

**ESTIMACIÓN DE ATRIBUTOS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES USADOS
PARA LA INTERVENCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS DURANTE LA ETAPA DE
ABANDONO EN BRASIL**

PRESENTADO POR:

NATALIA SÁNCHEZ ÁLVAREZ

ASESOR INTERNO:

CARMEN ELENA PATIÑO RODRÍGUEZ

GRUPO DE INVESTIGACIÓN:

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN INNOVACIÓN Y GESTIÓN DE CADENAS DE
ABASTECIMIENTO (INCAS)**

MEDELLIN

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

2019

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estado y propiedad de los pozos de petróleo y gas. Adaptado de: (Ho et al., 2016).....	11
Figura 2. Barreras de seguridad convencionales y posibles rutas de fuga. Adaptado de: (Vrålstad et al., 2018)	13
Figura 3. Requisitos de barrera. De: (NORSOK D-010, 2004)	13
Figura 4. Métodos convencionales: Tapón equilibrado (izquierda), <i>Dump bailer</i> (medio) y Dos-tapones (derecha). De: (Benedictus et al., 2009)	17
Figura 5. Esquema de la metodología	27
Figura 6. Eventos de peligro por escenario - Matriz APR	31
Figura 7. Rutas más comunes para las fugas - Matriz APR	32
Figura 8. Causas y/o mecanismos de falla por componente – Matriz AMEF... ..	33
Figura 9. Diagrama de Pareto - Fugas internas.....	34
Figura 10. Diagrama de Pareto - Fugas externas	34

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Definiciones de P&A.	12
Tabla 2. Descripción y características de las barreras de seguridad convencionales.....	14
Tabla 3. Descripción de las barreras de seguridad no convencionales.	15
Tabla 4. Descripción de métodos de abandono.....	17
Tabla 5. Procedimientos de P&A desde diferentes perspectivas.....	19
Tabla 6. Regulaciones de abandono de pozos.....	20
Tabla 7. Resumen de los factores que impactan la probabilidad de fuga.....	23
Tabla 8. Modos de falla de las barreras de seguridad convencionales.	25
Tabla 9. Escenarios analizados en la matriz APR.....	30

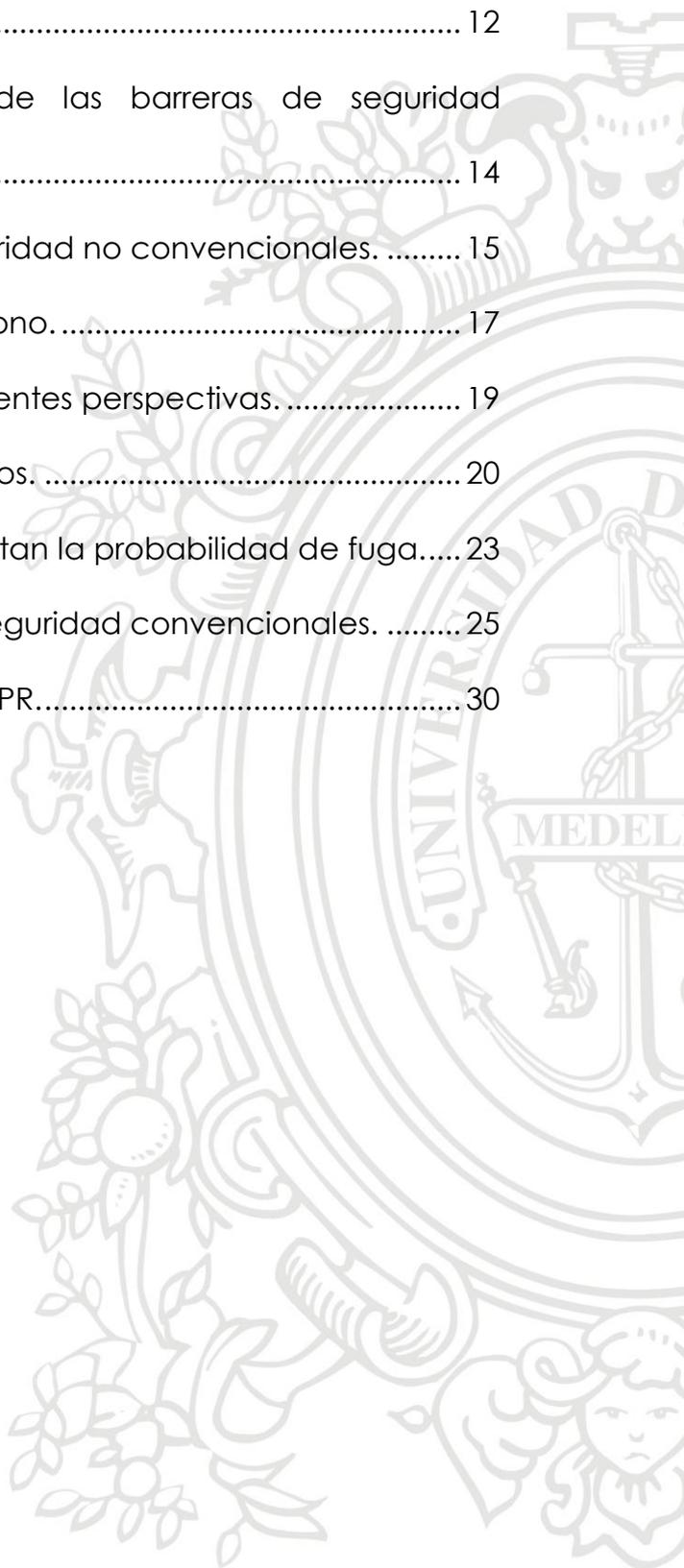


TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	5
1 INTRODUCCIÓN	6
2 OBJETIVOS.....	8
2.1 Objetivo general.....	8
2.2 Objetivos específicos	8
3 MARCO CONCEPTUAL.....	9
4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	10
4.1 Abandono de pozos	10
4.2 Integridad del pozo abandonado	12
4.3 Métodos y procedimientos para abandono de pozos	16
4.4 Análisis de confiabilidad en la etapa de abandono de pozos	22
5 METODOLOGÍA.....	27
6 ANÁLISIS DE INTEGRIDAD POZO ABANDONADO	29
6.1 Análisis de costos	29
6.2 Estudio de los riesgos en la etapa de abandono de un pozo	30
6.3 Análisis de los componentes de las barreras de seguridad para la intervención en pozos.....	32
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37
9 ANEXOS.....	40
9.1 ANEXO 1 – MATRIZ APR	40
9.2 ANEXO 2 – MATRIZ AMEF.....	40

ESTIMACIÓN DE ATRIBUTOS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES USADOS PARA LA INTERVENCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS DURANTE LA ETAPA DE ABANDONO EN BRASIL

RESUMEN

Actualmente las empresas petroleras, no cuentan con herramientas que permitan analizar el desempeño y confiabilidad de los componentes relacionados con pozos de petróleo en la etapa final referente al abandono, desde el punto de vista de las principales rutas de fuga y los modos de falla que pueden comprometer la integridad del pozo. Esta situación conlleva a que en muchas ocasiones se tomen decisiones erradas al momento de realizar la planeación del abandono, teniendo como consecuencia la implementación de técnicas y procedimientos inadecuados, y, por ende, altos costos para la compañía.

Para identificar los componentes y riesgos más relevantes, se comenzó realizando una revisión de la literatura en artículos científicos, trabajos de grado y trabajos de maestría referentes a la etapa de abandono de pozos de petróleo. Al culminar el estado del arte, fue posible establecer las principales definiciones y puntos de vista de los diferentes autores en temas de interés, tales como: los tipos de abandono; las principales barreras de seguridad usadas, tanto las convencionales como las nuevas tecnologías y las propiedades que deben tener las mismas; los principales métodos y/o técnicas para realizar un abandono, además de sus ventajas y desventajas; el procedimiento a seguir por los operadores desde diferentes perspectivas; las normas que rigen el abandono de pozos a nivel mundial y la forma en que lo hacen; las técnicas de confiabilidad que han sido aplicadas en este campo y; los modos de falla de las barreras de seguridad convencionales.

Posteriormente, tomando como referencia la información obtenida en el estado del arte y la norma NORSOK D-010 fueron aplicadas dos técnicas de confiabilidad: Análisis Preliminar de Riesgos y Análisis de Modos y Efectos de Falla. Donde fue posible identificar que usar un gran número de barreras de seguridad y usar una técnica incorrecta en la instalación del CSB de la superficie, representan los principales riesgos para la etapa de abandono. Además, se determinó que el tapón de cemento es la barrera de seguridad más relevante, así como también fueron determinados los modos de falla más críticos del mismo. Finalmente, fueron establecidos los factores que más influyen en un aumento de costos y fueron dadas algunas recomendaciones que deben tener en cuenta los operadores al momento de implementar las actividades de abandono, con el fin de garantizar una integridad del pozo a largo plazo y una alta confiabilidad en sus procedimientos.

1 INTRODUCCIÓN

Los primeros pozos de petróleo y gas se construyeron decenas de años atrás, época en la cual no se tenía información de cuáles eran las mejores técnicas de perforación, sin embargo, con el tiempo se han encontrado las técnicas adecuadas, que han contribuido al mejoramiento de la confiabilidad y han disminuido los riesgos de fugas en dichos pozos. A pesar de dichos esfuerzos, la perforación de pozos de petróleo y gas es un proceso que requiere de la intervención humana y como todo sistema puede dar cabida a errores, además, es posible que se presenten situaciones imprevistas que pueden degradar las propiedades de los componentes del pozo, lo que finalmente puede llevar a que se presenten fallas en el cumplimiento de sus funciones, por lo cual es posible afirmar que los riesgos están presentes en todas las etapas del ciclo de vida del pozo, incluyendo el abandono. El abandono es el último proceso que se realiza y es uno de los más importantes, dado que allí se tiene que utilizar las mejores barreras de seguridad, técnicas y procedimientos que garanticen un sellamiento eterno del pozo.

El desarrollo tecnológico e industrial, la extensión de la vida útil de los pozos y las normas y reglamentos recientes, indican que es necesario un enfoque sistemático en el tratamiento de la seguridad de todo el ciclo de vida de un pozo, incluyendo la etapa de abandono. Paralelamente a la cuestión de la seguridad, es importante que el pozo tenga una confiabilidad elevada en el momento de llevar a cabo las actividades de abandono, con el propósito de reducir las necesidades de volver a entrar al pozo para realizar mantenimiento, además que, en muchos casos de abandono permanente, este reingreso es casi imposible.

Con el fin de evaluar cuáles son los factores que garantizan una alta confiabilidad en la etapa de abandono, se realizó un marco conceptual y un estado del arte para determinar cuáles han sido los estudios realizados en temas relacionados al abandono de pozos, tales como definiciones, barreras de seguridad, métodos y/o técnicas, procedimientos, normatividad, técnicas de confiabilidad y modos de falla. Se buscaron artículos de diferentes fuentes de información para construir un conocimiento amplio en cada uno de estos temas, allí fue posible exponer los principales conceptos dados por diferentes autores, las prácticas más antiguas, las nuevas tendencias tecnológicas, y en algunos casos, se realizó una comparación entre las diferentes ideas relacionadas con el mismo tema.

Usando el conocimiento obtenido en el estado del arte e información de la norma noruega NORSOK D-010, se establecieron las principales rutas de fuga que se tienen en la etapa de abandono, que fueron plasmadas en una matriz APR. Con esto, fueron establecidos los eventos de peligro que tienen lugar en la etapa de abandono, y que, por ende, generan unas consecuencias al medio ambiente, al patrimonio y a las personas. El análisis

mostró una relación directamente proporcional entre el número de barreras de seguridad usadas y la probabilidad de que se presente una fuga al exterior, también, se encontró que el CSB por donde más se pueden presentar las fugas es el de la superficie. Estos riesgos pueden disminuir la integridad del pozo y la confiabilidad en caso de que no se les de la importancia que merecen.

Con los modos de falla obtenidos en el estado del arte para cada una de las barreras de seguridad convencionales: tapón de cemento, carcasa de cemento, carcasa y tapón mecánico, se construyó una matriz AMEF, donde fueron evaluadas las mismas. Se determinó la importancia de cada barrera de seguridad y se estudiaron los modos de falla más críticos, tales como: degradación química o térmica del cemento, longitud del tapón de cemento, fallas naturales y/o inducidas y procedimientos erróneos en la aplicación del cemento. Posteriormente, fueron expuestos los factores que pueden incrementar los costos en la etapa de abandono de los pozos.

Por último, con toda la información recolectada y los resultados obtenidos, fueron dadas una serie de recomendaciones que se consideran importantes de tener en cuenta en el momento de realizar el abandono del pozo. Esto debido a que, con la aplicación de dichas recomendaciones, se pueden realizar mejores procedimientos, y consecuentemente, mejorar la integridad de los pozos de petróleo y aumentar la confiabilidad en la etapa de abandono.

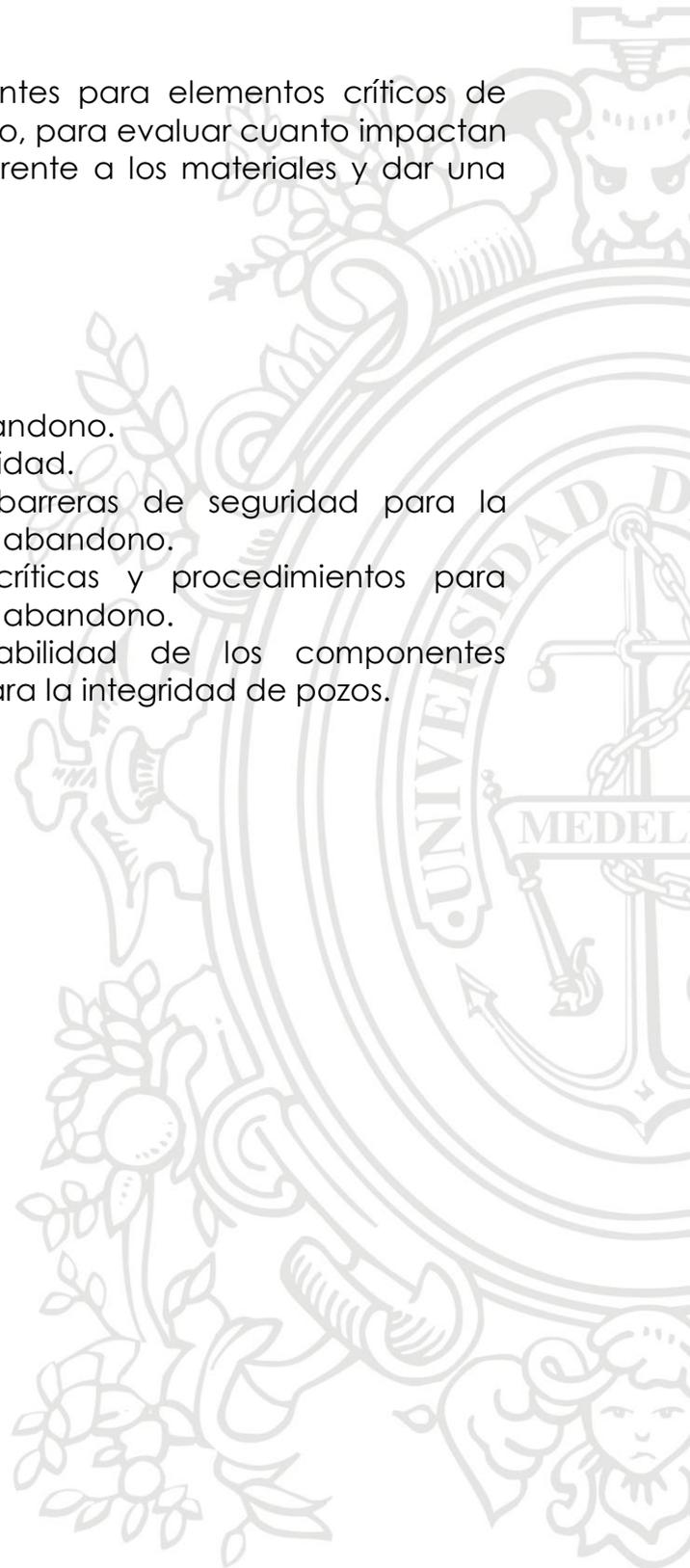
2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Estimar atributos de confiabilidad importantes para elementos críticos de pozos de petróleo en la etapa de abandono, para evaluar cuanto impactan las rutas de las barreras de seguridad referente a los materiales y dar una priorización a los mismos.

2.2 Objetivos específicos

- Estudiar los riesgos en la etapa de abandono.
- Analizar las rutas de barreras de seguridad.
- Analizar los componentes de las barreras de seguridad para la intervención en pozos en la etapa de abandono.
- Estudiar la confiabilidad – rutas críticas y procedimientos para intervención en pozos en la etapa de abandono.
- Analizar detalladamente la confiabilidad de los componentes identificados como más relevantes para la integridad de pozos.



3 MARCO CONCEPTUAL

Blowout: Flujo incontrolado de fluidos de formación de un pozo. Los flujos no controlados no pueden contenerse utilizando barreras instaladas previamente y requieren la intervención de servicios especializados.

Confirmación: Elemento de CSB verificado a través de la evaluación de los datos recolectados durante y/o después de su instalación.

Conjunto Solidario de Barreras (CSB): Es un conjunto de uno o más elementos con el objetivo de impedir el flujo no intencional de fluidos de la formación para el medio externo y entre intervalos en el pozo, considerando todos los caminos posibles.

CSB Permanente: Conjunto cuyo objetivo es impedir el flujo no intencional actual y futuro de fluidos de la formación, considerando todos los caminos posibles.

CSB Primario: Primer CSB establecido para el control del flujo no intencional (control primario del pozo).

CSB Secundario: Segundo CSB establecido para el control del flujo no intencional (control secundario del pozo).

Darcy: Una unidad de *darcy* son unidades de permeabilidad, ampliamente utilizadas en ingeniería petrolera y geología.

Gerenciamiento de la Integridad de Pozos: Aplicación de técnicas, métodos operacionales y organizacionales que buscan la prevención y mitigación del flujo no intencional de fluidos para la superficie o entre formaciones de la sub superficie durante todas las etapas del ciclo de vida del pozo.

Lechada de cemento: Mezcla de cemento, agua y aditivos líquidos y secos variados.

Offshore: Una construcción petrolífera offshore son las estructuras ubicadas en alta mar. Ellas actúan para la extracción de petróleo en el océano y son muy utilizadas en los océanos profundos, con reservas abundantes de petróleo.

Potencial de flujo: Capacidad de migración, actual o futura, de un fluido entre medios que presentan regímenes de presión y/o fluidos de naturaleza distinta.

Propiedades reológicas: Estudian el comportamiento de los fluidos sometidos a carga mecánica.

Prueba: Elemento del CSB verificado a través de ensayo de presión en el sentido del flujo, considerando una presión diferencial igual o mayor de lo que la máxima prevista.

Verificación de Elementos del CSB: Comprobación de cada elemento del CSB por medio de una evaluación post-instalación o de observaciones registradas durante su instalación. Los procesos de verificación se dividen en dos categorías: Prueba y Confirmación.

Viscosificante: Productos que mejoran la capacidad de suspensión de los fluidos en el lodo de perforación.

4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

El ciclo de vida de un pozo contempla las etapas de: Exploración, Perforación, Producción y Abandono, cada una de estas etapas requieren barreras de seguridad que impidan la fuga no intencional, de gases o fluidos, entre depósitos o hacia la superficie (NORSOK D-010, 2013). En este sentido, estas barreras deben estar diseñadas para "garantizar la integridad del pozo durante todo su ciclo de vida", por ende, el diseño de pozo debe contemplar las necesidades de esta última etapa de tal forma que cuando el pozo sea abandonado no corra el riesgo de perder integridad. En los casos en que los pozos van a ser abandonados permanentemente, las barreras de seguridad deben garantizar un aislamiento eterno.

NORSOK D-010 (NORSOK D-010, 2013) define las propiedades mínimas que deben tener las barreras de seguridad:

- a. Impermeabilidad;
- b. Integridad a largo plazo;
- c. Resistencia mecánica a la compresión;
- d. Ductilidad - (resistente) - capaz de soportar cargas mecánicas/impactos;
- e. Resistencia a diferentes productos químicos/sustancias (H₂S, CO₂ e hidrocarburos);
- f. Humidificación (*Wetting*), para garantizar la unión al acero.

En este capítulo se encontrarán las principales definiciones de P&A dadas en los principales periodos de la industria de petróleo, donde se evidencia la importancia que ha tenido esta etapa desde los primeros pozos de petróleo. Serán descritas las barreras de seguridad convencionales y las nuevas tecnologías que están siendo utilizadas en este campo, así como las condiciones y propiedades que deben tener las mismas para cumplir con el objetivo mencionado y disminuir los riesgos de fallas en el largo plazo. Posteriormente será descrito el procedimiento a seguir en el P&A desde el punto de vista de diferentes autores, y la manera en que las diferentes normas a nivel mundial garantizan el correcto desarrollo de las operaciones. Se evidenciará el efecto que tiene en el correcto desarrollo del abandono cada una de las condiciones encontradas en el pozo, y finalmente, serán mencionados los principales análisis de confiabilidad realizados en esta etapa y los principales modos de falla que pueden presentar las barreras de seguridad.

4.1 Abandono de pozos

En un pozo de extracción, después del periodo de producción sigue un periodo de tiempo en el que se deja de producir petróleo y/o gas. Periodo en el cual, el estado del pozo cambia de activo a inactivo. En este

momento, inicia la cuarta etapa del ciclo de vida del pozo. Algunos autores como (Thomas 2001) definen cada una de las etapas del pozo a partir de su desempeño comercial y otros desde su producción. Estos dos enfoques pueden coincidir en algunos puntos en el ciclo de vida del pozo y en otros no. Por lo tanto, cuando se analiza por separado cada una de las etapas del ciclo de vida del pozo, es necesario definir el enfoque que se va a utilizar. En este estudio, las etapas del pozo son definidas a partir del nivel producción, tal como lo hace (Ho, et al. 2016). Por esta razón, la cuarta etapa inicia cuando la producción es igual a cero.

Al analizar la Figura 1, se puede observar que todos los pozos inician la cuarta etapa como un pozo inactivo, cuya característica principal es que la producción es cero, pero todavía no han sido desconectados (Thomas 2001). Cabe anotar que, en esta etapa las barreras que actúan para garantizar la integridad del pozo son aquellas que estaban activas en el momento que se dejó de producir.

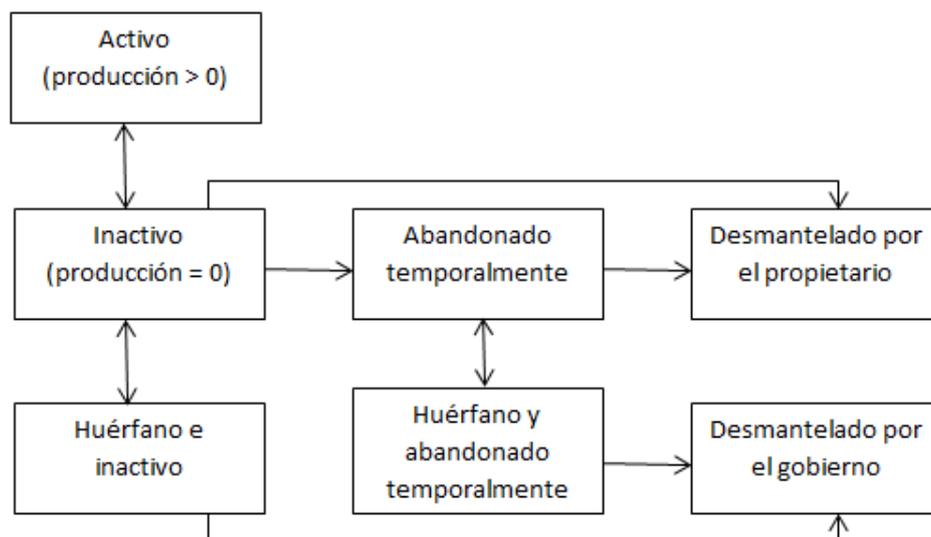


Figura 1. Estado y propiedad de los pozos de petróleo y gas.
Adaptado de: (Ho et al., 2016)

Luego de tener un pozo inactivo, pueden ocurrir diversos escenarios, como se muestra en la Figura 1: a) En caso de que el operador mantenga la propiedad del pozo, puede someterlo a un abandono temporal o permanente. Según la ANP el abandono del pozo puede ser permanente, cuando no hay interés de retorno al pozo, o temporal, cuando por cualquier razón, hay interés de retorno al pozo (ANP, 2004); b) En caso de que el operador no mantenga la propiedad el pozo, pasa a considerarse un pozo huérfano y se somete a un abandono permanente a expensas del gobierno. Un pozo puede quedar huérfano a medida que se vuelve inactivo o después de que se abandone temporalmente, las causas principales de este escenario es que los operadores se vuelven financieramente insolventes, o

simplemente no se encuentran en el momento que un pozo requiere el cierre definitivo.

En términos generales el abandono (en inglés *P&A – plugging and abandonmen*) consiste en cerrar el pozo bajo condiciones que garanticen la seguridad y la integridad de los activos de las empresas que actúan en el sector de gas y petróleo y la preservación del medio ambiente. En la Tabla 1 se presentan diferentes definiciones de P&A dadas por algunos autores en diferentes periodos de tiempo, desde 1997 hasta 2018.

Tabla 1. Definiciones de P&A.

Definición de P&A	Autor
P&A consiste en planificar un programa de abandono que satisfaga el objetivo de proteger los pozos de futuras fugas y preservar los recursos naturales restantes, mediante la revisión de las condiciones existentes del pozo.	(Fields & Martin, 1997)
P&A consiste en el aislamiento permanente de todas las formaciones sub-superficiales penetradas por el pozo. Las operaciones de abandono ideales aíslan tanto los depósitos productores como otras formaciones que contienen fluidos.	(Barclay et al., 2002)
P&A es establecer una serie de taponos de cemento para aislar las zonas presurizadas entre sí y de la superficie.	(Saasen et al., 2011)
P&A es el proceso mediante el cual un pozo se cierra permanentemente utilizando materiales de taponamiento y técnicas de abandono.	(Vieira, 2017)
Las operaciones de taponamiento y abandono (P&A) consisten en colocar varios taponos de cemento en el pozo para aislar el depósito y otras formaciones que contienen fluidos.	(Vrålstad et al., 2018)

En la Tabla 1 es posible observar que en las primeras definiciones el P&A se define como un proceso mediante el cual se busca aislar el depósito y otras formaciones de la superficie, objetivo que aun continua vigente, sin embargo, ésta definición se ha actualizado resaltando la importancia de usar barreras de seguridad y tener en cuenta diversas técnicas de taponamiento. Finalmente, el proceso de P&A es una aplicación de materiales, técnicas y procedimientos que deben ser planeadas según las condiciones encontradas en el pozo, con el fin de garantizar un aislamiento permanente del depósito y otras formaciones que contienen fluidos de la superficie.

4.2 Integridad del pozo abandonado

de vida del pozo, desde la fase de construcción hasta el abandono final" (NORSOK D-010 2004). La visión sistémica permite analizar la interacción de diferentes sistemas y dependencia de que existe en los escenarios de falla. Por esta razón diversos autores resaltan la importancia de ejecutar un programa exitoso de abandono de pozos que debe proporcionar un

aislamiento completo de las formaciones productivas y que contienen hidrocarburos y donde es importante buscar estrategias orientadas a reducir el riesgo de fugas no controladas de fluido, (Nowamooz, Comeau, & Lemieux, 2018) (García & Martínez, 2015).

Así como en otras etapas del ciclo de vida, las barreras incluyendo las carcassas son un componente importante en la integridad del pozo y los materiales de las barreras de seguridad, tendrán que ser diseñados para resistir cargas mecánicas, presiones y temperaturas elevadas y los procesos de degradación de materiales en el periodo de abandono del pozo. Así también lo demostraron (Nowamooz, Comeau and Lemieux 2018), quienes realizaron una clasificación de los elementos usados en cada uno de los grandes periodos que ha tenido esta industria, de esta forma ellos encontraron que antes de 1950, los materiales usados para las barreras en la etapa de abandono son Wood and Cement plugs. Entre 1950 y 1970 se usaban principalmente Wood, Cement and bridge plugs y después de 1970 se pasó a usar principalmente Cement and bridge plugs.

En la etapa del abandono, generalmente las barreras de seguridad son sólidas o mecánicas, y los elementos más convencionales que las conforman, de forma que se garantice una alta confiabilidad son: los tapones de cemento y los tapones mecánicos (Khalifeh, Helge, Saasen, & Vralstad, 2013). Sin embargo, otra barrera esencial en esta etapa es la carcassa de cemento, como se muestra en la Figura 2.

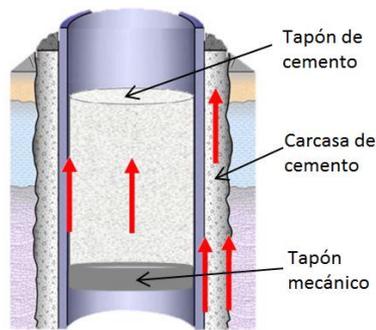


Figura 2. Barreras de seguridad convencionales y posibles rutas de fuga.
Adaptado de: (Vrålstad et al., 2018)

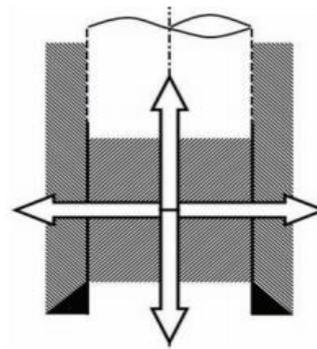


Figura 3. Requisitos de barrera.
De: (NORSOK D-010, 2004)

En las Figura 2 y Figura 3 es posible observar que un pozo abandonado tiene cinco rutas potenciales de fuga: en la unión entre el tapón de cemento y la carcassa; a través del tapón de cemento; en la unión entre el cemento de la carcassa y la carcassa; a través del cemento de la carcassa y en la unión entre el cemento de la carcassa y la formación. En caso de que se presente una fuga por medio de las rutas mencionadas, se verá afectada la integridad del pozo. Por esta razón, con el fin disminuir la probabilidad de las fugas, son instaladas las barreras mencionadas anteriormente; además, la efectividad

de un tapón de abandono permanente se mide por su capacidad para unir la sección transversal del pozo, tanto vertical como horizontalmente, incluidos todos los anillos, con un medio de taponamiento que puede soportar el entorno hostil al que está expuesto.

En la Tabla 2, son descritas las barreras convencionales, así como las principales características que deben tener para cumplir con los requisitos establecidos por la norma noruega y evitar las fugas al exterior. Dado que tanto el tapón de cemento como la carcasa de cemento están conformados por el mismo material (cemento) sus características serán mencionadas en conjunto.

Tabla 2. Descripción y características de las barreras de seguridad convencionales.

Barrera de Seguridad	Descripción	Características	Autores
Tapón de cemento	El elemento consiste en cemento en estado sólido que forma un tapón en el pozo.	- <u>Resistencia a la compresión</u> de al menos 1,000 libras por pulgada cuadrada (psi); Para prevenir los micro - anillos. - <u>Integridad a largo plazo</u> , la vida útil debe ser aproximadamente 3.000 años (o 1 millón de días).	(NORSOK D-010, 2004) (Vieira, 2017)
Carcasa de cemento	Este elemento consiste en cemento en estado sólido ubicado en el anillo entre la carcasa y la formación. Estas son usadas solo cuando la colocación de un tapón de cemento en el pozo no es suficiente para evitar fugas, ya que también pueden ocurrir fugas en el anillo fuera de la carcasa.	- <u>Muy baja permeabilidad</u> , tiene una permeabilidad típica de 10 <i>micro-darcy</i> . - <u>Sin contracción</u> , superar la tendencia de desunión entre las superficies de pozo adyacentes. - <u>Dúctil y no quebradizo</u> , permitirán que el cemento se adapte a los cambios en la carga mecánica, de presión y de temperatura. - <u>Resistencia a fluidos</u> , la barrera debe ser resistente a líquidos sub superficiales y gases tales como CO ₂ , H ₂ S, hidrocarburos, etc. - <u>Vinculación</u> , la barrera debe poder unirse a las superficies adyacentes del pozo.	(Guo, Shan, Jiang, Li, & Lee, 2018) (Li et al., 2017) (Heathman, 1996) (API, 2009) (Aguilar, Johnson, Salazar, & Bogaerts, 2016)
Tapón mecánico	Actúa como base para el tapón de cemento de abandono, y evita que la migración de gas comprometa el tapón de cemento. Este no debe considerarse como un reemplazo para el cemento, sino como una tecnología complementaria.	-Resistencia al agrietamiento y corrosión localizada. -Resistencia a cambios en la temperatura: Para prevenir la pérdida de rigidez -El sellado debe expandirse hasta la carcasa con el fin de evitar fugas por medio de esa ruta. -Resistencia a la presión: Para prevenir la extrusión del tapón.	(Schlumberger, n.d.) (Carpenter, 2014)

El cemento satisface los criterios esenciales de un tapón, ya que es duradero, permeable, es de bajo costo, es fácil de ser bombeado hacia el interior del pozo, tiene un tiempo razonable para la colocación y la capacidad de adherirse fuertemente al revestimiento (Nogueira, 2017), (Khalifeh, Helge, Saasen, & Vralstad, 2013). Además, existen varios tipos de cemento que pueden ser usados, en este sentido, (Feilds and Martin 1997) dicen que el operador debe diseñar la lechada de cemento teniendo en cuenta tres elementos: 1) que cumple con la definición API de un tapón de cemento competente; 2) cumplir con las prácticas recomendadas de API como se detalla en la especificación API 10; 3) creando una mezcla que realizará el trabajo de la manera más eficiente. Buscando cumplir estos tres objetivos y mejorar la calidad del cemento convencional, cada vez se están implementando nuevas tecnologías como se puede observar en la Tabla 3. En cuanto a los tapones mecánicos, en (Nowamooz, Comeau and Lemieux 2018) con la ayuda de un conjunto de datos y la experiencia, expusieron que el 10% de estos tapones fallarán durante un periodo de siglos, permitiendo que los fluidos de formación entren al pozo, lo cual reduce la confiabilidad a largo plazo del abandono.

Tabla 3. Descripción de las barreras de seguridad no convencionales.

Barrera de seguridad	Descripción	Principales características	Teoría/Práctica	Autor
Cemento <i>ThermaSet</i>	Es un material de taponamiento y un producto alternativo de cemento. Se bombea en estado líquido y se transforma en un sólido mediante un proceso activado por temperatura. Además, se puede bombear hacia el fondo del pozo utilizando técnicas y equipos de cementación convencionales.	<ul style="list-style-type: none"> -La temperatura y el tiempo de curado pueden predeterminarse, lo cual evita el riesgo de una configuración antes de tiempo. -No se encoge a medida que se endurece, es compatible con la mayoría de los fluidos y cementos. -Puede tolerar hasta un 50% de contaminación, ya que aún mantiene su capacidad de sellado. -Tiene propiedades mecánicas superiores al cemento Portland. 	<ul style="list-style-type: none"> -Solo ha sido probada en laboratorios. -Tiene poca experiencia, por lo cual no se ha verificado su capacidad a largo plazo. 	(Vieira, 2017)
"Self-repairing" cement	Este sistema permite la reparación automática cuando se produce daño dentro del cemento fraguado, evitando así la necesidad de una intervención en el pozo.	- Para alcanzar las propiedades requeridas de la suspensión, se agregaron los siguientes aditivos de cemento a la mezcla patentada en el agua de mezcla: <i>Anti-foam, Anti-Settling, Fluid Loss Control, Dispersant, Bonding Agent, Self-</i>	- El cemento se colocó con éxito, se usó una cadena de terminación doble para completar el pozo y no se ha observado ningún signo de acumulación de	(Saeed, Bottiglieri, Brandl, Han, & Elatrache, 2017)

		<i>Sealing, Retarder</i>	presión en el anillo hasta después de ocho meses de la finalización del trabajo.	
<i>Concentrated-sand-slurry</i>	El <i>sand-slurry</i> consiste principalmente en arena de cuarzo y agua, con una pequeña cantidad de dispersante y viscosificante añadido para mantener el material bombeable. El tapón requiere una base; no se puede colocar encima de un líquido.	- Este elemento de barrera de pozo hermético al gas no se desconfigura después de la colocación y no se encoge. Además, no puede fracturarse incluso cuando las fuerzas de corte superan su fuerza. Cuando esto sucede, el material flota y las fuerzas de corte se reducen por debajo de la resistencia de rendimiento, lo que hace que el tapón vuelva a formarse.	- En el caso de campo, se logró una implementación exitosa de la tecnología y muestra cómo la colocación rápida y eficiente del enchufe contribuye a la reducción general de costos. El elemento de barrera de pozo cumple con los requisitos noruegos para P&A permanentes.	(Saasen et al., 2011)

Se puede observar que dos de estas tecnologías fueron aplicadas en el campo, otra solo fue verificada a partir de pruebas de laboratorio. Sin embargo, incluso las barreras que fueron instaladas no llevan aún un tiempo considerable en el pozo para afirmar que brindan un aislamiento a largo plazo, razón por la cual se debe tener cuidado con el uso de las nuevas tecnologías, dado que tienen incertezas asociadas, especialmente aquellas que solo son probadas en los laboratorios o por medio de modelos de simulación. Incluso los autores reconocen que la industria del petróleo no implementará nuevas tecnologías o métodos (a menos que pueda resolver un problema muy específico y muy actual), ya que las consecuencias de un incidente son tan serias que los intentos y errores no son una opción al ser innovadores.

4.3 Métodos y procedimientos para abandono de pozos

Con el fin de instalar las barreras de seguridad convencionales mencionadas anteriormente, se cuenta con diversos métodos para realizar el taponamiento en la etapa de abandono. El método utilizado depende de las condiciones del pozo y de los requisitos reglamentarios (Khalifeh et al., 2013). En (Benedictus et al., 2009) se establecen cuatro métodos de aplicación de cemento comúnmente utilizados para realizar el taponamiento, los cuales son: Tapón equilibrado, Compresión de cemento, *Dump Bailer* y Dos-tapones, como se muestra en la Figura 4.

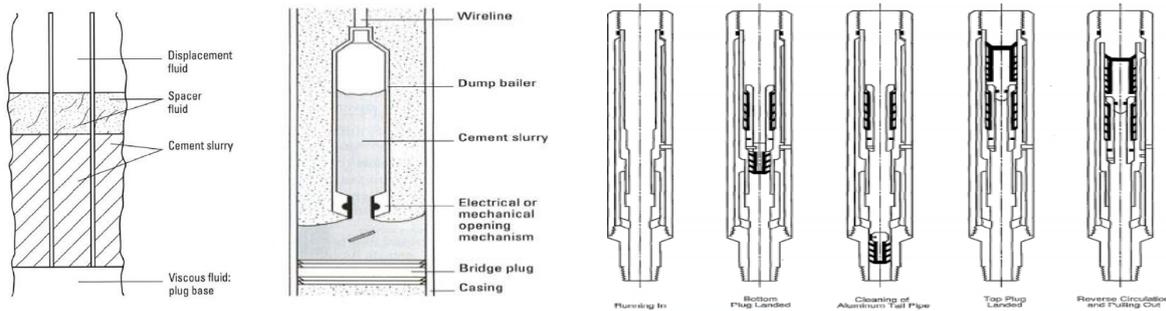


Figura 4. Métodos convencionales: Tapón equilibrado (izquierda), Dump bailer (medio) y Dos-taponés (derecha). De: (Benedictus et al., 2009)

Sin embargo, existen otros métodos no convencionales establecidos por diferentes autores. En la Tabla 4, se describe con mayor detalle los métodos convencionales y no convencionales, mencionando también las ventajas y desventajas que cada uno de ellos presenta.

Tabla 4. Descripción de métodos de abandono.

Método	Tapón equilibrado
Tipo	Convencional
Descripción	El método más común de abandono, mediante el cual el tubo se coloca a la profundidad objetivo del tapón, y la lechada de cemento es colocada encima de un dispositivo mecánico o de un fluido viscoso que servirá como base para el tapón. Luego, el cemento se bombea hacia el anillo hasta que es igual al nivel dentro de la carcasa.
Ventajas	-Es una de las técnicas más simples, que incurre en costos más bajos. -Se usa a menudo para la colocación del tapón intermedio de un pozo.
Desventajas	-Gran potencial de contaminación del cemento. -Requiere de una buena base para el tapón de cemento, como un tapón de cemento.
Autores	(Benedictus et al., 2009; Fields & Martin, 1997; Nogueira & Coutinho, 2017; Olutimehin & Odunuga, 2012; Vrålstad et al., 2018)
Método	Compresión de cemento
Tipo	Convencional
Descripción	Implica el forzado a presión del cemento a una profundidad predeterminada que coincide con las perforaciones en la carcasa. La presión hace que el líquido de la lechada de cemento penetre en la formación, dejando que el cemento forme un sello.
Ventajas	-A menudo se utiliza como una medida correctiva para el cemento primario defectuoso o dañado. -Una operación correctamente diseñada llenará los orificios y vacíos relevantes. -Se utiliza para aislar una zona permeable. -Se usa cuando no es posible el corte o retiro de parte de la carcasa para la colocación de taponés.
Desventajas	-La cantidad exacta de cemento requerida no siempre se puede calcular, lo que lleva a un posible exceso de cemento, lo cual conlleva a riesgos.
Autores	(Benedictus et al., 2009; Fields & Martin, 1997; IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2009; Nogueira & Coutinho, 2017)
Método	Dump Bailer
Tipo	Convencional
Descripción	Es una herramienta que contiene una cantidad conocida de cemento, que se introduce en el pozo con un cable. El cemento se coloca encima de un tapón mecánico, el <i>bailer</i> se abre cuando toca el tapón mecánico o por activación

	electrónica, y el cemento se descarga en el tapón levantando el <i>bailer</i> .
Ventajas	-Son equipos relativamente simples. -Es adecuado para colocar pequeños volúmenes de cemento o resina. -La profundidad del tapón de cemento se controla fácilmente. -Generalmente se usa para colocar tapones a poca profundidad.
Desventajas	-Fallas en el vaciado. -Alturas en el llenado incorrectas. -Incapacidad para mantener la presión. -Este método está limitado por el volumen de cemento que se puede colocar y por la profundidad a la que puede ocurrir la colocación.
Autores	(Fields & Martin, 1997; Opsur, 2010; White et al., 1992)
Método	Dos tapones
Tipo	Convencional
Descripción	Es un proceso complejo mediante el cual un tapón superior e inferior se fijan a profundidades calculadas, el tapón inferior limpia el pozo a medida que se baja, y el cemento puede colocarse con la mínima contaminación de otros fluidos.
Ventajas	-Permite la máxima precisión de colocación con mínima contaminación del cemento. -El aislamiento de la lechada de cemento de otros fluidos, garantiza un rendimiento del cemento predecible.
Desventajas	-Es un proceso más complejo que los otros procesos tradicionales.
Autores	(Benedictus et al., 2009)
Método	Coil Tubing Unit (CTU)
Tipo	No Convencional
Descripción	La tubería flexible es una manguera de acero de pequeño diámetro (de 1'' a 3.25'') y largo longitud (3.800 a 5.400 metros) transportada en carretes y comúnmente utilizada en operaciones de intervención.
Ventajas	-Son equipos relativamente simples. -Tienen la capacidad de realizar casi cualquier tipo de tarea de P&A del pozo que surja. -Permite la colocación precisa de los tapones de cemento, incluso en pozos desviados.
Desventajas	- Por tratarse de la colocación de tapones con tubos de pequeño diámetro, las propiedades reológicas del cemento deben ser diseñadas teniendo en cuenta este factor para evitar fricción excesiva.
Autores	(Barclay et al., 2002; Fields & Martin, 1997; Nogueira & Coutinho, 2017)
Método	A través de la columna de producción
Tipo	No convencional
Descripción	Se realiza la colocación de los tampones de cemento a través de la columna de producción, dado que es la única vía de acceso al depósito, debido a incrustaciones.
Ventajas	-Esta opción es considerada cuando la colocación de tampones con el retiro de la columna no es posible, pues la comunicación con el depósito no está aislada de forma adecuada.
Desventajas	-Se deben probar las lechadas de cemento en un laboratorio antes de aplicarlas en el campo, dado que la pérdida de comunicación con el depósito acarrearía muchos problemas.
Autores	(Aguilar et al., 2016; Nogueira & Coutinho, 2017)

Se encontraron estudios donde se demuestra la puesta en marcha de los métodos convencionales: En el sector del Reino Unido del Mar del Norte Central (CNS), un operador gestionó 6 campos que comprenden un total de

30 pozos submarinos en 7 conglomerados, que deben ser tapados y abandonados, donde uso diversos métodos como *Balanced Plug*, *Coiled Tubing*, *Through Production Tubing and Cement Squeeze*. Estos pozos submarinos fueron tapados y abandonados con éxito mediante la colocación de barreras de cemento temporales, primarias, secundarias y ambientales. (White, et al. 1992) realizaron una aplicación exitosa del método *Dump Bailer*, donde encontraron un nuevo material que cumple con todas las propiedades ideales de un cemento que debe ser usado con Bailer: “desigm4”. Esta formulación se probó a varias temperaturas y se demostró que se lograron las características deseables. Los CTU, también se han utilizado con éxito en pozos P&A en el Mar del Norte, el Golfo de México, el sudeste asiático y el Medio Oriente (Feilds and Martin 1997). También, en varios campos de petróleo y gas agotados en la costa de Omán, Petroleum Development Oman LLC (PDO) inició un programa de abandono de múltiples pozos con *Schlumberger*. Desde septiembre hasta diciembre de 2001, se abandonaron 18 pozos usando tubería flexible, con ahorros típicos del 30% en comparación con los procedimientos de abandono anteriores. (Barclay, et al. 2001)

Todos los métodos descritos, tanto convencionales como no convencionales, pueden ser usados exitosamente en la práctica, se puede ver que no se tienen incertezas dado que todos han sido aplicados sin tener inconvenientes en los campos de petróleo. El éxito consiste en evaluar las condiciones de cada pozo en particular, y a partir de allí, elegir el método más adecuado para realizar el taponamiento, de acuerdo a las ventajas y desventajas que presenta cada uno de ellos. Las condiciones encontradas en cada paso, también van a determinar el procedimiento a seguir para realizar el taponamiento. El procedimiento de P&A puede ser personalizado con el fin de adaptarse a cada pozo único, y una ventaja de este enfoque es el potencial de ahorros considerables y la disminución de riesgos, ya que, si se conoce con exactitud el estado del pozo y los métodos y las herramientas a ser usados, se va a realizar un abandono correcto a la primera vez (Vralstad, et al. 2018). Sin embargo, diferentes autores exponen su punto de vista, respecto a la serie de pasos que deben ser seguidos en el momento de taponar el pozo, como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Procedimientos de P&A desde diferentes perspectivas.

Descripción procedimiento	Autor
1) Quitar equipo de fondo de pozo mediante una plataforma de perforación existente; 2) Limpieza de pozos para eliminar el relleno y otros residuos dentro del pozo; 3) Elegir el método de taponamiento de cemento según las condiciones encontradas en el pozo e instalar un mínimo de tres tapones de cemento; 4) Todas las partes del pozo no tapadas con cemento deben llenarse con un fluido que tenga una densidad específica y; 5) Realizar verificación y pruebas de presión a los tapones instalados.	(Fields & Martin, 1997)
1) Determinar la longitud óptima del tapón y el espaciador requerido	(Vølstad,

para reducir la contaminación; 2) Diseño de lodos y espaciadores. La suspensión debe diseñarse para condiciones de fondo de pozo, como la temperatura y la presión del fondo de pozo; 3) Establecer técnica de colocación, que incluye la base para el tapón, el desplazamiento insuficiente óptimo, el uso de la rotación del tubo y el aguijón, el equilibrio del tapón y la extracción del equipo después de la colocación.	Hilliard, Aguilar, Salehpour, & Bogaerts, 2014)
1) El pozo se prepara para P&A haciendo circular el fluido de perforación de alta densidad e instalando un tapón mecánico profundo, antes de que se instalen las barreras hacia el depósito; 2) Las formaciones que contienen fluidos en la sobrecarga, como las zonas de alta presión y las formaciones que contienen hidrocarburos, se aíslan con dos barreras independientes. Además, se instala un tapón abierto a la superficie y; 3) Se retiran el conductor y la boca del pozo.	(Vrålstad et al., 2018)

Todos los procedimientos descritos, tienen pasos principales en común, dado que estos son esenciales en el desarrollo de las actividades de P&A, sin embargo, el orden de las actividades propuesto por cada autor es diferente. Esto se debe a que según las condiciones encontradas en un pozo se debe proceder de una forma u otra, pudiendo verse alterado el orden de las actividades, es por esto que cada autor expone su punto de vista a partir de su experiencia. También, se observa que solo un autor menciona la realización de verificaciones y pruebas de presión a los tapones, sin embargo, la verificación adecuada de los tapones instalados es esencial para garantizar que las barreras sean efectivas. Los requisitos de verificación dependen en gran medida del pozo individual y del diseño del trabajo, pero también están completamente ligados a las regulaciones oficiales sobre el abandono de pozos en el país donde se realizan las operaciones. En la Tabla 6 se describen las principales regulaciones de algunos países y la metodología que se sigue para verificar el correcto abandono del pozo.

Tabla 6. Regulaciones de abandono de pozos.

País	Dinamarca
Regulación	La Autoridad Danesa de Energía (DEA) (en inglés <i>The Danish Energy Authority</i>) es una institución dependiente del Ministerio de Transporte y Energía y fue establecida por ley en 1976.
Metodología	En 2007 la DEA publicó "Guía de licencias de hidrocarburos en Dinamarca". Esta guía contiene la sección "Pautas para perforación - Exploración" donde proporciona pautas para el abandono de pozos.
Criterio de éxito	Un pozo debe estar tapado de tal manera que se garantice que no sea posible que fluya ningún fluido a través del orificio y que no sea posible la comunicación desde la formación del orificio hacia la superficie a través de cualquier anillo de revestimiento. Para ello, se colocarán múltiples tapones. En general, los tapones se someterán a prueba de presión durante un tiempo suficiente y con suficiente presión diferencial para detectar una posible fuga o falla mecánica del tapón. Además, la parte superior de los tapones de cemento se ubicará mediante pruebas de carga.
País	Francia
Regulación	Ministerio de Economía, Industria y Empleo en el Reglamento General para la Industria Extractiva (en francés <i>Règlement Général des Industries extractives</i>).

Metodología	Artículo 49 "Cierre definitivo de pozos" (en francés <i>Fermeture définitive du puits</i>), parte del Decreto n. 2000-278.
Criterio de éxito	Los tapones consisten en cemento, pero también se permiten los sedimentos o la resina. El material que se utiliza depende de la ubicación del enchufe. Sólo se utilizarán materiales con características conocidas, como resistencia y plasticidad. La calidad del aislamiento debe comprobarse mediante una prueba de carga y una prueba de presión. La altura y la calidad del cemento pueden ser monitoreadas por un <i>Cement Bond Log</i> (CBL).
País	Noruega
Regulación	<i>NORSOK Standard D-010 de 2013</i>
Metodología	Sección 9 de la norma NORSOK D-010.
Criterio de éxito	Son descritos los requisitos y directrices mínimos funcionales y orientados al rendimiento para el diseño, la planificación y la ejecución de abandono de pozos en Noruega.
País	Holanda
Regulación	Legislación Minera/ Decreto Minero Holandés.
Metodología	Legislación Minera (Sección 8.5) / Decreto Minero Holandés (Sección 8.4.4).
Criterio de éxito	Proporciona regulaciones extensas para la colocación de tapones de cemento al abandonar pozos y para mantener los requisitos de seguridad e instalaciones, pero presta poca atención técnica a la cementación de pozos primarios en el pozo.
País	Canadá
Regulación	Junta de Conservación de Recursos Energéticos (ERCB) (en inglés <i>Energy Resources Conservation Board</i>)
Metodología	La Guía de Abandono de Pozos descrita en la Directiva 20 de la ERCB.
Criterio de éxito	Se hace una diferencia entre los requisitos de abandono de orificio abierto y los requisitos de abandono de pozos entubados. Un tapón de puente debe colocarse a un mínimo de 15 m por debajo del punto de corte deseado. Luego, el tapón debe probarse a presión a una presión estabilizada de 7000 kPa durante 10 minutos.
País	Estados Unidos de América
Regulación	Instituto Americano de Petróleo (API) (en inglés <i>American Petroleum Institute</i>)
Metodología	Boletín API E3
Criterio de éxito	Las operaciones de taponamiento y abandono incluyen tapones de cemento colocados en orificios abiertos, así como tapones de cemento o mecánicos colocados por encima de los intervalos perforados en las zonas de producción o inyección. La colocación de los tapones críticos debe verificarse mediante el etiquetado. La prueba de presión de los tapones, se puede realizar aplicando presión hidráulica.
País	Brasil
Regulación	Agencia Nacional de Petróleos, Gas y Biocombustibles (ANP).
Metodología	Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Pozos (SGIP).
Criterio de éxito	Garantiza flexibilidad de acción a los operadores, es decir, en Brasil los operadores están libres para proceder de la manera más adecuada de acuerdo con la situación de cada pozo, pero siempre intentando tener como base las mejores prácticas ya adoptadas y brindar una alta confiabilidad. Se exige es que la colocación de las barreras sea realizada de forma eficaz y eficiente y que se tenga como mínimo dos conjuntos de barreras solidarias (CSBs), garantizando el taponamiento del pozo.
Propuesta	Nuevas tecnologías

Regulación	Autor (Stein, 2015)
Metodología	El sistema de verificación de barrera inalámbrico (BVS) (en inglés <i>The wireless Barrier Verification System</i>)
Criterio de éxito	El BVS inalámbrico utiliza la telemetría ELF (Baja Frecuencia Extrema – en inglés <i>Extreme Low Frequency</i>) y tiene la capacidad de transferir señales a través de la barrera o el pozo circundante a un receptor por encima del sello establecido. El sistema consiste en un sensor de presión con un transmisor conectado debajo de un dispositivo de anclaje. Un receptor se baja en línea fina o cable eléctrico por encima de la barrera a probar.

Cada país o territorio donde se llevan las operaciones de P&A cuenta con unos lineamientos que deben ser cumplidos a cabalidad por los operadores, a pesar de que las reglas varíen un poco entre estados y agencias reguladores, todos exigen la instalación de tapones (de cemento o mecánicos) con el fin de mantener el fluido aislado, y exigen al final de las operaciones realizar las respectivas pruebas para verificar que los tapones fueron instalados correctamente. Estas regulaciones normalmente están basadas en prácticas históricas, por tanto, los procedimientos y verificaciones están basados en la forma convencional. Sin embargo, las tecnologías y metodologías emergentes están cambiando gradualmente la perspectiva, afectando la forma en que se llevarán a cabo las futuras operaciones P&A y dejando obsoletas las pruebas de verificación comúnmente usadas. En este sentido, (Stein 2015) propuso una nueva metodología para verificar las barreras de seguridad instaladas con nuevas tecnologías, con el fin de que sea usada por los operadores y de esta manera garantizar no solo una buena calidad en los materiales usados, sino también una buena calidad en la instalación de los mismos.

4.4 Análisis de confiabilidad en la etapa de abandono de pozos

Anteriormente, las regulaciones no eran rigurosas y permitían el abandono de pozos sin instalar los tapones adecuados. De hecho, en algunas áreas de *boom* (aumento significativo de explotación) de petróleo en Estados Unidos todavía existen pozos no identificados de petróleo y gas, que datan de 1860 a 1930, representando una amenaza potencial, pues son un camino de contaminación para los acuíferos, a partir de fugas hacia la superficie (King and King 2013). Esta situación también es expuesta por (Calvert and Smith 1994), que argumentan que en Pensilvania, por ejemplo, no hay un conteo exacto de pozos, ya que la industria perforó sin requerimientos significativos de concesión de licencias hasta 1956.

No obstante, en la actualidad, el cumplimiento de esta obligación (abandono de pozo adecuado) no es negociable para un operador y, por lo tanto, la aplicación de una metodología eficiente para priorizar el abandono de pozos inactivos e identificar las fallas en el proceso es fundamental para una campaña de abandono rentable. En este sentido, en lo que respecta al trabajo de investigación de (Oladipo and Houlbrook 2016), los autores buscaron describir una estrategia cualitativa de priorización

de abandono basada en riesgo para un inventario de pozos submarinos localizados en Reino Unido. Los autores lograron establecer una serie de métricas indicativas que tienen relevancia en el riesgo y en los modos de falla que puede presentar un pozo en estudio, tales como: edad, equipos, reconexiones, modificaciones y calificación. Sin embargo, los autores no detallaron que es evaluado en cada métrica y el porqué de cada una de ellas tener el impacto propuesto en el riesgo general. Por otro lado, (Nowamooz, Comeau, & Lemieux, 2018) realizaron una clasificación de algunos factores que aumentan la probabilidad de fuga, ya sea con un impacto alto, medio o bajo. En este caso los autores si lograron justificar el porqué de cada uno de esos factores, como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Resumen de los factores que impactan la probabilidad de fuga.

Impacto	Factor	Descripción
No tienen impacto	Edad del pozo	Los pozos perforados antes de 1970 se utilizan como criterio para definir pozos con mayor probabilidad de fugas, debido al uso de métodos que no cumplen con el estándar API. Sin embargo, este factor tiene un impacto muy bajo.
	Modo operacional del pozo	La distinción entre la producción de petróleo y gas, la inyección de agua y disolventes, la eliminación de desechos líquidos o gas ácido no reveló ningún efecto con respecto a la fuga de pozos.
	Intervalo de completación	La profundidad de la fuente de migración de gas y la profundidad de los intervalos de finalización no revelaron correlación.
	Presencia de H ₂ S o CO ₂	La presencia de H ₂ S y CO ₂ en los hidrocarburos producidos se investigó por un posible impacto en la corrosión interna y externa de la carcasa, y nuevamente, los datos no apoyaron esto.
Impacto menor	Licencias	Varios operadores que utilizan diferentes prácticas de abandono pueden resultar en diferentes eficiencias de sellado de pozos sujetos a abandono.
	Profundidad de la carcasa de la superficie	No se encontró que la profundidad de la carcasa de la superficie influya en la cantidad de fugas, sin embargo, existe una influencia sobre si se producen fugas.
	Profundidad total	La migración de gas aumenta ligeramente con la profundidad total de los pozos, lo que se atribuye al intervalo superior generalmente no cementado de pozos más profundos, que proporciona una mayor comunicación hidráulica con las formaciones de la fuente.
	Densidad del pozo	En áreas que exhiben altas densidades de pozos, la ocurrencia de un flujo cruzado de pozo a pozo puede resultar en un aumento de las tasas de fuga de pozos.
	Topografía	Los valles de los ríos pueden representar zonas de mayor riesgo de fugas debido a la eliminación de la sobrecarga y al correspondiente declive de la presión hidrostática, lo que podría resultar en zonas de sobrepresión poco profundas.
Impacto mayor	Área geográfica	Un área dentro de la provincia sujeta a requisitos de prueba para todos los pozos exhibió una ocurrencia más frecuente de fugas en comparación con toda la provincia.
	Desviaciones	Si un pozo se desvía, tiene mayor probabilidad de fuga.
	Tipo de pozo	Los pozos perforados y abandonados (orificios abiertos)

		tienen menos probabilidades de mostrar fugas que los perforados, revestidos y abandonados.
	Método de abandono	Los pozos tapados con tapones mecánicos tienen más probabilidades de fugas que aquellos con otros métodos de taponamiento.
	Precios del petróleo y cambios regulatorios	Esto se puede explicar por la relación entre la actividad de explotación y la disponibilidad de equipos. La satisfacción de una alta demanda con recursos limitados de equipo tiene un impacto en las prácticas de colocación de cemento primario. Los pozos que fueron abandonados antes de los cambios regulatorios en 1995 tienen más probabilidades de tener fugas que los abandonados después de 1995.
	Carcasa sin cementar	La cementación completa de las carcassas es menos probable que produzca fugas que la cementación parcial.

Los operadores al conocer los problemas que pueden acarrear las condiciones encontradas en el pozo, puede tomar la decisión de cuál es la mejor forma de proceder, sin salirse de los requisitos normativos. Pero antes del taponamiento, se podrían definir acciones específicas para mejorar las características del pozo, tales como: aumentar el grosor del revestimiento, mejorar la calidad de la cubierta del cemento y disminuir las incertidumbres, de esta manera el procedimiento será más preciso y por ende más confiable (Le Guen, Poupard and Loizzo 2009).

Sin embargo, pese a que sean aplicadas las respectivas técnicas de confiabilidad, las barreras de seguridad pueden presentar fallas que alteren la integridad del pozo. Estas fallas se pueden dar por un mal diseño, una instalación incorrecta o por la mala calidad de los materiales usados. Incluso se presentan casos en que, sin importar que tan bien los ingenieros diseñen, prueben y simulen el sistema, el pozo aún puede producir situaciones no planificadas adicionales, como temperaturas o presiones más altas o más bajas que lo anticipado, cambios inesperados en las propiedades de la roca y problemas de perforaciones, que pueden hacer que incluso un cemento bien diseñado falle (Saeed, Bottiglieri, Brandl, Han , & Elatrache, 2017).

Con el fin de estudiar el riesgo en 17.000 pozos PA (del inglés *Permanent Abandonment*) del GOMR (del inglés *Gulf of Mexico Outer Continental Shelf Region*), y justificando que el *blowout* es el principal contribuyente de riesgo en un pozo, (Lavasani, et al. 2015) propusieron una metodología, donde diseñan un árbol de fallas para evaluar los eventos de falla que llevan a una fuga a través de un pozo PA y exponen que, de acuerdo con el informe MMS (2000) del pozo en estudio, existen dos tapones principales que al fallar llevan a una fuga en la parte interna del revestimiento del pozo. Estos dos tapones son: tapón de aislamiento zonal y tapón de carcasa inferior. Una vez en la parte superior de la carcasa, el fluido puede tomar diversos caminos de fuga hacia el exterior, tales como: a través del revestimiento de producción; a través del sello del revestimiento de la carcasa y a través del revestimiento de la superficie. Sin embargo, son muchas más las fallas que se pueden

presentar en el abandono de pozos, es por esto que diferentes autores exponen los variados modos de falla que pueden tener las barreras de seguridad instaladas en esta etapa. Estos son presentadas en la Tabla 8.

Tabla 8. Modos de falla de las barreras de seguridad convencionales.

Barrera de Seguridad	Modo de Falla	Autores
Tapón de cemento	Impermeabilidad de la matriz de cemento.	(King & Valencia, 2014; Vrålstad et al., 2018)
	Presencia de grietas internas.	(Nowamooz et al., 2018; Vrålstad et al., 2018)
	Degradación química o térmica del material del tapón.	(Guen et al., 2009; King & King, 2013; Nowamooz et al., 2018; Vrålstad et al., 2018)
	Aumento del diferencial de presión al momento de realizar las pruebas.	(Vrålstad et al., 2018)
	Inadecuada longitud del tapón.	(Vrålstad et al., 2018)
	Número de tapones insuficiente.	(Vrålstad et al., 2018)
	Fracturas	(King & Valencia, 2014; Nowamooz et al., 2018)
	Fallas naturales y/o inducidas.	(King & Valencia, 2014; Nowamooz et al., 2018)
	Contracción y/o corrosión del cemento.	(King & Valencia, 2014)
	Deformación plástica.	(Guo et al., 2018)
Carcasa de cemento	Formación de micro-anillos durante la contracción del cemento.	(Vrålstad et al., 2018)
	Eliminación deficiente del lodo.	(King & Valencia, 2014; Nowamooz et al., 2018; Vrålstad et al., 2018)
	Ausencia de cemento en el anillo.	(Nowamooz et al., 2018)
	Calidad de la cementación del anillo de la carcasa.	(Nowamooz et al., 2018)
	Fallas naturales y/o inducidas.	(Nowamooz et al., 2018)
	Corrosión de la carcasa.	(King & King, 2013; King & Valencia, 2014)
	Tensiones térmicas o mecánicas.	(King & King, 2013)
Tapón mecánico	Acumulación de restos de material extraño en la parte superior del tapón.	(Milner & Farley, 1998)
	Cuando se recupera del pozo, se puede perder accidentalmente de la conexión con la herramienta de recuperación.	(Milner & Farley, 1998)
	Incapacidad para mantener un sello de presión.	(NORSOK D-010, 2004)

Con todos los métodos, procedimientos y barreras de seguridad encontrados en la revisión de la literatura, es posible afirmar que los operadores tienen a su disposición todas las herramientas para realizar correctamente el abandono de pozos. También se observó la importancia que el cemento tiene en la etapa de abandono, dado que es una barrera esencial y es

usada en todos los escenarios existentes, por esta razón, siempre se debe buscar que cumpla con los requisitos mínimos establecidos en las regulaciones de cada país, y por medio de las pruebas de verificación garantizar que no se van a presentar fugas al exterior del pozo. No en tanto, a pesar de que se realicen todos los procedimientos correctamente, todas las barreras de seguridad presentan alguna probabilidad de falla, además de los factores que afectan esta probabilidad, lo cual puede disminuir la confiabilidad del sistema. Con el objetivo de que esto no suceda, es importante realizar un análisis de confiabilidad a las rutas de fuga y a las barreras de seguridad usadas en la etapa de abandono, con el fin de identificar cuáles de ellos son los más relevantes y las acciones preventivas y/o correctivas que la industria debe tener en cuenta. A su vez, realizar una comparación con la información encontrada en la literatura.



5 METODOLOGÍA

En la metodología se cuenta con tres partes importantes, insumos, procesos y resultados. Primero los insumos son: artículos científicos, normas, conocimiento de las personas e infraestructura. En cuanto a la segunda parte, el proceso se divide en tres etapas. En la realización de la primera etapa fueron usados todos los insumos para realizar el levantamiento bibliográfico, del cual se obtuvo un informe acerca del abandono de pozos con información relevante para las próximas etapas y para los objetivos del proyecto. Luego, en la segunda etapa fueron usados todos los insumos y adicionalmente, la información obtenida en la primera etapa, de allí se obtuvo la matriz APP. Finalmente, para el desarrollo de la tercera etapa fue necesario usar todos los insumos, pero también fue de gran importancia el uso de la matriz APP, allí fue obtenida una matriz AMEF, con la cual se hicieron retroalimentaciones a la matriz APP. En la Figura 5 se observa el esquema de la metodología.

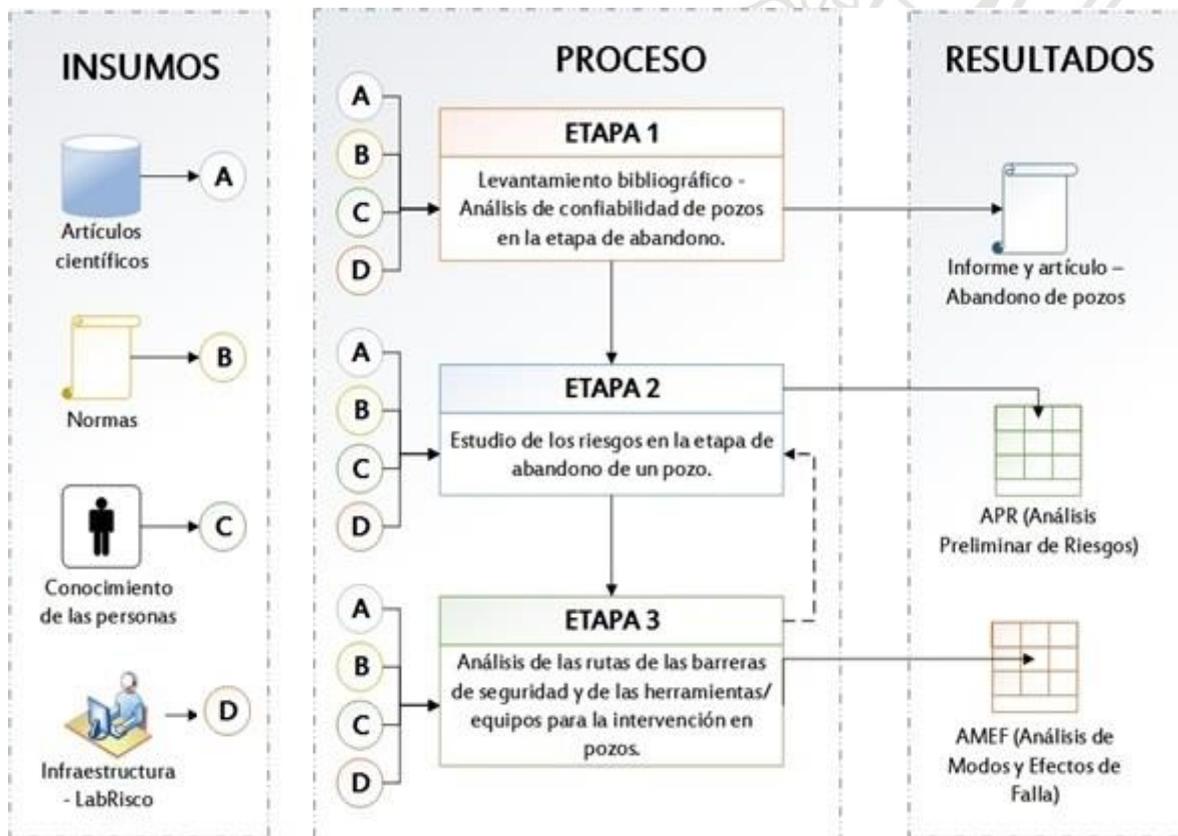


Figura 5. Esquema de la metodología

Las actividades realizadas para cumplir con los objetivos de cada una de las etapas del proyecto de investigación son:

Etapa 1 - Levantamiento bibliográfico: En esta etapa se obtuvo una revisión de la literatura referente al abandono de pozos, con la cual se construyó un marco teórico y un estado del arte, a partir de las siguientes actividades:

1. Realización de una revisión de la literatura de artículos científicos referentes a la etapa de abandono de pozos.
2. Búsqueda de la normatividad referente a la etapa de abandono de pozos.
3. Escritura de un informe referente al tema de abandono de pozos.

Etapa 2 – Estudio de los riesgos en la etapa de abandono de un pozo: En esta etapa se desarrolló una matriz de Análisis de Prioridad de Riesgos (APR) que permitió analizar el comportamiento y la importancia de la etapa de abandono de pozos, a partir de las siguientes actividades:

1. Análisis del comportamiento del pozo y sus eventos de peligro en la etapa de abandono, a partir de la normatividad consultada.
2. Construcción de la matriz APR para la etapa de abandono de pozos.
3. Establecimiento de la importancia de la etapa de abandono en el ciclo de vida del pozo, a partir de los resultados obtenidos en la matriz APR.

Etapa 3 – Análisis de las rutas de las barreras de seguridad y de las herramientas para la intervención en pozos: En esta etapa se desarrolló una matriz de Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF) que permitió establecer la importancia de las barreras de seguridad usadas en la etapa de abandono de pozos, a partir de las siguientes actividades:

1. Establecimiento de las barreras de seguridad usadas en la etapa de abandono, a partir de la normatividad consultada.
2. Establecimiento de los modos, causas y efectos de falla de cada una de las barreras de seguridad identificadas.
3. Construcción de la matriz AMEF para la etapa de abandono de pozos.
4. Establecimiento de la relevancia de cada una de las barreras de seguridad analizadas en la matriz AMEF.
5. Establecimiento de recomendaciones a seguir por la industria a partir de los resultados obtenidos.

6 ANÁLISIS DE INTEGRIDAD POZO ABANDONADO

Este capítulo tiene el objetivo de realizar un análisis de integridad de un pozo abandonado, por medio de un análisis de costos se busca establecer cuán influyentes son los métodos, procedimientos y barreras de seguridad en los costos de P&A. También, se pretende estimar los atributos de confiabilidad más importantes de los elementos usados como barreras de seguridad en la etapa de abandono de pozos de petróleo y las posibles rutas de fuga que se tienen en esta etapa, para lo cual se utilizarán dos técnicas de confiabilidad comúnmente aplicadas con estos fines, las cuales son: Análisis Preliminar de Riesgos (APR) y Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF). Se obtuvieron los siguientes resultados:

6.1 Análisis de costos

En la revisión de la literatura realizada fue posible observar que tanto las barreras de seguridad, los métodos, los procedimientos, y las regulaciones para la etapa de abandono de pozos son muy variados, así como también, las condiciones de cada pozo. Los operadores deben, de acuerdo al estado real del pozo, realizar una selección cuidadosa de las mejores prácticas para desarrollar las actividades de abandono. Esta situación hace que la tarea de abandonar un pozo sea un proceso complicado y de mucho cuidado, dado que son muchos los factores que pueden causar aumento en los costos.

El primer factor que afecta los costos es la falta de planeación del taponamiento y abandono del pozo en las primeras etapas del ciclo de vida del mismo. Esta planeación debería ser realizada desde la fase de construcción, de lo contrario, el tiempo operacional y los costos asociados al P&A serán muy altos. El impacto en el tiempo y el costo se debe principalmente a la insuficiencia de datos de los pozos, la integridad incierta del cemento de la carcasa y la falta de información sobre la formación competente para la colocación permanente de barreras (Dahmani, Hynes, & Hughes, 2017).

Otro de los factores que más influencia tiene en los costos es el estado del pozo, dado que, dependiendo las condiciones del mismo, las operaciones de P&A pueden llevar mucho tiempo y, por lo tanto, ser muy costosas. Además, (Vrålstad et al., 2018) resaltan que los pozos en altamar son mucho más difíciles de abandonar que los pozos en tierra, por lo que requieren más actividades y se incrementan aún más los costos.

Los costos también se ven afectados por aplicar los procedimientos incorrectamente, es decir, cuando no se hace una buena elección de métodos, procedimientos y barreras de seguridad se producen daños

significativos en el pozo luego de ser abandonado, y las regulaciones actualmente son mucho más estrictas en este sentido. Cuando se presenta esta situación, los entes regulatorios exigen al operador reentrar en el pozo para realizar las acciones correctivas que sean necesarias, situación que aumenta los costos. Es por esto que, en el momento de abandonar un pozo, se recomienda hacerlo bien a la primera vez, de esta manera se ahorra tiempo, dinero y problemas (King & Valencia, 2014).

6.2 Estudio de los riesgos en la etapa de abandono de un pozo

En la norma NORSOK D-010 (NORSOK D-010, 2004) de 2013 se ilustran seis escenarios de abandono de pozos, donde es posible observar como son instalados los Conjuntos Solidario de Barreras (CSBs) primarios, secundarios y de superficie, y, para que se presente una fuga hacia al exterior deben fallar todos los CSBs al mismo tiempo. Se tiene una gran variedad de combinaciones posibles entre los CSBs, sin embargo, no todas las combinaciones conllevan a una fuga al exterior. Razón por la cual, solo fueron tenidas en cuenta las combinaciones que conllevan a una fuga al exterior, dado que son las que conducen a un mayor riesgo. Estas combinaciones fueron llamadas "Eventos de peligro".

En la Tabla 1 se da una breve descripción de cada uno de los escenarios analizados en la matriz APR, para mayores detalles dirigirse al ANEXO 1 – MATRIZ APR.

Tabla 9. Escenarios analizados en la matriz APR.

Escenario	Descripción
E1	Abandono permanente, orificio abierto.
E2	Abandono permanente, orificio abierto, carcasa. Ninguna fuente de entrada.
E3	Abandono permanente, pozo perforado, tubería dejada en el orificio.
E4	Abandono permanente, pozo perforado, tubería removida.
E5	Abandono permanente, multi-hoyos con revestimientos ranurados o filtros de arena.
E6	Abandono permanente, carcasa ranurada en múltiples depósitos.

En total se identificaron 33 eventos de peligro, en la Figura 6 se observa el número de eventos de peligro identificados en cada escenario. Fue posible determinar que se tiene una relación directamente proporcional entre el número de barreras de seguridad y el número de eventos de peligro para cada escenario. En este sentido, los escenarios 1 y 6 (E1 y E6) son los que más eventos de peligro generan, dado que tienen tres CSBs (primario, secundario y de superficie), y cada CSB está conformado por tres elementos (tapón de

cemento, carcasa de cemento y carcasa). Por su lado, el escenario 2 (E2) es el que menos eventos de peligro genera, dado que está conformado únicamente por dos CSBs (primario y de superficie).

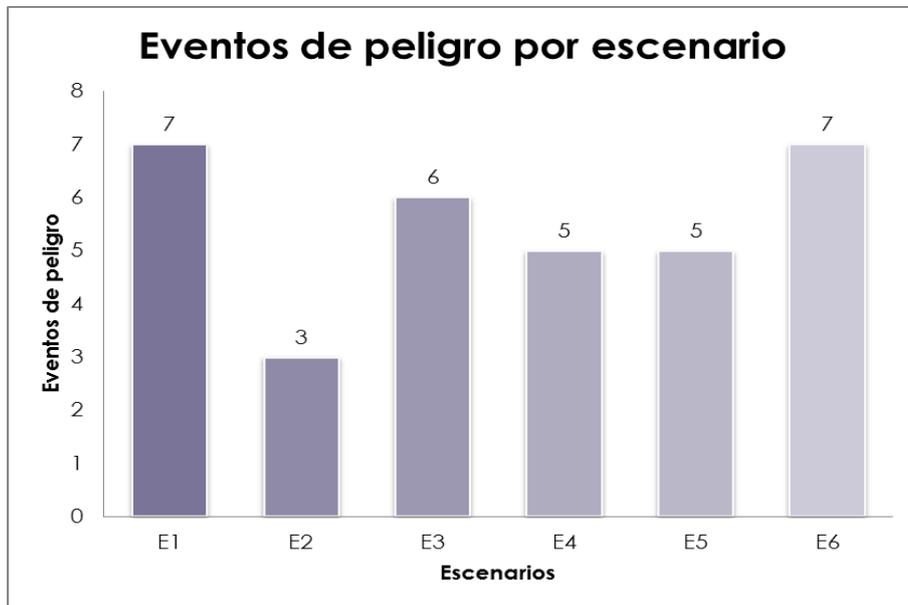


Figura 6. Eventos de peligro por escenario - Matriz APR

Teniendo en cuenta lo anterior, es posible afirmar que uno de los mayores riesgos en la etapa de abandono es usar una gran cantidad de barreras de seguridad para sellar el pozo, esto debido a que, a más barreras de seguridad más rutas potenciales de fuga, sea hacia la superficie o hacia los lados del pozo. Aunque es entendible que en algunos casos es necesario usar muchas barreras de seguridad, es recomendable que el operador use solo el número de barreras necesarias que cumplan con la función de aislar el depósito, de esta manera disminuirá el riesgo de fugas.

Por otro lado, se realizó un análisis acerca de las rutas más comunes por las cuales se presenta la fuga, es decir, si la fuga se da por el CSB primario, secundario o de superficie. En la Figura 7 se observa que el 87,9% de las veces las fugas se pueden presentar por el CSB de la superficie, esto debido a que cuando el CSB primario falla, tiene otros dos CSBs que pueden prevenir la fuga, lo mismo ocurre en la mayoría de los casos para el CSB secundario, excepto para los casos en que falla la carcasa, dado que se puede presentar una fuga por los lados del pozo.

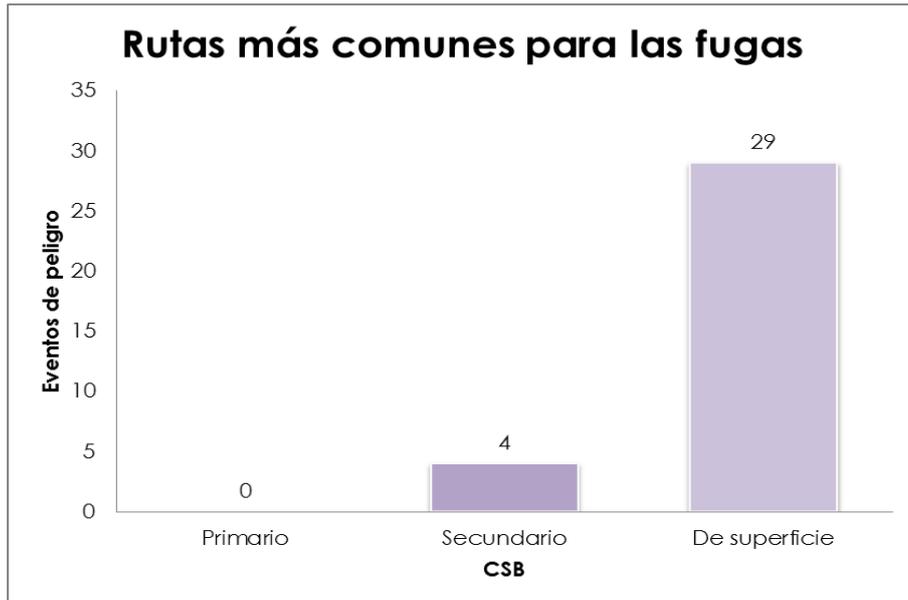


Figura 7. Rutas más comunes para las fugas - Matriz APR

Con este análisis, fue posible identificar que otro de los riesgos principales en la etapa de abandono es realizar una instalación incorrecta del CSB de la superficie. Dado lo anterior, es fundamental que los operadores identifiquen y seleccionen los mejores procedimientos, métodos y barreras de seguridad a ser usados en la etapa de abandono, de acuerdo a las condiciones reales del pozo que va a ser abandonado, y teniendo especial atención en el momento de instalar las barreras de la superficie, pero sin descuidar la instalación de las demás barreras, dado que cada una cumple una función específica.

Al tener en cuenta los riesgos identificados al momento de planear y ejecutar la etapa de abandono de pozos, los operadores buscarán desarrollar las actividades de la mejor manera, buscando reducir riesgos y, por ende, garantizar la integridad del pozo

6.3 Análisis de los componentes de las barreras de seguridad para la intervención en pozos

Tomando como referencia la norma noruega (NORSOK D-010, 2013) y los resultados de la revisión de la literatura, se analizaron los principales elementos usados como barrera de seguridad en la etapa de abandono, que son: tapón de cemento, carcasa de cemento, carcasa y tapón mecánico. Dicho análisis se realizó aplicando la técnica de confiabilidad AMEF (ANEXO 2 – MATRIZ AMEF), que permite establecer los principales modos de falla, mecanismos de falla y efectos de falla de cada elemento, y adicionalmente, permite hacer una priorización de estas fallas, con el fin de indicar la tolerabilidad y/o relevancia de las mismas. De esta manera fue posible establecer la relevancia de cada barrera de seguridad.

En total se identificaron 34 causas y/o mecanismos de fallas en las barreras de seguridad. La distribución de las fallas se muestra en la Figura 8, se observa que el tapón de cemento es el componente que más mecanismos de falla presenta, seguido por la carcasa de cemento, y finalmente están la carcasa y el tapón mecánico. Estos resultados son debido a que el tapón de cemento es la barrera de seguridad más usada en las operaciones de abandono, como se evidenció en la revisión de la literatura, además es usado en todos los CSBs (primario, secundario y de superficie). Por su lado, el uso de la carcasa de cemento no es necesario en todos los pozos que van a ser abandonados, sin embargo, es usada en la mayoría de ellos, y por el hecho de contener cemento también es de gran importancia. La carcasa también es una barrera de seguridad, sin embargo, por sí sola no presenta muchos mecanismos de falla. Por último, el tapón mecánico es usado únicamente en el abandono temporal, por ende, no se tiene mucha información sobre el mismo, además, tiene más probabilidades de fuga, por lo cual muchos operadores pueden evitar su uso en la medida de lo posible.

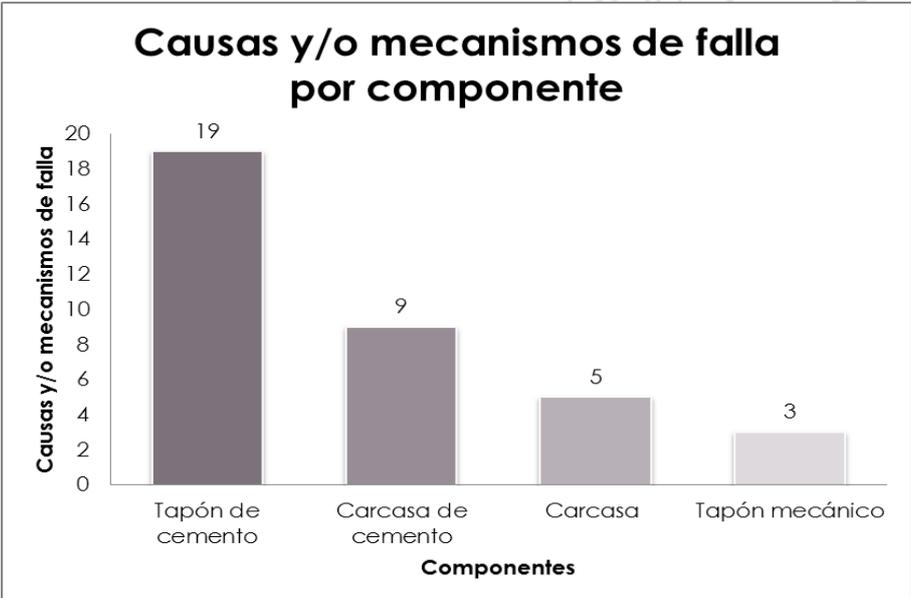


Figura 8. Causas y/o mecanismos de falla por componente – Matriz AMEF

Evidentemente, el tapón de cemento es el componente más relevante en la intervención de pozos en la etapa de abandono, así lo demuestra tanto la revisión de la literatura, como los resultados obtenidos a partir de la matriz AMEF. Con el fin de realizar un análisis más profundo del tapón de cemento, se realizaron diagramas de Pareto del NPR (Número de Prioridad de Riesgo) obtenido para cada uno de los modos y mecanismos de falla de este elemento, con el fin de verificar cuáles de ellos son los más críticos, como se muestra en las Figura 9 y Figura 10.

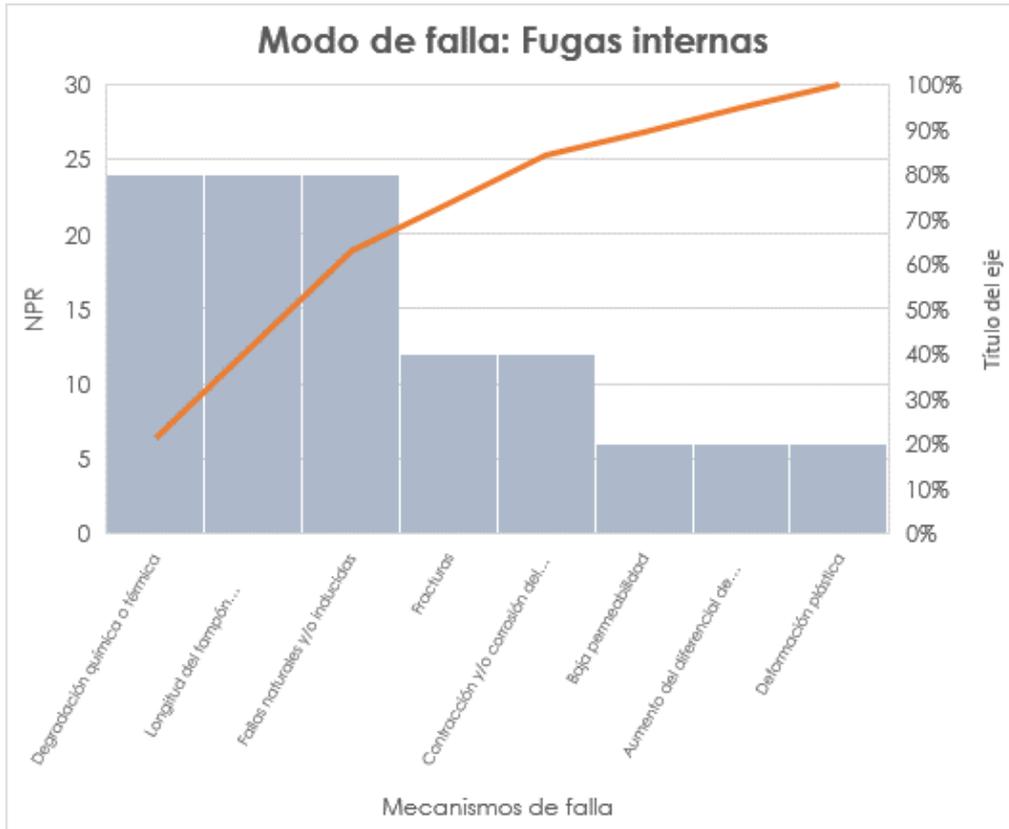


Figura 9. Diagrama de Pareto - Fugas internas

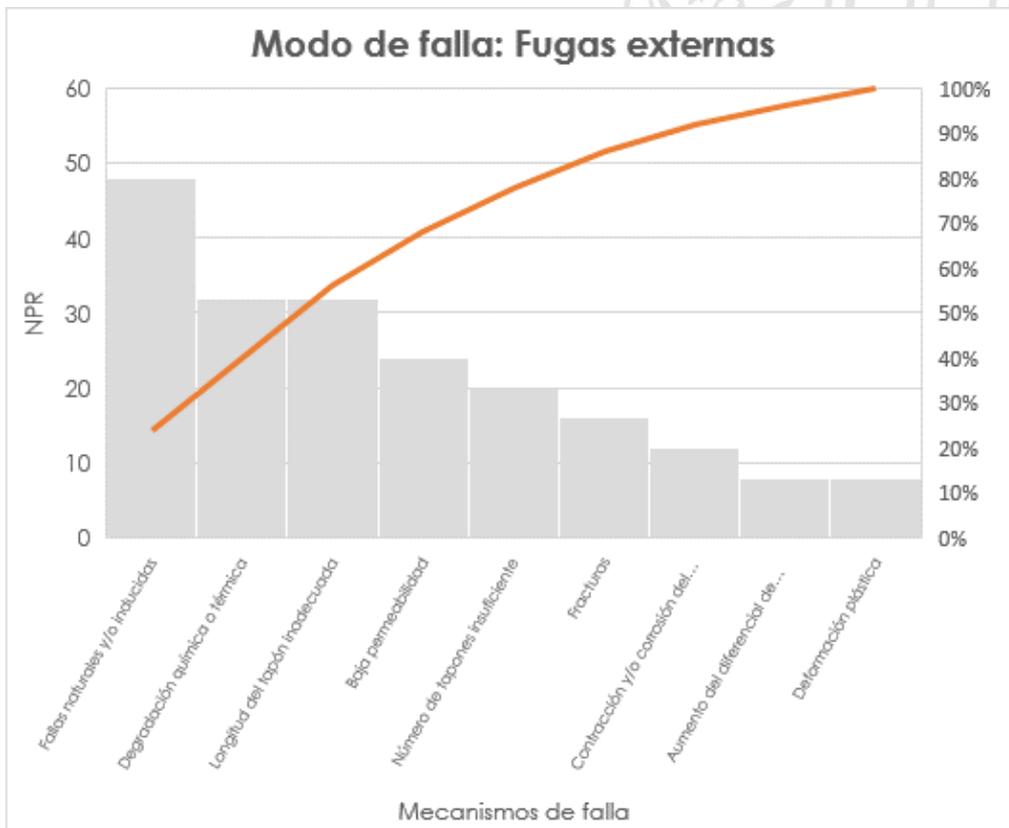


Figura 10. Diagrama de Pareto - Fugas externas

Es posible observar que en los dos modos de falla (fugas internas y externas), los mecanismos de falla más críticos son: fallas naturales y/o inducidas, degradación química o térmica en el material y longitud del tapón incorrecta. Sin embargo, estos mecanismos de falla solo son críticos cuando ocurre una fuga al exterior del pozo, dado que las consecuencias son mucho más catastróficas, en el caso de fugas al interior del pozo, tienen una criticidad moderada y las consecuencias no son tan graves, pero se deben tener acciones preventivas y correctivas para estos mecanismos de falla.

Respecto a los tres mecanismos de falla más críticos encontrados en el AMEF, se tiene que: para la degradación química o térmica, cada vez se tienen más avances tecnológicos donde se está buscando mejorar las propiedades del tapón, con el fin de que esto no ocurra; la longitud del tapón debe ser establecida correctamente, esto se logra con una revisión cuidadosa del estado del pozo que va a ser abandonado y un diseño cuidadoso del mismo, además, en la mayoría de las regulaciones de cada país se establece cual es la longitud mínima que debe tener el tapón y las fallas naturales son impredecibles, en este caso lo más recomendable es tener planes de contingencia en caso de que se presenten, estos planes pueden estar basados en las condiciones encontradas en el pozo, ya que se demostró que cada una de ellas tiene un grado de impacto en la probabilidad de fuga, en cuanto a las fallas inducidas, se debe tener cuidado al realizar las pruebas de laboratorio para verificar la efectividad de los tapones, dado que estas pueden degradar el material.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un abandono exitoso del pozo abarca una cantidad de factores que están estrechamente conectados y se pueden afectar entre sí. Por esto, es necesario que desde el momento en que se está diseñando el pozo, es decir, desde la primera etapa del ciclo de vida del mismo, se haga una planeación cuidadosa de todas las etapas que lo conforman, incluyendo la última etapa (abandono). Así, al tener una planeación adecuada, se tendrá certeza de cuál va a ser la condición del pozo cuando deje de producir, por tanto, se hará una elección correcta de los métodos y procedimientos a ser usados en el abandono de pozo y se realizarán todas las operaciones correctamente a la primera vez, lo cual disminuirá los errores, el tiempo operacional y los costos. También, es muy importante que cada operador haga una revisión cuidadosa de las normas que rigen el abandono de pozos en el lugar donde este se encuentre, dado que los requisitos pueden cambiar entre una norma y otra, y es importante cumplirlos todos a cabalidad para evitar reentradas al pozo en un futuro.

Fue posible analizar los principales riesgos de la etapa de abandono con la elaboración de una matriz APR. Se identificaron dos riesgos críticos para esta etapa, el primero de ellos es que al usar muchas barreras de seguridad aumenta el riesgo de fugas, por tanto, se recomienda a los operadores que en la planeación se establezca el número mínimo de barreras posibles con el cual se garantice un sellamiento eterno. Con relación al segundo riesgo, que consiste en que el CSB de la superficie es el más crítico a la hora de prevenir una fuga al exterior, se recomienda a la industria prestar especial atención al diseño, instalación y evaluación de los elementos de las barreras de seguridad que lo van a conformar, dado que la calidad a la hora de taponar depende en gran parte del tipo de material y de la técnica de colocación.

Finalmente, se evidencio que las barreras de seguridad más usadas en la etapa de abandono son: el tapón de cemento, la carcasa de cemento y el tapón mecánico. Tanto en la literatura, como en los resultados obtenidos en el AMEF se puede evidenciar que el elemento más relevante es el cemento. Se recomienda a la industria que, a la hora de diseñar la lechada de cemento, se tenga especial atención al establecer la longitud y las propiedades químicas y térmicas del mismo, dado que se consideran factores críticos; además, garantizar que en el momento de realizar las pruebas de verificación no se dañe el material. Sin embargo, es importante también tener en cuenta los demás mecanismos de falla que se pueden presentar, especialmente cuando hay riesgos de fugas al exterior que pueden acarrear consecuencias catastróficas al medio ambiente, al patrimonio y a las personas; esto se puede lograr a través de acciones preventivas y correctivas para cada mecanismo de falla encontrado en la elaboración del presente trabajo.

8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, P., Johnson, C. R., Salazar, J., & Bogaerts, M. (2016). Plug and Abandonment Solution for Oilfield Decommissioning in the North Sea. In *SPE Society of Petroleum Engineers* (pp. 1–19). Bergen, Norway: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/180040-MS>
- ANP. (2016). *Resolução ANP nº 46 de 01/11/2016*. Rio de Janeiro.
- API. (2009). *API Recommended Practice 17N: Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management*, 1st Edition, March 2009. API.
- Barclay, I., Pellenbarg, J., Tettero, F., Pfeiffer, J., Slater, H., Muscat, T. S., ... Rappold, K. (2002). The Beginning of the End: A Review of Abandonment and Decommissioning Practices. *Oilfield Review*, 28–41. Retrieved from http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors01/win01/p28_41.pdf
- Benedictus, T., Kuip, M. D., Kronimus, R. A., Huibregtse, J. N., Yavuz, F., Remmelts, G., & Stam, J. C. (2009). Long Term Integrity of Co 2 Storage – Well Abandonment. *TNO*, (November), 113.
- Calvert, D. G., & Smith, D. K. (1994). Issues and Techniques of Plugging and Abandonment of Oil and Gas Wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/28349-MS>
- Carpenter, C. (2014). A High-Pressure/High-Temperature Bridge Plug. *Journal of Petroleum Technology*, (September), 113–115. <https://doi.org/10.2118/0914-0113-JPT>
- Dahmani, L., Hynes, L., & Hughes, B. (2017). Enhancing Well Construction for More Efficient Well Abandonment. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition* (pp. 17–19). Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers.
- Fields, S., & Martin, M. (1997). The Plugging Process: Securing Old Gas & Oil Wells for the protection of the Environment. *The Process of Decommissioning and Removing Offshore and Associated Onshore Oil and Gas Facilities*, September, 38–47.
- García, M., & Martínez, C. (2015). *Solución de Gestión y Control de la Integridad de Pozos*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (UPM).
- Guen, Y. L., Poupard, O., & Loizzo, M. (2009). Optimization of plugging design for well abandonment-Risk management of long-term well integrity. *Energy Procedia*, 1(1), 3587–3594. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.153>
- Guo, B., Shan, L., Jiang, S., Li, G., & Lee, J. (2018). The maximum permissible fracturing pressure in shale gas wells for wellbore cement sheath integrity. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 56(May), 324–332. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.012>
- Heathman, J. F. (1996). Advances in Cement-Plug Procedures. *Journal of Petroleum Technology*, 48(9), 825–831. <https://doi.org/10.2118/36351-JPT>
- Ho, J., Krupnick, A., McLaughlin, K., Munnings, C., & Shih, J.-S. (2016). *Plugging*

- the Gaps in Inactive Well Policy. Resources for the Future.* Washington, DC. Retrieved from <http://www.rff.org/research/publications/plugging-gaps-inactive-well-policy>
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme. (2009). *LONG TERM INTEGRITY OF CO2 STORAGE – WELL ABANDONMENT.* Utrecht.
- Khalifeh, M., Hodne, H., Saasen, A., & Vralstad, T. (2013). Techniques and Materials for North Sea Plug and Abandonment Operations. In *Offshore Technology Conference*. Texas, USA: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/23915-MS>
- King, G. E., & King, D. E. (2013). Environmental Risk Arising From Well-Construction Failure--Differences Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations, and Well Age. *SPE Production & Operations*, 28(4), 323–344. <https://doi.org/10.2118/166142-PA>
- King, G. E., & Valencia, R. L. (2014). Environmental Risk and Well Integrity of Plugged and Abandoned Wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. 27–29). Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/170949-MS>
- Lavasani, S. M., Ramzali, N., Sabzalipour, F., & Akyuz, E. (2015). Utilisation of Fuzzy Fault Tree Analysis (FFTA) for quantified risk analysis of leakage in abandoned oil and natural-gas wells. *Ocean Engineering*, 108, 729–737. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.09.008>
- Li, Z., Sun, J., Luo, P. Y., Lin, L., Deng, Z., & Guo, X. (2017). Research on the law of mechanical damage-induced deformation of cement sheaths of a gas storage well. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 43, 48–57. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.03.026>
- Milner, J. E., & Farley, D. L. (1998). Retrievable bridge plug and retrieving tool. United States.
- Nogueira, L., & Coutinho, D. A. (2017). *PRÁTICAS MUNDIAIS E RECOMENDAÇÕES PARA O CENÁRIO BRASILEIRO.* Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- NORSOK D-010. (2004). *Well Integrity in Drilling and Well Operations. NORSOK Standard D-010.* <https://doi.org/10.1016/J.DIAGMICROBIO.2018.06.014>
- NORSOK D-010. (2013). *Well integrity in drilling and well operations.*
- Nowamooz, A., Comeau, F. A., & Lemieux, J. M. (2018). Evaluation of the potential for gas leakage along wellbores in the St. Lawrence Lowlands basin, Quebec, Canada. *Environmental Earth Sciences*, 77(8). <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7483-6>
- Oladipo, A., & Houlbrook, A. (2016). Risk-based prioritization abandonment strategy for inactive subsea wells. *SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition 2016*, (September), 6–8. Retrieved from <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84995495304&partnerID=40&md5=e756a9f3ae3adf6e59d1cd104b11789e>
- Olutimehin, A. A., & Odunuga, M. (2012). A Model to Minimize Risk of Cement Plug Failure in HPHT Conditions. *North Africa Technical Conference and Exhibition Held in Cairo, Egypt, 20–22 February 2012*, 1–12.

- <https://doi.org/10.2118/149562-MS>
- Opsur. (2010). Matar, sellar y abandonar pozos. Retrieved from <https://opsur.wordpress.com/2010/04/22/matar-sellar-y-abandonar-pozos/>
- Saasen, A., Wold, S., Ribesen, B. T., Tran, T. N., Huse, A., Rygg, V., ... Svindland, A. (2011). Permanent Abandonment of a North Sea Well Using Unconsolidated Well-Plugging Material. *SPE Drilling & Completion*, 26(3), 371–375. <https://doi.org/10.2118/133446-PA>
- Saeed, Y., Bottiglieri, A., Brandl, A., Han, J., & Elatrache, B. (2017). First Implementation of a Resilient and Self-Sealing Cementing System in the UAE: A Case History of Overcoming Engineering Challenges. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, 16. <https://doi.org/10.2118/188268-MS>
- Schlumberger, S. P. E. (n.d.). Bridge plug. Retrieved from https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/b/bridge_plug.aspx
- Stein, A. (2015). Verification of Well Abandonment Barriers. *Society of Petroleum Engineers*, (September), 6. <https://doi.org/10.2118/175490-MS>
- Thomas, K. T. (2001). Produce or Plug? A Summary of Idle and Orphan Well Statistics and Regulatory Approaches. *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference*, 10. <https://doi.org/10.2118/68695-MS>
- Vieira, T. (2017). *Plugging and Abandonment Techniques for Offshore Wells. Undergraduate Project*. University of Rio de Janeiro. Retrieved from <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10021802.pdf>
- Vølstad, J., Hilliard, S., Aguilar, P., Salehpour, A., & Bogaerts, M. (2014). Riserless Plug and Abandonment of Pilot Holes in Ultradeepwater Shallow Hazards in Deepwater Tanzania, 2(May), 10. <https://doi.org/10.4043/25214-MSDocumentID>
- Vrålstad, T., Saasen, A., Fjær, E., Øia, T., Ytrehus, J. D., & Khalifeh, M. (2018). Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173(October 2018), 478–491. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.049>
- White, W. S., Mobil, E., Calvert, D. G., Mobil, E., Services, P., & Barker, J. M. (1992). A Laboratory Study of Cement and Resin Plugs Placed With Thru-Tubing Dump Bailers. *Society of Petroleum Engineers*, 15. <https://doi.org/10.2118/24574-MS>

9 ANEXOS

9.1 ANEXO 1 – MATRIZ APR

[Matriz APR - Abandono de pozos.xlsx](#)

9.2 ANEXO 2 – MATRIZ AMEF

[Matriz AMEF - Abandono de pozos.xlsx](#)

