplazamiento detener el bombeo y continuar sacando Coiled Tubing hasta 500' y limpiar tubería bombeando 1 capacidad del CT de agua.
  - Sacar CT con BHA Sand Jetting hasta superficie.
  - Armar BHA de cementación así:
    - Cementing Nozzle 1.690"
    - Rollon connector 1.690" OD
    -
  - Cerrar anular CT-TBG y abrir anular TBG-CSG 7".
  - Iniciar preparación de 21 bbl de cemento al vuelo.
- Tercer Tapón

Base de Lechada tercer tapón: 500 ft MD

Tope de Lechada tercer Tapón: 0 ft MD

Altura Total de Lechada de Cemento tercer tapón: 500 ft

Capacidad Interna CSG 7" – 26#: 0.00383 Bbl/ft

Capacidad Interna CT 1 ½" – 1.61#: 0.00152 Bbl/ft

Capacidad del Anular CSG 7" – CT 1 ½": 0.0361 Bbl/ft

Capacidad tubing string 3 ½" EUE 9.3#: 0.0087 Bbl/ft

Exceso: 10% sobre el volumen estimado.

- Con punta de CT @ 500 ft (base del tapón de superficie) iniciar bombeo de lechada de cemento hasta completar 21 bbl, lo cual corresponde a 500 ft de columna (187 ft anular tubería 3 ½" – casing 7" y 313 ft dentro de casing de producción). Verificar retornos del Anular casing tubing y detener una vez se observe cemento en los retornos.
- Levantar CT y espotear 2 bbls de cemento para dejar la tubería de 3 ½" llena de cemento en el interior.
- Finalizado el bombeo de lechada de cemento, bombear agua limpia para desplazar cemento fuera de Coiled Tubing cuya cantidad de barriles debe ser por lo menos 21 bbl.
- Con CT en superficie proceder a desconectar BOP e inyector de cabezal de pozo y bombear agua, por lo menos dos capacidades del tubo 48 bbl a alta presión para limpiar cemento presente en los equipos, verificar retorno en superficie.
- Proceder a realizar Rig Down de equipos.
- Entregar pozo al Grupo de Obras Civiles para realizar lapida e instalar placa de abandono.

