

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EL ASEGURAMIENTO DE
POZOS ABANDONADOS CON FALLA DE INTEGRIDAD EN UN CAMPO
DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**CRUZ ALEXANDER CÓRDOVA MARTÍNEZ
MARIA ISABEL PICO JIMÉNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2024

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EL ASEGURAMIENTO DE
POZOS ABANDONADOS CON FALLA DE INTEGRIDAD EN UN CAMPO
DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**CRUZ ALEXANDER CÓRDOVA MARTÍNEZ
MARIA ISABEL PICO JIMÉNEZ**

**Trabajo de Monografía presentado para optar por el Título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**DIRECTOR
ZULY HIMELDA CALDERÓN, PhD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2024

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	10
1 OBJETIVOS.....	12
1.1 OBJETIVO GENERAL	12
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	12
2 MARCO DE REFERENCIA	13
2.1 CICLO DE VIDA DE LOS POZOS.....	13
2.2 ABANDONO DE POZOS	14
2.3 INTEGRIDAD DE LOS POZOS	15
2.4 PROBLEMAS DE INTEGRIDAD DE LOS POZOS.....	18
2.5 ASEGURAMIENTO DE POZOS CON PROBLEMAS DE INTEGRIDAD	22
3 MARCO LEGAL.....	24
3.1 NORMATIVIDAD PARA EL ABANDONO DE POZOS	24
3.2 NORMATIVIDAD PARA LA INTEGRIDAD DE POZOS.....	26
4 MARCO CONTEXTUAL	27
4.1 GENERALIDADES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	27
4.2 EXPERIENCIAS DE POZOS ABANDONADOS EN UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	28
4.2.1 ABANDONO DE POZOS NO CONVENCIONAL	28
4.2.2 INYECCIÓN DE AGUA Y PROBLEMAS POSTERIORES AL ABANDONO NO CONVENCIONAL	29
4.2.3 ABANDONO DE POZOS CONVENCIONAL (TÉCNICO)	29
4.2.4 DIFERENCIAS ENTRE LAS ETAPAS DEL ABANDONO CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL.....	31

4.2.5 EXPERIENCIA DE UN POZO ABANDONADO CON EQUIPO DE WELL SERVICE (X1)	32
4.2.6 INCONVENIENTES DE ABANDONO TECNICO EMPLEANDO SOLO EQUIPO TIPO RIG.	35
4.2.7 EXPERIENCIA DE UN POZO ABANDONADO CON COILED TUBING – EQUIPO WELL SERVICE (X2)	37
5 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	40
5.1 IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA DE INTEGRIDAD	40
5.2 ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS PARA EL ASEGURAMIENTO TÉCNICO DE POZOS ABANDONADOS CON FALLAS DE INTEGRIDAD	40
5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	42
5.3.1 CASO 1. ABANDONO TÉCNICO POZO X1 CON EQUIPO DE WELL SERVICE	47
5.3.2 CASO 2. ABANDONO TÉCNICO CON UNIDAD DE COILED TUBING Y EQUIPO DE WELL SERVICE.....	49
5.3.3 CASO 3. ABANDONO TÉCNICO CON UNIDAD HIDRÁULICA TIPO SNUBBING.....	50
5.4 COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS	52
CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES	57
BIBLIOGRAFÍA.....	58
ANEXO A.....	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Ilustración de la filosofía de las dos barreras a lo largo del ciclo de vida de un pozo.....	17
Figura 2 Potenciales caminos de fuga en pozos.....	20
Figura 3 Diagrama de flujo para control de anomalías de pozo con potencial de exceder ventanas operativas y afectar su integridad	22
Figura 4 Localización Cuenca del Valle Medio del Magdalena	28

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Diferencias en etapas de abandono convencional y no convencional	31
Tabla 2 Resumen general de actividades de abandono técnico del pozo X1 con tiempos.....	35
Tabla 3 Resumen general de actividades de abandono técnico del pozo X2 con tiempos.....	39
Tabla 4 Tarifa diaria del servicio de supervisión para Equipo WO y RSU (Company Man)	42
Tabla 5 Costos de movilización de equipo Workover	43
Tabla 6 Costos de movilización de equipo RSU.....	43
Tabla 7 Costos de movilización de equipo Coiled Tubing	44
Tabla 8 Costos de movilización de equipo tipo Snubbing	44
Tabla 9 Tarifa diaria equipo Workover.....	45
Tabla 10 Tarifa diaria equipo RSU	45
Tabla 11 Tarifa diaria equipo Coiled Tubing.....	45
Tabla 12 Tarifa diaria equipo Snubbing	45
Tabla 13 Costo de operación de cementación	46
Tabla 14 Costo operación de cañoneo.....	46
Tabla 15 Costo corrida de registro	46
Tabla 16 Tarifa diaria del servicio de transporte.....	47
Tabla 17 Características reales del pozo X1	48
Tabla 18 Costos de operación – Alternativa 1	48
Tabla 19 Características reales del pozo X2	49
Tabla 20 Costos de operación – Alternativa 2	50
Tabla 21 Costos de operación – Alternativa 3	51
Tabla 22 Costos de las 3 Alternativas por ft.....	52
Tabla 23 Costos abandono pozo X1 con Unidad hidráulica tipo Snubbing ..	53
Tabla 24 Diferencia en porcentaje (%) Abandono Pozo X1	54
Tabla 25 Diferencia en porcentaje (%) Abandono Pozo X2	54

ANEXO A

Imagen 1 Fotografía Equipo tipo Rig.....	62
Imagen 2 Fotografía Equipo tipo RSU.....	62
Imagen 3 Fotografía Equipo tipo Coiled Tubing	63
Imagen 4 Fotografía Equipo tipo Snubbing	63

RESUMEN

Título: Evaluación técnico-económica para el aseguramiento de pozos abandonados con falla de integridad en un campo del Valle Medio del Magdalena

Autores: Cruz Alexander Córdova Martínez, Maria Isabel Pico Jiménez

Palabras Clave: Pozos abandonados, Falla de integridad, Abandono no convencional, Abandono Convencional, Técnico, Equipo Rig, Coiled Tubing, Snubbing.

Descripción:

En el campo de estudio anualmente se realizan actividades de abandono convencional y abandono técnico de pozos (conocidos como reabandono). Dejando de lado los pozos que requieren abandono convencional una vez finalizada su vida útil, el presente trabajo busca aclarar y precisar experiencias en el abandono técnico de pozos que ya han sido abandonados de manera no convencional y que presentan problemas de integridad.

Una vez confirmada la falla de integridad se procede a revisar las condiciones mecánicas del pozo de acuerdo con la documentación técnica disponible (Estado mecánico, información de trabajos previos al abandono, entre otros). Con esta información se prepara un plan de trabajo que define el equipo o equipos a utilizar, Well Planning de los trabajos a realizar, así como su alcance.

En esta monografía se tendrán en cuenta tres opciones de equipos disponibles para abandonar técnicamente, aquellos pozos abandonados No-Convencionalmente, de las tres opciones se han usado dos en el campo de estudio y la última está en etapa de planeación y se vislumbra como opcional (Equipo Tipo Rig de WOWS, Equipo Tipo Rig/RSU más Unidad de Coiled tubing y Equipo Unidad Hidráulica Tipo Snubbing).

ABSTRACT

Title: Technical-Economic Evaluation for the Assurance of Abandoned Wells with Integrity Failure in a Middle Magdalena Valley Field

Authors: Cruz Alexander Córdova Martínez, Maria Isabel Pico Jiménez

Keywords: Abandoned Wells, Integrity Failure, Unconventional Abandonment, Conventional Abandonment, Technical, Rig Equipment, Coiled Tubing, Snubbing.

Description:

Conventional abandonment and technical well abandonment activities (known as re-abandonment) are carried out annually in the study field. Without wells that require conventional abandonment once their useful life has ended, this work seeks to clarify and specify experiences in the technical abandonment of wells that have been abandoned in a non-conventional way and present integrity problems.

Once the integrity failure is confirmed, the mechanical conditions of the well are reviewed in accordance with the available technical documentation (mechanical status, information of previous jobs, among others). With this information, a work plan is prepared to define the equipment or equipment to be used, Well Planning of the work to be carried out, as well as its scope.

In this monograph, you will see three equipment options available to technically abandon those wells abandoned non-conventionally, two of the three options have been used in the field and the last one is in the planning stage and could be optional in a future (WO/WS Rig Type Equipment, Rig/RSU Type Equipment plus Coiled tubing Unit and Hydraulic Unit Type Equipment Snubbing).

INTRODUCCIÓN

El ciclo de vida de un pozo productor de petróleo consta de varias etapas: exploración, perforación, completamiento, producción, y posteriormente el abandono. El abandono de un pozo se realiza por varias razones tales como: cuando los yacimientos han envejecido y alcanzan su límite productivo y económico, cuando se encuentran problemas operacionales que no tienen solución inmediata o que su reparación sobrepasa los límites económicos. El abandono y taponamiento de pozos constituye una operación crítica en cuanto a la protección del medio ambiente (suelo y subsuelo), un taponamiento y/o abandono exitoso evita contaminación de zonas acuíferas y/o flujo de fluidos hacia otras zonas estructurales.

La Integridad de un pozo se entiende como la capacidad de operar bajo condiciones controladas, es decir sin riesgo de fallas que puedan llevar a derrames y/o expulsión de hidrocarburos, generando esto pérdidas económicas, daños ambientales y pérdidas de vidas humanas, por tal razón la integridad de un pozo debe ser garantizada en todas las etapas de su ciclo de vida.

En los últimos años la normatividad colombiana ha sufrido modificaciones en lo que se refiere a abandono de pozos, se ha tornado más estricta para los abandonos que se realizan técnicamente, por lo tanto, el cumplimiento de dicha normatividad y regulaciones es esencial para lograr la protección del medio ambiente a corto y largo plazo. No obstante, actualmente se encuentran pozos que fueron abandonados antes del cambio de la normativa que regula tal actividad; actualmente son llamados “abandonos no convencionales”. En estos pozos se tiene el riesgo latente de llegar a presentar en algún momento pérdida de contención y emanación de fluido en superficie, esta condición

indica que se debe realizar una intervención para la corrección de la anomalía mediante la realización del abandono técnico del pozo o como se conocía anteriormente, un Re-abandono.

Este trabajo se enfoca en plantear un análisis técnico-económico en las alternativas utilizadas para realizar las intervenciones de Abandono Técnico en pozos con “Abandono No Convencional” en un campo del Valle Medio del Magdalena (VMM).

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnico-económica de alternativas para el aseguramiento de pozos abandonados no convencionalmente que han presentado fallas en su integridad, aplicado a un campo del Valle Medio del Magdalena.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Documentar la normatividad legal vigente e información en general relacionada con la actividad de abandono e integridad de pozos.
- Describir experiencias de abandono de pozos en Colombia en un campo del Valle Medio del Magdalena.
- Realizar un análisis técnico-económico de las diferentes alternativas de aseguramiento técnico en pozos abandonados con problemas de integridad.

2 MARCO DE REFERENCIA

2.1 CICLO DE VIDA DE LOS POZOS

De acuerdo con (ISO, ISO 16530-1): Petroleum and natural gas industries - Well Integrity - Part 1: Life cycle governance, 2017) existen seis fases del ciclo de vida de un pozo, las cuales se describen a continuación:

1. **Base de la fase de diseño:** Identificar los problemas ambientales y de seguridad a riesgos superficiales y/o subterráneos que se deben prevenir para poder desarrollar un buen método de control.
2. **Fase de diseño:** Definir el plan elaborado en el diseño del pozo, teniendo en cuenta el buen funcionamiento de las barreras para mitigar los riesgos y peligros hacia las personas y el medio ambiente.
3. **Fase de construcción:** Identificar y definir los elementos barrera que se construirán y llevar a cabo una verificación para asegurar que el elemento se pueda usar como barrera.
4. **Fase operativa:** Se incluyen las recomendaciones y los métodos de integridad en operaciones de producción.
5. **Fase de intervención:** Precisar los requerimientos mínimos para asegurar la extracción de pozos antes, durante y después de las intervenciones.
6. **Fase de abandono:** Definir los requisitos para el abandono permanente de un pozo.

La fase 1-3 del ciclo de vida es gestionada por el equipo de perforación y reacondicionamiento. La fase 4-5 la gestiona el equipo de operaciones de producción. Regresará al equipo de perforación y reacondicionamiento para

su abandono si alcanza sus límites económicos de producción o si enfrenta graves problemas de integridad¹.

2.2 ABANDONO DE POZOS

Los pozos son los activos primarios en todo desarrollo de campos de petróleo y gas, una vez alcanzan su límite económico o presentan afectaciones graves de integridad, que hacen inviable su continuidad operativa, deben ser abandonados de acuerdo con la regulación vigente del Ministerio de Minas y Energía, Resolución # 40230 del 7 de Julio de 2022².

El abandono de un pozo ya sea de crudo o de gas es conocido en la industria como P&A (plugging and abandoning). De acuerdo con la National Petroleum Council (NPC) el objetivo de esta actividad es el aislamiento de las zonas productoras de petróleo, gas o agua mediante tapones generalmente de cemento, para evitar contaminaciones tanto en superficie como en acuíferos y formaciones vecinas.³

Existen varios factores que pueden llevar al abandono de un pozo, algunas causas que comúnmente ocurren para decidir el cierre de pozos son⁴:

- Abandono debido a zonas agotadas.
- Abandono ocasionado por daños en el revestimiento.
- Abandono de pozos por “pescados”⁵.

¹SIERRA MARCHENA, Ingrid Paola y VILLOTA NARVÁEZ, Jeison Stiven. (2021). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/aac1778e-86eb-49f9-847f-4a4d7e39d7d4/content>

² PORTAL GUACAMAYA ENERGY. Disponible en línea: <https://www.quacamaya.energy/es/servicios/abandonos-integrados>

³TECHNOLOGY SUBGROUP OF THE OPERATIONS & ENVIRONMENT TASK GROUP. (2011). NATIONAL PETROLEUM COUNCIL (NPC). Paper #2-25. Disponible en línea: https://www.npc.org/Prudent_Development-Topic_Papers/2-25_Well_Plugging_and_Abandonment_Paper.pdf

⁴DICK BERNAL, Luis Enrique y OJEDA TRIANA, Paula Carolina. (2017). FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá. Disponible en línea: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6377/1/5121290-2017-2-IP.pdf>

⁵SIERRA MARCHENA, Ingrid Paola y VILLOTA NARVÁEZ, Jeison Stiven. (2021). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/aac1778e-86eb-49f9-847f-4a4d7e39d7d4/content>

Generalmente, una operación de P&A se puede dividir en tres fases:

- Fase 1: abandono del yacimiento
- Fase 2: abandono intermedio
- Fase 3: retirada de la boca del pozo y del conductor.

Esta categorización es independiente de la ubicación del pozo (por ejemplo, en alta mar o en tierra), el tipo de pozo (por ejemplo, exploratorio, productor, de inyección, etc.) y el estado del pozo (por ejemplo, parcialmente abandonado, cerrado, etc.)⁶.

2.3 INTEGRIDAD DE LOS POZOS

De acuerdo con (Fetoui, 2017), la integridad de pozos puede definirse de acuerdo con cada norma de la siguiente manera:

- La norma Norsok D-010, define integridad de pozos como la “aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación y fluidos de pozo a lo largo del ciclo de vida de un pozo”.
- La norma ISO / TS 16530-2, define integridad de pozos como “contención y prevención del escape de fluidos (es decir, líquidos o gases) a formaciones o superficie subterráneas”.
- La norma API 65-2, define la integridad del pozo como “una calidad o condición de un pozo estructuralmente sólido con sellos de presión competentes mediante la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas que reducen el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación en todo el ciclo de vida”.

⁶KHALIFEH, Mahmoud y SAASEN, Arild. (2020). Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells, Ocean Engineering & Oceanography Vol. 12. Chapter 2. Disponible en línea: https://doi.org/10.1007/978-3-030-39970-2_2

Según (Martínez, 2015), el principio fundamental de la integridad de pozos se basa en la aplicación de soluciones técnicas y operativas donde se busca minimizar el riesgo de descargas no controladas que pueden ocasionar los fluidos del yacimiento.

El objetivo principal de mantener la integridad de todos los componentes que se involucran en un determinado pozo, es determinar el riesgo que pueda presentar durante su ciclo de vida, para así minimizarlo y obtener beneficios de tipo productivo y por ende económicos.

De acuerdo con (Energía, 2018) se definen los elementos de barrera para la integridad de un pozo como se observa en la **Figura 1**:

- **Barrera de pozo:** Es una cobertura de uno o varios elementos dependientes entre sí, que previenen el flujo no intencional de fluidos o gases desde la formación hacia el pozo, hacia otra formación o hacia la superficie.
- **Barrera de pozo primaria:** Primer objeto que previene el flujo no intencional hacia el pozo o superficie.
- **Barrera de pozo secundaria:** Segunda cobertura independiente a la barrera primaria que previene el flujo no intencional de fluido hacia el pozo o superficie.
- **Elemento barrera del pozo:** Elemento mecánico, que por sí solo no previene el flujo, pero combinado con otros elementos forman una barrera de pozo. El elemento de barrera debe ser diseñado para soportar las condiciones de diseño del pozo: tipo de fluido, presión y temperatura del yacimiento, etc.

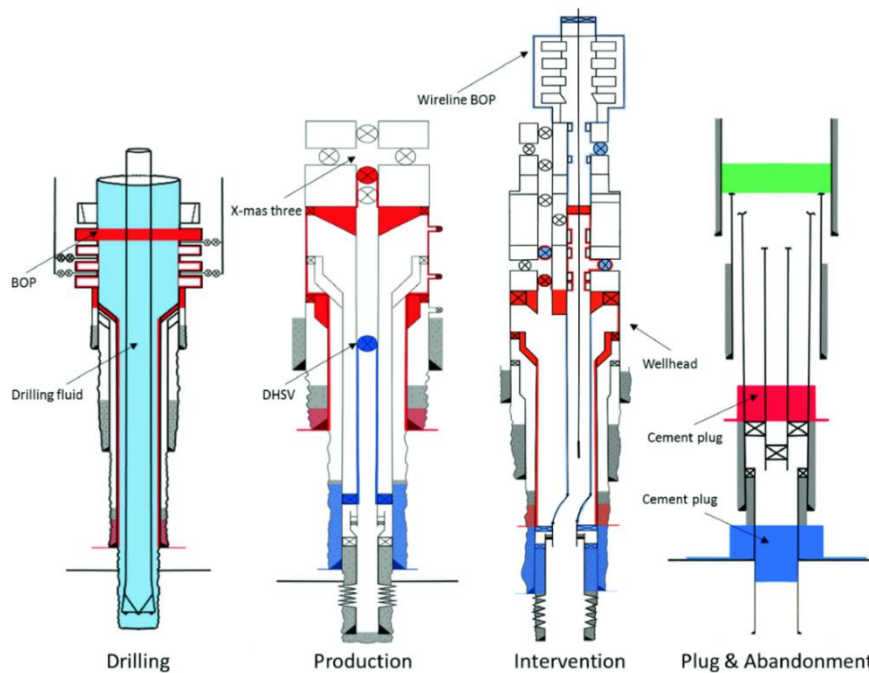


Figura 1 Ilustración de la filosofía de las dos barreras a lo largo del ciclo de vida de un pozo (Fuente: KHALIFEH, Mahmoud y SAASEN, Arild. (2020). Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells, Ocean Engineering & Oceanography Vol. 12. Chapter 2. Disponible en línea: https://doi.org/10.1007/978-3-030-39970-2_2)

Las barreras envolventes y los elementos que la conforman son una parte importante en la integridad de pozos, estas hacen referencia generalmente a barreras físicas que son instaladas en los pozos, aunque de acuerdo con la norma ISO 16530-1 Well Integrity – Life Cycle Governance, existen otro tipo de barreras (ISO I. S., 2017):

- **Barreras operacionales:** Guías, procedimientos y procesos.
- **Barreras humanas:** Personal, competencias y entrenamiento.
- **Barreras administrativas:** Recursos, definición de roles y auditorías.

Las barreras cumplen el papel de mantener la integridad de pozos, para ello es indispensable que tengan las siguientes características (Daniela Bernal Alvarado, 2020):

- Prevenir el movimiento no controlado de fluidos de formación hacia la superficie y otras formaciones.

- Prevenir la contaminación de acuíferos con fluidos de producción e inyección.
- Evitar el desarrollo de presiones sostenidas en los anulares.
- Soportar presiones diferenciales y temperaturas durante la vida del pozo.
- Permitir pruebas de verificación y monitoreo antes de abandonar un pozo.

2.4 PROBLEMAS DE INTEGRIDAD DE LOS POZOS

Con base, en el estudio que valoró las condiciones de pozos de producción de hidrocarburos localizados a nivel mundial en una muestra de 380,000 pozos distribuidos en Canadá, China, Países Bajos, Noruega (Costa afuera), Reino Unido y EE. UU. Se estableció que aproximadamente 7% de los pozos tenían una falla de integridad asociada al pozo (Davies et al., 2014).

Los problemas específicos de integridad del pozo varían dependiendo de los diferentes tipos: reservorios convencionales y no convencionales, pozos verticales versus horizontales, en tierra o costa afuera y tipos especiales de diseño, propósito y operación (por ejemplo, inyección de gas y agua, geotérmica, alta presión y temperatura (HPHT), recobro mejorado de aceite (EOR), perforación de aguas profundas, taponamiento y abandono).

Resolver los problemas de integridad de pozos, mejora el potencial para conseguir una producción óptima, maximiza el recobro de reservas y la operación rentable a lo largo de la vida útil del pozo (Kiran, y otros, 2017)⁷.

⁷ACOSTA CÁRDENAS, Edwin Mauricio. (2022). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/154a86b5-acd5-47e5-bd14-18fa5bed7a46/content>

- *Fallas potenciales en un pozo*

Según (García et al., 2019, quien citó a Schlumberger 2018, 2013, Company 1998, Bowes y Procter 2016, Hawker 2001), las fallas más comunes en un pozo petrolero son las siguientes:

1. Fallas en la sarta de perforación.
2. Fallas por tensión.
3. Fallas por torsión.
4. Fallas por fatiga del material.
5. Fallas por agrietamiento por sulfuro de hidrogeno (H₂S)
6. Fallas por vibraciones como factor desencadenante
7. Fatiga en los tubos de perforación
8. Fatiga en la BHA.

- *Factores que afectan la integridad de pozos*

Los factores involucrados en las fallas de integridad de pozos son (Ochandio, s.f.):

1. Alta presión en la tubería debido a operaciones de fractura y falta de un sistema de relevamiento de presión.
2. Con el tiempo los pozos envejecen y las tuberías de acero quedan expuestas a la corrosión, también los anillos de cemento pueden despegarse o mermarse.
3. Fallas en la construcción y el diseño del pozo.
4. Daños durante el fracturamiento hidráulico.
5. Impactos sobre el cemento fresco debido a actividades de perforación en la misma plataforma.
6. Pozos desviados.
7. Perforación en yacimientos gasíferos someros.

La pérdida de integridad de un pozo es una consecuencia principalmente dependiente del tiempo de la formación. Es causada por la fuga de fluido, el transporte de solutos, las reacciones químicas, las tensiones mecánicas, la calidad del anular, la degradación de la tubería de revestimiento y empaques y operaciones defectuosas de abandono. Estas causas, se pueden clasificar en tres categorías, a nivel: químico, mecánico y físico, las cuales contribuyen a la generación de caminos o vías de fuga a lo largo de las estructuras que establecen el pozo como se observa en la **Figura 2**, facilitando el movimiento y la migración de fluidos a la superficie.

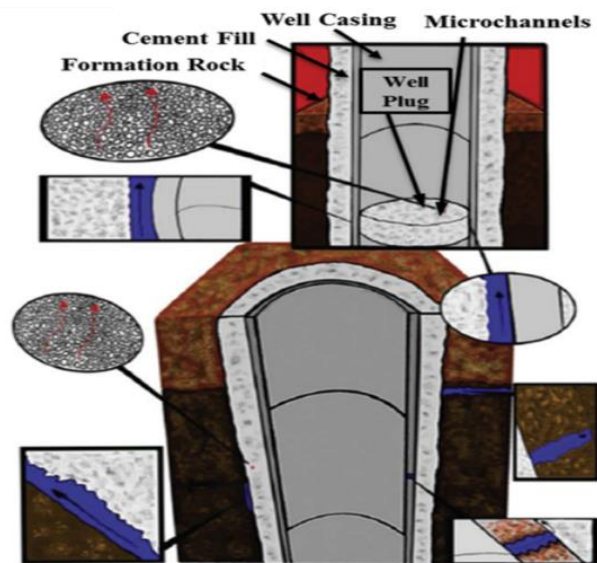


Figura 2 Potenciales caminos de fuga en pozos. (Fuente: ACOSTA CÁRDENAS, Edwin Mauricio. (2022).

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/154a86b5-acd5-47e5-bd14-18fa5bed7a46/content>)

Las posibles vías de fuga se pueden atribuir principalmente a la corrosión de tubulares; fugas a través de las roscas de unión; la interfaz revestimiento-cemento; migración de gas a través del cemento debido a microanillos, espacios vacíos y fracturas; canales de lodo; comunicación del fluido entre la formación y el cemento; migración de gas a través de la roca sello averiada; comunicación del fluido entre la roca sello y el cemento del pozo cemento.

Ambiente ácido causado por la presencia de CO₂, H₂S, y el agua que promueve la corrosión del revestimiento y la disolución del cemento (Schwind, Payne, Otten, & Pattillo, 2001)⁸.

- *Impacto de los problemas de integridad de pozos*

De acuerdo con (Daniela Bernal Alvarado, 2020), los riesgos de salud y seguridad en el trabajo se pueden minimizar mediante la evaluación de los problemas que se pueden obtener a través de información generada en el área de trabajo. *El objetivo principal es evitar la filtración no controlada de los fluidos de formación, con ayuda de procedimientos que aseguren la integridad de las barreras de pozo para controlar estos riesgos.*

- Clasificación de riesgos

Los riesgos de integridad constan de tres elementos fundamentales:

1. Categoría de consecuencia: Impactos a personas, económicos, ambientales, al cliente y a la imagen corporativa.
2. Gravedad de las consecuencias: Evaluado en un rango de 0 a 5.
3. Deterioro de la barrera: Evaluado desde la letra A hasta la E.

Los niveles de riesgo pueden ser, nulo (N), bajo (L), medio (M), alto (H) y muy alto (VH)⁹.

⁸ACOSTA CÁRDENAS, Edwin Mauricio. (2022). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/154a86b5-acd5-47e5-bd14-18fa5bed7a46/content>

⁹SIERRA MARCHENA, Ingrid Paola y VILLOTA NARVÁEZ, Jeison Stiven. (2021). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/aac1778e-86eb-49f9-847f-4a4d7e39d7d4/content>

2.5 ASEGURAMIENTO DE POZOS CON PROBLEMAS DE INTEGRIDAD

El aseguramiento se aplica en función de los resultados de la evaluación del impacto, estableciendo acciones orientadas al modo de falla y considerando monitorear, controlar, mitigar, reducir o remediar los potenciales mecanismos de daño¹⁰.

Si una anomalía es identificada y tiene el potencial de exceder las ventanas operativas se ejecutan las actividades de acuerdo con el diagrama de flujo como se observa en la **Figura 3**, se deben analizar las causas, el riesgo y determinar las acciones que permitan corregir, controlar o mitigar la condición del elemento de barrera, para lograr la integridad y confiabilidad del sistema.

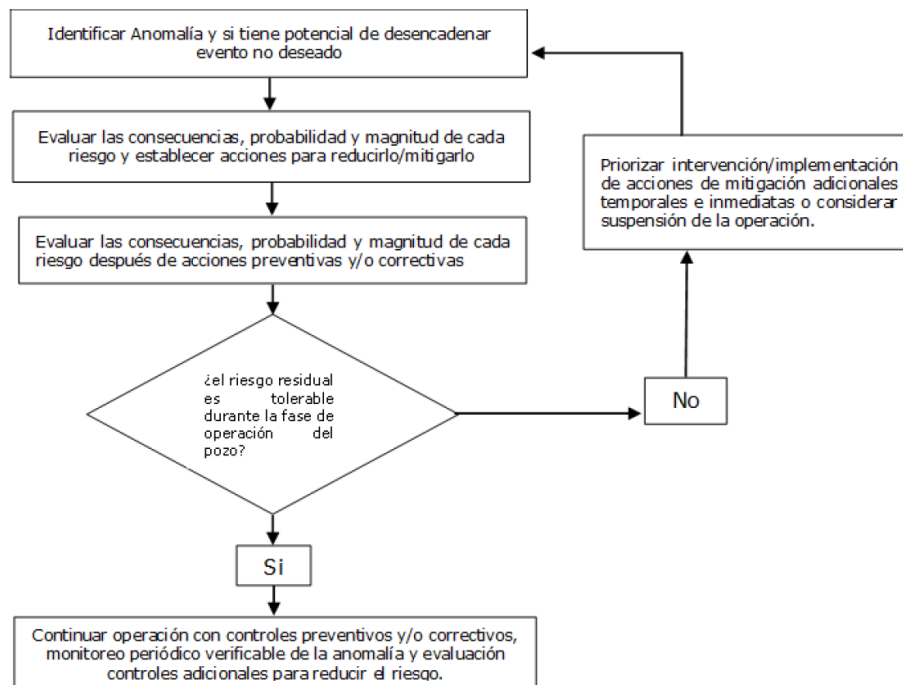


Figura 3 Diagrama de flujo para control de anomalías de pozo con potencial de exceder ventanas operativas y afectar su integridad (Fuente: Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – Well Integrity Management System)

¹⁰ACOSTA CÁRDENAS, Edwin Mauricio. (2022). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/154a86b5-acd5-47e5-bd14-18fa5bed7a46/content>

Se deben realizar las investigaciones y pruebas de diagnóstico necesarias que permitan la identificación del modo de falla y si a partir de este análisis se define que la anomalía compromete la barrera o tiene el potencial de exceder las ventanas operativas, esta será evaluada y gestionada por el responsable del activo, dando mayor prioridad a los equipos críticos o elementos de barrera que actúen como última barrera en la pérdida de contención de fluidos.

3 MARCO LEGAL

3.1 NORMATIVIDAD PARA EL ABANDONO DE POZOS

• NORMATIVIDAD INTERNACIONAL

NORMA API E3 DE 1993

- Procedimientos necesarios para realizar un aislamiento de zonas de producción, requerimientos para la protección de suelos y aguas superficiales, evitar la contaminación de acuíferos de agua dulce.

NORMA API E51R DE 2015

- Recuperación integral del suelo del pozo abandonado, vegetación, recuperación de especies, realización de operaciones de cementación correctas desde el diseño, garantizar buenas prácticas de cementaciones en perforación y completamiento para que la migración de fluidos, contaminación de acuíferos durante el abandono sea baja.

DIRECTIVE 20 "WELL ABANDONMENT GUIDE" DE 1996 EUAB, ALBERTA CA

- Requerimientos mínimos para el taponamiento y abandono de pozos, abandono de zonas y remoción de revestimiento.

FORM P-5 RAILROAD COMMISSION RRC, TEXAS USA

- Regula el desmantelamiento de pozos y abandono de instalaciones petroleras con la presentación del Informe de Organización.

ENERGY ACT 2008, REINO UNIDO

• MODIFICÓ LA PETROLEUM ACT 1998

- Contiene las especificaciones técnicas que debe cumplir la actividad, guía para el control, integridad y abandono de pozos, guía para el desmantelamiento y abandono de instalaciones petroleras y tuberías costa afuera, disposiciones para la prevención y control de contaminación.

RESOLUÇÃO 046 DE 2016 ANP, BRASIL

- Establece el régimen de seguridad operacional para integridad de los pozos de petróleo y gas, disposiciones para conservar la integridad de los pozos en fase de abandono.

NORWEGIAN PETROLEUM ACT MPE, NORUEGA

- Asegurar la preparación prudente del plan de desmantelamiento y evaluación de impacto.

- **NORMATIVIDAD NACIONAL**

RESOLUCIÓN 181495 DE 2009 MME

- **CAPITULO III TAPONAMIENTO Y ABANDONO DE POZOS**

- Condiciones para el taponamiento y abandono - Suspensión de pozos en perforación -Suspensión Temporal de pozos terminados - Permiso de abandono de pozos oficialmente terminados - Utilización de acuíferos - Reglamentación del taponamiento.

RESOLUCIÓN 40048 DE 2015 MME

- **MODIFICÓ LA RESOLUCIÓN 181495 DE 2009**

- Modificó los Artículos 30 - 32.

DECRETO 1895 DE 1973 MME

- **CAPITULO V INFORMES SOBRE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN OFICIAL Y ABANDONO DE POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO**

- Artículo 51. Formulario 7-CR "Permiso sobre trabajos posteriores a la temrinación oficial" - Formulario 10-CR "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial" - Formulario 10-ACR "Informe sobre taponamiento y abandono".

RESOLUCIÓN 40230 DE 2022 MME

- **REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LLEVAR ACABO LAS OPERACIONES DE SUSPENSIÓN Y ABANDONO DE POZOS**

- Modificó parcialmente la Res. 181495 de 2009.

RESOLUCIÓN 40622 DE 2023 MME

- **REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LLEVAR ACABO LAS OPERACIONES DE SUSPENSIÓN Y ABANDONO DE POZOS**

- Modificó parcialmente la Res. 181495 de 2009.

- **NORMATIVIDAD INTERNA ECOPETROL S.A**

GUÍA PARA LA DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN

- Definir los lineamientos requeridos para la identificación de activos industriales a desincorporar, la definición del plan de desincorporación y la ejecución de actividades asociadas al taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de facilidades, recuperación ambiental y la disposición final de los activos desincorporados, en concordancia con las mejores prácticas de la industria, para dar cumplimiento a requisitos de tipo legal e internos alineados al flujo de trabajo Gestión de Optimización de Producción-GOP

3.2 NORMATIVIDAD PARA LA INTEGRIDAD DE POZOS

NORSOK STANDARD D-010 WELL INTEGRITY, NORUEGA

- Regula las acciones a tomar para conservar la integridad del pozo durante las intervenciones, define los requisitos mínimos funcionales y de rendimiento para las barreras de pozo durante todo el ciclo de vida de un pozo.

ISO/TS 16530-2 DE 2014

- Proporciona requisitos y métodos para la industria del petróleo y el gas para gestionar la integridad del pozo durante la fase operativa del pozo.

NORMA API STD 65-2

- Prácticas para aislar zonas potenciales de flujo para mantener la integridad del pozo, prevenir el flujo de fluidos fuera de las barreras y prevenir las presiones sostenidas en el casing.

NORMATIVA INTERNA DE ECOPETROL

• GUÍA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS

- Prevenir toda pérdida de contención de fluidos por causas asociadas a fallas en la integridad en los pozos, garantizando que sus barreras se encuentren aptas para cualquiera que sea el servicio del pozo durante todas las etapas del ciclo de vida del pozo (diseño, perforación y completamiento, operación, intervenciones y abandono).

4 MARCO CONTEXTUAL

4.1 GENERALIDADES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), se encuentra ubicada entre las cordilleras central y oriental como se observa en la **Figura 4**, está limitada al N con el sistema de fallas Espíritu Santo, al NE con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta, al SE por el sistema de fallas Bituima y La Salina, al S con el cinturón plegado de Girardot y al W con los sedimentos del Neógeno que cubren la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central.

La cuenca del VMM, ha sido ampliamente caracterizada ya que de esta hacen parte campos petroleros como Infantas, Cantagallo, Llanito, entre otros.

El sistema petrolero lo componen:

- Como roca fuente las formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca.
- Como roca Reservorio las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir y Lisama.
- Como roca sello las formaciones Paja, Simití, Umir, Lisama, los shales de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado¹¹.

La región de la cuenca donde está el campo estudio de este documento correspondía al área central de lo que fue la Concesión de Mares.

¹¹LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezdha. (2014). SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. ANEXO N. Disponible en línea: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf>

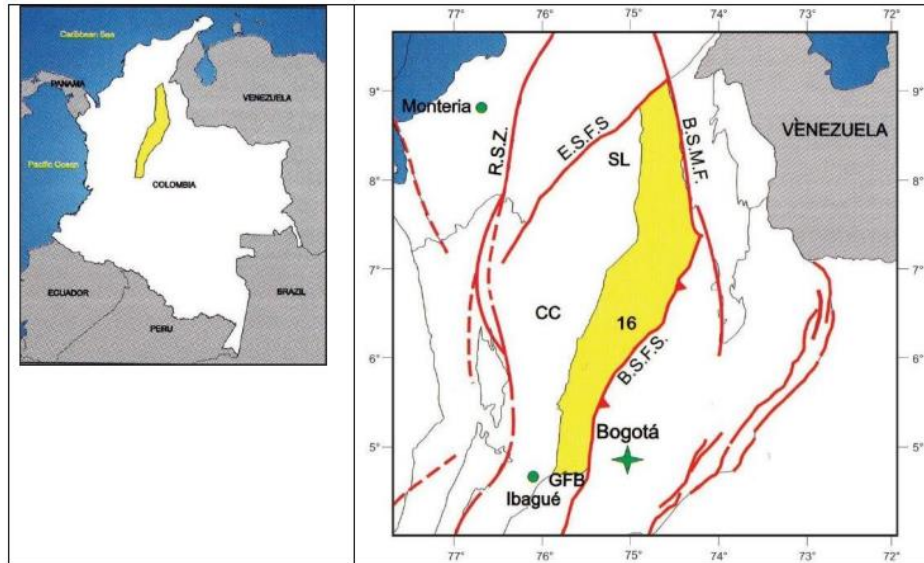


Figura 4 Localización Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Fuente: LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezdha. (2014). SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. ANEXO N. Disponible en línea: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf>)

4.2 EXPERIENCIAS DE POZOS ABANDONADOS EN UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

4.2.1 ABANDONO DE POZOS NO CONVENCIONAL

Las operaciones de abandono de pozos no comercialmente viables empezaron en el año 2003, debido al bajo potencial del campo, que rondaba los 5.000 barriles de crudo por día (BOPD). El campo se consideraba depletado y se planteó una nueva metodología que cumpliera con las regulaciones legales y ambientales buscando la optimización de costos.

Entre los años 2003 hasta el 2008, se abandonaron la mayoría de los pozos postulados de manera no convencional y de forma paralela se inició el redesarrollo del campo.

4.2.2 INYECCIÓN DE AGUA Y PROBLEMAS POSTERIORES AL ABANDONO NO CONVENCIONAL

En el año 2005 en el campo se inició la implementación de un método de recobro secundario por inyección de agua. El principio básico de este método es: “La inyección de agua es utilizada para desplazar crudo móvil y para mantener presión en el yacimiento, es el fluido más utilizado con fines de recuperación secundaria”¹².

Debido a esta “Re-presurización” de las zonas de interés se empezaron a presentar pérdidas de contención en pozos abandonados No-Convencionalmente, adicionalmente al no aislarse adecuadamente las antiguas zonas productoras de los pozos abandonados previamente el desvió o “canalización” de agua hacia dichos pozos ocasionó pérdida en la presión de inyección de agua hacia las zonas de interés y la disminución de la eficiencia de barrido.

El abandono no convencional de los pozos puede generar:

- Comunicación entre arenas con diferente parametrización de fluidos.
- Canalización de zonas.
- Migración de fluidos a superficie.

4.2.3 ABANDONO DE POZOS CONVENCIONAL (TÉCNICO)

La American Petroleum Institute (API) establece parámetros recomendados para la ejecución adecuada de los abandonos en los pozos, los mismos se basan en:

¹² MADRID, Marcelo. (2020). Inyección de Agua: Generalidades, Tipos y Fuentes. Portal del petróleo. Disponible en línea: [Inyección de Agua: Generalidades, Tipos y Fuentes - Portal del Petróleo \(portaldelpetroleo.com\)](http://portaldelpetroleo.com)

- Cálculo de volúmenes de lechada de cemento.
- Profundidad y longitud de los tapones en el pozo según los intervalos de las formaciones productoras o Inyectoras.
- Tipo de cemento, aditivos y la química del fluido realizado.
- Características técnicas de tapones mecánicos empleados.
- Uso de Registros eléctricos para determinar sellos transversales.

El abandono técnico o reabandono es aplicable a cualquier pozo con las siguientes condiciones:

- Pozos sin cementación primaria o con espacios anulares vacíos.
- Pozos inactivos, cercanos a patrones de inyección de agua.
- Pozos con brotes de fluido en superficie.
- Pozos postulados para abandono.

Los criterios para definir si es requerido un reabandono/abandono técnico de un pozo son:

- Migración de fluidos a superficie.
- Comunicación entre formaciones vecinas en fondo
- Pozos con problemas de integridad mecánica.
- Límite económico; baja productividad del pozo.
- Pozo declarado seco.
- Pozo con problemas perjudiciales para el medio ambiente.
- Pozos con baja inyectabilidad de agua.
- Pozos inactivos por más de seis (6) meses¹³.

¹³DICK BERNAL, Luis Enrique y OJEDA TRIANA, Paula Carolina. (2017). FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá. Disponible en línea: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6377/1/5121290-2017-2-IP.pdf>

4.2.4 DIFERENCIAS ENTRE LAS ETAPAS DEL ABANDONO CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

En la **Tabla 1** se visualizan las diferencias entre las etapas del abandono convencional (técnico) y no convencional:

# ETAPA	FASE	ABANDONO TECNICO (CONVENCIONAL)	ABANDONO NO TECNICO (NO-CONVENCIONAL)
1	ADECUACIÓN DE CABEZAL/LÍNEAS DE SUPERFICIE	* Retiro de Cabezal y facilidades de superficie con Equipo Rig de WO/WS	* Retiro de Cabezal y facilidades de superficie con Equipo Rig de WO/WS
2	ADECUACIÓN DE EQUIPO DE FONDO	* Pulling de tubería y/o Varilla con Equipo Rig de WO/WS	* Pulling de tubería y/o Varilla con Equipo Rig de WO/WS
3	INSTALACIÓN DE TAPONES	<p>* Equipo Rig WO/WS o CT/Snubbing ubica punta de tubería en profundidad de tapones y bombea tapón de cemento.</p> <p>* Cemento Especial para Operaciones en la industria Petrolera.</p> <p>* Se prueba Tapón con peso y presión dejando registro.</p>	<p>* Se utiliza trípode para bajar cestas de madera o hilo, se baja lazo y ubica en posición en el pozo.</p> <p>* Se utiliza cemento convencional tipo G de la industria de la construcción.</p> <p>* Se "lanza" cemento desde superficie.</p> <p>* Se espera fragüe teórico, no se prueba con peso, aplica presión 300 PSI desde superficie, no se deja registro.</p>
4	REGISTROS DE INTEGRIDAD DE CEMENTO	* Se corre registro de cemento para determinar posición de tapones intermedio y superficie que garanticen sello transversal.	<p>* No se corre registro.</p> <p>* Ubicación de tapones por profundidad (muy profundos (Mas de 3000 ft) 3 tapones, poco profundos 2 tapones).</p>
5	USO DE TAPONES MECÁNICOS	* Se emplean tapones de acero, Brige Plup.	* Se empleaba cesta de madera, Lazo y PVC.
6	MONUMENTO Y PLACA	*Se instala monumento y placa y realiza restauración ambiental.	*Se instala monumento y placa y realiza restauración ambiental.

Tabla 1 Diferencias en etapas de abandono convencional y no convencional. (Fuente: los autores)

4.2.5 EXPERIENCIA DE UN POZO ABANDONADO CON EQUIPO DE WELL SERVICE (X1)

- **Historia:** El pozo X1 está localizado en el área Este del campo, se empezó a perforar el 31 de agosto de 1934 a una profundidad total de 3357 ft como productor en Zona “C”, produciendo inicialmente mediante bombeo 760 BDPD de 23.4 °API con 0.10% de agua. El pozo se abandonó de forma no convencional en marzo de 2005.

Se instalaron 3 tapones de cemento:

1. Tapón de cemento a 2885 ft, se mezclaron y vaciaron 5 sacos de cemento, se esperó fragüe 24 horas. Tope de cemento a 2862' se llenó el pozo.
2. Tapón de cemento a 1300 ft, se mezclaron y vaciaron 2 sacos de cemento se soltó manila y se vació mezcla, arena y grava cemento 1:2:2, se esperó fragüe 24 horas. Tope de cemento a 1268' se llenó el pozo y se probó hidrostáticamente con 300 psi en cabeza las cuales se mantuvieron.
3. Tapón de cemento a 50 ft de superficie, con 3 sacos de cemento de construcción sobre el tapón, se esperó fragüe 24 horas. soltó manila y se vació mezcla, arena y grava cemento construcción 1:2:2 hasta superficie

Se colocó monumento y placa de abandono, se realizó arborización y restauración ambiental.

- **Falla de integridad:** El pozo X1, se reportó con falla de integridad (afloramientos de crudo).

- **Abandono convencional (técnico):** Se ejecuta abandono técnico del pozo para corregir el abandono no convencional realizado y proteger los acuíferos presentes; siguiendo la normatividad y los procedimientos establecidos y cumpliendo con la reglamentación Nacional vigente; para asegurar que no se presenten a futuro nuevos eventos ambientales. En la **Tabla 2** se visualiza el resumen de actividades del abandono técnico del pozo X1 con tiempos en horas (hrs).

ACTIVIDAD	DURACIÓN (hrs)	OPERACIÓN
1	7	MOVILIZÓ, INSTALÓ Y RECIBÓ RIG DE WORK OVER.
2	3	DIVULGÓ PROGRAMA OPERACIONAL DEL POZO
3	3	INSTALÓ CABEZAL DE POZO
4	9	INSTALÓ ACCESORIOS NECESARIOS PARA INSTALACIÓN DE SET DE BOP Y PROBÓ.
5	2,5	REALIZÓ DOCUMENTACION Y ANALISIS DE RIESGO
6	1,5	INSTALÓ POWER SWIVEL
7	1	ARMÓ BHA DE MOLIENDA CON BROCA TRICONICA 7 5/8"
8	3,5	MOLIÓ TAPÓN DE CEMENTO DE SUPERFICIE DESDE 6' HASTA 34' RETORNANDO CEMENTO, ARENA, LIMADURA DE HIERRO Y PEDAZOS DE MADERA HASTA QUE LA SARTA AVANZÓ LIBRE.
9	0,5	REALIZÓ PRUEBA DE INTEGRIDAD DEL CASING DE PRODUCCIÓN DE 8 5/8" CONTRA EL TAPÓN DE CEMENTO (TEÓRICO: 1268'-1300')
10	16	PROFUNDIZÓ BHA DE MOLIENDA CON TUBERÍA DE TRABAJO DRILL PIPE DE 2-7/8" IF EN SENCILLOS EMPUJANDO TAPÓN DE CEMENTO (50 JTAS), DONDE EVIDENCIÓ TOPE DE TAPÓN DE CEMENTO INTERMEDIO @ 1746' (TEÓRICO: 1268'-1300').
11	1	OBSERVÓ MANIFESTACIÓN DEL POZO EN CRUDO Y GAS (CHP: 110 PSI). CIRCULÓ EN DIRECTA AGUA INDUSTRIAL LOGRANDO QUEMAR ABUNDANTE GAS Y RECUPERANDO CRUDO ALTAMENTE VISCOSO. CIRCULÓ HASTA OBSERVAR RETORNOS LIMPIOS
12	4,5	MOLIÓ TAPÓN DE CEMENTO ENCONTRADO DESDE 1746' HASTA 1751'
13	1	OBSERVÓ MANIFESTACIÓN DEL POZO EN CRUDO Y GAS (CHP: 40 PSI). CIRCULÓ EN DIRECTA AGUA INDUSTRIAL LOGRANDO QUEMAR ABUNDANTE GAS Y RECUPERANDO CRUDO ALTAMENTE VISCOSO. CIRCULÓ HASTA OBSERVAR RETORNOS LIMPIOS

14	9	CONTINUÓ PROFUNDIZÓ BHA #1 DE MOLIENDA CON 33 JUNTAS DE 2 7/8" DP IF ADICIONALES (VAN: 83 JTAS) HASTA 2810' DONDE EVIDENCIÓ TOPE FIRME. FINALIZÓ MOLIENDA DE RESIDUOS DEL TAPÓN DE CEMENTO DESDE 2810' HASTA 2815' (AVANCE: 5')
15	1	DESINSTALÓ POWER SWIVEL
16	4,5	SACÓ BHA DE MOLIENDA CON BROCA TRICONICA 7 5/8" A SUPERFICIE
17	9	CORRIO BHA DE PRUEBA CON EMPAQUE DE SERVICIO, REALIZÓ PRUEBAS DE INTEGRIDAD DEL CASING DE PRODUCCIÓN DE 8 5/8".
18	2	DESASENTÓ Y SACÓ EMPAQUE
19	4,5	ARMÓ BHA DE CORRECCIÓN CON JUNK MILL 7 5/8", INSTALO POWER SWIVEL.
20	8	RECTIFICÓ LA SIGUIENTE RESTRICCIÓN (1746'-1751') DEL REVESTIMIENTO 8 5/8"
21	2,5	DESINSTALÓ POWER SWIVEL
22	4,5	PROFUNDIZÓ BHA DE CALIBRACIÓN DESDE 1751' HASTA 2815', CIRCULÓ HASTA RETORNO LIMPIO
23	5	SACÓ BHA DE CORRECCIÓN CON JUNK MILL 7 5/8" A SUPERFICIE
24	10	BAJÓ BHA CON PACKER, PROBÓ INTEGRIDAD DEL TAPÓN DE FONDO QUE ESTA DENTRO DEL LINER DE 3 1/2" (2862'-2885'), PROBÓ INTERVALO AISLADO @ 2494' - 2504'.
25	5,5	DESASENTÓ Y SACÓ EMPAQUE
26	10,5	CORRIDA DE REGISTRO MTD Y RBT
27	8,5	ARMO Y BAJO BHA DE CEMENTACIÓN
28	18,5	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE TAPON DE FONDO (2815' - 2400' TEÓRICO), FONDO ENCONTRADO 2425'.
29	7	ARMÓ Y BAJÓ BHA DE CIRCULACIÓN CON CUELLO DENTADO + PACKER, REALIZÓ PRUEBA DE TAPÓN DE CEMENTO
30	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA DIVULGACIÓN DE PROGRAMA OPERACIONAL DE CEMENTACIÓN DE TAPÓN INTERMEDIO I ETAPA I (2000' - 1550' TEÓRICO)
31	13	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE TAPON INTERMEDIO I ETAPA I. FONDO ENCONTRADO 1563', APLICÓ 10 KLBS DE PESO DURANTE 10 MIN. OK
32	3,5	ARMÓ Y BAJÓ BHA DE CIRCULACIÓN CON CUELLO DENTADO + PACKER, REALIZÓ PRUEBA DE TAPÓN DE CEMENTO
33	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA DIVULGACIÓN DE PROGRAMA OPERACIONAL DE CEMENTACIÓN DE TAPÓN INTERMEDIO I ETAPA II (1563' - 1225' TEÓRICO)
34	17,5	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE TAPON INTERMEDIO I ETAPA II. FONDO ENCONTRADO 1209', APLICÓ 10 KLBS DE PESO DURANTE 10 MIN. OK

35	8,5	ARMÓ Y BAJÓ BHA DE CIRCULACIÓN CON CUELLO DENTADO + PACKER, REALIZÓ PRUEBA DE TAPÓN DE CEMENTO
36	5,5	INSTALÓ CABEZAL DE 11" 3K X 7 1/16" 3K Y ACONDICIONO PARA REALIZAR CAÑONEO.
37	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE HSE PARA INICIAR ACTIVIDADES DE CAÑONEO
38	3	REALIZO CAÑONEO DEL INTERVALO 405' - 415'.
39	4,5	PREPARÓ Y BALANCEO PÍLDORA DE INHIBICIÓN Y BIOCIDA
40	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA DIVULGACIÓN DE PROGRAMA OPERACIONAL DE CEMENTACIÓN DE TAPÓN INTERMEDIO II (500' - 230' TEÓRICO)
41	39	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE TAPON INTERMEDIO II, FONDO ENCONTRADO 207'.
42	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE HSE PARA INICIAR ACTIVIDADES DE CAÑONEO
43	2	REALIZO CAÑONEO DEL INTERVALO 103' - 113'.
44	16	MONITOREO POZO EN SUPERFICIE, CIRCULÓ POZO PARA OBSERVAR COMPORTAMIENTO DEL ANULAR
45	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA DIVULGACIÓN DE PROGRAMA OPERACIONAL DE CEMENTACIÓN DE TAPÓN DE SUEPRFICE
46	41,5	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE TAPON DE SUPERFICIE (155' - 6' TEÓRICO)
47	9	REALIZÓ ASEO Y LIMPIEZA ALREDEDOR DEL ÁREA DEL CONTRAPOZO Y EN LA LOCACIÓN E INSTALÓ MALLAS DE CERRAMIENTOS DEL POZO. LIBERÓ EQUIPO

Tabla 2 Resumen general de actividades de abandono técnico del pozo X1 con tiempos. (Modificada: los autores)

4.2.6 INCONVENIENTES DE ABANDONO TECNICO EMPLEANDO SOLO EQUIPO TIPO RIG.

El empleo de equipos tipo Rig/RSU para la molienda de tapones requiere el empleo de equipo adicionales, dado que estas unidades no cuentan con sistemas de rotación incorporados al equipo. Debido a esto se emplean equipos tipo Power Swivel, que se encargan de rotar la tubería para así moler los tapones existentes en el pozo, el peso de la sarta lo aporta la tubería de

trabajo empleada, así como el uso de Drill Collar. Sin embargo, no cuenta con un sistema de manejo tipo “Streaping” el cual permite trabajar el pozo con el mismo “vivo”. Debido a esta deficiencia se presentó evento operativo, resumido a continuación.

1. Movilizó equipo 100% desde Z1 hasta Z2 (11.8 km). Recibió equipo. Instaló set de BOP's de dos cuerpos sheaffer de 11" x 5000 psi con preventor anular de 11" x 5000 psi+ spool adapter de 11" X 3M*11" X 5M.
2. Armo & RIH BHA #1 con broca tricónica de 10-5/8", instaló “power swivel”. Molió tapón de cemento desde 12' hasta 25'. Avanzó desde superficie 12' hasta 25' (Tapón teórico de superficie entre 6' - 50'). Nota: observó retorno con manila, PVC y caucho. Presentó manifestación (Patada de pozo) a 25' expulsando sarta de trabajo hasta golpear con el trabajadero. Con pozo asegurado, realizó pare de seguridad. Bajó torre y desinstaló trabajadero para realizar inspección.

La empresa Operadora del campo realizó investigación del evento operacional y como acción preventiva para corregir la causa raíz se emite lineamiento para el uso de Unidades de Coiled Tubing para realizar molienda de tapones de cemento de superficie en trabajos de abandono técnico de pozos, entre otras disposiciones.

4.2.7 EXPERIENCIA DE UN POZO ABANDONADO CON COILED TUBING – EQUIPO WELL SERVICE (X2)

- **Historia:** El pozo X2 está localizado en el área Central del campo, fue perforado en abril de 1945 a una profundidad final de 2340 ft y completado el 4 de mayo de 1945 como productor en arenas “B”. El pozo se abandonó de forma no convencional en enero de 2004.

Se instalaron 2 tapones de cemento:

4. Tapón de cemento a 1200 ft, se mezclaron y vaciaron 2 sacos de cemento, se esperó fragüe 24 horas. Tope de cemento a 1165' se llenó el pozo.
5. Tapón de cemento a 50 ft de superficie, con 3 sacos de cemento de construcción sobre el tapón, se esperó fragüe 24 horas. Soltó manila y se vació mezcla, arena y grava cemento construcción 1:2:2 hasta superficie

Se colocó monumento y placa de abandono, se realizó arborización y restauración ambiental.

- **Falla de integridad:** El pozo X2, se reportó con falla de integridad (afloramientos de crudo).
- **Abandono convencional (técnico):** Se ejecuta abandono técnico del pozo para corregir el abandono no convencional realizado y proteger los acuíferos presentes; siguiendo la normatividad y los procedimientos establecidos y cumpliendo con la reglamentación Nacional vigente; para asegurar que no se presenten a futuro nuevos eventos

ambientales. En la **Tabla 3** se visualiza el resumen de actividades del abandono técnico del pozo X2 con tiempos en horas (hrs).

ACTIVIDAD	DURACIÓN (hrs)	OPERACIÓN
1	27	MOVILIZÓ E INSTALÓ UNIDAD DE COILED TUBING.
2	1	REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD
3	9	PRUEBAS DE MOTOR E INTEGRIDAD DE STACK DE CT.
4	39	MOLIÓ TAPÓN DE SUPERFICIE HASTA 37,5 FT, CON JUNK MILL DE 5-5/8".
5	1,75	CONTINUÓ RIH Y CONSIGUIÓ AVANCE LIBRE HASTA 235 FT
6	14,25	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE DESDE 235 FT HASTA 395 FT
7	2	CONTINUÓ RIH Y CONSIGUIÓ AVANCE LIBRE HASTA 619 FT
8	2,75	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE HASTA 636 FT
9	4,5	CONTINUÓ RIH Y CONSIGUIÓ AVANCE LIBRE HASTA 720 FT
10	1,25	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE HASTA 740 FT
11	2	CONTINUÓ RIH Y CONSIGUIÓ AVANCE LIBRE HASTA 987 FT
12	2,75	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE HASTA 1010 FT
13	4,25	REALIZÓ CAMBIO DE JUNK MILL 5 5/8" EN BHA,
14	2,5	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE HASTA 1013 FT
15	7	REALIZÓ CORTE DE 30 FT DE TUBERÍA. REALIZÓ INSTALACIÓN DE BHA CON MOTOR 3 3/4" Y JUNK MILL 5 5/8".
16	4,75	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE HASTA 1100 FT
17	1	REALIZÓ RIH EN SECO Y ENCONTRÓ TOC DE TAPÓN INTERMEDIO @ 1162 FT
18	19	CONTINUÓ REALIZANDO MOLIENDA Y CONSIGUIÓ AVANCE HASTA 1600 FT
19	1,5	SACÓ BHA DE MOLIENDA CON JUNK MIL DE 5-3/4".
20	11,5	DESINSTALACION Y LIBERACION DE UNIDAD DE COILED TUBING
21	5	MOVILIZÓ, INSTALÓ Y RECIBÓ RIG DE WORK OVER.
22	1	DIVULGÓ PROGRAMA OPERACIONAL DEL POZO
23	1	REGISTRÓ CHP Y DESCARGÓ EL POZO; CHP= 0.

24	3,5	INSTALÓ ACCESORIOS NECESARIOS PARA INSTALACIÓN DE SET DE BOP DE 7-1/16" 5M Y PROBÓ.
25	6,5	CORRIO TUBERIA DE TRABAJO 2-7/8" EUE J55 HASTA 1601 FT. CIRCULÓ PARA CAMBIAR FLUIDO. POOH SARTA DE TUBERIA A SUPERFICIE.
26	2	REALIZÓ RIH SARTA DE CEMENTACION CON CUELLO DENTADO 2-3/8" HASTA 1601 FT. CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS.
27	0,5	REALIZÓ CHARLA PREOPERACIONAL, PARA ACTIVIDAD DE CEMENTACION DE TAPÓN DE FONDO DESDE 1601 FT HASTA 1110 FT (TOPE TEORICO)
28	23,5	BALANCEÓ TAPON DE FONDO. TOCÓ TOPE DE CEMENTO A 979' FT. APLICÓ 5 KLBS DE PESO EN 2 OCASIONES. OK
29	7,5	TOMA DE REGISTRO DE EVALUACIÓN DE CEMENTO EN EL REVESTIMIENTO 6-5/8" DESDE TOPE TAPÓN DE CEMENTO DE FONDO A 979' HASTA SUPERFICIE
30	0,5	REALIZÓ CHARLA PRE/OPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA ACTIVIDAD DE CAÑONEO (900'-910') FT
31	5,5	REALIZO CAÑONEO DE INTERVALO (900'-910') FT
32	0,5	REALIZÓ CHARLA PREOPERACIONAL PARA ACTIVIDAD DE CEMENTACION DE TAPÓN INTERMEDIO DESDE 979 FT HASTA 700 FT (TOPE TEORICO)
33	19	BALANCEÓ TAPON INTERMEDIO. TOCÓ TOPE DE CEMENTO A 669' FT. APLICÓ 5 KLBS DE PESO EN 2 OCASIONES. OK.
34	0,5	REALIZÓ CHARLA PRE/OPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA ACTIVIDAD DE CAÑONEO (114'-124') FT
35	3	REALIZO CAÑONEO DE INTERVALO (114'-124') FT
36	2	PROFUNDIZÓ SARTA DE CEMENTACION BAJANDO HASTA TOPE DEL TAPON INTERMEDIO.
37	1,5	CIRCULO POZO HASTA RETORNOS LIMPIOS
38	0,5	REALIZÓ CHARLA PREOPERACIONAL PARA ACTIVIDAD DE CEMENTACION DE TAPÓN SUPERFICIE DESDE 200 FT HASTA 6 FT
39	16	BOMBEÓ TAPÓN DE SUPERFICIE I BALANCEADO (200' - 6')
40	3,5	MONITOREÓ EL COMPORTAMIENTO DEL FRAGÜE DEL TAPÓN DE SUPERFICIE REALIZÓ ASEO Y LIMPIEZA ALREDEDOR DEL ÁREA DEL CONTRAPOZO Y EN LA LOCACIÓN E INSTALÓ MALLAS DE CERRAMIENTOS DEL POZO. LIBERÓ EQUIPO

Tabla 3 Resumen general de actividades de abandono técnico del pozo X2 con tiempos. (Modificada: los autores)

5 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

5.1 IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA DE INTEGRIDAD

En el campo estudio de la cuenca del Valle Medio del Magdalena durante su redesarrollo con el programa de recobro secundario por medio de inyección de agua se han presentado fallas de integridad en los pozos abandonados de manera no convencional, por diversas razones entre ellas, un posible incremento de la presión del yacimiento que hace que se presenten manifestaciones en superficie evidenciando una posible falla en los tapones.

Adicional a ello, se ha identificado canalización del agua por lo cual se ha evidenciado una pérdida en la presión de inyección y disminución en la eficiencia de barrido, afectando la producción del campo.

Teniendo en cuenta estos problemas, se debe realizar el abandono técnico “re-abandono” de estos pozos y evitar así sanciones legales, daños ambientales y afectación a las comunidades aledañas al campo.

5.2 ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS PARA EL ASEGURAMIENTO TÉCNICO DE POZOS ABANDONADOS CON FALLAS DE INTEGRIDAD

En esta monografía para el análisis de las diferentes alternativas para el aseguramiento de pozos abandonados de manera no convencional con fallas de integridad se tomaron como base 3 casos:

1. Abandono técnico con equipo de Well Service (Rig/RSU)

2. Abandono técnico con Coiled Tubing y equipo de Well Service (Rig/RSU)
3. Abandono técnico con unidad hidráulica tipo Snubbing

Realizando una comparativa técnico-económica que permita determinar la alternativa más conveniente técnica y económicamente para el campo, al corregir y asegurar los pozos con problema de integridad, de una manera oportuna y eficiente.

Para el análisis se tomaron los casos base 1 (Pozo X1) y 2 (Pozo X2) de experiencias ya aplicadas en el campo, el caso 3 se refiere a una propuesta alternativa de actividades y costos presentada por una empresa contratista y para el abandono de ambos pozos, pero empleando un equipo o unidad hidráulica tipo Snubbing. En el marco del estudio se normalizará el tiempo en horas (hrs), así como la unidad monetaria en dólar americano (USD).

Considerando que el campo en estudio está caracterizado como un campo somero, el análisis parte por seleccionar la profundidad de los trabajos a realizar. Para efectos del análisis técnico – económico de las diferentes alternativas de equipo para abandono, no se tendrá en cuenta las actividades de cementación, ya que este será igual en todos los trabajos independientemente del equipo a usar, por ejemplo, características químicas de las lechadas de cemento a bombear. Se considera de poca relevancia la longitud de dichos tapones, mas no así la de los tapones a moler, adicionalmente se consideró el mismo tiempo para el armado y corrida de los diferentes registros eléctricos y cañoneos realizados.

Para abarcar los diferentes abandonos técnicos a realizar, se manejaron dos escenarios. En el primero se evaluó el abandono técnico de pozos de 3000 ft de profundidad o más, en el segundo escenario se evaluaron pozos de 2000 ft de profundidad o menos.

5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación promedio para el abandono de un pozo en un campo del Valle Medio del Magdalena, están asociados y tienen en cuenta la movilización de equipos entre locaciones del campo, costos de equipo y operación del abandono.

Para efectos de realizar el análisis técnico-económico propuesto en este documento, se presentan los costos de las principales actividades ejecutadas para el abandono de un pozo en un campo del Valle Medio del Magdalena basados en la información de costos referenciados en el año 2021 en la industria y para el equipo Snubbing en la propuesta de actividades y costos presentada por una empresa contratista para el abandono del pozo X2.

Las operaciones de abandono incluyen las actividades propuestas según el Well Planning, esto incluye movilización de los equipos, los costos del equipo de WO o RSU (Rapid Service Unit) con la cuadrilla por día, los servicios de cañoneo y cementación, la tarifa del Company Man (ver **Tabla 4**), además de tarifas de vehículos para transportar tuberías, accesorios, fluido y materiales (ver **Tabla 16**).

Para las actividades de abandono se requiere un supervisor de experiencia ya que se considera como una actividad de alta complejidad.

Descripción	USD/DIA
Servicio supervisión para Equipo WO y RSU	350

Tabla 4 Tarifa diaria del servicio de supervisión para Equipo WO y RSU (Company Man). (Fuente: Los autores)

Las actividades para intervención de abandono de pozo incluyen la movilización del equipo que puede ser de reacondicionamiento (Workover) o RSU (Rapid Service Unit), equipo Coiled tubing y Equipo Snubbing como se pueden visualizar en el **ANEXO A** las fotografías de estos equipos.

Para los costos de las movilizaciones de equipos presentados en las **Tabla 5**, **Tabla 6**, **Tabla 7** y **Tabla 8** se toman valores como referencia a los manejados actualmente en la industria.

Movilización de equipo	Unidad	USD
Servicio de movilización entre pozos-misma locación hasta 100m	Glb	2.600
Movilización entre pozos (0.1 - 5 km)	Glb	5.400
Movilización entre pozos (5.1 - 12 km)	Glb	6.500
Movilización entre pozos (mayor a 12 km)	Glb	7.800

Tabla 5 Costos de movilización de equipo Workover. (Fuente: Los autores)

Movilización de equipo	Unidad	USD
Servicio de movilización entre pozos-misma locación hasta 100m	Glb	2.600
Movilización entre pozos (0.1 - 5 km)	Glb	2.600
Movilización entre pozos (5.1 - 12 km)	Glb	3.300
Movilización entre pozos (mayor a 12 km)	Glb	3.300

Tabla 6 Costos de movilización de equipo RSU. (Fuente: Los autores)

Movilización de equipo	Unidad	USD
Movilización entre pozos (0 - 10 km)	Glb	11.000
Movilización entre pozos (10 - 20 km)	Glb	13.000
Movilización entre pozos (20 - 40 km)	Glb	17.000
Movilización final	Glb	11.000* ¹⁴

Tabla 7 Costos de movilización de equipo Coiled Tubing. (Fuente: Los autores)

Movilización de equipo	Unidad	USD
Movilización entre pozos (1 - 5 km)	Glb	6.000
Movilización entre pozos (5 – 10 km)	Glb	7.500
Movilización entre pozos (mayor a 10 km)	Glb	9.000
Movilización final	Glb	65.000* ¹⁵

Tabla 8 Costos de movilización de equipo tipo Snubbing. (Fuente: cotización suministrada por empresa contratista)

El costo diario de los equipos tanto activo como inactivo con cuadrilla, se presentan en la **Tabla 9**, **Tabla 10**, **Tabla 11** y **Tabla 12**. La selección de estos equipos para un trabajo de abandono, depende de varios factores, entre ellos área disponible de locación (estándar o subestándar), tiempos de movilización, disponibilidad de los equipos, necesidad y/o priorización de la operación entre otros.

¹⁴ *El valor de esta movilización debe ser distribuido en el costo de todos los trabajos realizados durante la campaña.

¹⁵ *El valor de esta movilización debe ser distribuido en el costo de todos los trabajos realizados durante la campaña.

Descripción	USD/DIA
Equipo activo con cuadrilla	6.000
Equipo inactivo con cuadrilla	5.200

Tabla 9 Tarifa diaria equipo Workover. (Fuente: Los autores)

Descripción	USD/DIA
Equipo activo con cuadrilla	5.600
Equipo inactivo con cuadrilla	5.000

Tabla 10 Tarifa diaria equipo RSU. (Fuente: Los autores)

Descripción	USD/DIA
Equipo de CT 2-¾" con personal 24 hrs	11.600
Equipo de CT 2-¾" sin personal 24 hrs	8.000

Tabla 11 Tarifa diaria equipo Coiled Tubing. (Fuente: Los autores)

Descripción	USD/DIA
Unidad Tipo Snubbing 100 K con Personal 24 hrs	15.600
Unidad Tipo Snubbing 100 K sin Personal 24 hrs	10.080

Tabla 12 Tarifa diaria equipo Snubbing. (Fuente: Los autores)

La tarifa para la operación de cementación se presenta en la **Tabla 13**, incluye el set básico para la operación, el costo de lechada en promedio por pozo.

Descripción	USD
Movilización Set de cementación	3.400
Set básico para operaciones de abandono	11.400
Día adicional de set para operaciones de abandono	3.000
Lechada para taponos balanceados	24.000

Tabla 13 Costo de operación de cementación. (Fuente: Los autores)

Nota: Para efectos del análisis técnico – económico del presente trabajo, no se tendrá en cuenta el costo final del trabajo de cementación, ya que este será igual en todos los trabajos independientemente del equipo a usar.

La tarifa para la operación de cañoneo se presenta en la **Tabla 14**, incluye el set básico para la operación unidad sin torre.

Descripción	Unidad	USD
Cañoneo Casing Gun para operaciones de Abandono	Global	6.500
4 - 4 1/2" Carrier, cargados 2 SPF	PIE	155.00

Tabla 14 Costo operación de cañoneo. (Fuente: Los autores)

Nota: Para efectos del análisis técnico – económico del presente trabajo, no se tendrá en cuenta el costo final del trabajo de cañoneo, ya que este será igual en todos los trabajos independientemente del equipo a usar.

La tarifa para la operación de Unidad de Registro se presenta en la **Tabla 15**, incluye el set básico para la operación unidad sin torre.

Descripción	Unidad	USD
Cargo básico por operación	Global	5.500
Cargo por profundidad registro de calidad de cemento	PIE	0.6
Cargo por pie registrado de calidad de cemento	PIE	0.6

Tabla 15 Costo corrida de registro. (Fuente: Los autores)

Nota: Para efectos del análisis técnico – económico del presente trabajo, no

se tendrá en cuenta el costo final del registro de calidad de cemento, ya que este será igual en todos los trabajos independientemente del equipo a usar.

El transporte de tuberías, accesorios y fluidos necesarios para la operación se describen en la **Tabla 16**, la tarifa es diaria.

Descripción	USD
Camión de vacío	417
Tractomula Cama alta	487
Carro tanque	417

Tabla 16 Tarifa diaria del servicio de transporte. (Fuente: Los autores)

Nota: Para efectos del análisis técnico – económico del presente trabajo, no se tendrá en cuenta el costo final del transporte, ya que este será igual en todos los trabajos independientemente del equipo a usar.

5.3.1 CASO 1. ABANDONO TÉCNICO POZO X1 CON EQUIPO DE WELL SERVICE

En el Pozo X1 se utilizó la alternativa de abandono técnico en su totalidad con un equipo de Well Service de un pozo abandonado previamente de manera no convencional en un campo del Valle Medio del Magdalena. Es de precisar que para el momento de ejecutarse el abandono técnico con Rig no se había materializado el evento referenciado en el pozo denominado Z2.

De la herramienta tecnológica/base de datos usada por la compañía se obtienen los tiempos reales de los equipos, longitud real de los tapones. Así como las características técnicas del pozo y la información de costos de la intervención de abandono.

En la **Tabla 17** se visualizan las profundidades en pies (ft) de los tapones y profundidad del pozo X1.

Profundidad (ft)	Tapón de Superficie (ft)	Tapón Intermedio (ft)	Tapón de Fondo (ft)
3350 ft	6ft – 34 ft	1746 ft – 1751 ft	2810 ft – 2815 ft

Tabla 17 Características reales del pozo X1. (Fuente: Herramienta/Base de datos compañía)

Los costos de la operación relacionados en la **Tabla 18**, como se indicó previamente no incluyen los costos por cementación, registros, cañoneo y servicios varios adicionales (Company, Camioneta, Alimentación, etc.).

Unidad Rig RSU WS				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Rig Well Services	1	Glb	\$ 97.697	\$ 97.697
TOTAL UNIDAD				\$ 97.697
MOVILIZACIÓN				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Movilización Equipo Rig	1	Glb	\$ 8.332	\$ 8.332
TOTAL MOVILIZACIÓN				\$ 8.332
Herramientas				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
BHA de molienda con CT (Operador, MHA o Flapper, Centralizador, Motor, Junk Mill)	1	Día	\$ 1.985	\$ 1.985
Movilización Herramientas TT	1	Glb	\$ 215	\$ 215
Personal de TT	1	Día	\$ 805	\$ 805
TOTAL HERRAMIENTAS				\$ 3.005
TOTAL EQUIPOS				\$ 109.034

Tabla 18 Costos de operación – Alternativa 1. ****tarifas ajustadas por IPC 2019 - 2020** (Fuente: Los autores)

Los costos reportados en la herramienta se ajustaron con el IPC para poder realizar la comparación respecto a las otras alternativas manejadas en esta monografía.

5.3.2 CASO 2. ABANDONO TÉCNICO CON UNIDAD DE COILED TUBING Y EQUIPO DE WELL SERVICE

Esta alternativa, plantea el abandono técnico de un pozo por etapas:

ETAPA I: ingresa un equipo de Coiled Tubing el cual realiza la molienda del tapón de superficie e intermedio, una vez se han molido estos tapones y se ha liberado la presión contenida debajo de los ellos, el equipo circula a limpio y se retira del pozo.

ETAPA II: inicia con la movilización al pozo de un equipo tipo Rig/RSU, para este caso se movilizó un equipo Rig con el fin de moler el tapón de fondo y bombear los tapones definitivos de abandono, previa corrida de registros eléctricos.

De la herramienta tecnológica/base de datos usada por la compañía se obtienen los tiempos reales de los equipos, longitud real de los tapones. Así como las características técnicas del pozo y la información de costos de la intervención de abandono.

Profundidad (ft)	Tapón de Superficie (ft)	Tapón Fondo (ft)
1842 ft	0 ft – 50 ft	1162 ft – 1600 ft

Tabla 19 Características reales del pozo X2. (Fuente: Herramienta/Base de datos compañía)

En la **Tabla 19** se visualizan las profundidades en pies (ft) de los tapones y profundidad del pozo X1.

Los costos de la operación relacionados la **Tabla 20**, como se indicó previamente, no incluyen los costos por cementación, registros, cañoneo y servicios varios adicionales (Company, Camioneta, Alimentación, etc.).

Unidad de CT/ Rig RSU WS				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Unidad de CT 2-3/4"	1	Glb	\$ 239.383	\$ 239.383
Rig Well Services	1	Glb	\$ 38.783	\$ 38.783
TOTAL UNIDAD				\$ 278.166
MOVILIZACIÓN				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Movilización Equipo de CT	1	Glb	\$ 49.139	\$ 49.139
Movilización Equipo Rig	1	Glb	\$ 18.122	\$ 18.122
TOTAL MOVILIZACIÓN				\$ 67.261
Herramientas				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
BHA de molienda con CT (Operador, MHA o Flapper, Centralizador, Motor, Junk Mill)	1	Día	\$ 50.149	\$ 50.149
Movilización Herramientas TT	1	Glb	\$ 973	\$ 973
Personal de TT	1	Día	\$ 950	\$ 950
TOTAL HERRAMIENTAS				\$ 52.072
TOTAL EQUIPOS				\$ 397.499

Tabla 20 Costos de operación – Alternativa 2. (Fuente: Los autores)

5.3.3 CASO 3. ABANDONO TÉCNICO CON UNIDAD HIDRÁULICA TIPO SNUBBING

Para esta alternativa se contactó a empresas aliadas que posean el servicio de unidad hidráulica tipo Snubbing, dado que se considera por sus características técnicas una excelente opción a fin de intervenir pozos con problemas de integridad que requiera realizar el abandono técnico de una manera rápida y segura.

Es de resaltar que las características peculiares de este tipo de unidades son:

- Capacidad de intervenir pozos vivos
- Capacidad de apoyar peso sobre la sarta sin depender del peso de esta.
- Compacto al armarse en módulos que se colocan verticalmente.

Para tal fin se solicitó a aliados construir una cotización de costos para

abandonar técnicamente un pozo abandonado de manera no convencional, se facilitaron las características técnicas e información del pozo X2.

En la **Tabla 21**, se muestra el costo estimado de realizar el abandono técnico del pozo X2 empleando una unidad tipo Snubbing 100K. Igual que en los ejercicios anteriores no se consideran los costos de cementación, registros, cañoneo y servicios adicionales (Company, Camioneta, Alimentación, etc.).

Unidad de Workover Hidráulica Tipo Snubbing				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Unidad de Workover hidráulica operativo con personal incluye combustible y periféricos (bomba, tanque integrado de 200 bbl, poor boy, choke manifold, acumulador y generadores, set completo de control de presión para Snubbing hasta 7", Incluye 2 casetas para logística, cargador telehandler con operador 24H)	240	Hora	\$ 650	\$ 156.000
Unidad de Workover hidráulica Inactivo sin personal (Casos especiales y disponibilidad)	0	Hora	\$ 420	\$ 0
TOTAL UNIDAD				\$ 156.000
MOVILIZACIÓN				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Movilización entre pozos 1-5 Km	0	EA	\$ 6.000	\$ 0
Movilización entre pozos mayor a 5 km y menor de 10 km	1	EA	\$ 7.500	\$ 7,500
Movilización entre pozos mayor a 10 km	0	EA	\$ 9.000	\$ 0
Limpieza de tanques (residuos de molienda e incluye transporte)	1	EA	\$ 4.000	\$ 4,000
Movilización Final	0	Global	\$ 65.000	\$ 0
Tubería de Trabajo (Se requiere y sería un costo reembolsable, este es un costo aproximado por 8 días de trabajo)	4000	ft/día	\$ 0.25	\$ 8.000
Drill Collar (Se requiere y sería un costo reembolsable, este es un costo aproximado)	10	Unidad	\$ 250	\$ 2.500
Frack Tank, 500 bbl	10	Día	\$ 125	\$ 1.250
Catch Tank	10	Día	\$ 125	\$ 1.250
TOTAL MOVILIZACIÓN				\$ 24.500
Herramientas				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
BHA de molienda (Operador, MHA o Flapper, Centralizador, Motor, Junk Mill)	4	Día	\$ 7.590	\$ 30.360
BHA de Limpieza Hidráulica (Operador, MHA o Flapper, Centralizador, RWT)	1	Día	\$ 2.100	\$ 2.100
Movilización Herramientas TT	1	Glb	\$ 450	\$ 1.800
Personal de TT	4	Día	\$ 950	\$ 3.800
TOTAL HERRAMIENTAS				\$ 38.060
TOTAL EQUIPOS				\$ 218.560

Tabla 21 Costos de operación – Alternativa 3. (Fuente: Los autores)

5.4 COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS

A continuación, se realiza un comparativo entre las distintas alternativas planteadas. Analizados los resultados de las tablas previamente presentadas se observa que emplear equipos tipo Rig asistidos con Power Swivel para moler los tapones de abandono, representa la opción más económica.

A fin de normalizar la data disponible se calcula el costo por pie de las tres alternativas presentadas para el abandono técnico de pozo como se presenta en la **Tabla 22**.

Nota recordatoria: tener presente los equipos para los que se plantearon las alternativas de la siguiente manera Alternativa 1 (Rig) – Alternativa 2 (CT/Rig) – Alternativa 3 (Snubbing)

EQUIPO - Pozo	Profundidad (ft)	Costo (USD)	COSTO x ft
Rig - X1	1842	\$ 109.034	59.19
CT/Rig - X2	3305	\$ 397.499	120.27
Snubbing - X2	1842	\$ 218.560	118.65

Tabla 22 Costos de las 3 Alternativas por ft. (Fuente: Los autores)

Analizando los datos de la **Tabla 22**, se determina que la opción más económica para abandonar un pozo con problemas de integridad, es empleando equipos Rig/RSU, sin embargo, como se indicó antes esta alternativa, no se considera viable porque se presentan riesgos adicionales en la operación, como se mostró en el evento sucedido en el pozo Z2.

Para poder comparar las distintas opciones técnicas disponibles y escenarios planteados, se realizó el ejercicio de construir un cuadro de costos estimado para el abandono del pozo X1 empleando unidad de Snubbing como se muestra en la **Tabla 23**.

Unidad de Workover Hidráulica Tipo Snubbing				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Unidad de Workover hidráulica operativo con personal incluye combustible y periféricos (bomba, tanque integrado de 200 bbl, poor boy, choke manifold, acumulador y generadores, set completo de control de presión para Snubbing hasta 7", Incluye 2 casetas para logística, cargador telehandler con operador 24H)	288	Hora	\$ 650	\$ 187.200
Unidad de Workover hidráulica Inactivo sin personal (Casos especiales y disponibilidad)	0	Hora	\$ 420	\$ 0
TOTAL UNIDAD				\$ 187,200
MOVILIZACIÓN Y SERVICIOS ADICIONALES				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
Movilización entre pozos 1-5 Km	0	EA	\$ 6.000	\$ 0
Movilización entre pozos mayor a 5 km y menor de 10 km	1	EA	\$ 7.500	\$ 7.500
Movilización entre pozos mayor a 10 km	0	EA	\$ 9.000	\$ 0
Limpieza de tanques (residuos de molienda e incluye transporte)	1	EA	\$ 4.000	\$ 4.000
Movilización Final	0	Global	\$ 65.000	\$ 0
Tubería de Trabajo (Se requiere y sería un costo reembolsable, este es un costo aproximado por 8 días de trabajo)	4000	ft/día	\$ 0.25	\$ 8.000
Drill Collar (Se requiere y sería un costo reembolsable, este es un costo aproximado)	12	Unidad	\$ 250	\$ 3.000
Frack Tank, 500 bbl	12	Día	\$ 125	\$ 1.500
Catch Tank	12	Día	\$ 125	\$ 1.500
TOTAL MOVILIZACIÓN				\$ 25.500
Herramientas de Fondo				
Descripción	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (USD)	Subtotal (USD)
BHA de molienda (Operador, MHA o Flapper, Centralizador, Motor, Junk Mill)	6	Día	\$ 7.590	\$ 45.540
BHA de Limpieza Hidráulica (Operador, MHA o Flapper, Centralizador, RWT)	2	Día	\$ 2.100	\$ 4.200
Movilización Herramientas TT	1	Glb	\$ 450	\$ 1.800
Personal de TT	6	Día	\$ 950	\$ 5.700
TOTAL HERRAMIENTAS				\$ 57.240
TOTAL EQUIPOS				\$ 269.940

Tabla 23 Costos abandono pozo X1 con Unidad hidráulica tipo Snubbing. (Fuente: Los autores)

Con la información disponible se construyen las **Tabla 24** y **Tabla 25**, las cuales reflejan la diferencia porcentual (%) entre las opciones presentadas.

Pozo X1		
EQUIPO	TIEMPO (Días)	COSTO
Rig	13.7	\$ 109.034
Snubbing	12	\$ 269.940
Diferencia %	88%	248%

Tabla 24 Diferencia en porcentaje (%) Abandono Pozo X1. (Fuente: Los autores)

Pozo X2		
EQUIPO	TIEMPO (Días)	COSTO
CT/RSU	13.9	\$ 397.499
Snubbing	10	\$ 218.560
Diferencia %	72%	55%

Tabla 25 Diferencia en porcentaje (%) Abandono Pozo X2. (Fuente: Los autores)

Así como se determina que emplear equipo Rig para realizar el abandono, es la opción más económica, se determina que emplear unidades tipo Snubbing representa una excelente opción comparativamente con el empleo de unidades de CT/Rig. De acuerdo con los casos estudiados, se observa que es un 55% más económico y solo emplea el 72% del tiempo que requiere utilizar un CT y un Rig.

CONCLUSIONES

- En la monografía se cumplieron los objetivos de realizar un análisis comparativo de las diferentes alternativas para el aseguramiento de pozos abandonados con problemas actuales de integridad.
- Dentro de los análisis en base a experiencias de abandonos de pozos con equipos tipo Rig/RSU es importante tener en cuenta las deficiencias a la que se expone la operación, las personas y el entorno al no contar con un sistema de manejo tipo “Streaping”, lo cual puede desencadenar en eventos operativos como el ocurrido en pozo Z2.
- Analizando técnicamente los equipos utilizados (Rig/RSU, Coiled Tubing y Unidad hidráulica tipo Snubbing), se considera la unidad hidráulica tipo Snubbing una excelente opción por sus características técnicas a fin de intervenir pozos con problemas de integridad manera rápida y segura, por ejemplo, la capacidad de poder intervenir pozos vivos.
- Al culminar los análisis de los resultados de las tablas presentadas con costos, hora y demás variables por equipo, al intervenir pozos abandonados de manera no convencional con problemas de integridad en un campo del Valle Medio del Magdalena, se observa que emplear equipos tipo Rig asistidos con Power Swivel para moler los tapones de abandono representa la opción más económica para realizar el abandono convencional (técnico), sin embargo no se considera viable por los riesgos adicionales que se presentan en la operación, como se mostró en el evento sucedido en el pozo Z2.

- Dentro del análisis realizado, se determina que emplear unidades tipo Snubbing representa una excelente opción comparativamente con el empleo de unidades de CT/Rig. De acuerdo con los casos estudiados, se concluyó que es un 55% más económico y solo emplea el 72% del tiempo que requiere utilizar un CT y un Rig.
- El uso de técnicas no convencionales para realizar el abandono de pozos genera sobrecosto al requerir reingresos de equipos.

RECOMENDACIONES

- Continuar realizando visitas periódicas de inspección visual a los abandonos de manera no convencional, mediante las cuales se asegura la revisión y posible identificación de problemas de integridad de manera oportuna, para así evitar posibles problemas de contaminación ambiental y/o afectación a personas.
- De acuerdo con las alternativas planteadas en esta Monografía, se recomienda continuar haciendo los abandonos de manera convencional, ya que estos garantizan un aislamiento óptimo de las zonas que pueden contener hidrocarburos, realizando así un buen sello y evitando problemas de integridad a futuro.
- Continuar con el proceso de evaluación de realización de abandono mediante unidad de Snubbing, aun cuando en algunos casos resulta más costoso, es más seguro para la operación y es una unidad de fácil ingreso en locaciones pequeñas.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA CÁRDENAS, Edwin Mauricio. (2022). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/154a86b5-acd5-47e5-bd14-18fa5bed7a46/content>

CELY AMAYA, Nicolas Edgardo y SUÁREZ LÓPEZ, Miguel Ángel. (2021). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Disponible en línea: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/81678982-ff1a-43da817a-c06b6c5ffe0d/content>

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Normativa Internacional Abandono de pozos. México. Disponible en línea: <https://cnh.gob.mx/media/14189/2-abandono-analisis-internacional.pdf>

DICK BERNAL, Luis Enrique y OJEDA TRIANA, Paula Carolina. (2017). FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá. Disponible en línea: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6377/1/5121290-2017-2-IP.pdf>

ECOPETROL. (2023). Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – Well Integrity Management System. Fuente: Documentación interna ECOPETROL.

ECOPETROL. (2023). Guía para Desincorporación Activos de Producción. Fuente: Documentación interna ECOPETROL.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2013). Technical Specification ISO/TS 16530-2. Disponible en línea: https://wellintegrity.net/Documents/ISO%20TS%20165302%20Well_Integrity.pdf

KHALIFEH, Mahmoud y SAASEN, Arild. (2020). Introduction to Permanent Plug and Abandonment of Wells, Ocean Engineering & Oceanography Vol. 12. Chapter 2. Disponible en línea: https://doi.org/10.1007/978-3-030-39970-2_2

LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezdha. (2014). SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. ANEXO N. Disponible en línea: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf>

MADRID, Marcelo. (2020). Inyección de Agua: Generalidades, Tipos y Fuentes. Portal del petróleo. Disponible en línea: [Inyección de Agua: Generalidades, Tipos y Fuentes - Portal del Petróleo \(portaldelpetroleo.com\)](http://portaldelpetroleo.com)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (1973). Decreto 1895. Colombia. Disponible en línea: <https://repositoriobi.minenergia.gov.co/bitstream/handle/123456789/1901/297.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2009). Resolución 182495. Colombia. Disponible en línea: <https://www.minenergia.gov.co/documents/2632/22162-5272.pdf>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2015). Resolución 40048. Colombia. Disponible en línea: <https://www.minenergia.gov.co/documents/2631/36246-Resolucion-40048-16En2015.pdf>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2022). Resolución 40230. Colombia. Disponible en línea: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40230_2022.htm

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2023). Resolución 40622. Colombia. Disponible en línea: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40622_2023.htm

PERDOMO SARMIENTO, Juan José. (2018). UNIVERSIDAD MILITAR NUEVA GRANADA. Trabajo de grado Especialización en Planeación ambiental y manejo integral de los recursos naturales. Bogotá. Disponible en línea: <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/20490/PerdomoSarmientoJuanJose2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

PORTAL BRASERV PETRÓLEO COLOMBIA. Disponible en línea: <https://braservcolombia.com/equipos-de-workover-rigs-en-colombia/>

PORTAL GUACAMAYA ENERGY. Disponible en línea: <https://www.guacamaya.energy/es/servicios/abandonos-integrados>

PORTAL INPARK DRILLING FLUIDS. Disponible en línea: <https://www.inparkdrilling.com/snubbing-services/>

PORTAL TTP WELL SERVICES. Disponible en línea:
<https://www.ttpwellservices.com.co/rapid-service-unit/>

PORTAL WEATHERFORD. Disponible en línea:
<https://www.weatherford.com/documents/brochure/products-and-services/intervention-and-abandonment/coiled-tubing-services/>

SIERRA MARCHENA, Ingrid Paola y VILLOTA NARVÁEZ, Jeison Stiven. (2021). UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Disponible en línea:
<https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/aac1778e-86eb-49f9-847f-4a4d7e39d7d4/content>

TECHNOLOGY SUBGROUP OF THE OPERATIONS & ENVIRONMENT TASK GROUP. (2011). NATIONAL PETROLEUM COUNCIL (NPC). Paper #2-25. Disponible en línea: https://www.npc.org/Prudent_Development-Topic_Papers/2-25_Well_Plugging_and_Abandonment_Paper.pdf

ANEXO A



Imagen 1 Fotografía Equipo tipo Rig. (Disponible en línea: <https://braservcolombia.com/equipos-de-workover-rigs-en-colombia/>)



Imagen 2 Fotografía Equipo tipo RSU. (Disponible en línea: <https://www.tpwellservices.com.co/rapid-service-unit/>)



Imagen 3 Fotografía Equipo tipo Coiled Tubing. (Disponible en línea: <https://www.weatherford.com/documents/brochure/products-and-services/intervention-and-abandonment/coiled-tubing-services/>)



Imagen 4 Fotografía Equipo tipo Snubbing. (Disponible en línea: <https://www.inparkdrilling.com/snubbing-services/>)