Guía Técnica Para el Correcto Abandono de Pozos en Colombia.

Nicolas Edgardo Cely Amaya y Miguel Ángel Suárez López.

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniero de Petróleos.

Director.

Raúl Villamizar Durán.

Ingeniero de Petróleos.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria.

A mis padres, Ana Teotiste Amaya Tovar y Alex Herney Cely Guarín por demostrarme que tengo las capacidades para lograr todos mis sueños y objetivos, porque estuvieron ahí, a mi lado no solo física sino moralmente en todo este proceso de formación apoyándome incondicionalmente, alentándome a seguir adelante, siempre queriendo lo mejor para mí dándome los mejores consejos que un hijo podría recibir de sus amados padres, los artífices de mi vida.

A mis hermanos, Blanca Isabel Cely Amaya, Darío Antonio Cely Amaya y Jhonnathan Alexander Cely Amaya, por ser los mejores ejemplos de vida para un chico que siendo el menor de su familia quiere comerse el mundo, por estar siempre a mi lado durante toda mi vida demostrándome lo que es el amor fraternal sin ningún tapujo.

A mis amigos y seres queridos que compartieron este camino tan enriquecedor que es la universidad, con ellos pude compartir todos los momentos buenos y malos que puede traer años de formación y ahora poder compartir este grandioso logro sabiendo que ellos ya lo lograron o en un futuro también lo lograran, gozando de este momento especial.

Para todos ellos, los AMO.

Dedicatoria.

A mis padres, Olga y Raúl que gracias al apoyo incondicional que me han brindado he podido ir cumpliendo objetivos y sueños, a mis hermanos Juan, Valeria y Antonio que con sus consejos y cariño me han motivado a seguir adelante con mis sueños.

A la Universidad Industrial de Santander por todos los conocimientos que me han brindado no solo académicos si no también éticos, a los profesores que nos han aportado sus conocimientos y valores y a nuestro director de grado por su tiempo y conocimiento brindado.

Agradecimientos.

A la Universidad Industrial de Santander, por acogernos en el alma mater y hacernos sentir orgullosos de hacer parte de esta institución.

Al director de trabajo de grado por apoyarnos en el proceso de este logro tan importante que es el desarrollo del proyecto.

A todas aquellas personas que directa o indirectamente estuvieron ahí, apoyándonos moralmente para poder cumplir esta meta.

GUIA PARA EL CORRECTO ABANDONO DE POZOS.

Tabla de contenido.

Introducción. 15

1. Objetivos. 17

1.1. Objetivo General 17
1.2. Objetivos Específicos 17
2. Problemas ocurridos en las operaciones de abandono de pozos. 17

2.1. Problemas operacionales. 17
2.1.1. Fallas en la aplicación de los procedimientos y mala planificación. 18
2.1.2 .Malas ejecuciones de operaciones preliminares. 18
2.1.3. Esfuerzos tectónicos 22
2.1.4. Información del pozo. 22
2.2 .Factores causales de los problemas operacionales. 23
2.2.1. Pérdida de la integridad del cemento. 23
2.2.2. Flujos cruzados. 24
2.2.3. Debilitamiento de la integridad de la tubería. 25
2.2.4. Sobrepresiones. 26
2.3. Incidentes ocurridos. 28
2.3.1. Campo la Cira infantas. 28
2.3.2 .Pozo La Casona 1, Campo La Casona. 30
2.3.3. Pozo 158 – Campo Lizama. 32
3. Consecuencias generadas por los problemas en el abandono de pozos. 34

3.1. Impacto ambiental. 35
3.1.1. Medio biótico. 35
3.1.2. Medio abiótico. 38
3.2. Impacto social. 41
3.2.1. Salud 42

3.2.2. Empleo y fuentes de ingreso en el área de impacto. 42
3.2.3. Económico. 42
3.2.4. Imagen de la compañía. 43
3.3. Sanciones y secuelas. 43
3.3.1. Tipos de sanciones. 44
3.3.2. Secuelas 44
4. Mejores prácticas en el ámbito internacional. 45
4.1. Normatividad internacional. 45
4.1.1. Norma API E3 45
4.1.2. Norma API 51R. 47
4.1.3. Norma NORSOK standard D-010 sección 9 48
4.2. Prácticas de abandono de pozos que pueden ser implementadas para el mejoramiento nacional.52
4.2.1. Jet Grouting para abandono de pozos de petróleo. 52
4.2.2. Material alternativo para tapones utilizados en abandono de pozos de petróleo. 54
4.2.3. Nuevos cementos. 54
4.2.4. Implementación de nanomateriales para mejorar las propiedades del cemento. 56
5. Normas técnicas y marco legal para la aplicación y ejecución de las operaciones de abandono de pozos. 58
5.1. Normatividad para el abandono de pozos en Colombia. 58
5.1.1. Resolución 181495 de 2009, Capítulo III. Taponamiento y abandono de pozos 58
5.1.2. Resolución 40048 de 2015, del Ministerio de Minas y Energía. 60
5.1.3. Decreto 1895 de 1973, Capítulo IV. Perforación de pozos de petróleo y gas en concesiones, en aportes y áreas de propiedad privada. 63
5.1.4. Decreto 1895 de 1973, Capítulo V. Informes sobre perforación, terminación oficial y abandono de pozos exploratorios y de desarrollo. 66

5.2. Normatividad interna de Ecopetrol S.A. 66
5.3. Formatos legales. 68
5.3.1. Formato 7-CR. 69
5.3.2. Formato 10-CR. 70
5.3.3. Formato 10A-CR. 71
5.4. Falencias en las normativas para el abandono de pozos. 72
6. Métodos y procedimientos referentes al abandono de pozos. 73
6.1. Métodos para el abandono de pozos. 73
6.1.1. Tapón balanceado. 74
6.1.2. Tapón mecánico. 76
6.1.3. Método de cuchara vertedora (Dump Bailer). 79
6.1.4. Método dos tapones: 80
6.2. Procedimiento o etapas para el abandono de pozos. 82
6.2.1. Etapa 1, Actividades preliminares. 82
6.2.2. Etapa 2, Tapón de fondo. 83
6.2.3. Etapa 3, Prueba hidrostática. 85
6.2.4. Etapa 4, Tapón intermedio. 85
6.2.5. Etapa 5, Tapón de superficie. 85
6.2.6. Etapa 6, Movilización de equipos y limpieza. 86
6.2.7. Etapa 7, Construcción e instalación del monumento y la placa. 86
6.2.8. Etapa 8, Restauración ambiental en la zona de trabajo. 88
6.3. Barreras permanentes. 89
6.3.1. Numero de barreras permanentes. 89
6.3.2. Requisitos para la ubicación de la barrera permanente. 90
6.3.3. Requisitos de longitud de la barrera. 92
6.3.4. Requisitos para el abandono en hueco abierto 93

6.3.5. Requisitos para el abandono de los pozos entubados. 95
7. Características del cemento a utilizar para tapones de abandono de pozo 98
7.1. Propiedades de los cementos utilizados para taponar. 98
7.1.1.Volumen. 98
7.1.2. Rendimiento. 98
7.1.3. Densidad de la lechada. 98
7.1.4. Agua de mezcla. 99
7.1.5. Tiempo de fraguado. 99
7.1.6. Fuerza de compresión. 99
7.1.7. Pérdida de agua. 100
7.1.8. Reología. 100
7.2. Aditivos para cemento. 100
7.2.1. Aceleradores. 101
7.2.2. Retardadores. 101
7.2.3. Densificantes. 102
7.3. Clasificación del cemento. 102
7.3.1. Clase A. 103
7.3.2. Clase B. 103
7.3.3. Clase C. 103
7.3.4. Clase D. 104
7.3.5. Clase E. 104
7.3.6. Clase F. 104
7.3.7. Clase G y H. 104
8. Guía técnica para el correcto abandono de pozos en Colombia. 106
8.1. Consideraciones. 106
8.2. Pozos secos. 108

8.3. Pozos convencionales con fluidos que no son rentables para producción. 109
8.4. Pozos convencionales que terminaron su vida útil de producción. 111
8.5. Pozo con tecnología coiled tubing o tecnología jet grouting. 113
9. Conclusiones. 116
10. Recomendaciones. 117
Referencias. 120

Lista de tablas.

Tabla 1-Clasificación según la presión de formación y el estado de cementación y revestimiento. 46

Tabla 2-Función y tipos de barreras de pozo. 48

Tabla 3-Tabla comparativa de la regulación a nivel mundial 50

Tabla 4-Propiedades del cemento común y la bentonita de sodio. 54

Tabla 5-Variacion del tiempo de fraguado de acuerdo con la cantidad de cloruro de calcio agregado. 101

Tabla 6-Características de cementos API. 105

Tabla 7-Composición química de los cementos API. 105

Listas de figuras.

Figura 1-Densidad errónea del cemento (izquierda) y remoción deficiente del lodo y del revoque de filtración (derecha). 19

Figura 2-Gelificación prematura (izquierda) y pérdida excesiva de fluido (derecha). 20

Figura 3-Lechada de cemento altamente permeable (izquierda) y contracción significativa del cemento (derecha). 21

Figura 4-Falla del cemento por esfuerzos tectónicos (izquierda) y adherencia interfacial deficiente (derecha). 22

Figura 5-Pérdida de la integridad de cemento. 24

Figura 6-Flujos cruzados entre pozos. 25

Figura 7-Pérdida de la integridad de la tubería de revestimiento. 26

Figura 8-Sobrepresión en un pozo de petróleo. 27

Figura 9-localización Campo la Cira infantas. 28

Figura 10-Brotes de fluido en la superficie. 30

Figura 11-Localización bloque el Edén. 30

Figura 12-Reventon del pozo La Casona 1. 31

Figura 13-Localización pozo Lizama 158. 32

Figura 14-Pozo Lizama – 158. 34

Figura 15-Contaminación medio biótico, flora. Pozo SAN-31 campo Sanandita, Bolivia. 36

Figura 16-Contaminacion medio biótico, fauna. Pozo Lizama 158. 37

Figura 17-Contaminacion medio biótico, ecosistemas acuáticos. Pozo Lizama 158. 38

Figura 18-Contaminacion medio biótico, flora. Campo Cira infantas. 39

Figura 19-Medio biótico, abiótico y unidades litológicas del subsuelo en la explotación petrolera. 40
Figura 20-Sistema petrolífero con acuífero adyacente. 41
Figura 21-Tecnología Jet Grouting. 53
Figura 22-Propiedades del cemento aptos para el aislamiento. 55
Figura 23-Propiedades del cemento aptos para el aislamiento. 56
Figura 24- Forma 7-CR. 69
Figura 25- Forma 10-CR. 70
Figura 26- Forma 10A-CR. 71
Figura 27-Balanceo del tapón. 75
Figura 28-Tapón equilibrado (izquierda) y circulación inversa (derecha). 76
Figura 29-Tapón mecánico tipo empacador. 77
Figura 30-Tapón mecánico tipo copa. 78
Figura 31-Método de cuchara vertedora. 80
Figura 32-Método dos tapones. 81
Figura 33-Armado de equipos en locación. 83
Figura 34-Ilustración de tapones de cemento en un pozo. 84
Figura 35- Monumento de un pozo abandonado. 87
Figura 36- Placa informativa del monumento. 88
Figura 37-Monumento y placa del pozo TECA-0355. 89
Figura 38-Elementos que constituyen una barrera permanente. 90
Figura 39-Requisitos generales para el abandono. 91

Figura 40-Comparación de la longitud de las barreras duales o combinadas. 93

Figura 41-Ejemplo de barreras permanentes en agujero abierto. 94

Figura 42-Ejemplo de barreras permanente en agujero abierto. 95

Figura 43-El revestimiento por sí solo no es una barrera permanente para el flujo lateral. 96

Figura 44-Ejemplo de esquema de abandono de pozo entubado. 97

Resumen.

Título: Guía Técnica Para el Correcto Abandono de Pozos en Colombia. *

Autores: Nicolás Edgardo Cely Amaya y Miguel Ángel Suárez López.**

Palabras Clave: Abandono de pozos, Taponamiento, Sello, Cemento, Barreras, Estado mecánico.

Descripción:

A partir de los años 70´s se empezó a regular las normas y procedimientos para la realización de las operaciones de abandono o sellado de pozos en Colombia. Se comenzaron a implementar diferentes normas, técnicas y métodos por parte de los entes reguladores para garantizar una alta confiabilidad y éxito en la etapa de abandono y evitar problemas futuros, ya que cuando se aplica el proceso de sellado permanente a un pozo petrolero, se busca que ese sello no corra riesgo de perder su integridad y perdure “a largo plazo”. En los últimos años en diferentes áreas del país se han venido presentando diferentes situaciones o problemas ambientales referentes a pozos que no fueron abandonados correctamente o que simplemente no se les aplico el proceso de abandono.

Por esta razón es de suma importancia realizar una correcta operación de abandono de pozos petroleros siguiendo los lineamientos técnicos, metodologías y normativas vigentes, donde una buena práctica de esta operación evitara desastres ambientales y pérdidas económicas, además se deberá tener en cuenta la mayor información posible como los registros históricos de la perforación y producción, el estado mecánico del pozo, también factores como la profundidad, litología y condiciones de presión y temperatura.

GUIA PARA EL CORRECTO ABANDONO DE POZOS.

Abstract.

Title: Technical Guide for the Correct Abandonment of Wells in Colombia. *

Authors: Nicolás Edgardo Cely Amaya y Miguel Ángel Suárez López. **

Keywords: Abandonment of wells, Plugging, Seal, Cement, Barriers, Mechanical condition.

Description:

Since the 1970's, the standards and procedures for the abandonment or sealing of wells in Colombia began to be regulated. Regulatory entities began to implement different standards, techniques, and methods to guarantee a high reliability and success in the abandonment stage and to avoid future problems, since when the permanent sealing process is applied to an oil well, the aim is that the seal does not run the risk of losing its integrity and lasts "in the long term". In the last years in different areas of the country there have been different situations or environmental problems related to wells that were not properly abandoned or that simply did not have the abandonment process applied to them.

For this reason it is of utmost importance to perform a correct operation of abandonment of oil wells following the technical guidelines, methodologies and regulations in force, where a good practice of this operation will avoid environmental disasters and economic losses, also should take into account as much information as possible as the historical records of drilling and production, the mechanical condition of the well, also factors such as depth, lithology and pressure and temperature conditions.

GUIA PARA EL CORRECTO ABANDONO DE POZOS.

Introducción.

En la industria del petróleo, todo pozo productor tiene un ciclo de vida, desde la exploración y explotación, hasta llegar a la etapa del abandono del pozo.

Una de las causas del abandono se debe a problemas operacionales, ya sea en la etapa de la perforación o completamiento, pues el pozo queda en condiciones irreparables que obligan a su abandono. Otra de las situaciones más comunes para abandonar el pozo es cuando este culmina su vida productiva donde ya es no es rentable para la empresa seguir operando este pozo.

Por eso es de suma importancia realizar una correcta operación a la hora del abandono siguiendo los lineamientos técnicos expuestos en la normativa vigente, donde una buena práctica de esta operación evitara desastres ambientales y pérdidas económicas para las empresas encargadas de operar estos pozos. Este trabajo, por ende, busca desarrollar una guía práctica que ayude a comprender los conceptos y procedimientos adecuados para el abandono de pozos, basados en la legislación colombiana y en la recopilación de información técnica de las mejores prácticas para desarrollar este tipo de actividades, y teniendo en cuenta las problemáticas presentadas.

1. Objetivos.

1.1. Objetivo General

- Desarrollar una guía técnica para el correcto abandono de pozos en Colombia.

1.2. Objetivos Específicos

- Definir las diferentes problemáticas operacionales del abandono de pozos en Colombia.
- Establecer las consecuencias que generan las diferentes problemáticas operacionales y analizar sus posibles soluciones.
- Identificar las mejores prácticas internacionales en abandono de pozos y establecer su viabilidad para ser implementadas en Colombia.
- Identificar y establecer las normas que hay en la ley colombiana para el abandono de pozos

2. Problemas ocurridos en las operaciones de abandono de pozos.

2.1. Problemas operacionales.

La ejecución de las diferentes técnicas para el abandono de un pozo no están absentas de errores en las mismas generando problemas operacionales desde problemas del pozo, hasta una mala práctica en la operación. Ya que su principal objetivo es aislar el subsuelo de posibles filtraciones y afectación de formaciones cercanas, a continuación, se presentan las diferentes problemáticas operacionales que pueden surgir en el abandono de pozos, con el fin de que se

mejore la comprensión y ejecución de esta operación para evitar los diferentes problemas que pueden surgir.

2.1.1. Fallas en la aplicación de los procedimientos y mala planificación.

La etapa de abandono de pozos de petróleo se debe planificar desde el inicio de la perforación, ya que la calidad de las cementaciones primarias entre el revestimiento y las formaciones son un factor determinante para poder realizar la etapa de abandono de manera adecuada. Actualmente se cuentan con diferentes tecnologías para el abandono de pozos de petróleo y gas que se pueden implementar dependiendo del estado mecánico en el que se encuentre el pozo, se busca que los procedimientos que se vallan a realizar sean los más efectivos y se ejecuten de manera adecuada de tal modo que se garantice la confiablidad de la etapa de abandono.

2.1.2. Malas ejecuciones de operaciones preliminares.

Debido a que el taponamiento del pozo puede llegar a depender de ciertas operaciones preliminares como la cementación primaria del revestimiento, o la remoción completa de lodo y revoque de filtración, para evitar la creación de micro anillos o canalización en el cemento, que permita la comunicación de fluidos entre formaciones a lo largo del pozo.

El aislamiento entre la formación y el pozo se puede ver afectada por una deficiencia en la cementación primaria, el cambio de presiones y temperaturas dentro del pozo. Estos factores pueden alterar las propiedades del cemento generando una pérdida de integridad y adherencia en la cementación (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002).

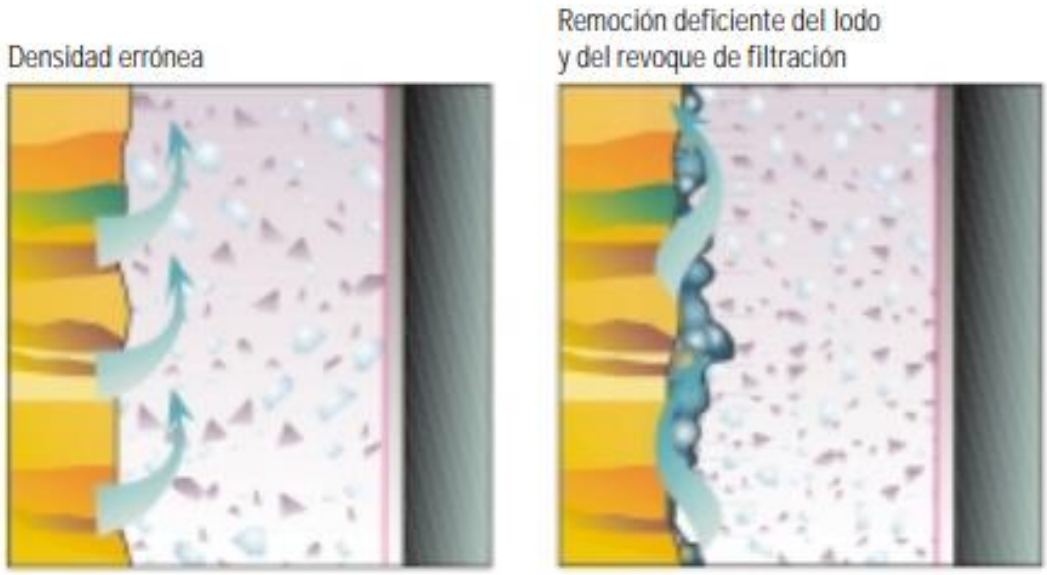
Parámetros que afectan el sellado durante una cementación primaria:

- La densidad incorrecta en el cemento puede dar lugar a un desequilibrio hidrostático.
- La remoción deficiente del lodo y del revoque de filtración permite que el gas fluya hacia arriba por el espacio anular

En la Figura 1 se presenta la densidad incorrecta en el cemento que puede dar lugar a un desequilibrio hidrostático y la remoción deficiente del lodo y del revoque de filtración que permite que el gas fluya hacia arriba por el espacio anular.

Figura 1

Densidad errónea del cemento (izquierda) y remoción deficiente del lodo y del revoque de filtración (derecha).



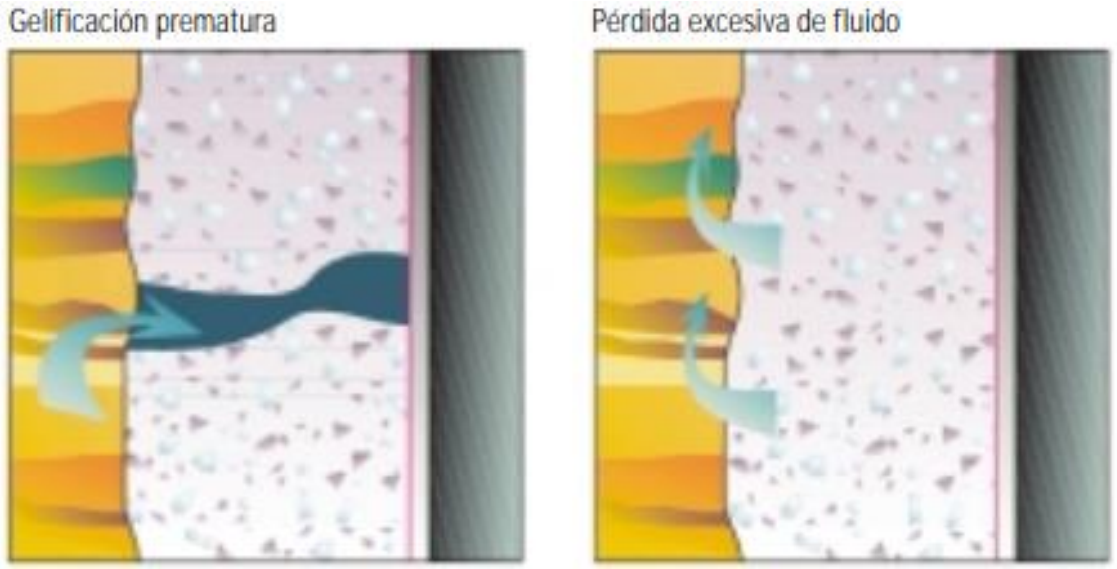
Nota: Artículo, El principio del fin: revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

- La gelificación prematura conlleva la pérdida de control de la presión hidrostática.
- La pérdida excesiva de fluido permite que ingrese gas en la columna de la lechada.

En la Figura 2 se presenta la gelificación prematura que conlleva a la pérdida de control de la presión hidrostática y la perdida excesiva del fluido que permite que ingrese gas en la columna de la lechada de cemento.

Figura 2

Gelificación prematura (izquierda) y pérdida excesiva de fluido (derecha).



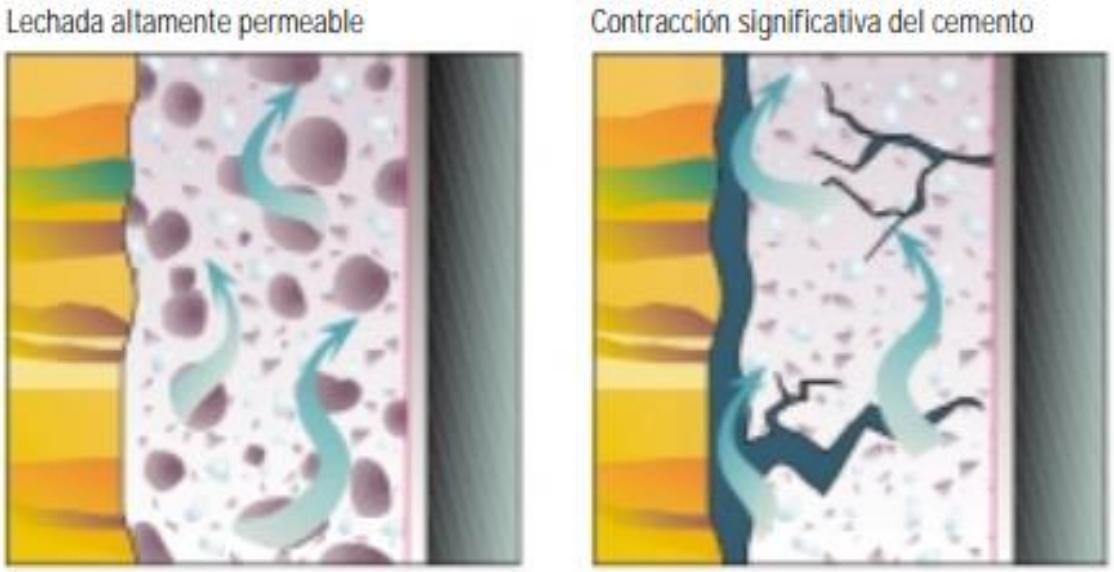
Nota: Artículo, El principio del fin: revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

- Las lechadas altamente permeables conducen a un aislamiento de la formación deficiente y a una baja resistencia al flujo de gas.
- La contracción significativa del cemento y la falla del cemento bajo esfuerzos tectónicos crea fractura y micro anillos que permiten la migración de los fluidos.

En la Figura 3 se muestra una lechada de cemento altamente permeable que conduce a un aislamiento de la formación deficiente y con una baja resistencia al flujo de gas, también se puede evidenciar la contracción significativa del cemento donde se pueden crear fracturas y micro anillos que permiten la migración de fluidos.

Figura 3

Lechada de cemento altamente permeable (izquierda) y contracción significativa del cemento (derecha).



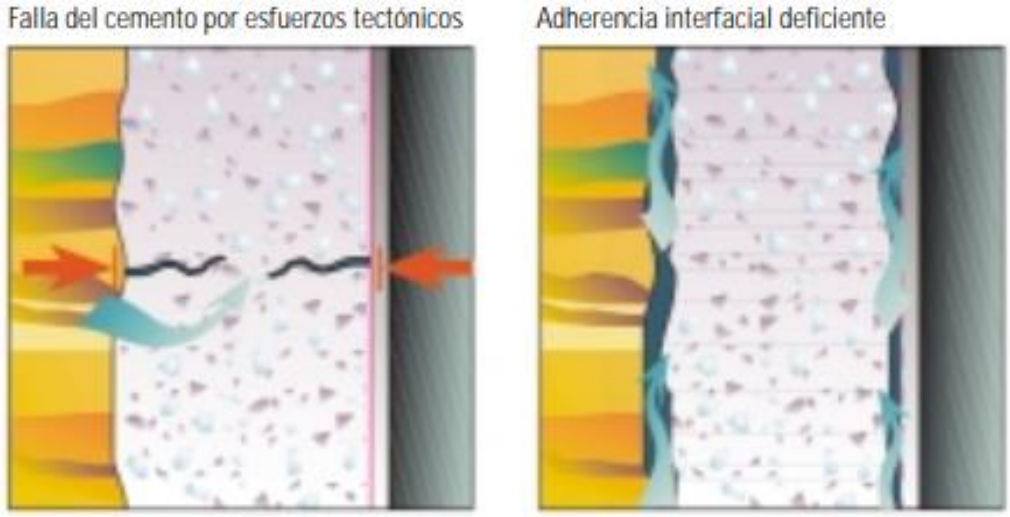
Nota: Artículo, El principio del fin: revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

- La adherencia deficiente en la interfaz entre el cemento y la tubería de revestimiento o entre el cemento y la formación también puede ocasionar fallas. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

En la Figura 4 se presenta la falla del cemento bajo esfuerzos tectónicos donde se pueden crear fracturas y micro anillos que permiten la migración de fluidos, también se puede evidenciar la adherencia deficiente en la interfaz entre el cemento y la tubería de revestimiento o entre el cemento y la formación que pueden ocasionar fallas.

Figura 4

Falla del cemento por esfuerzos tectónicos (izquierda) y adherencia interfacial deficiente (derecha).



Nota: Artículo, El principio del fin: revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

2.1.3. Esfuerzos tectónicos.

Los esfuerzos tectónicos pueden afectar la cementación, creando grietas o fracturas por donde pueden migrar los fluidos, por este motivo es de suma importancia tener en cuenta la clase de cemento que se va a utilizar en el proceso de abandono, dependiendo de las características geológicas del área, la presión del yacimiento y las condiciones mecánicas del pozo.

2.1.4. Información del pozo.

Uno de los problemas más comunes a la hora de realizar el proceso de abandono de pozos de petróleo es la falta de información esto se debe a que en la mayoría de los casos el tiempo que hay entre el abandono y el inicio de producción pueden ser de varias décadas, la falta de información como los registros y diagramas esquemáticos del pozo pueden llegar a inducir algún error a la hora de planificar el plan de abandono, cuando se presentan estos casos donde no se posee mayor información del historial del pozo se debe realizar una

planificación cuidadosa y siguiendo todos los lineamientos que exigen las normas y las autoridades competentes.

2.2. Factores causales de los problemas operacionales.

En las operaciones de abandono siempre se busca aislar tanto las zonas productivas como las demás formaciones adyacentes al pozo evitando que el gas, petróleo o agua migren hacia otras formaciones, acuíferos cercanos, el mar, o hasta la superficie dando lugar a problemas de mayor magnitud. Los problemas operacionales en esta práctica en ciertas ocasiones se corrigen durante la actividad o con medidas futuras correctivas, aunque son complicadas y costosas, pero en otras ocasiones no se corrigen, por lo que la mejor manera de que un pozo resulte bien sellado o abandonado es si hay una buena planeación desde el comienzo de las operaciones, es decir que las operaciones de abandono se consideren en las etapas iniciales del diseño para que la calidad de las cementaciones primarias sea la mejor. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002).

Los problemas operacionales descritos en el titulo anterior pueden producir causas que pueden conllevar a problemas de mayor magnitud, a continuación, se presentan algunas de estas causas.

2.2.1. Pérdida de la integridad del cemento.

Se considera pérdida en la integridad del cemento cuando ocurre migración de fluidos, deterioro del cemento que aísla la formación del pozo, pudiendo llegar a generar fisuras o el colapso de la tubería de revestimiento.

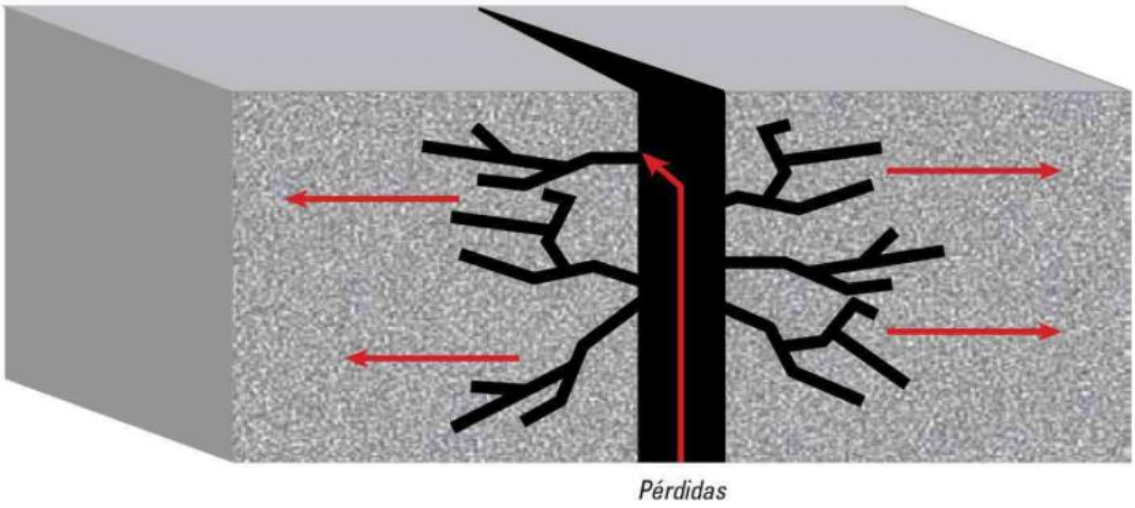
La pérdida de la integridad del cemento se puede dar por varias razones como esfuerzos tectónicos que pueden fracturar el cemento fraguado, las condiciones del pozo (cada pozo tiene ciertas condiciones de presión y temperatura, las cuales grandes

fluctuaciones en estas pueden generar perdida de adherencia en el cemento) hasta una deficiencia en la cementación primaria el cual no hace parte de las operaciones de abandono, por eso es tan importante considerar esta actividad en las etapas iniciales de los proyectos. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002).

En la siguiente Figura se puede apreciar gráficamente cuando el tapón de cemento presenta grietas por el cual su integridad se ve afectada negativamente.

Figura 5

Pérdida de la integridad de cemento.



Nota: Caso de estudio. La solución a un problema de pérdidas de circulación. (Schlumberger, 2011).

2.2.2. Flujos cruzados.

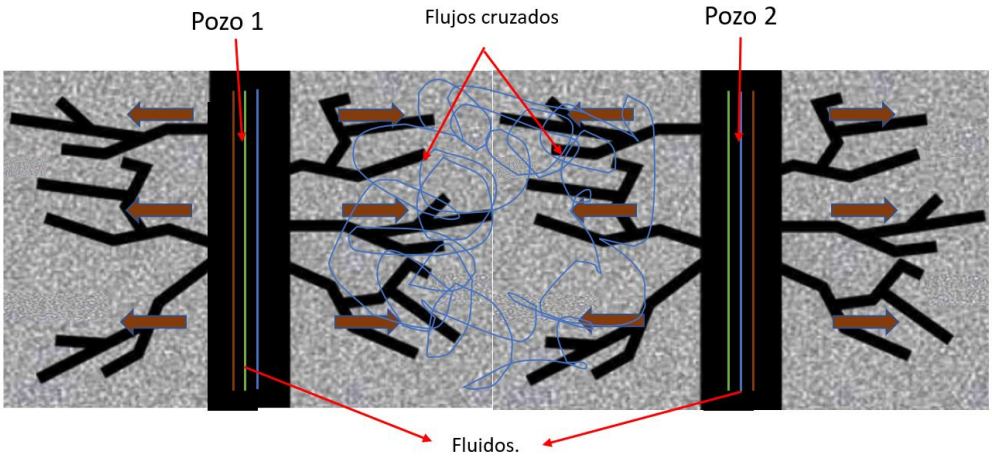
Los flujos cruzados son intrusiones de fluidos entre formaciones, ya sea en pozos activos o abandonados debido a grietas que llegan a comunicar las diferentes formaciones. Esto generalmente ocurre cuando al fraguar el cemento se pueden crear grietas y espacios que podrían ser las trayectorias perfectas para los flujos cruzados. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

También se presenta flujo cruzado cuando se aplica recobro mejorado con inyección en formaciones para mejorar la producción del aceite remanente en pozos activos, pero hay presencia de pozos abandonados en lugares adyacentes generando intrusión de estos fluidos entre algún espacio o grietas a los pozos previamente abandonados. Los pozos activos pueden afectar la superficie, pozos aledaños y errores en las actividades de recobro perdiendo presión de inyección. (Dick Bernal & Ojeda Triana, 2017).

En la Figura 6 se presentan problemas en el tapón de cemento debido a grietas donde los diferentes fluidos del pozo están transitando con la posibilidad de que existan flujos cruzados entre pozos y formaciones.

Figura 6

Flujos cruzados entre pozos.



Nota: Caso de estudio. La solución a un problema de pérdidas de circulación. . (Schlumberger, 2011).

2.2.3. Debilitamiento de la integridad de la tubería.

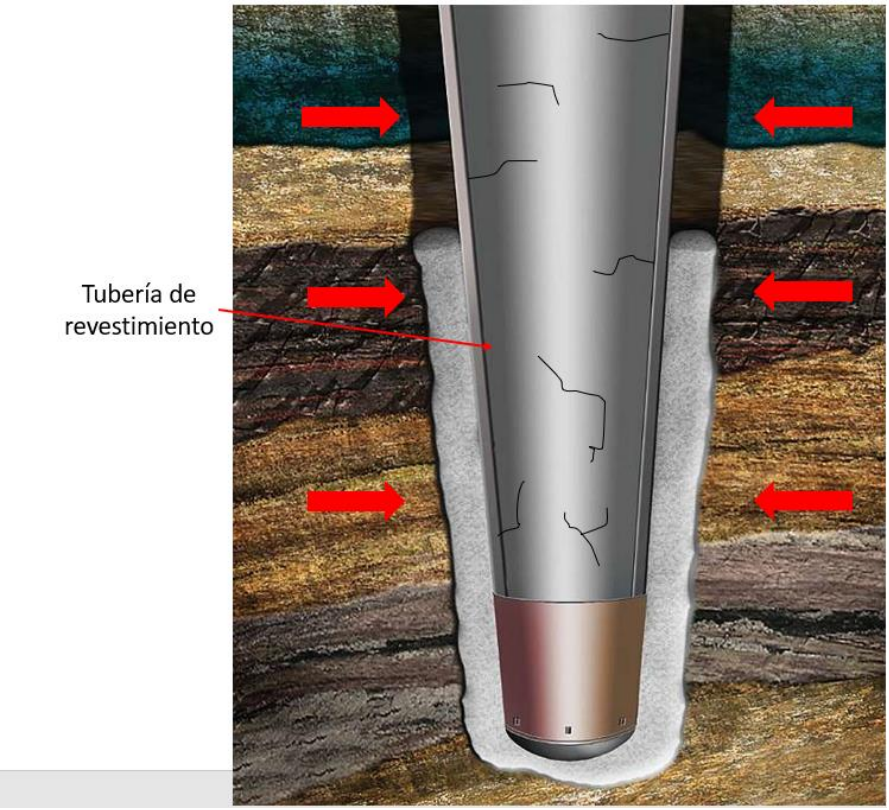
Cuando la tubería de revestimiento empieza a perder integridad se genera un gran riesgo dado que se generan desde fisuras en la pared de la tubería hasta un rompimiento de esta, el pozo quedaría a merced de cualquier posible accidente o migración.

El debilitamiento de la integridad de la tubería de revestimiento se puede deber a que la tubería entra en contacto con fluidos del fondo ya sea por grietas en el cemento o la propia no cementación del espacio anular entre la formación y la tubería de revestimiento, también por movimientos tectónicos fuertes en el área donde se ubica el pozo abandonado. (Dick Bernal & Ojeda Triana, 2017).

Cuando la tubería de revestimiento empieza a perder integridad, esta presenta diferentes grietas o fallas como pueden observar en la Figura 7.

Figura 7

Pérdida de la integridad de la tubería de revestimiento.



Adaptado de: Noticia. Crean fluido de cementación para pozos petroleros. (Coordinación de vinculación UNAM. 2016)

2.2.4. Sobrepresiones.

La presión de formación es la presión que ejercen los fluidos en los espacios porosos de una formación geológica, esta puede ser normal cuando la presión de formación

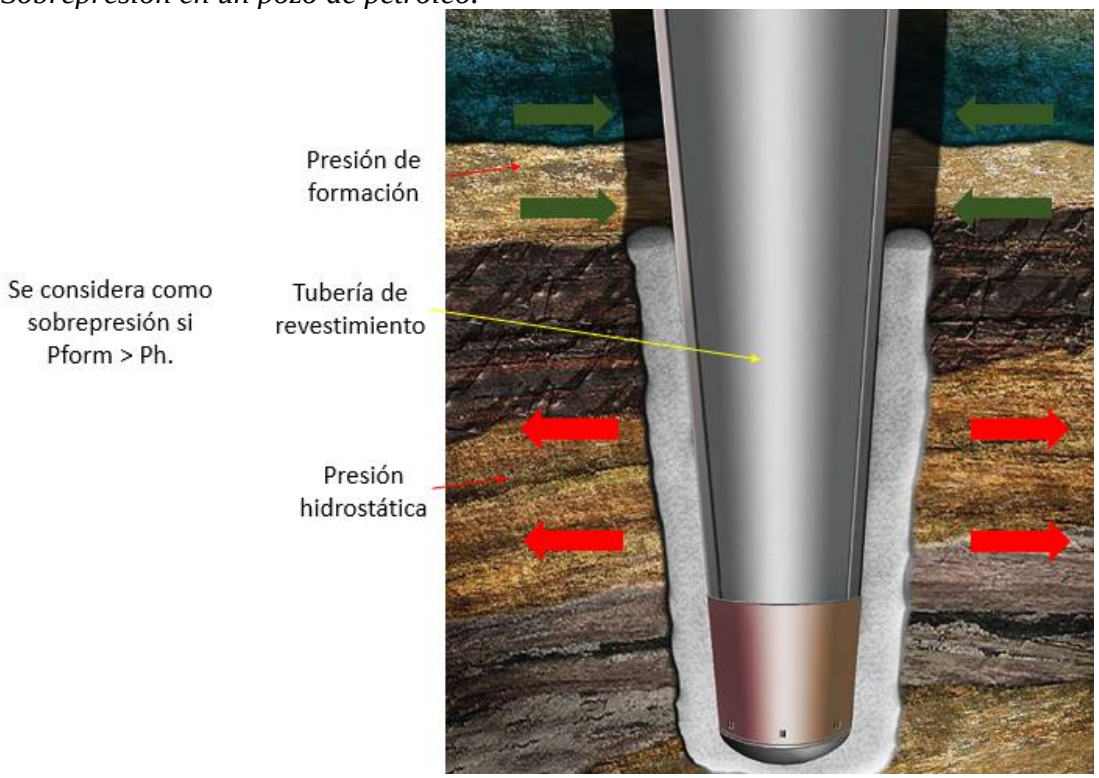
es igual a la presión hidrostática desde la superficie o anormal si la presión de formación está por encima o debajo de la presión hidrostática. Si un pozo presenta presión anormal y está por encima de la presión hidrostática, se le conoce como sobrepresión y ocurre en todo el mundo (Marky Bertarelli, 2005).

Las sobrepresiones en un pozo, ya sea que esté activo o abandonado, pueden generar la súbita salida de fluidos a presiones muy altas llegando a generar consecuencias técnicas como reventones, patadas de pozo, brotes, hasta consecuencias de mayor grado como vidas perdidas o daño geológico.

Si la presión de formación sobrepasa la presión hidrostática se considera sobrepresión. En la Figura 8 se representa claramente esta situación.

Figura 8

Sobrepresión en un pozo de petróleo.



Adaptado de: Noticia. Crean fluido de cementación para pozos petroleros. (Coordinación de vinculación UNAM. 2016)

2.3. Incidentes ocurridos.

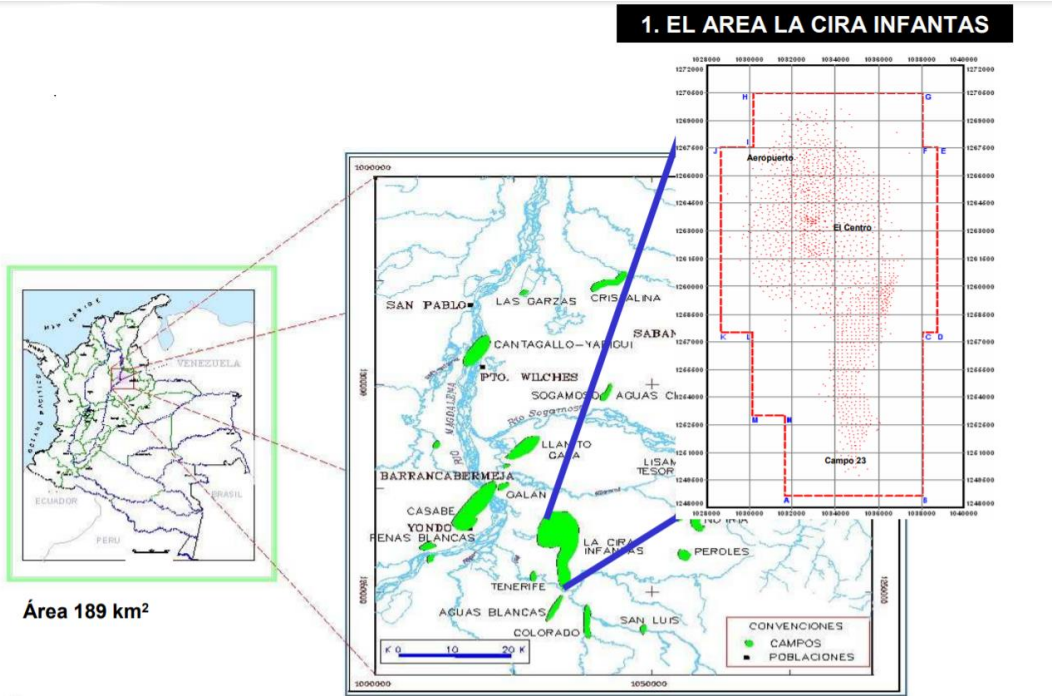
A continuación, se detallarán algunos incidentes ocurridos en pozos abandonados o en proceso en Colombia.

2.3.1. Campo la Cira infantas.

En la Figura 9 se observa el área en superficie del contrato La Cira Infantas.

Figura 9

localización Campo la Cira infantas.



Nota: Informe. De lo social a lo técnico, una mirada de paz, proyecto Cira Infantas. (Ecopetrol S.A 2007).

- Lugar del accidente: El campo la Cira infantas está ubicado en el corregimiento El Centro, municipio de Barrancabermeja, departamento de Santander.
- Pozo específico: Diversos pozos.
- Características del campo: Campo maduro, siendo el campo más antiguo de la Republica de Colombia, el cual está produciendo hidrocarburos desde hace 100 años desde su descubrimiento en 1918.

- Reservas: Aproximadamente 3500 MBls de petróleo in situ y 740 MBls producidos en total.
- Producción: 60.000 Barriles de petróleo diarios, equivalente al 8% de la producción total del país.
- Fecha del incidente: 2017.
- Empresa operadora: Ecopetrol S.A., Occidental de Colombia OXY.
- Causas: Debido a la edad del campo la mayoría de los pozos son bastante antiguos, lo cual por diferentes razones han debido abandonar. Del total de pozos abandonados en este campo, cerca de 100 pozos sellados fueron afectados por un plan de inyección de agua selectiva en pozos activos, debido a un aumento de la presión de yacimiento, dando lugar a flujos cruzados entre formaciones y brotes de crudo, agua y gas en superficie. (Dick Bernal & Ojeda Triana, 2017).
- Consecuencias: Se evidencio que los pozos que tuvieron estos problemas fueron abandonados con una mala ejecución omitiendo las diferentes normativas técnicas y ambientales. Generando una problemática ambiental.

Cuando ocurre una afloración de hidrocarburos no deseada, se presentan afectaciones como las de la Figura 10 donde el fluido afecto una zona superficial del campo.

Figura 10

Brotes de fluido en la superficie.

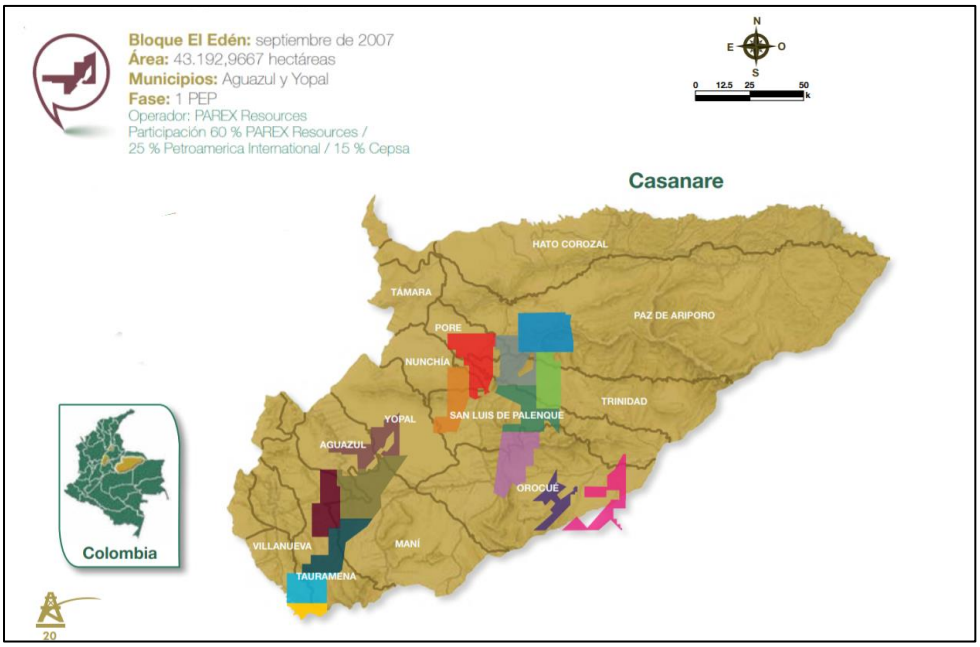
Nota: Noticia. Bloqueos en el campo La Cira Infantas. (Vanguardia 2017).

2.3.2. Pozo La Casona 1, Campo La Casona.

En la Figura 11 se observa la ubicación del pozo La Casona 1, bloque el Edén.

Figura 11

Localización bloque el Edén.



Nota: Informe de Gestión. Pozo la casona 1 (Parexrecources, 2013)

- Lugar del accidente: El pozo La Casona 1 está ubicado en el bloque El Edén, campo La Casona, en el municipio de Aguazul, departamento de Casanare.
- Pozos: Pozo La Casona 1.
- Características del campo: El campo La Casona está en actividad desde el año 2016.
- Fecha del incidente: 6 de marzo de 2018.
- Empresa operadora: PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.
- Causas: Se realizó una mala ejecución de las operaciones de abandono de pozo en el pozo La Casona 1, dando lugar a un derrame del fluido operacional generando un descontrol del pozo. (ANLA., 31 de agosto de 2018).
- Consecuencias: Reventón de pozo generando un incidente sin pérdidas humanas, brote de fluido en la superficie con afectaciones y una sanción ambiental por parte del ANLA.

Una de las consecuencias que se pueden genera es la salida súbita de fluidos como se representa en la Figura 12.

Figura 12

Reventón del pozo La Casona 1.

Nota: Noticia. Incidente operativo por flujo súbito de pozo petrolero en Aguazul. (Prensalibre, 2018).

2.3.3. Pozo 158 – Campo Lizama.

En la Figura 13 se presenta la localización del pozo Lizama 158, del municipio de Barrancabermeja.

Figura 13

Localización pozo Lizama 158.

Nota: Informe SSG. Derrame de petróleo en el pozo Lizama. (SSG, 2018).

- Lugar del accidente: El pozo Lizama 158 de Ecopetrol, está ubicado en el corregimiento la fortuna, municipio de San Vicente de Chucuri, departamento de Santander.
- Pozo específico: Campo Lizama pozo -158.
- Características del campo: El campo Lizama se descubrió en el año 1935, en el año de 1982 se alcanzó la tasa máxima produciendo aproximadamente 10.000 BOPD con API del crudo de 18.8.
- Fecha del incidente: 2017

- Empresa operadora: Ecopetrol S.A.
- Causas: Un yacimiento en condiciones naturales de sobre presión (4.850 Psi) al ser intervenido el pozo (que se encontraba suspendido para definir su eventual reactivación o abandono definitivo) se produjo un incidente operativo (el cual se encuentra en investigación), que terminó en la caída de una sección de la tubería de trabajo al fondo del pozo, situación que generó la falla del blanking plug (un tapón o barrera que impide que los fluidos del yacimiento lleguen a la cabeza del pozo. La ruptura de este tapón produjo un influjo imprevisto, que requirió para su control la inyección de fluidos a una presión de 1.250 Psi, medida que pudo generar la perdida de integridad mecánica en el revestimiento de producción. (Ecopetrol S.A., 2018).
- Consecuencias: En principio se originó el derrame de 500 barriles que genero una gran afectación en la quebrada la Lizama, Caño Muerto y el Rio Sogamoso.

  Se calcula que hubo un derrame total de 23.000 barriles de crudo, donde se vieron afectados alrededor de 3.157 árboles, más de 2.500 animales murieron y alrededor de 21 familias tuvieron que ser reubicadas. También se generaron grandes impactos en la pesca, la agricultura y la ganadería donde se vieron afectados cerca de 16.000 animales que quedaron sin donde pastar.

Cuando el derrame de petróleo no es controlado puede llegar fácilmente a zonas de vegetación afectando el medio biótico y abiótico como se observa en la Figura 14.

Figura 14

Contaminación del suelo, Pozo Lizama – 158.

Nota: Noticia. Millonaria multa. (El tiempo, 2020)

3. Consecuencias generadas por los problemas en el abandono de pozos.

La importancia de un buen diseño de proyecto teniendo en cuenta todas sus fases desde el pleno diseño del mismo, desde las operaciones de exploración, hasta las operaciones de producción y transporte, como también lo son las operaciones de abandono o sellado de pozo, el cual, con una buena planificación y ejecución de las operaciones que anteceden a la de abandono de pozos brindara una alta probabilidad de que no se presentarán problemas tan recurrentes y relativamente fáciles de evitar como los expuestos en los antecedentes del capítulo anterior. Las problemáticas presentadas en el capítulo 1 generan una línea de acontecimientos junto con consecuencias desde sutiles hasta fatales teniendo secuelas de gran magnitud.

A continuación, se van a presentar las consecuencias de las diferentes problemáticas que más impacto tienen en el medio ambiente, en la salud, ya sea de operadores y personas o

comunidades cercanas al sitio del inconveniente, y económicamente, ya sea por perdidas de equipos o por sanciones.

3.1. Impacto ambiental.

El impacto ambiental por la industria del petróleo es" Cualquier alteración en el medio ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad" (ANLA, 2015). En la industria del petróleo se debe principalmente a la producción de crudo, gas y agua desde el yacimiento hasta la superficie, o a otros lugares donde la probabilidad de que haya un impacto ambiental negativo es alta, esta liberación puede haber sido generada de manera accidental o por la mala práctica y ejecución de las operaciones (Instituto Argentino del Petróleo;, 1991). Las diferentes áreas donde puede presentarse una contaminación ambiental por derrame de crudo son:

3.1.1. Medio biótico.

El medio biótico es cualquier área donde resulta característica la existencia de vida y armonía entre los diferentes reinos de la naturaleza. En la industria de los hidrocarburos las pasturas, arbustos y matorrales del medio biótico son los más afectados por la contaminación de crudo, esta vegetación le da refugio y vida a la fauna de este ambiente, donde las aves son las más afectadas por estas contaminaciones ya sea por contacto directo o por ingesta. De acuerdo con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA hay un criterio respecto a los principales componentes del medio biótico en el área adyacente donde se está realizando el proyecto, dando lugar a (Vargas Guarín, 2020).

- Cobertura vegetal o flora: Se define como toda área de tierra en la superficie que constan de material vegetal, junto con la fauna generan el medio biótico, lugar propenso

a la proliferación de vida lo cual es de vital importancia. Cuando se definen las áreas limitadas en la cual el proyecto de explotación petrolera pueda hacer un impacto ambiental se pone una barrera que permita contener la contaminación y propagación de los impactos ambientales, esta lastimosamente muchas veces no se realiza de la manera adecuada, dejando huecos o baches los cuales cuando ocurre una emergencia, el impacto es mayor. (Vargas Guarín, 2020).

En la Figura 15 se presenta un ejemplo de las consecuencias que genera el derrame y su afectación en la superficie.

Figura 15

Contaminación medio biótico, flora. Pozo SAN-31 campo Sanandita, Bolivia.

Nota: Artículo. Plan de acción Ambiental inmediato y abandono de pozos. (Amazonasws 2016)

- Fauna: La fauna se refiere a todas aquellas especies animales que habitan una región geográfica en específico, en la industria del petróleo la protección de la fauna se enfoca en la protección de las diferentes especies que habitan, sus ecosistemas y diversidad biótica del área adyacente al proyecto petrolero que se esté realizando. Cuando ocurre

un derrame de crudo en la superficie los animales pueden llevar la peor parte si entran en contacto o ingieren el crudo, llegando al punto de poder matarlos.

Como se observa en la Figura 16, el derrame de hidrocarburos puede llegar también a cuerpos de agua afectando diferentes tipos de organismos.

Figura 16

Contaminación medio biótico, fauna. Pozo Lizama 158.

Nota: Noticia. Derrame de petróleo en el pozo Lizama 158. (Vanguardia, 2017).

- Ecosistemas acuáticos: Son todos esos cuerpos de agua en superficie que estén adyacentes o en el área de influencia del proyecto y la composición hidro biota presente como lo son las especies animales y vegetales que habitan dichos cuerpos. Se debe tener en cuenta que los cuerpos de agua ya sean ser ríos o quebradas normalmente están interconectados con otros cuerpos de agua y ecosistemas, lo cual presenta un posible mayor alcance de contaminación si llega a suceder un accidente y por consiguiente impacto ambiental.

  El vertido de crudo sobre los cuerpos de aguas superficiales produce varios daños al ecosistema como la disminución del contenido de oxígeno en agua y por lo tanto un bajo en el aporte de sólidos y de sustancias orgánicas e inorgánicas. (Instituto Argentino del Petróleo;, 1991).

En la Figura 17 se presenta una vista más clara de las consecuencias que puede generar un derrame de crudo sobre cuerpos de agua.

Figura 17

Contaminación medio biótico, ecosistemas acuáticos. Pozo Lizama 158.

Nota: Noticia. Derrame de petróleo en el pozo Lizama 158. (Vanguardia, 2017).

3.1.2. Medio abiótico.

El medio abiótico incluye toda la estructura sin vida o territorio en la cual se crea el espacio físico donde se levantan todos los ecosistemas, estos factores abióticos pueden ser de carácter geográfico, climático, composicional y químico. La combinación y armonía entre el medio abiótico y biótico da lugar a un ecosistema equilibrado y un proyecto petrolero siempre debe buscar que el impacto ambiental sea el mínimo posible y de que no haya accidentes en el cual la contaminación pueda ser a una escala considerable y pueda afectar seriamente dichos ecosistemas.

De acuerdo con la Dirección de licencias, permisos y tramites ambientales, se debe delimitar el área de influencia del medio abiótico desde el inicio del diseño de un proyecto de explotación petrolera, dividiéndose en los siguientes componentes (Vargas Guarín, 2020):

- Suelos: Los suelos corresponden a la parte superficial de la capa externa de la corteza terrestre, es decir los primeros metros de profundidad de la superficie o el subsuelo. Cuando se lleva a cabo un proyecto petrolero se debe realizar un estudio del suelo del área limitada y adyacente para conocer sus características, su uso actual y potencial a futuro para el uso en diferentes áreas como la ganadería, cultivo y demás. Cuando ocurre un derrame de crudo y entra en la superficie, generalmente se ven afectados simultáneamente el medio biótico y abiótico por su estrecha relación.

No solo los cuerpos de agua y los diferentes seres vivos son afectados por un derrame, en la Figura 18 se presenta un derrame de crudo en suelo.

Figura 18

Contaminación medio biótico, flora. Campo Cira infantas.

Nota: Noticia. Bloqueos en el campo La Cira Infantas. (Vanguardia, 2017).

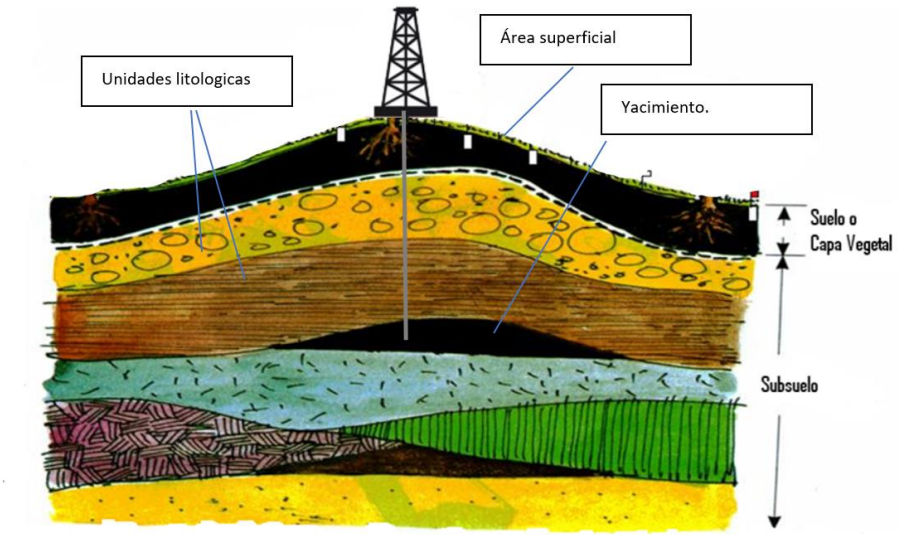
- Geología: Hace referencia a todas las estructuras litológicas que presenta el yacimiento del proyecto petrolero, para esto se debe hacer un estudio y así conocer las diferentes características y propiedades que tienen las unidades litológicas. En muchas ocasiones además de derrames de crudo en la superficie también pueden ocurrir flujos cruzados

en las formaciones del yacimiento pudiendo generar afectación y contaminación a unidades litológicas adyacentes donde puede haber algún medio biótico o abiótico.

No solo la superficie puede verse afectada por un problema de derrame descontrolado de crudo sino también el subsuelo y las unidades litológicas adyacentes al pozo, En la Figura 19 se expone la estructura litológica que podría presentar un pozo de hidrocarburos.

Figura 19

Medio biótico, abiótico y unidades litológicas del subsuelo en la explotación petrolera.



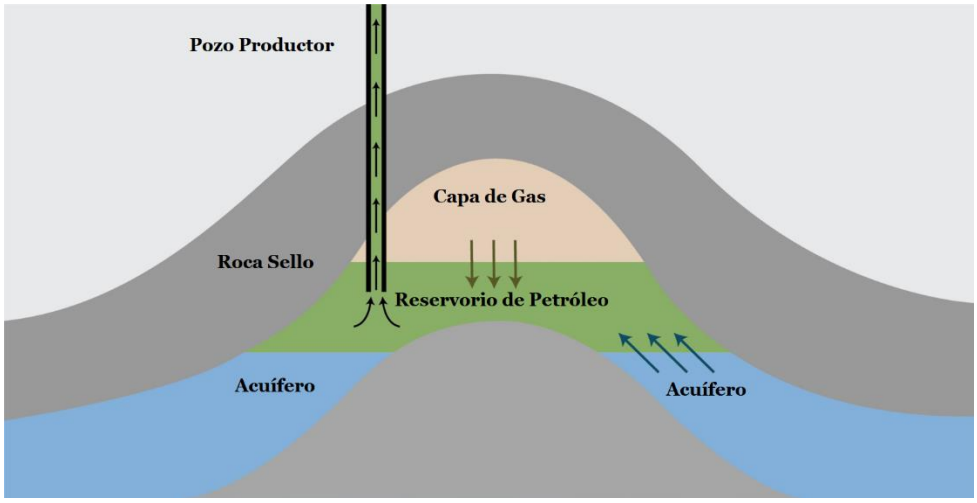
Adaptado de: Noticia. Exploración del subsuelo requiere actualización tecnológica. Editado por los autores. (Hemisferio Mx, 2017)

- Recurso hídrico: Hace referencia a los recursos hídricos que hacen parte del subsuelo como lo son los acuíferos o aguas subterráneas cercanas o adyacentes al yacimiento. Cuando ocurren flujos cruzados o sobrepresiones en la formación donde está el pozo abandonado, puede haber filtraciones entre formaciones y poder llegar a un acuífero cercano generando un gran problema ya que cuando un cuerpo de agua entra en contacto con crudo con gases se contamina en un alto grado (Instituto Argentino del Petróleo;, 1991).

En la Figura 20 se presenta la opción de un sistema petrolífero que tiene un acuífero adyacente, por lo que, si ocurre un derrame de crudo en un pozo así, el acuífero podría verse afectado.

Figura 20

Sistema petrolífero con acuífero adyacente.



Nota: Artículo. Generación de un sistema petrolífero con acuífero adyacente. (Portal del petróleo. 2009)

- Atmósfera: Generalmente junto al petróleo se encuentra también gas, el cual está formado por hidrocarburos livianos que pueden contener gases perjudiciales para la salud como lo son el dióxido de carbono CO2, monóxido de carbono CO y el ácido sulfhídrico H2SO4, normalmente en la producción si el gas producido tiene estos compuestos se quema, pero cuando un pozo está abandonado y ocurre la salida súbita de crudo, gas y agua, el ambiente circundante del área se verá afectado notoriamente bajando considerablemente la calidad del aire.

3.2. Impacto social.

Además del impacto ambiental y todo lo malo que conlleva un derrame de petróleo, cuando ocurre un problema con un pozo abandonado, las consecuencias tienen un impacto social sobre sobre la salud, el empleo, las fuentes de ingreso afectadas por el derrame, el tema

económico para la empresa y la imagen de la compañía puede ser crucial para contratos en un futuro. A continuación, se profundizará más acerca de estos impactos sociales.

3.2.1. Salud.

Cuando ocurre un derrame de crudo, además de ser afectado el medio abiótico donde viven diferentes tipos de fauna y flora que habitan la zona afectada por el crudo, también se ve afectada la salud de los operarios que trabajan en el pozo petrolero si estas problemáticas ocurren cuando las operaciones de abandono están activas ya sea porque hubo un reventón o salida súbita de hidrocarburos. La salud de las comunidades que viven cerca al área donde ocurrió la contaminación también se ven afectadas ya que los hidrocarburos son compuestos muy nocivos si se entra en contacto directo con él, y cuando un problema así sucede, hay muchas probabilidades que los cuerpos de agua, la vegetación y animales se vean afectados y consecuentemente las comunidades cercanas que comúnmente recurren a estos cuerpos de agua para diversas actividades.

3.2.2. Empleo y fuentes de ingreso en el área de impacto.

El empleo y las fuentes de ingreso en el área de impacto son otros de los factores que se ven afectados cuando ocurre una problemática en el abandono de un pozo y más cuando esa problemática se convierte en contaminación ambiental. En muchas ocasiones las comunidades cercanas se ven afectadas porque la zona de contaminación llega a aguas superficiales donde se aprovechaba de ella para el trabajo como la agricultura, la pesca, la ganadería entre otros, y zonas primordiales que quedan incomunicadas para el transporte de materias primas.

3.2.3. Económico.

Si un pozo de petróleo presenta muchas problemáticas y dificultades, la inversión económica aumenta. Cuando ocurre un reventón o salida súbita de hidrocarburos ya sea en

actividades de abandono de pozo o después de realizar esta operación, las herramientas y equipos que se están utilizando en el momento podrían verse afectadas lo cual genera un gasto económico adicional para la empresa operadora, en muchas ocasiones se generan también sanciones económicas de parte de los entes reguladores como el ANLA y el Ministerio de Minas y Energía dependiendo de la gravedad del accidente y su afectación ambiental.

3.2.4. Imagen de la compañía.

En este mundo donde todos estamos conectados a la actualidad del país en todo aspecto, es muy sencillo que una problemática de estas y sus consecuencias en la industria petrolera se vea expuesta ante la vista pública muy fácil y con la posibilidad de entrar en especulaciones y noticias falsas, el cual podría generar una imagen muy desfavorable para la compañía responsable de estos problemas. Por otro lado, cuando una empresa operadora se ve afectada por una sanción económica por cualquier problema anteriormente expuesto, su imagen ante los entes reguladores se vería afectada, generando desconfianza para nuevos licencias y contratos en un futuro.

3.3. Sanciones y secuelas.

Las sanciones son interpuestas por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, las sanciones pueden ser de ámbito económico o la no autorización de operación por parte de la empresa o ente en una región determinada. La ley 1333 del 21 de julio de 2009 nos brinda el procedimiento sancionatorio ambiental y la potestad titular sancionatoria para imponer y ejecutar las medidas necesarias preventivas y sancionatorias en materia ambiental para quienes incurren en un impacto negativo del ambiente por la operación de una actividad. En la ley se contemplan medidas preventivas y sanciones administrativas

para evitar la realización de acciones en contra del medio ambiente, así garantizando la validez de los propósitos contemplados en la constitución política de 1991, las normas y los tratados internacionales. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 21 Julio de 2009).

3.3.1. Tipos de sanciones.

A continuación, se reflejarán los diferentes tipos de sanciones que se pueden adjudicar hacia una empresa que haya incurrido en una contaminación ambiental.

- Multa correspondiente al grado en que fue afectado el medio ambiente en los diferentes componentes anteriormente expuestos.
- Cierre temporal o definitivo de las operaciones.
- Demolición de la obra.
- Decomiso de productos, medios e implementos.
- Restitución del medio biótico y abiótico.
- Trabajo o inversión en la comunidad por parte del infractor.
- Revocatoria de la licencia de operación.

3.3.2. Secuelas.

En muchas ocasiones las zonas que fueron afectadas por el problema ambiental generado se pueden remediar de manera relativamente rápida ya que hay ecosistemas que son más dinámicos en sus procesos, pero en otras ocasiones estos problemas persisten a lo largo de los años o podría durar siglos como ocurre en ecosistemas de cuerpos de agua como acuíferos o zonas costeras. También depende mucho del grado del accidente y que tanto fue afectado el medio biótico y abiótico.

4. Mejores prácticas en el ámbito internacional.

4.1. Normatividad internacional.

El instituto Americano del petróleo (API) es la asociación más reconocida en la industria de los hidrocarburos, siendo un referente a nivel mundial en todas las operaciones y actividades petroleras, incluyendo las operaciones de abandono de pozos.

Hay dos documentos que se enfocan en las actividades de abandono de pozo en cuestiones de operación, tema ambiental, seguridad y demás aspectos que resultan siendo de gran importancia, los documentos son el API E3 y el API 51R. A continuación, se presenta un resumen de los aspectos más importantes que nos brindan estas dos normas.

4.1.1. Norma API E3.

En esta norma se abordan temas de prevención del medio ambiente en términos de evitar la contaminación de acuíferos de agua dulce en pozos donde exista un alto potencial de migración y contaminación de los fluidos, reconociendo los riesgos y definiendo los procedimientos necesarios para realizar un aislamiento de zonas de producción y los requerimientos para los intervalos de inyección de agua, protección de suelos y aguas superficiales. (Instituto Americano de Petróleo., 2004).

Por otro lado, se definen los conceptos más importantes referentes a las operaciones de abandono de pozos como lo son; Pozo, pozo inactivo, taponamiento, presión de formación, migración de fluidos, sobrepresión, entre otros. Para así tener un estándar en los procedimientos de esta operación en la industria.

A partir de la presión de formación y el estado de cementación del revestimiento se puede categorizan un posible potencial de migración de fluidos en un futuro y posible contaminación de fluidos en la superficie, formaciones adyacentes o acuíferos cercanos.

En la tabla 1 se aprecia el nivel de riesgo de una posible migración de fluidos a partir de la presión de formación y el estado de cementación y revestimiento.

Tabla 1

Clasificación según la presión de formación y el estado de cementación y revestimiento.

Riesgo	Niveles de protección	Presión en superficie	Presión en el anular del revestimiento	Presiones altas de la formación de interés	Presiones adicionales
Bajo	2	No	No	No	No
Moderado	1	No	Si	Si	No
Alto	0	Si	Si	Si	Si

Nota: Norma API E3 Instituto Americano del Petróleo. (API Bull E3, 2018).

La norma API E3 muestra una guía acerca de los procedimientos para el abandono de pozo, como deben instalarse los tapones de cemento e identificación de los diferentes intervalos críticos para así evitar una posible migración de fluidos y contaminación.

Según la API E3 para el correcto abandono de pozo hay una serie de objetivos principales a la hora de realizar estas actividades:

- Aislar el pozo de acuíferos de agua dulce adyacentes.
- Aislar zonas productoras o no completadas.
- Protección de la superficie y aguas superficiales.
- Aislar intervalos de inyección.

Los anteriores objetivos se cumplen con la correcta instalación de los tapones de cemento en los intervalos indicados para así aislarlos y evitar migración de fluidos y contaminación.

4.1.2. Norma API 51R.

En la norma API 51R se abordan temas referentes a la recuperación integra del suelo del pozo abandonado y la completa revegetación y recuperación de especies de la zona. Obras civiles como la construcción de cunetas, alcantarillas, desagües y demás deben ser aprobadas e inspeccionadas regularmente para constatar su correcto funcionamiento.

Por otro lado, define los aspectos básicos para entender la aplicación de la operación y los procedimientos que se deben cumplir en términos de normas y obligaciones contractuales con el dueño del predio donde se realizara el abandono de pozo. También incentiva la necesidad de realizarse los estudios necesarios para que el impacto ambiental sea mínimo. (Instituto Americano de Petróleo., 2004).

Según la norma API 51R se deben realizar las operaciones de cementación correctamente desde los inicios del diseño del proyecto petrolero, así al garantizar una buena práctica en las cementaciones primarias durante la etapa de perforación y completamiento de pozos, la posibilidad de migración de fluidos, contaminación de acuíferos, superficie y sus aguas durante las operaciones de abandono de pozo será baja.

4.1.3. Norma NORSOK standard D-010 sección 9

Esta norma aborda los procedimientos para el abandono de pozos de petróleo y gas en Noruega, se describen los requisitos y directrices mínimos funcionales y orientados a la planificación y a la ejecución de abandono de pozos.

En la Tabla 2 se mostrará la función y tipos de barreras de pozo de acuerdo con la norma NORSOK standard D-010:

Tabla 2

Función y tipos de barreras de pozo.

Nombre	Función	Propósito
Barrera de pozo primaria.	Primera barrera del pozo contra el flujo de fluidos de formación a la superficie, o para asegurar un último pozo abierto.	Aislar una fuente potencial de afluencia de la superficie.
Barrera de pozo secundaria.	Respaldo de la barrera de pozo primaria.	Tiene el mismo propósito que la barrera primaria, y se aplica cuando la fuente potencial de entrada es una formación con potencial de flujo y/o hidrocarburos.
Barrera de pozo abierta a la superficie.	Para aislar un agujero abierto de superficie, que queda expuesto mientras se tapona el pozo.	Barrera de pozo "a prueba de fallas", donde una fuente potencial de flujo queda expuesta por ejemplo "un corte de la tubería de revestimiento".
Barrera secundaria de pozo, abandono temporal.	Pozo independiente, barrera en relación con actividades de perforación y pozos activos.	Para garantizar una reconexión segura a un pozo abandonado, y se aplica solo cuando las actividades del pozo no han concluido.

Nota: Norma, NORSOK standard D-010, (2004).

Las funciones de una barrera de pozo y de un tapón pueden combinarse en caso de que cumpla más de uno de los objetivos mencionados (excepto que una barrera de pozo secundaria nunca puede ser una barrera de pozo primaria para el mismo yacimiento).

La colocación de las barreras para los pozos debe instalarse lo más cerca posible de la fuente potencial de entrada, cubriendo todas las posibles vías de fuga. Las barreras de pozos primarias se colocarán a una profundidad en la que la presión de fractura de la formación estimada en la base del tapón es superior a la presión interna potencial.

Se deben realizar pruebas de verificación a las barreras, cuando no sea posible realizar pruebas de entrada o de fugas desde arriba para verificar la integridad de una barrera de pozo o cuando no se puedan obtener resultados concluyentes, se utilizarán otros medios para garantizar la correcta instalación de una barrera de pozo. La verificación a través de la evaluación de la planificación del trabajo y de los parámetros reales de rendimiento del trabajo son opciones disponibles.

Para los pozos donde se desea realizar la operación de abandono de pozos de manera permanente deberá contar con al menos una barrera de pozo entre la superficie y una fuente potencial de afluencia, a menos que se trate de un yacimiento (que contenga hidrocarburos y/o tenga un potencial de flujo), en cuyo caso se requerirán dos barreras de pozo. La última sección abierta de un pozo no se abandonará definitivamente sin instalar una barrera permanente para el pozo, independientemente de la presión o potencial de flujo. El pozo completo deberá estar aislado.

Las barreras permanentes para pozos se extenderán a lo largo de toda la sección transversal del pozo, incluirán todos los anulares y sellarán tanto vertical como horizontalmente.

En la Tabla 3 se presentan las diferentes normativas que rigen el éxito de las operaciones de abandono de pozos en diferentes países.

Tabla 3

Tabla comparativa de la regulación a nivel mundial.

País	**Estados Unidos de América.**
Regulación	Instituto Americano de Petróleo (API). Forma API E3 y API 51R.
Criterio de éxito	Las Normas API se enfatizan en el éxito de instalación de los tapones de cemento en orificios abiertos y tapones mecánicos y de cemento por encima de las zonas de producción o inyección. Debe realizarse una prueba hidrostática para constatar la presión de los tapones.
País	**Noruega.**
Regulación	NORSOK Standard D-010 de 2013. Sección 9 de la norma NORSOK D-010
Criterio de éxito	La norma proporciona los diferentes requisitos y directrices para obtener el mejor diseño, planificación y ejecución de las operaciones de abandono de pozos
País	**Francia.**

Regulación	Reglamento general para la Industria Extractiva de parte del Ministerio de Economía, Industria y Empleo. Decreto #2000-278, Articulo 49 "Cierre definitivo de pozos"
Criterio de éxito	La norma se enfoca en obtener la mejor calidad de los tapones, ya sean principalmente de cemento o también sedimentos y resina. Su objetivo es encontrar una calidad de aislamiento optima y esto se logra a partir de una prueba de carga y una prueba de presión, monitoreadas por parre de Cement Bod Log (CBL).
Pais	**Brasil.**
Regulación	Agencia Nacional de Petróleos, Gas y Biocombustibles (ANP). Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Pozos (SGIP).
Criterio de éxito	La normativa brasileña dicta una flexibilidad de acción para las empresas operadoras, por los tanto estas son las que deciden cual es la mejor manera de llevar a cabo el abandono de un pozo de acuerdo con su situación. Aunque tienen la exigencia de que se instalen como mínimo dos conjuntos de barreras solidarias (CSBs) para garantizar un óptimo sellado del pozo.
Pais	**Reino unido.**
Regulación	Asociación de petróleo y gas del Reino Unido. Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells

Criterio de éxito	La normativa Oil and Gas UK nos indica cuales son la cantidad de barreras para una zona permeable o para una zona que tuvo hidrocarburos, donde estas zonas pueden tener fuentes de agua, zonas de alta presión y nos indica cuales deben ser las longitudes mínimas en el espacio anular y del cemento.

Nota: Articulo. 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. (Sanchez Alvarez, 2019).

4.2. Prácticas de abandono de pozos que pueden ser implementadas para el mejoramiento nacional.

En el abandono de pozos de petróleo se pueden evidenciar diferentes tecnologías que normalmente no son usadas pero que se pueden implementar en la industria para generar mejores prácticas y nuevas alternativas a la hora de realizar la operación de abandono, donde dependiendo las características del pozo en el que se desea realizar el abandono, se pueden implementar nuevas tecnologías para realizar la ejecución del proceso con calidad, evitando problemas futuros tanto en el medio ambiente como en costos para las empresas.

Se lograron identificar tecnologías como el Jet Grouting que se pueden implementar cuando el pozo no está en las condiciones ideales para el abandono, también se identificaron materiales alternativos para los tapones utilizados en abandono de pozos de petróleo y nuevos aditivos que son más amigables con el medio ambiente y de mejor calidad.

4.2.1. *Jet Grouting para abandono de pozos de petróleo.*

Esta es una tecnología que se viene implementando cuando el pozo no está en las condiciones ideales para el abandono, se pueden presentar pozos donde el anular no se encuentra cementado, por lo que no se podría asentar un tapón en el interior del casing ya que no cumpliría con la función de generar un sello, cuando se presentan pozos con estas

características y se necesita realizar el abandono de estos pozos se puede implementar la herramienta de Jet Grouting donde se procede a realizar un tapón de cemento en el anular y en el caising para generar un buen sellado.

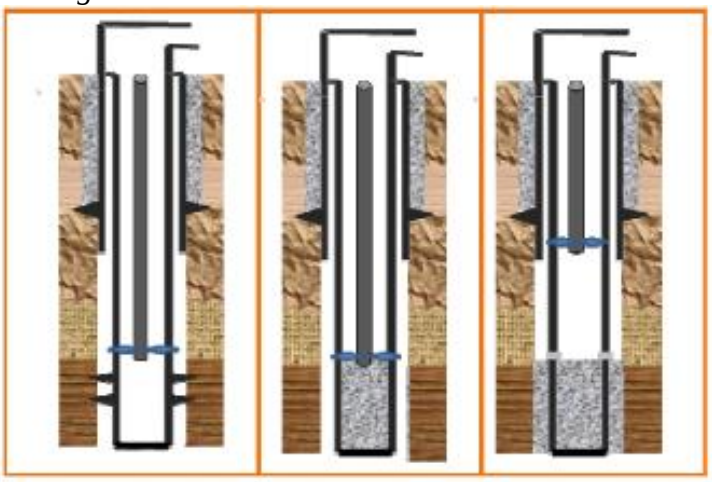
Esta técnica es viable para ser implementada en los pozos donde se desea realizar la operación de abandono y este pozo no se encuentra cementado en el anular, para realizar este procedimiento es necesario cortar el casing en el punto deseado para que la lechada de cemento pueda ingresar y situarse en el anular, luego se procede a bajar la herramienta para realizar el tapón de cemento al interior del casing, la cual requiere de poca presión para generar un tapón de cemento de buena calidad y un buen sellado. (Acevedo Rincón & Arenas Torres, 2008)

La mayor ventaja de esta técnica es la excelente unión entre el cemento la formación y el casing, provocando así un buen sellado y aislamiento, controlando de manera efectiva la migración de fluidos. (University of Texas, 1991).

En la siguiente Figura se muestra la tecnología Jet Grouting que se viene implementando para pozos que no se encuentran en condiciones ideales para el abandono.

Figura 21

Tecnología Jet Grouting.



Nota: Libro, Handbook on Well Plugging and Abandonment. (University of Texas, 1991)

4.2.2. Material alternativo para tapones utilizados en abandono de pozos de petróleo.

Se ha demostrado que el material ideal para reemplazar los tapones utilizados en el abandono de pozos de petróleo es la bentonita de sodio comprimida, donde este material tiene una densidad especifica mayor a dos y posee gran facilidad de moldeamiento, las características de hidratación y su comportamiento plástico hacen que este material se pueda moldear fácilmente a la forma del casing, con las propiedades que posee este material es posible llegar a la profundidad de interés donde se desea asentar el tapón, sus propiedades no van a variar con los cambios de temperatura y presión.

A continuación, en la Tabla 4 se exponen las diferentes propiedades del cemento común y la bentonita de sodio.

Tabla 4

Propiedades del cemento común y la bentonita de sodio.

	CEMENTO.	BENTONITA DE SODIO.
Composición química.	65% CaO 22% SiO2 13% Otros	63% SiO2 21% AL2O3 16% Otros
PROPIEDADES FISICAS.		
Gravedad especifica.	3,14 -3,16	2,5 - 2,8
Área superficial (cm2/g).	2500-4000	80000
Densidad (g/cm3).	1,506	2,05 - 2,2 (1,75 si esta hidratado).
Permeabilidad (md).	$10^{-5} - 10^{-3}$	$10^{-2} - 10^{-7}$
PROPIEDADES MECANICAS.		
presión de expansión (psi).	0	10 a 25 veces
Esfuerzo compresivo (psi).	500 - 4000	174 - 369

Nota: Article. New Abandonment Tecnology New Materials and Placement Techniques. (University of Texas, 1991).

4.2.3. *Nuevos cementos.*

El cemento Portland a través del tiempo ha demostrado ser el mejor material para las operaciones de abandono de pozos de petróleo, es duradero, confiable se encuentra disponible en todo el mundo y es relativamente económico, pero puede llegar a tener

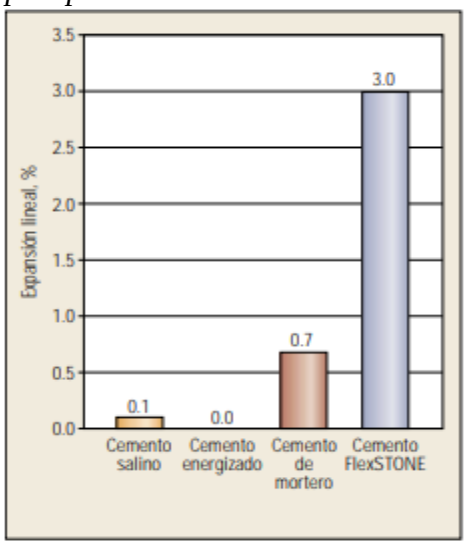
algunas deficiencias, la contracción que se presenta al fraguar el cemento Portland común puede crear pequeñas grietas y espacios que podrían convertirse en trayectorias de flujo, por esta razón se han desarrollado nuevos cementos flexibles que brindan una integridad de más largo plazo que el cemento Portland común por que resisten el agrietamiento por esfuerzos tectónicos y la formación de micro anillos. ((Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002).

Con la llegada de la tecnología de cementación FlexSTONE en el año 2000 se incorpora una distribución optimizada de partículas flexibles dentro de la matriz del cemento para que esta se adapte a las variaciones de presión y temperatura, lo que crea un aislamiento de la formación que va más allá de la vida del pozo. ((Delage S, Baumbarte C, Thiercelin M, & Vidick B, 25).

En la Figura 22 se presentan las propiedades aptas para el aislamiento, los nuevos sistemas de cementación ofrecen una mayor expansión lineal que otros sistemas de cemento expansivo.

Figura 22

Propiedades del cemento aptos para el aislamiento.

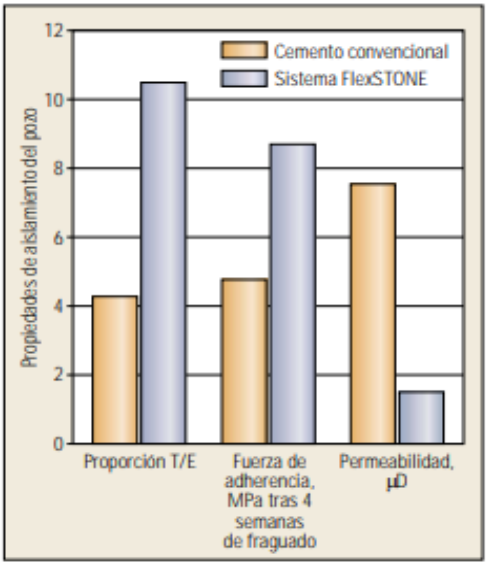


Nota: Artículo, El principio del fin: revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002).

En la Figura 23 se presentan las propiedades del cemento de los sistemas FlexSTONE que ofrecen mejores propiedades críticas para el aislamiento del pozo, incluidas la relación entre el esfuerzo de tensión y el módulo de Young (T/E), la fuerza de adherencia y la baja permeabilidad.

Figura 23

Propiedades del cemento aptos para el aislamiento.



Nota: Artículo, El principio del fin: revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans, 2002)

4.2.4. Implementación de nanomateriales para mejorar las propiedades del cemento.

La aplicación de nanomateriales para resolver problemas en la cementación de pozos petrolíferos ha empezado hacer investigada por la industria del petróleo y gas, donde se han presentado diferentes usos de los nanomateriales para la cementación de pozos petrolíferos, como los son el nano sílice y nano alúmina como posibles aceleradores, los nanotubos de carbón (CNT) con alta relación para mejorar las propiedades mecánicas, nanomateriales para reducir la permeabilidad/porosidad y para aumentar la conductividad térmica.

Se han observado mejoras en las propiedades del cemento inducidas por nanomateriales que incluyen el desarrollo de la resistencia temprana, el aumento de la relación entre la compresión a largo plazo y la resistencia a la tracción, la mejora de la viscosidad y el aumento general de la resistencia a la compresión; estas modificaciones y mejoras se atribuyen a factores como la densificación, el empaquetamiento de partículas, la aceleración y el refuerzo estructural. Las propiedades mecánicas deseadas en los cementos para pozos petrolíferos, el módulo de Young del cemento debe ser lo más bajo posible, mientras que la resistencia a la tracción del cemento debe ser lo más alto posible. Una lechada de cemento Portland fraguado sin ninguna modificación de las propiedades mecánicas suele tener una relación de resistencia a la tracción y a la compresión de aproximadamente 10%, se han sugerido que algunos aditivos a nano escala pueden alterar esta relación, si esta relación se incrementara al máximo la vida del cemento en un pozo determinado será mayor.

La aceleración de la reacción de hidratación en la cementación de pozos petrolíferos es importante porque disminuye el tiempo de espera del cemento (WOC), especialmente en aplicaciones de baja temperatura. Un tiempo de WOC más corto es deseable para ahorrar tiempo de perforación. Los materiales como el nano SiO2 y el nano-C-S-H (hidrato de silicato de calcio), son conocidos por ser buenos aceleradores de la hidratación del cemento. Otras propiedades que se ven afectadas por estas partículas a nano escala son porosidad/permeabilidad, viscosidad/reología, resistencia, durabilidad, contracción y resistencia a la corrosión, además se ha sugerido que los nanomateriales pueden rellenar los espacios entre el gel C-H-S y actuar como nano relleno para reducir la porosidad/permeabilidad efectiva. (Ashok, Peter J, & Pang, 2012).

5. Normas técnicas y marco legal para la aplicación y ejecución de las operaciones de abandono de pozos.

5.1. Normatividad para el abandono de pozos en Colombia.

A continuación, se hará referencia a la normatividad que rige las operaciones de abandono de un pozo petrolero en Colombia donde tenemos la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 capítulo III del Ministerio de Minas Energía, para operaciones de abandono de pozos, también encontramos el Decreto 1895 de 1973, que define en qué caso la industria debe abandonar un pozo y por último tenemos la Normatividad Interna de Ecopetrol S.A. donde se definen los procedimientos y el desarrollo de las actividades para el abandono de pozos.

5.1.1. Resolución 181495 de 2009, Capítulo III. Taponamiento y abandono de pozos

Artículo 30.

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

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

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

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

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

Artículo 31.

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

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

Artículo 32.

Suspensión temporal de pozos terminados: El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con una debida justificación.

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

Artículo 33.

Permiso de abandono de pozos oficialmente terminados: Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo oficialmente terminado, se solicitará permiso por escrito al MME diligenciando el formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial". Finalizados los trabajos de taponamiento se diligenciará el formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono".

Artículo 34.

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

Artículo 35.

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

5.1.2. Resolución 40048 de 2015, del Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 5. Modificar el Artículo 30 de la resolución 181495 de 2009, el cual quedara así:

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

de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, del nuevo programa de abandono.

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

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

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

Parágrafo 1. En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el formulario 6 “Informe de terminación oficial”

Parágrafo 2. El contratista podrá abandonar temporalmente un pozo exploratorio, previa autorización y aprobación de programa de taponamiento por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, por un periodo que no podrá extenderse más allá de la fase exploratoria del contrato.

Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo.

En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1000 pies (304.8 metros) y el operador haya asegurado apropiadamente el pozo, no será necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instaladas.

Toda intervención y/o operación de re-entry al pozo abandonado temporalmente deberá ser aprobada previamente por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se deberá diligenciar el Formulario 6 “Informe de terminación oficial.

Parágrafo 3. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea menor o igual a 1000 pies (304.8 metros), la actividad de abandono temporal requerirá la instalación de un guarda redes (net guard) sobre el cabezal del pozo.

Parágrafo 4. En operaciones costa afuera, si terminada la fase exploratoria el operador ha realizado la declaración de comercialidad del campo, el periodo de abandono temporal podrá extenderse durante el tiempo que se tarden las operaciones de construcción de las facilidades necesarias para el manejo de los fluidos que se produzcan”.

Artículo 6. Modificar el artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009, el cual quedara así:

“Articulo 32. Suspensión Temporal de Pozos Perforados o Terminados”. El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, prorrogable por un término igual con la debida justificación.

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

5.1.3. Decreto 1895 de 1973, Capítulo IV. Perforación de pozos de petróleo y gas en concesiones, en aportes y áreas de propiedad privada.

Artículo 32.

Cuando un pozo durante su perforación tenga que ser abandonado por fallas mecánicas, sin haber alcanzado su objetivo principal y el operador quiera iniciar inmediatamente un nuevo pozo que lo reemplace, podrá hacerlo sin necesidad de cumplir lo estipulado en cuanto al plazo de treinta (30) días a que se refiere el artículo 28, dando previo aviso al ingeniero de zona.

Artículo 38.

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

Artículo 39.

Si como resultado de la perforación a bala o por otro método, o por tratamiento químico de los intervalos productores, estos o las tuberías de revestimiento resultaren

deteriorados, impidiendo la producción de petróleo y gas, el operador deberá remediar con prontitud tal situación. Si la reparación del pozo resultare imposible y este no pudiere ser utilizado para otros fines prácticos, el pozo deberá ser convenientemente taponado y abandonado.

Artículo 42.

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

1. Permiso para abandonar un pozo.

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

2. Métodos de taponamiento y procedimiento.
   a. El pozo deberá llenarse de lodo desde el fondo hasta el tope de cada formación productiva, o colocarse un tapón puente en el tope de cada formación productiva, y en todo caso, deberá colocarse un tapón de cemento no menos de quince (15) pies de longitud inmediato a cada una de las formaciones productivas.
   b. Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.

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

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

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

Artículo 43.

Cuando un pozo no cumpla los fines para los cuales fue perforado y se desee retirar el revestimiento de producción, el operador deberá solicitar permiso al Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 45.

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

Artículo 46.

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

Artículo 47.

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

5.1.4. Decreto 1895 de 1973, Capítulo V. Informes sobre perforación, terminación oficial y abandono de pozos exploratorios y de desarrollo.

Artículo 51.

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

5.2. Normatividad interna de Ecopetrol S.A.

En el año 2014 la empresa Ecopetrol S.A elabora un documento donde mencionan las actividades que debe aplicar la empresa para el abandono de pozos operados y/o con participación de Ecopetrol S.A.

El documento establece las actividades que se deben realizar para el abandono técnico de los pozos, de acuerdo con la normativa dada en la Resolución 181495 de 2009, donde se definen los procedimientos y el desarrollo de las actividades para el abandono de pozos.

Para la cementación de anulares el documento recomienda evaluar la integridad del cemento en todos los anulares entre los revestimientos instalados al menos de 200ft buscando que no se presente flujo en superficie, se debe revisar en la historia del pozo si existen registros de cementación de los revestimientos, en caso de que no existan, se recomienda tomar un registro modo cemento y modo corrosión, en los revestimientos que no es posible tomar registro, realizar una prueba de comunicación entre anulares.

Dentro de los métodos para cementar el espacio entre revestimientos en superficie y producción se recomienda bombear cemento por las válvulas en las cabezas de pozo a presión (atmosférica) y bajo caudal (0.1 BPM).

Para el tapón de superficie se debe asegurar la integridad entre el tapón intermedio y superficie, se debe bajar la sarta de cementación mínimo de 120ft asegurando una distancia mínima de 50ft de la punta al fondo de los perforados de superficie y bombear lechada forzando hasta tener retorno de cemento en el anular del casing de superficie y cerrar la válvula.

Para el balanceo de tapones de cemento de fondo e intermedio se recomienda balancear los tapones de cemento 100ft por debajo del último perforado y 100ft por encima del tope de perforados. (para casing mayores a 9 5/8″ se debe considerar a un promedio de 60ft de seguridad), se debe bombear volumen de cemento y desplazar (se recomienda exceso del 10%). Se debe tomar las muestras de cemento o testigos, esperar el tiempo de fragüe y verificar los testigos. Se recomienda bombear píldora base agua con inhibidor de corrosión. (Ecopetrol S.A., 2014).

5.3. Formatos legales.

A continuación, se presentan los formatos legales exigidos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH para llevar a cabo las operaciones de abandono de pozo:

La Figura 24 representa la forma 7-CR PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL, de parte del Ministerio de Minas y Energía.

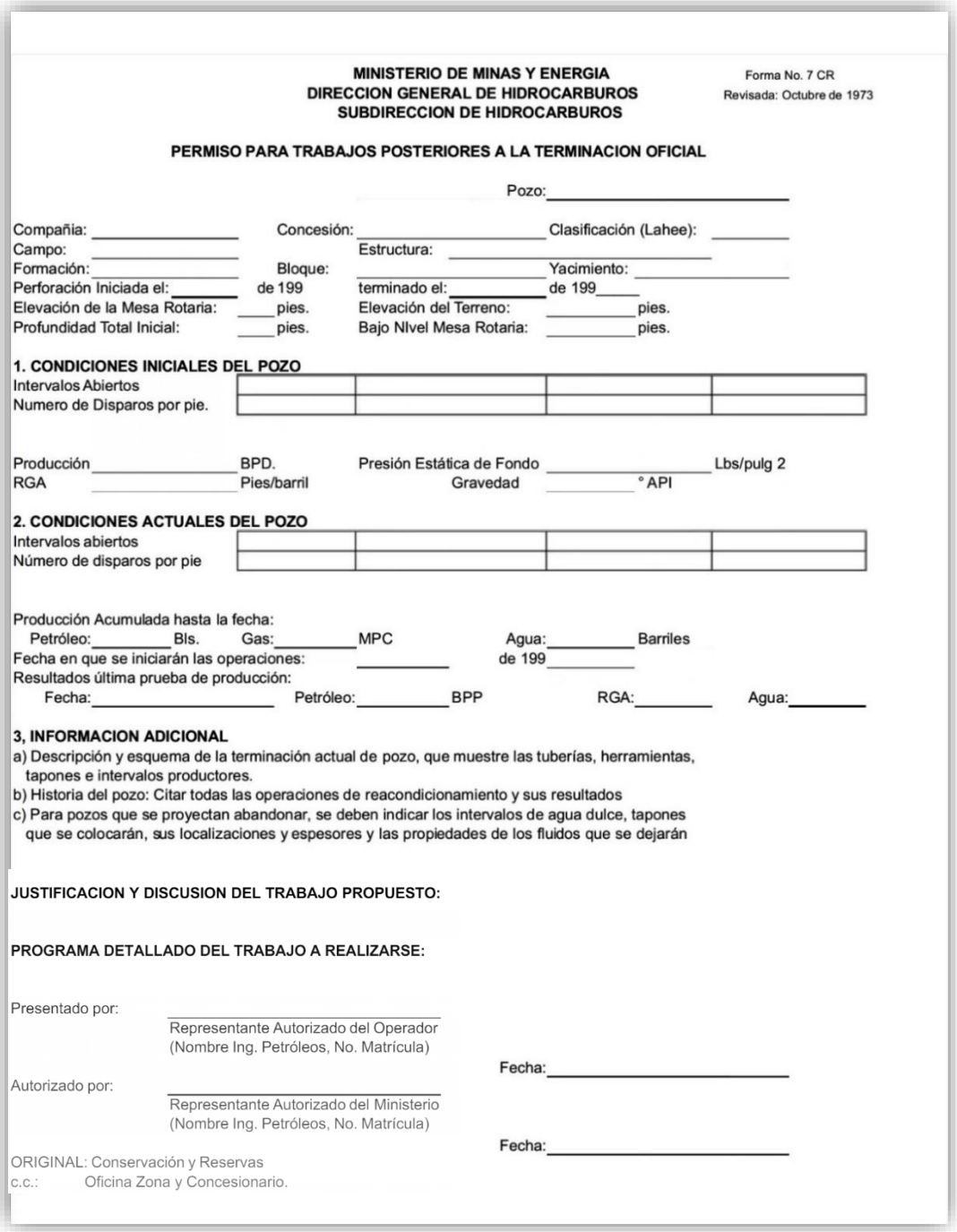
La Figura 25 representa la forma 10-CR INFORME SOBRE TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL, de parte del Ministerio de Minas y Energía.

La Figura 26 representa la forma 10A-CR INFORME DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO, de parte del Ministerio de Minas y Energía.

5.3.1. *Formato 7-CR.*

Figura 24

Forma 7-CR.



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 7 CR
Revisada: Octubre de 1973

PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañia: _____ Concesión: _____ Clasificación (Lahee): _____
Campo: _____ Estructura: _____
Formación: _____ Bloque: _____ Yacimiento: _____
Perforación Iniciada el: _____ de 199 terminado el: _____ de 199____
Elevación de la Mesa Rotaria: ____ pies. Elevación del Terreno: _____ pies.
Profundidad Total Inicial: ____ pies. Bajo Nlvel Mesa Rotaria: _____ pies.

1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO

Intervalos Abiertos				
Numero de Disparos por pie.				

Producción _____ BPD. Presión Estática de Fondo _____ Lbs/pulg 2
RGA _____ Pies/barril Gravedad _____ ° API

2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

Intervalos abiertos				
Número de disparos por pie				

Producción Acumulada hasta la fecha:
Petróleo: _____ Bls. Gas: _____ MPC Agua: _____ Barriles
Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____ de 199 _____
Resultados última prueba de producción:
Fecha: _____ Petróleo: _____ BPP RGA: _____ Agua: _____

3, INFORMACION ADICIONAL
a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores.
b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados
c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán

JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

Presentado por: _____
Representante Autorizado del Operador
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)
Fecha: _____

Autorizado por: _____
Representante Autorizado del Ministerio
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)
Fecha: _____

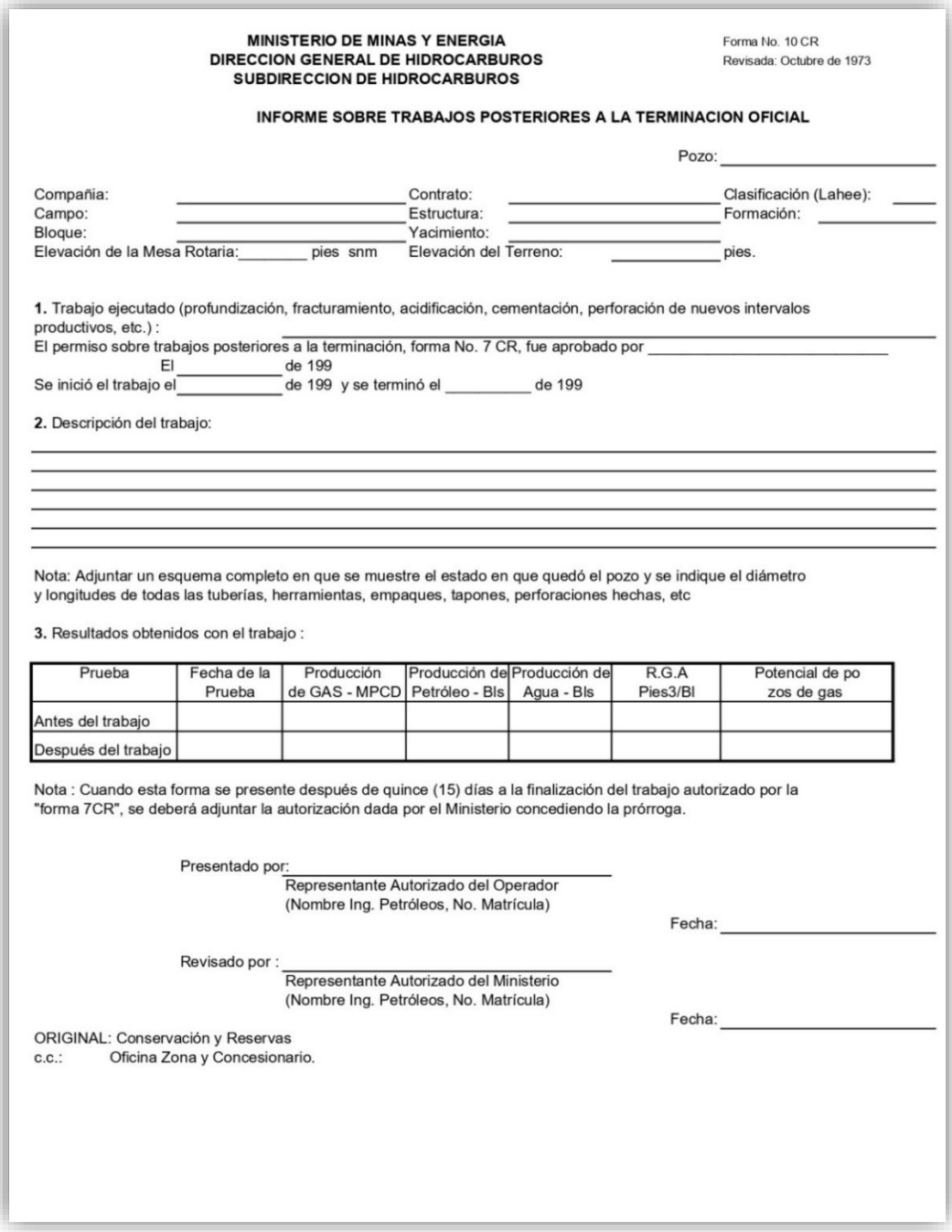
ORIGINAL: Conservación y Reservas
c.c.: Oficina Zona y Concesionario.

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

5.3.2. *Formato 10-CR.*

Figura 25

Forma 10-CR.



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 10 CR
Revisada: Octubre de 1973

INFORME SOBRE TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañia: _____ Contrato: _____ Clasificación (Lahee): ____
Campo: _____ Estructura: _____ Formación: _____
Bloque: _____ Yacimiento: _____
Elevación de la Mesa Rotaria:_____ pies snm Elevación del Terreno: _____ pies.

1. Trabajo ejecutado (profundización, fracturamiento, acidificación, cementación, perforación de nuevos intervalos productivos, etc.) : _____
El permiso sobre trabajos posteriores a la terminación, forma No. 7 CR, fue aprobado por _____
El _____ de 199
Se inició el trabajo el _____ de 199 y se terminó el _____ de 199

2. Descripción del trabajo:

_____
_____
_____
_____
_____
_____

Nota: Adjuntar un esquema completo en que se muestre el estado en que quedó el pozo y se indique el diámetro y longitudes de todas las tuberías, herramientas, empaques, tapones, perforaciones hechas, etc

3. Resultados obtenidos con el trabajo :

Prueba	Fecha de la Prueba	Producción de GAS - MPCD	Producción de Petróleo - Bls	Producción de Agua - Bls	R.G.A Pies3/Bl	Potencial de pozos de gas
Antes del trabajo						
Después del trabajo						

Nota : Cuando esta forma se presente después de quince (15) días a la finalización del trabajo autorizado por la "forma 7CR", se deberá adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prórroga.

Presentado por: _____
Representante Autorizado del Operador
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

Revisado por : _____
Representante Autorizado del Ministerio
(Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)

Fecha: _____

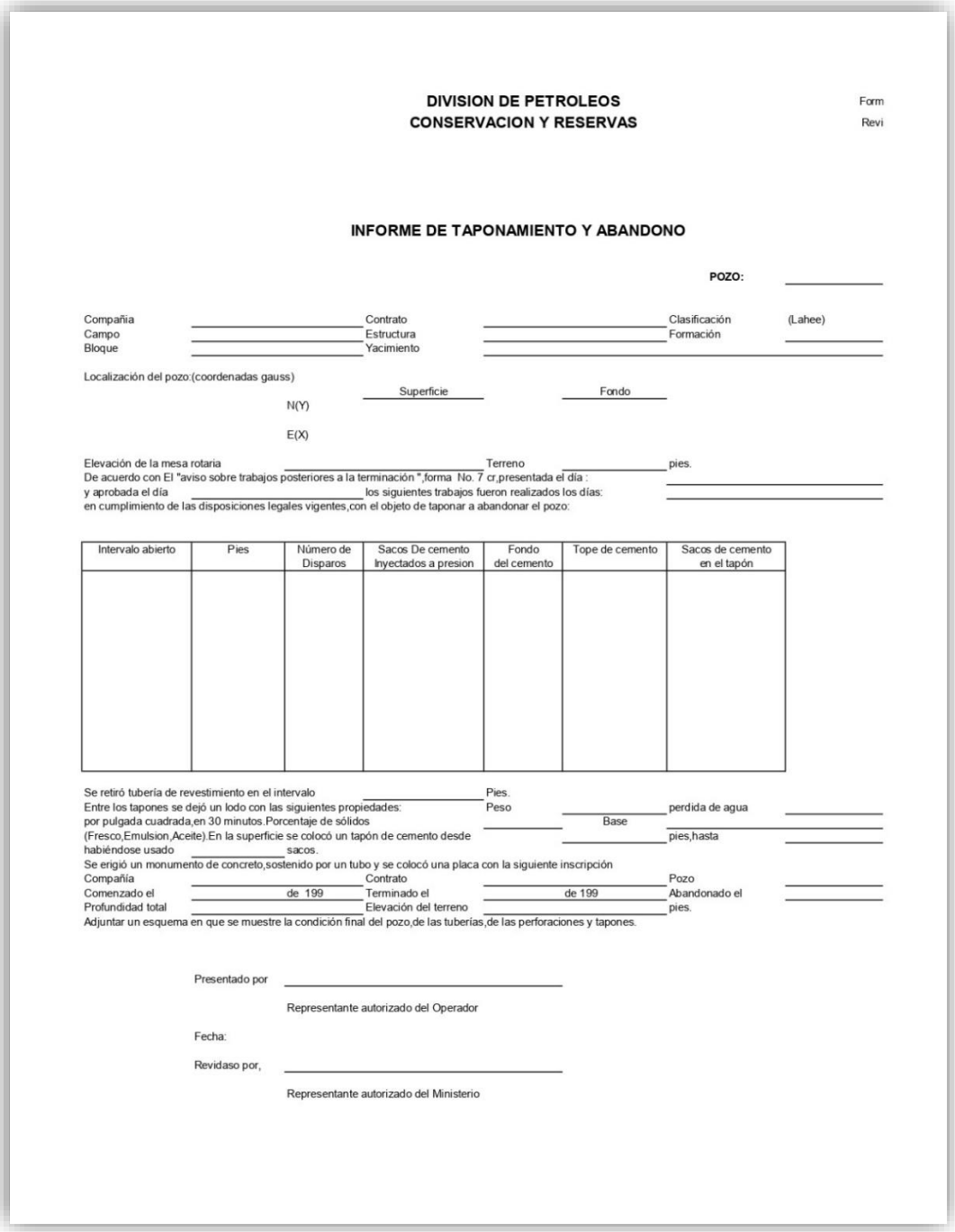
ORIGINAL: Conservación y Reservas
c.c.: Oficina Zona y Concesionario.

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

5.3.3. Formato 10A-CR.

Figura 26

Forma 10A-CR.



DIVISION DE PETROLEOS
CONSERVACION Y RESERVAS

Form
Revi

INFORME DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO

POZO: _____

Compañia _____ Contrato _____ Clasificación (Lahee)
Campo _____ Estructura _____ Formación _____
Bloque _____ Yacimiento _____

Localización del pozo:(coordenadas gauss)

	Superficie	Fondo
N(Y)		
E(X)		

Elevación de la mesa rotaria _____ Terreno _____ pies.
De acuerdo con El "aviso sobre trabajos posteriores a la terminación ",forma No. 7 cr,presentada el día : _____
y aprobada el día _____ los siguientes trabajos fueron realizados los días: _____
en cumplimiento de las disposiciones legales vigentes,con el objeto de taponar a abandonar el pozo:

Intervalo abierto	Pies	Número de Disparos	Sacos De cemento Inyectados a presion	Fondo del cemento	Tope de cemento	Sacos de cemento en el tapón

Se retiró tubería de revestimiento en el intervalo _____ Pies.
Entre los tapones se dejó un lodo con las siguientes propiedades: Peso _____ perdida de agua _____
por pulgada cuadrada,en 30 minutos.Porcentaje de sólidos _____ Base _____
(Fresco,Emulsion,Aceite).En la superficie se colocó un tapón de cemento desde _____ pies,hasta _____
habiéndose usado _____ sacos.
Se erigió un monumento de concreto,sostenido por un tubo y se colocó una placa con la siguiente inscripción
Compañía _____ Contrato _____ Pozo _____
Comenzado el _____ de 199 Terminado el _____ de 199 Abandonado el _____
Profundidad total _____ Elevación del terreno _____ pies.
Adjuntar un esquema en que se muestre la condición final del pozo,de las tuberías,de las perforaciones y tapones.

Presentado por _____
Representante autorizado del Operador

Fecha:

Revidaso por, _____
Representante autorizado del Ministerio

Nota: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

5.4. Falencias en las normativas para el abandono de pozos.

El abandono de pozos es una operación de vital importancia para la entrega de un terreno o área específica luego de que un pozo tuvo su vida útil de producción y rentabilidad, este debe ser llevado a cabo bajo las diferentes normativas presentadas anteriormente de parte de los entes reguladores lo cuales son el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, donde se especifica como se debe entregar el pozo y las condiciones que se deben tener en cuenta para sellarlos, si se trata de un abandono temporal o definitivo, hasta la solicitud y entrega del permiso para la realización de esta operación de parte de los entes reguladores hacia la empresa operadora.

En muchas ocasiones se toma en cuenta la operación de abandono de pozo al finalizar la vida productiva del mismo y no debe ser así, las operaciones de abandono o sellado de cualquier pozo ya sea en Colombia o en el mundo se deben tener en cuenta desde el inicio del diseño del proyecto petrolero global de parte de la empresa operadora, lo que significa que en el plan entregado por parte de la empresa debe estar además de las actividades de exploración, perforación, producción y operaciones de workover, incluir la operación de abandono del pozo. Debido a que el tiempo que pasa un pozo desde su primer día de producción hasta el día en que se decide abandonar es de una gran magnitud, de años o décadas, en muchas ocasiones la información del pozo suele perderse en el tiempo o suele no ser muy precisa.

A lo largo del país se han presentado algunos problemas ambientales enfocados a pozos abandonados ya sea porque no se llevó a cabo la operación de abandono de pozo con la presencia de infraestructura de producción para dar como finalizada esta operación o por la omisión de la normatividad interpuesta por los organismos correspondientes de parte de las empresas operadora, lo que nos demuestra que las normativas técnicas y ambientales tienen

grandes debilidades aplicada a dicha operación. Ya sea porque la empresa operadora abandona el pozo y no realiza en realidad ninguna operación dejando la infraestructura anterior literalmente abandonada o porque la ejecución de la operación no fue de la mejor manera teniendo errores en la instalación, utilización y aplicación de los métodos, equipos y materiales. La mayor falencia que podemos observar es la falta de control y vigilancia por parte del Ministerio de Minas y Energía y del ANLA hacia las empresas operadoras para que cumplan con las normativas y también la falta de un conducto o procedimiento regular para el abandono de pozos ya que estas normas están ordenadas de manera global dejando de lado detalles y aspectos específicos. Cuando se realiza esta operación, la empresa operadora es quien decide que método, equipos y materiales se van a utilizar, por lo que deja un bache bastante grande para que una buena ejecución de esta operación no se realice de manera adecuada.

A partir de las debilidades propuestas anteriormente, las autoridades competentes deberían tener en cuenta y establecer un procedimiento especifico y obligatorio desde el inicio de la operación hasta la entrega del área con su respectivo monumento para las operaciones de abandono de pozos.

6. Métodos y procedimientos referentes al abandono de pozos.

6.1. Métodos para el abandono de pozos.

A continuación, se presentarán los métodos más importantes y utilizados en la industria de los hidrocarburos para realizar la operación de abandono de pozo exitosamente.

6.1.1. Tapón balanceado.

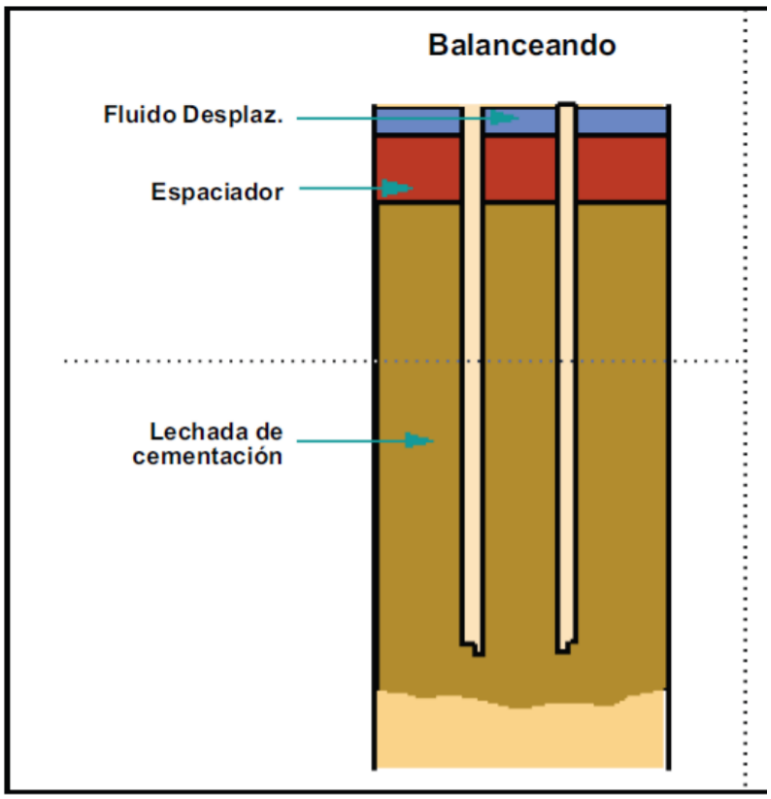
El método de tapón balanceado es un método convencional, se conoce como la técnica para la instalación de tapones más utilizada en el mundo debido a su facilidad de implementación y sus costos bajos, utilizado a menudo para la instalación de tapón intermedio. Aunque es el método más utilizado se debe tener claro que también es un método el cual presenta un alto potencial de contaminación del cemento por lo que se debe tener mucho cuidado con el manejo del lodo de control de pozo, también debe tener una buena base o tapón anterior.

Para la instalación del tapón se debe correr una tubería hasta la profundidad donde se desea colocar la parte inferior de tapón, luego se procede al bombeo de la lechada de cemento mezclada en forma de baches para obtener una reología controlada y una densidad uniforme, antes y después del bombeo de la lechada para evitar que el cemento se contamine con el lodo y lograr un balance exitoso, se debe instalar un espaciador (ya sea de agua, diésel, un lavado químico o espaciador densificado). Se debe controlar el desplazamiento de la lechada con lodo de control para que la lechada se ubique en el lugar objetivo como se puede observar en la ilustración. (Guerrero Hernández, 2014).

En la Figura 27 se muestra cómo debe quedar instalado correctamente el tapón balanceado.

Figura 27

Balanceo del tapón.



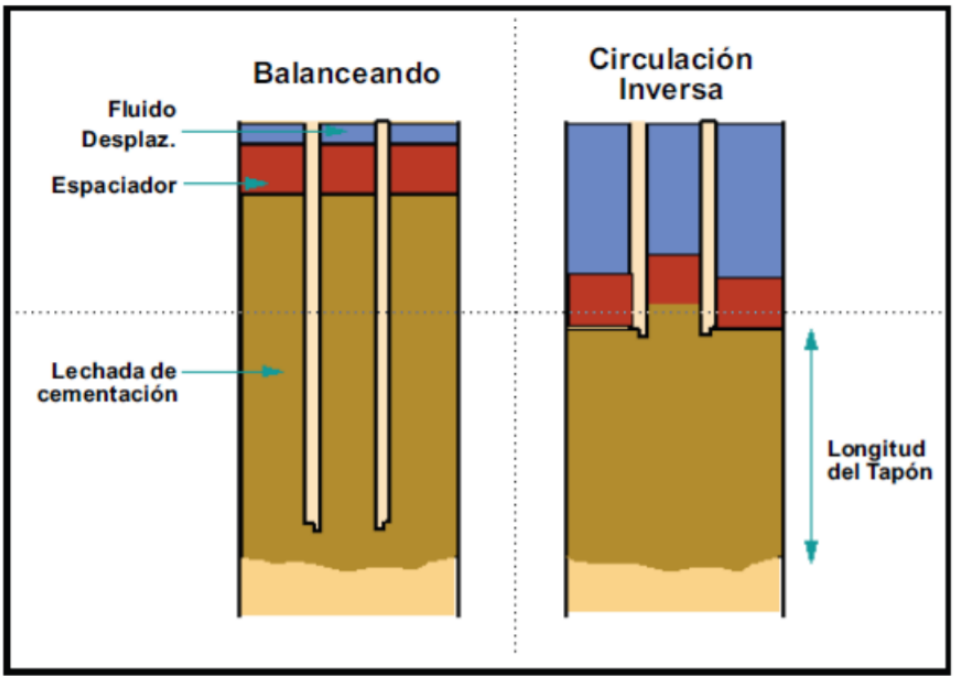
Nota: Articulo. Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros. (Guerrero Hernández, 2014)

Cuando el tapón ya ha sido balanceado se procede a levantar la tubería a una velocidad entre 1 y 2 minutos por tubo acoplado hasta una altura suficiente que quede encima del tapón o lo suficientemente lejos de la cima del frente del espaciador, bombeando la lechada al inverso para así desalojar toda la lechada sin que queden sobrantes. Para evitar el movimiento de fluidos con potencial de contaminar el cemento con el lodo de control de pozo se cierra el pozo el tiempo necesario para que el esfuerzo compresivo de la lechada de cemento se desarrolle y finalmente se retira toda la tubería y

se inserta la barrena para determinar la cima del tapón equilibrado como pueden observar en la Figura 28. (Guerrero Hernández, 2014).

Figura 28

Tapón equilibrado (izquierda) y circulación inversa (derecha).



Nota: Articulo. Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros. (Guerrero Hernández, 2014)

6.1.2. Tapón mecánico.

El tapón mecánico es el primer tapón que se coloca en la operación de abandono de pozos, ubicándose en el fondo del pozo con el objetivo de aislar a parte inferior de este, los tapones mecánicos pueden ser permanentes o recuperables, dejando la parte baja del pozo incomunicada ya sea permanente o temporalmente dependiendo de la operación a realizar, en este caso para el abandono de un pozo se instala un tapón mecánico permanente. (Guerrero Hernández, 2014).

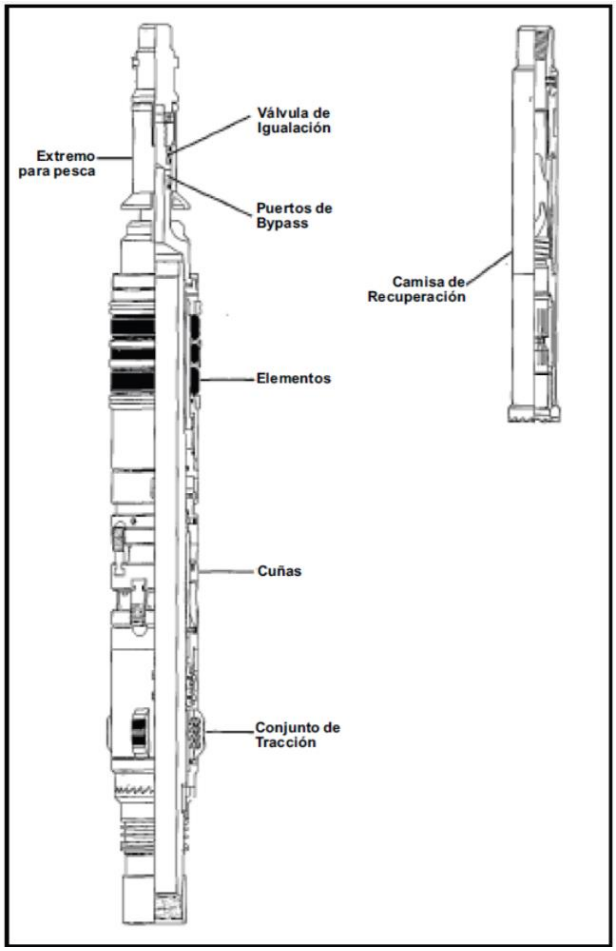
Los tapones mecánicos pueden clasificarse en:

Tapón mecánico tipo empacador: El tapón mecánico tipo empacador exhibe en el diseño un empacador o ensamble de fondo especial, lo que hace del tapón mecánico más duradero y especial para operaciones con profundidades considerables y condiciones de presión y temperatura altas. Ya que tiene un diámetro externo inferior a los tapones mecánicos convencionales, este logra una inserción mucho más rápida, reduciendo los efectos de pistoneo y suaveo. (Guerrero Hernández, 2014).

La figura 29 representa un tapón mecánico del tipo empacador y sus partes.

Figura 29

Tapón mecánico tipo empacador.



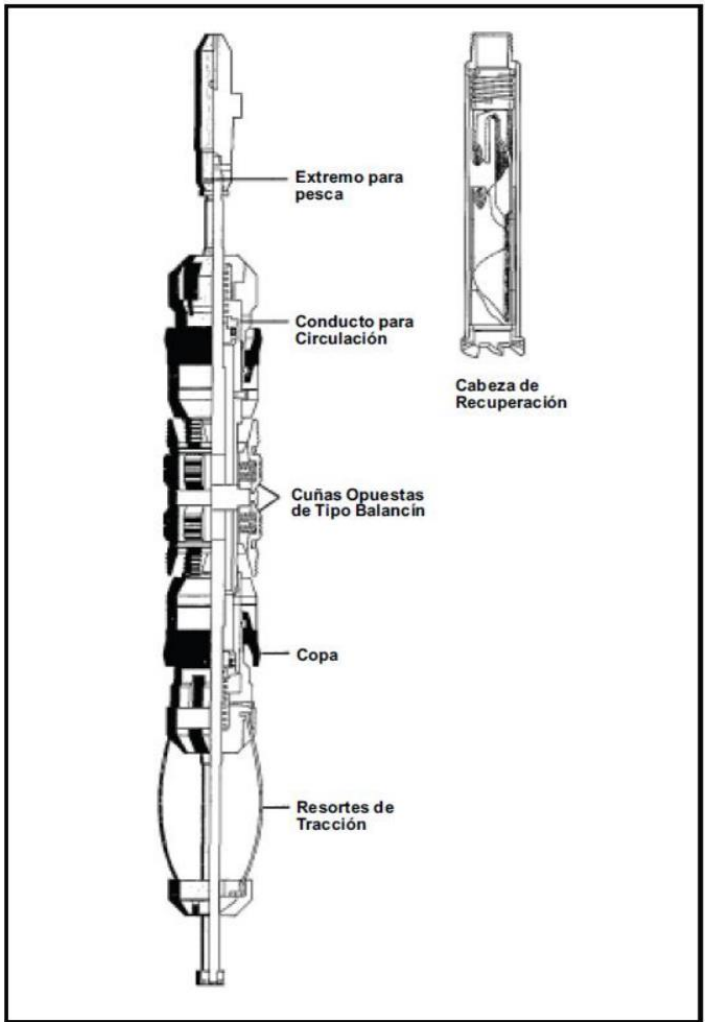
Nota: Articulo. Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros. (Guerrero Hernández, 2014)

Tapón mecánico tipo copa: A diferencia del tapón mecánico tipo empacador, el tapón mecánico tipo copa es utilizado en profundidades someras y a condiciones de presión y temperaturas moderadas. Estos son más simples y económicos que los ejemplares tipo empacador. Ya que las copas no cuentan con una protección, estas están en contacto continuo con la tubería generando fricción y desgaste, dando lugar a un aumento en los efectos de pistoneó y suaveo. (Guerrero Hernández, 2014).

La Figura 30 representa un tapón mecánico del tipo copa y sus partes.

Figura 30

Tapón mecánico tipo copa.



Nota: Articulo. Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros. (Guerrero Hernández, 2014)

Los tapones mecánicos tipo copa tienen la opción de colocarse en la tubería, liberarse y recuperarse mediante la camisa de recuperación. Cuando están liberados, estos se asientan automáticamente a partir de una aplicación de presión desde arriba.

6.1.3. Método de cuchara vertedora (Dump Bailer).

Esta técnica por lo general se realiza en pozos someros, aunque con el uso de retardadores de cemento esta técnica se ha llegado a implementar a pozos con 12000 ft de profundidad, se utiliza un empaque mecánico (Bridge plug), un empaque de grava (Gravel pack) o una canasta con cemento con el fin de sostener la lechada.

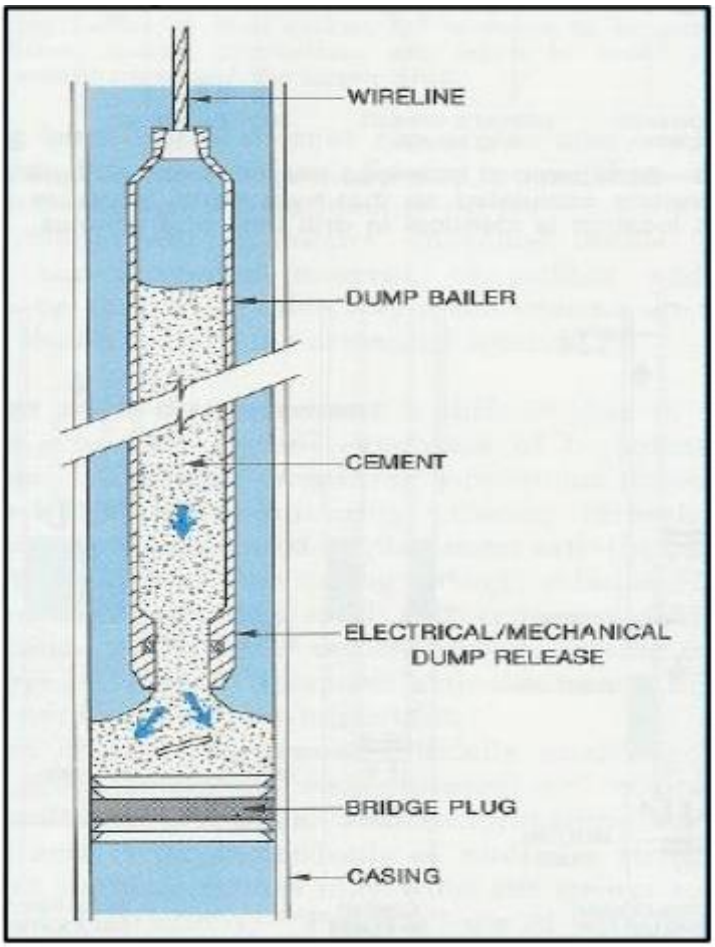
El método de cuchara vertedora (Dump Bailer) es una herramienta que se corre con cable, donde el barril o canasto lleva la lechada en el interior, cuando llega a una determinada profundidad la herramienta se acciona dejando caer la lechada de cemento. Los volúmenes son bastantes pequeños y aplica cuando la tubería es pequeña.

Este método es relativamente económico y una de las ventajas que tiene este sistema es que se puede controlar fácilmente la profundidad del tapón. Por otro lado, una de las desventajas principales que tiene este método es que la cantidad de cemento está limitada al volumen del canasto o barril por lo que se deben realizar múltiples viajes. (Guerrero Hernández, 2014).

En la Figura 31se representa el método de cuchara vertedora y las partes que configurar este sistema.

Figura 31

Método de cuchara vertedora.



Nota: Libro, Word Oil´s Cementing Handbook World Oil, Gulf Publishing Company; (1997).

6.1.4. Método dos tapones:

Este método consiste en colocar un tapón en el extremo superior y otro tapón en el extremo inferior, el método es muy similar a las operaciones de cementación primaria, donde se utilizan dos tapones, un tapón de fondo y un tapón de tope, para aislar la lechada de los fluidos de desplazamiento y del pozo.

Se acostumbra a correr un tapón puente a la profundidad de taponamiento, se corre un instrumento especial llamado plug catcher o “agarrador de tapones” en el extremo

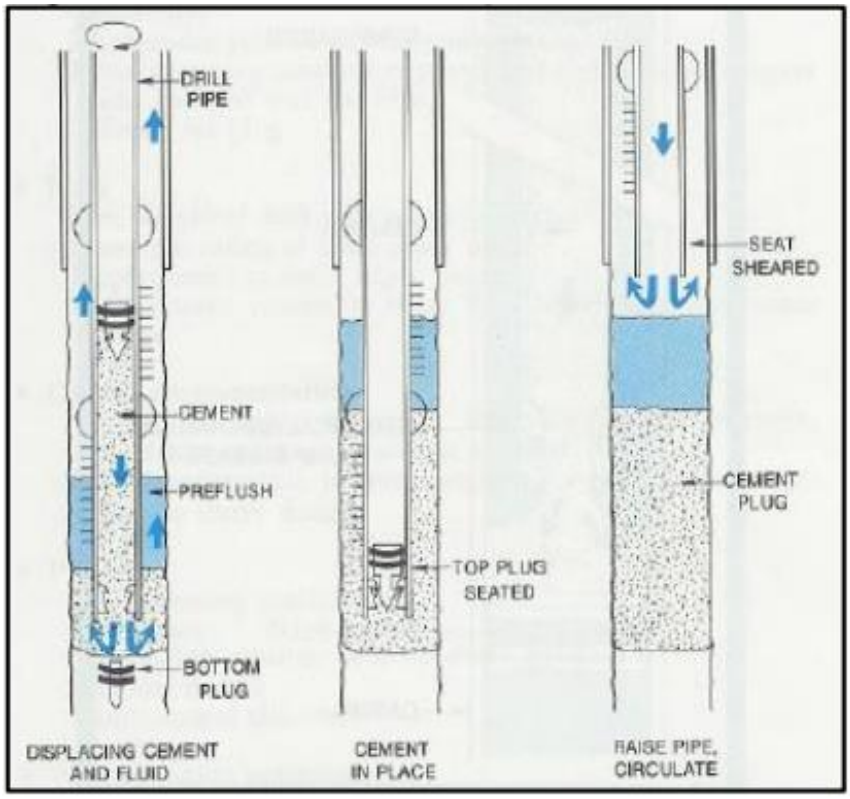
inferior de la sarta y se coloca en la profundidad deseada para el fondo del tapón de cemento.

La herramienta consiste en un ensamble de fondo instalado en la parte inferior de la tubería de perforación que cuenta con una tubería de aluminio, un tapón de barrido y otro de desplazamiento. (Guerrero Hernández, 2014).

En la Figura 32 se representa el método dos tapones y las partes que configuran este sistema.

Figura 32

Método dos tapones.



Nota: Libro, Word Oil´s Cementing Handbook World Oil, Gulf Publishing Company; (1997).

6.2. Procedimiento o etapas para el abandono de pozos.

Para el abandono de un pozo petrolero se requiere seguir unas pautas y recomendaciones para poder realizar la operación de abandono con éxito. La empresa operadora deberá realizar una ruta de movilización para optimizar los procedimientos y costos, también se debe tener en claro las condiciones, información y características del pozo a abandonar para hacer una planificación exitosa. Cuando se detienen las actividades de producción se deberá definir el pozo a ser abandonado, diligenciando los permisos interpuestos por los entes reguladores, el cual la empresa operadora deberá remitir el formulario 7 C-R al Ministerio de Minas y Energía.

Hay una serie de etapas generales que se deben cumplir siguiendo las normativas vigentes para abandonar exitosamente el pozo en cuestión que se detallaran a continuación:

6.2.1. Etapa 1, Actividades preliminares.

Consiste en adecuar la zona para poder realizar las operaciones de abandono de pozo de manera correcta. En primer lugar, se debe realizar la remoción del equipo del fondo de pozo teniendo en cuenta que es posible que haya equipos que sea imposible de remover, los equipos removidos pueden ser empacadores, tubería de producción, mandriles, bombas y demás.

En segundo lugar, se establecerán los equipos, accesorios y mesa de trabajo en locación para la realización del abandono de pozo, además se instalarán el conjunto de BOP”s o preventoras.

La Figura 33 hace un claro ejemplo de cómo debe quedan los equipos y la locación para realizar el abandono de un pozo.

Figura 33

Armado de equipos en locación.

Nota: Artículo. Diseño de un plan de Re-abandono de un pozo tipo en el campo Cira Infantas. (Dick Bernal & Ojeda Triana, 2017).

En tercer lugar, se debe realizar la respectiva limpieza del pozo mediante el desplazamiento de fluido de control con la finalidad de que el fluido de control remueva arenas, solidos, recortes, basura o cualquier tipo de material que obstaculice el agujero a sellar, luego se procede a la limpieza de la zona superficial donde se llevara a cabo la operación, la limpieza incluye en la limpieza del terreno, remoción de zonas verdes y el desmonte de infraestructura superficial que obstaculice el trabajo. (Acevedo Rincón & Arenas Torres, 2008).

6.2.2. Etapa 2, Tapón de fondo.

Luego de tener la zona y el pozo listo para la operación se procede a la instalación del primer tapón, el tapón de fondo de pozo. Para la adecuación se debe medir la profundidad a la cual va a quedar el tapón, definir las condiciones para escoger el cemento a utilizar y calcular el volumen requerido de lechada de cemento a bombear en el pozo dependiendo de la cantidad de intervalos perforados encontrados, generalmente se bombea

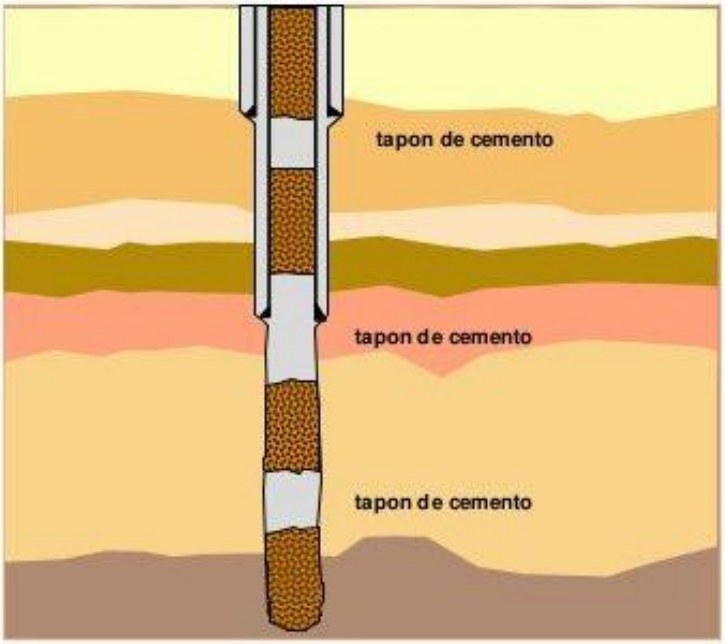
la lechada con un exceso del 10% del volumen para evitar improvistos. (Acevedo Rincón & Arenas Torres, 2008).

Una vez se haya bombeado toda la lechada de cemento, se debe esperar el tiempo de fraguado y medir el tope del cemento el cual esta determinado por las espeficicaciones del programa de cementación hecho por parte del contratista, este debe cumplirse a cabalidad, si llegase el tope de cemento a no cumplir con el requerimiento se debe bombear de nuevo la lechada, esperar el tiempo de fraguado, medir y constatar que en esta ocasión la medida del tope de cemento es el adecuado.

La Figura 34 representa la forma elemental en que deberia queda abandonado un pozo petrolero, con su tapon de fondo, intermedio y de superficie.

Figura 34

Ilustración de tapones de cemento en un pozo.



Nota:Tapones de cemento en un pozo abandonado. (Agustín Piccione, 2015)

*6.2.3. Etapa 3, **Prueba hidrostática.***

El objetivo de la prueba hidrostática o de integridad es determinar si el sello realizado anteriormente fue instalado de manera efectiva. El tapón debe tener la resistencia necesaria y soporta la presión esperada, de esa manera se puede identificar si el tapón está realizando el sello de manera adecuada. La prueba hidrostática se realiza llenando de agua el pozo hasta llegar a la superficie, al agua se le adicionará inhibidor de corrosión dependiendo de las características del pozo con el fin de proteger el revestimiento, luego se deberá aplicar una presión aproximada de 500 libras de fuerza, la cual se debe mantener por el tiempo de 5 a 10 minutos para así cumplir con la resistencia a la presión. La prueba hidrostática se debe realizar al menos en dos ocasiones para constatar de la efectividad el sello y poder seguir adelante con las demás etapas para el abandono de pozo.

6.2.4. Etapa 4, Tapón intermedio.

Luego de instalar el primer tapón de manera adecuada y de que la prueba de integridad haya sido exitosa, se colocará el tapón intermedio que es el encargado de aislar zonas acuíferas. El procedimiento para la instalación del tapón intermedio se realiza de la misma forma que el tapón de fondo. También se deberá hacer una prueba hidrostática para constatar que ha sido instalado correctamente y soporta la presión esperada, para así seguir con la siguiente etapa.

6.2.5. Etapa 5, Tapón de superficie.

Con los tapones de fondo e intermedio debidamente instalados exitosamente y con la prueba de integridad o hidrostática aceptada se procede a poner el ultimo tapón, el de superficie. Este es un tapón que garantizara el sellado en superficie, se debe asentar el tapón

de longitud de 50 pies hasta el tope de la superficie y así garantizar un sellado total con una última prueba de integridad.

En ocasiones se deberá bombear una píldora espaciadora compuesta generalmente de inhibidores de corrosión y biocidas, que estará debajo de los tapones de cemento, con la finalidad de soportarlos para que estos no se corran hacia el fondo.

6.2.6. Etapa 6, Movilización de equipos y limpieza.

Al terminar de instalar todos los tapones y con la aceptación de las pruebas hidrostáticas se procede a la instalación o cementación del contra pozo, donde será instalado el monumento, se limpiará la zona de cualquier contaminación y finalmente se deberán quitar todos los equipos, tuberías y accesorios utilizados para la operación de abandono de pozo.

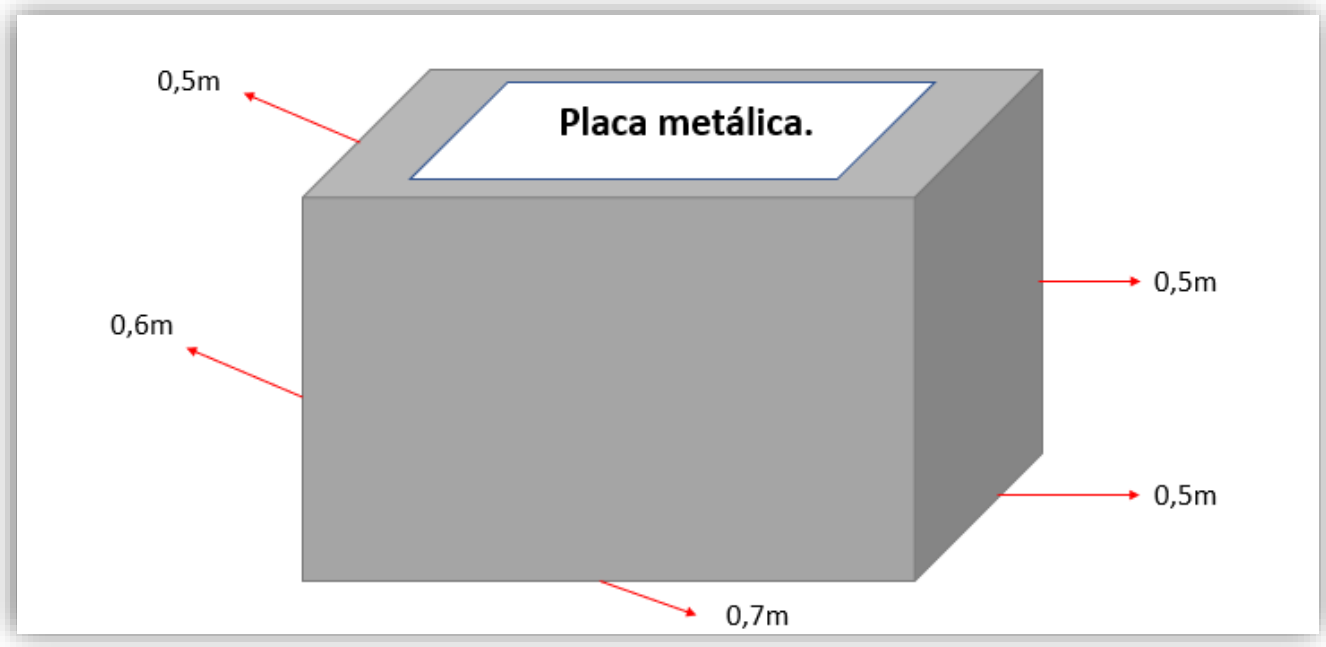
6.2.7. Etapa 7, Construcción e instalación del monumento y la placa.

Se debe construir e instalar el monumento de abandono con su respectiva placa, el monumento debe ser construido en concreto simple con resistencia de 2500 psi y fundirse sobre el revestimiento de tal forma que el concreto quede agarrado a él.

En la Figura 35 se muestran las dimensiones de cómo se deberá instalar el monumento con su debida placa metálica.

Figura 35

Monumento de un pozo abandonado.



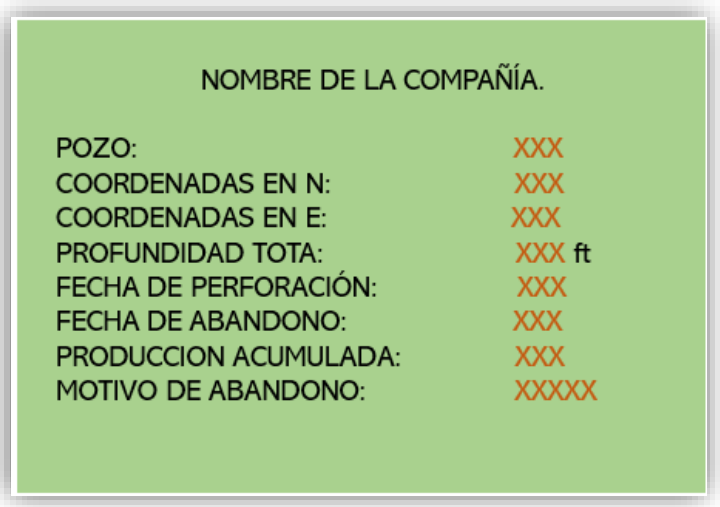
Nota: Realizado por autores.

La placa estará hecha de hierro, pegada al concreto del monumento con dimensiones de 0,6 m de ancho por 0,4 m de alto, conteniendo la siguiente información de manera que sea totalmente legible, se recomienda que las letras sean resaltadas con pintura negra y dorada.

La Figura 36 representa la información que deberá llevar la placa metálica instalada en el monumento del pozo abandonado.

Figura 36

Placa informativa del monumento.



Nota: Realizado por autores.

6.2.8. Etapa 8, Restauración ambiental en la zona de trabajo.

Después de realizar la operación de abandono, las zonas donde se desarrollaron los trabajos deben quedar libres de todo tipo de desechos, donde se deberán retirar las tuberías de superficie, válvulas, uniones, residuos que hayan quedado de las operaciones de trabajo, entre otros. El contrapozo deberá ser destruido y retirado de la zona según lo indique la norma, se deberá cumplir con un plan de reforestación siguiendo las especificaciones que se den de la zona donde se desarrolló el trabajo.

Al culminar con la operación de abandono de pozo exotistamente sin ningún contratiempo se debe presentar ante el Ministerio de Minas y Energía la forma Ministerial 10-ACR.

La Figura 37 es un ejemplo real del pozo TECA-0355 abandonado con su respectivo monumento y placa de información.

Figura 37

Monumento y placa del pozo TECA-0355.

Nota: Contrato de Asociación Mansarovar, (Ecopetrol S.A, 2012).

6.3. *Barreras permanen*tes.

La guía “Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells” de la asociación de petróleo y gas del Reino Unido es una de las guías más completas para el abandono de pozos de petróleo, donde nos indica cuales son la cantidad de barreras para una zona permeable o para una zona que tuvo hidrocarburos, donde estas zonas pueden tener fuentes de agua, zonas de alta presión y donde nos indica cuales deben ser las longitudes mínimas en el espacio anular y del cemento. (Oil and Gas UK, 2009).

6.3.1. Numero de barreras permanentes.

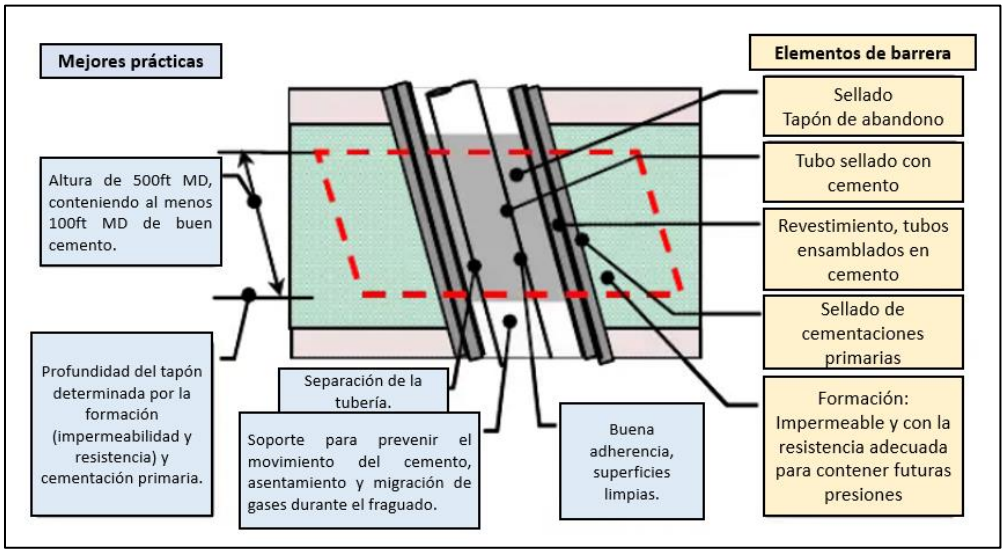
Todas las zonas permeables en las que penetre el pozo deben estar aisladas, por un mínimo de una barrera permanente, se requieren dos barreras permanentes desde la superficie si una zona permeable es portadora de hidrocarburos o tiene sobrepresión y agua. La segunda barrera es un complemento de la primera.

Las dos barreras permanentes pueden combinarse en una sola barrera permanente de gran tamaño (barrera permanente combinada), siempre y cuando sea eficaz y confiable como las dos berreras y constituyan un método adecuado para alcanzar los objetivos que de otro modo habrían proporcionado las dos barreras.

En la siguiente Figura se muestra un esquema de una barrera permanente, donde se indican los elementos que constituyen una barrera permanente, así como las mejores prácticas. (Oil and Gas UK, 2009).

Figura 38

Elementos que constituyen una barrera permanente.



Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

6.3.2. Requisitos para la ubicación de la barrera permanente.

Se recomienda la siguiente ubicación de las barreras permanentes para lograr el aislamiento de la superficie/suelo:

- La primera barrera debe colocarse a través o por encima del punto más alto de la afluencia potencial (zona permeable superior o perforaciones superiores lo que sea

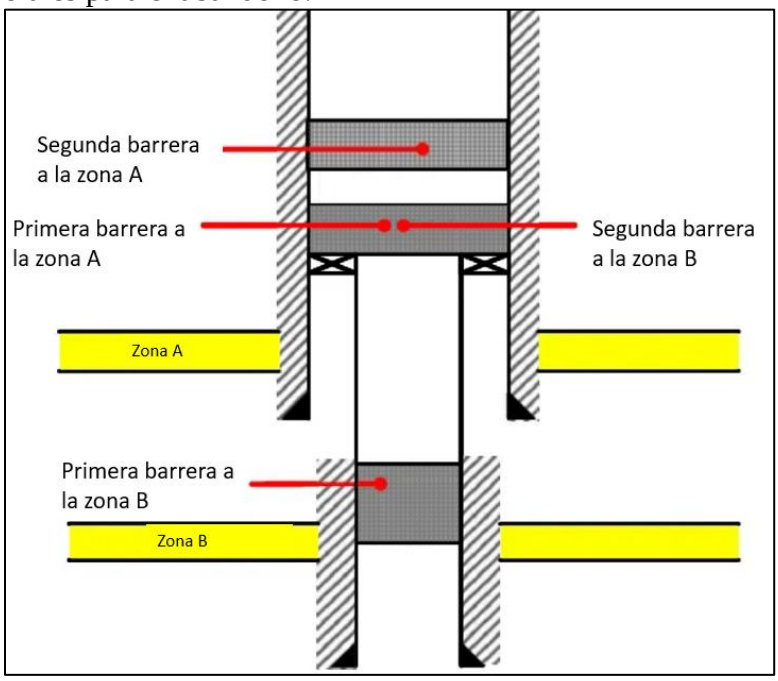
más superficial) o tan cercana como sea posible. Si se coloca dentro un revestimiento o una carcasa se debe cubrir con cemento el anular.

- La segunda barrera, cuando se requiera, debe colocarse con las siguientes consideraciones:
  - ✓ Apoyo a la primera barrera: Las mismas consideraciones se aplican con respecto a que la segunda barrera se coloca de tal manera que la presión de fractura de la formación en la base de la segunda barrera sea superior a la presión interna potencial.
  - ✓ Posición relativa del cemento en el anillo y las zonas permeables poco profundas. (Oil and Gas UK, 2009)

En la Figura 39 se muestran la ubicación de las barreras permanentes para lograr el aislamiento de la superficie.

Figura 39

Requisitos generales para el abandono.



Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

6.3.3. Requisitos de longitud de la barrera

Se considera que una columna de cemento de al menos 100ft MD de buen cemento constituye una barrera permanente. Generalmente cuando es posible se colocan barreras de 500ft MD.

Cuando las zonas permeables distintas están separadas por menos de 100ft MD de buen cemento debajo de la base de la zona superior, cuando sea practico, debería ser suficiente. La parte superior de la primera barrera debe extenderse al menos 100ft MD por encima del punto más de la afluencia potencial.

Cuando la tubería de revestimiento forma parte de una barrera permanente, se requiere una columna al menos 100ft MD de buen cemento en el espacio anular para formar una barrera permanente. El tapón de cemento interno debe ser opuesto a la columna de cemento anular.

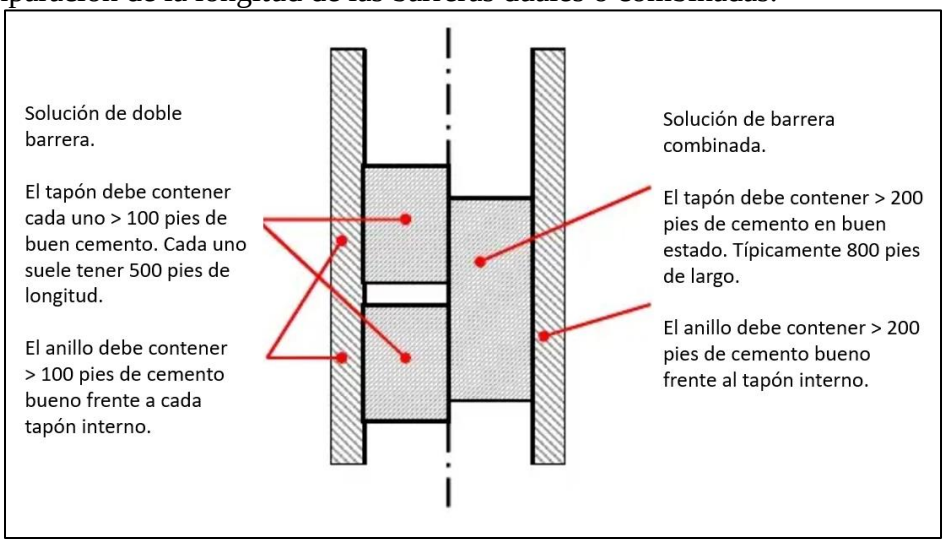
Cuando se elige una barrera permanente combinada para sustituir dos barreras:

- Se considera que una columna de cemento de al menos 200ft MD de buen cemento constituye dicha barrera permanente. En este caso generalmente se establece una barrera de 800ft MD.
- La parte superior de esta barrera debe proporcionar al menos 200ft MD de buen cemento por encima del punto más alto de afluencia potencial.
- Una columna de al menos 200ft MD de buen cemento en el anillo es un requisito para formar una barrera permanente. El tapón de cemento interno debe ser opuesto a la columna de cemento anular. (Oil and Gas UK, 2009)

En la Figura 40 se muestra la comparación de la longitud de las berreras combinadas vs una barrera doble.

Figura 40

Comparación de la longitud de las barreras duales o combinadas.



Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

6.3.4. Requisitos para el abandono en hueco abierto

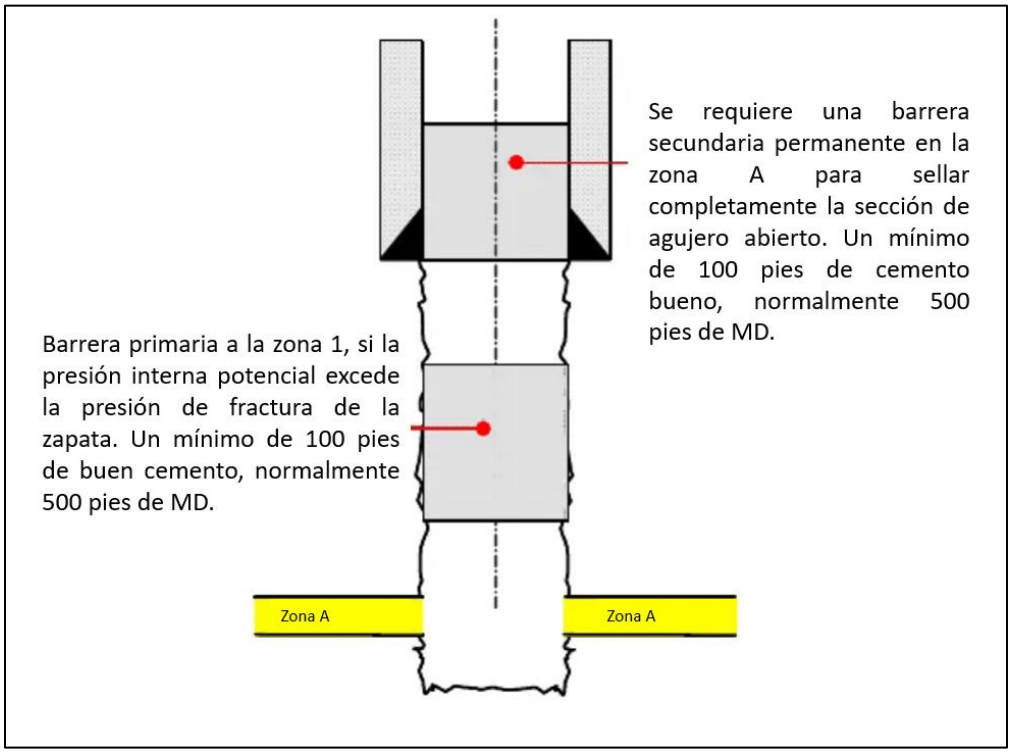
Una sola barrera de cemento en hueco abierto no se considera suficiente para actuar como única barrera permanente para el aislamiento de la superficie. Si hay una zona permeable en un pozo abierto debajo de una zapata de revestimiento, debe aislarse mediante alguno de los dos procedimientos que se mencionaran a continuación:

- Una primera barrera permanente, una barrera de hueco abierto, si la distancia a la zapata es tal que existe la posibilidad de que la presión interna potencial en la zapata supere la presión de fractura de la formación.

En la Figura 41se muestra si la presión interna potencial excede la presión de fractura de la zapata del revestimiento.

Figura 41

Ejemplo de barreras permanentes en agujero abierto.



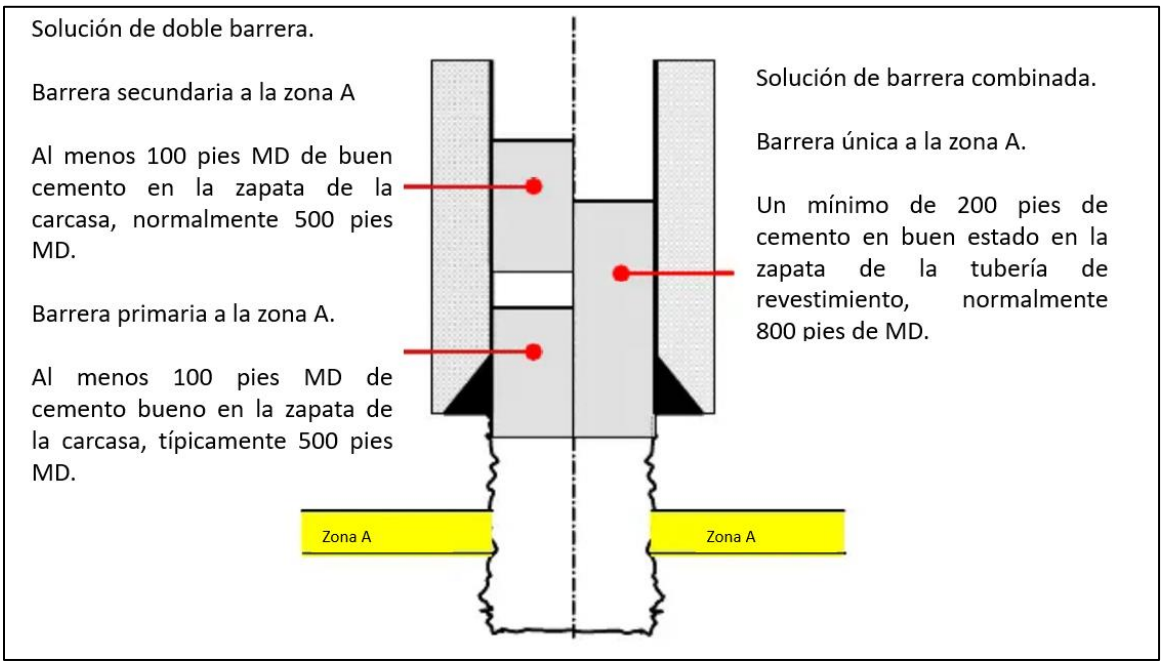
Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

- Una primera barrera permanente colocada de al menos 100ft de MD de buen cemento en la zapata de revestimiento anterior. (Oil and Gas UK, 2009) En la

Figura 42 se muestra si la presión interna potencial no excede la presión de fractura de la zapata del revestimiento.

Figura 42

Ejemplo de barreras permanente en agujero abierto.



Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

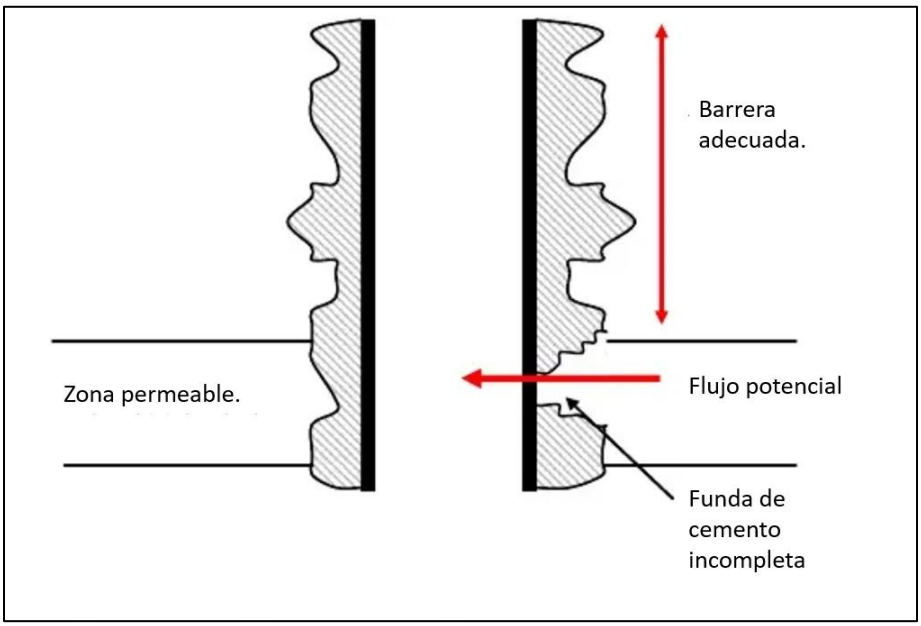
6.3.5. Requisitos para el abandono de los pozos entubados.

Se considera que la tubería de revestimiento cementada no constituye una barrera permanente al flujo (lateral) hacia o desde el pozo. Esto se debe a la posible migración de fluidos como resultado de posibles fugas en la tubería de revestimiento junto con un revestimiento de cemento localizado incompleto. (Oil and Gas UK, 2009).

En la Figura 43 se muestra si la funda de cemento localizada está incompleta y hay una fuga en el revestimiento.

Figura 43

El revestimiento por sí solo no es una barrera permanente para el flujo lateral.



Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

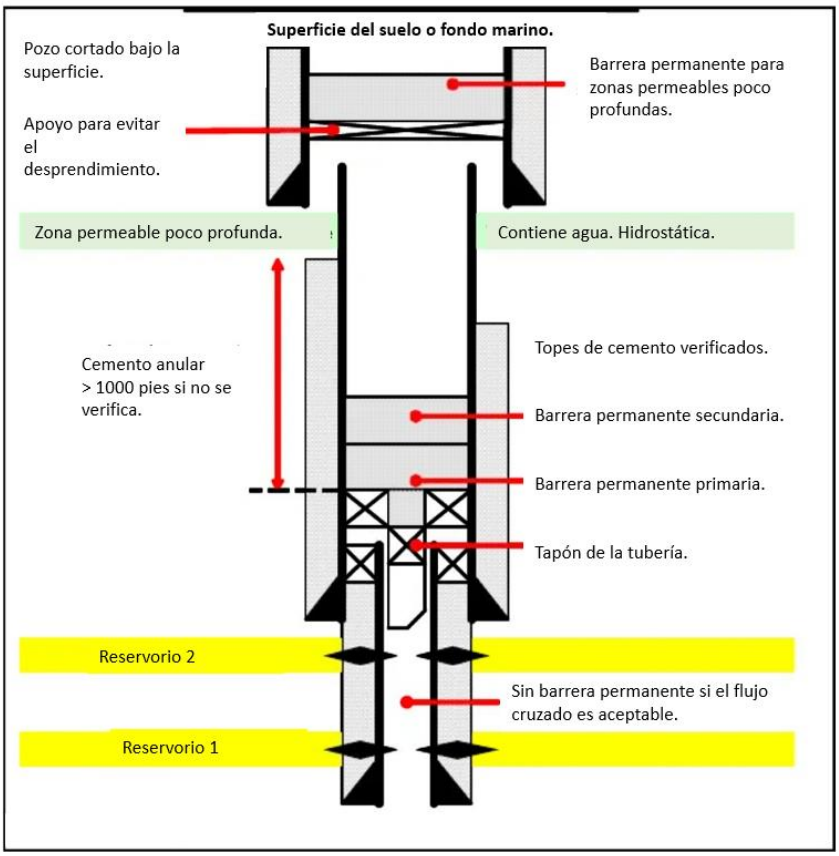
Se puede considerar que la tubería de revestimiento cementada es una barrera suficiente para el flujo (vertical) en el espacio anular, siempre y cuando haya suficiente confianza en la calidad del cemento en el espacio anular.

La parte superior del cemento o tope de cemento (TOC) existente en el espacio anular puede establecerse mediante mediciones con herramientas como los registros de adherencia del cemento, o mediante el registro de los parámetros durante la colocación del cemento. Cualquier registro de problemas durante la cementación original o el ciclo de vida del pozo puede dictar la necesidad de una cementación correctiva. Cuando no haya suficiente cemento detrás de la tubería de revestimiento para proporcionar una barrera permanente adecuada, puede ser necesaria una cementación correctiva del espacio anular. Esto puede lograrse colocando cemento en el espacio anular por un medio adecuado. (Oil and Gas UK, 2009).

Las formaciones que pertenecen a diferentes regímenes de presión deben estar separadas por una barrera permanente interna, es decir, un tapón de cemento dentro de la tubería de revestimiento, que se superponga a un buen cemento anular. Esto debe intentarse tanto si la tubería de revestimiento esta perforada como si no. Es aceptable que múltiples perforaciones en zonas permeables distintas estén separadas únicamente por una barrera mecánica (como puede ser un tapón puente), siempre y cuando compartan el mismo régimen de presión, es decir, cuando la segregación se haya requerido únicamente por razones de gestión del yacimiento. (Oil and Gas UK, 2009).

Figura 44

Ejemplo de esquema de abandono de pozo entubado.



Nota: Guía Técnica, Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells. (Oil and Gas UK, 2009).

7. Características del cemento a utilizar para tapones de abandono de pozo

Para que se realice un correcto abandono de pozo, la selección del cemento a utilizar es de gran importancia para el éxito de esta operación a partir de las diferentes propiedades que este tiene, su clasificación y los aditivos que se deben agregar al mismo, por eso a continuación se hará una profundización a estos aspectos importantes para la elección del mejor cemento para la operación de abandono de pozo.

7.1. Propiedades de los cementos utilizados para taponar.

7.1.1. Volumen.

El volumen de cemento requerido para taponar debe ser en exceso para garantizar un buen sellado. Se requiere un tapón con alta resistencias por eso recomiendan usar los cementos densificados clase A, G o H. (Acevedo Rincón & Arenas Torres, 2008).

7.1.2. Rendimiento.

Se refiere al volumen que será ocupado por la lechada compuesta por el cemento, agua de mezcla y los aditivos. El rendimiento se da en pies cúbicos por saco.

7.1.3. Densidad de la lechada.

Dependiendo de las condiciones en que se encuentra un pozo, se debe determinar la densidad de la lechada, la cual varia en un rango de 11 a 18.5 lb/gal, la variación depende de la proporción de agua de mezcla o aditivos que se le apliquen al cemento. Los aditivos para la variación de la densidad de lechada son los materiales reductores de densidad como la bentonita, diatomeas, gilsonita, puzol y demás y los materiales que incrementan la densidad como la baritina, ilmenita, hermatita y demás. (Guerrero Hernández, 2014).

7.1.4. Agua de mezcla.

Es la cantidad de agua ya sea dulce o salada que se agrega al cemento junto a los aditivos para crear la lechada de cemento, expresada en galones por saco de cemento. La cantidad de agua de mezcla a utilizar depende de la cantidad de cemento que se quiere bombear. si esta cantidad es reducida la lechada de cemento podría presentar un incremento en la densidad de la misma disminución del volumen de lechada y dificultad para el bombeo, Si la cantidad de agua de mezcla es aumentada el bombeo será mayor pero los tiempos de asentamiento y fraguado también.

7.1.5. Tiempo de fraguado.

El tiempo de fraguado es cuando el cemento alcanza la dureza o resistencia a la compresión requerida. Esto se mide en laboratorio con unas agujas que se van introduciendo a la lechada y se mide su penetración (Agujas de Vicat o Agujas de Gilmore). Cuando la aguja ya no penetra, es que se mide el tiempo de fraguado. El tiempo de fraguado varía dependiendo de las variaciones en las propiedades anteriores y las condiciones de presión y temperatura que presenta el pozo.

7.1.6. Fuerza de compresión.

El cemento luego de fraguar y asentarse debe ser los suficientemente fuerte y resistente para mantener la tubería de revestimiento fija en el hueco, soportando las diferentes fuerzas generadas por el yacimiento, por lo que la fuerza o resistencia de compresión muestra la capacidad del cemento para no fallar. Para que esta fuerza se desarrolle por completo necesita de un periodo de tiempo llamado “esperar por cemento” WOC.

7.1.7. Pérdida de agua.

Una de las fases del tiempo de fraguado es la del asentamiento del cemento, en esta fase ocurre la perdida de agua. Este fenómeno se da por la reacción química llamada deshidratación y siempre se presenta por lo que es importante que la perdida de agua se controle hasta que el cemento este completamente asentado para seguir con la siguiente ronda de bombeo de lechada. La cantidad de perdida de agua depende de la operación que se esté llevando a cabo, ya sea cementación forzada, cementación primaria, trabajo con liner o hueco horizontal.

7.1.8. Reología.

La reología de un fluido se define como sus propiedades de flujo, en este caso las propiedades de la lechada. Estas propiedades se varia a partir de las vistas anteriormente con el fin de brindar la mejor capacidad de bombeo de la mano con las características objetivo de la lechada. Las propiedades reológicas de un fluido vienen dadas por la viscosidad plástica VP en unidades de centipoise cP que es la pendiente de la línea de tendencia del esfuerzo de corte versus la velocidad de corte y el punto de cedencia TY que es la resistencia del fluido a fluir en unidades de libras fuerza por cada 100 pies cuadrados.

7.2. Aditivos para cemento.

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura se pueden alterar algunas propiedades de la lechada de cemento por eso es de gran importancia controlar estas variaciones por medio de aditivos químicos los cuales bajo cantidades apropiadas puedo mejorar la adherencia entre el cemento, casing y la formación. (Acevedo Rincón & Arenas Torres, 2008).

7.2.1. Aceleradores.

Los aceleradores reducen el tiempo de fragüe (tiempo para alcanzar 500 psi de fuerza de compresión). Existen varios acelerantes en la industria, pero uno de los más utilizados es el cloruro de calcio que es agregado generalmente en concentraciones de 2% a 4% en porcentaje en peso de cemento, el cloruro de calcio es uno de los más eficientes y económicos en la industria.

Variación del tiempo de fraguado de acuerdo con la cantidad de CaCl2

En la Tabla 5 se puede observar como el tiempo de fraguado varía según el porcentaje en peso de CaCL2 agregado.

Tabla 5

Variación del tiempo de fraguado de acuerdo con la cantidad de cloruro de calcio agregado.

VARIACION DEL TIEMPO DE FRAGUADO DE ACUERDO CON LA CANTIDAD DE CLORURO DE CALCIO AGREGADO			
El tiempo viene dado en horas.			
CaCL2 (% en peso)	91 °F	103 °F	113 °F
0	4:00	3:30	2:32
2	1:17	1:11	1:01
4	1:15	1:02	0:59

Nota: Well Cementing. Texas: Schlumberger Educational Services. (Nelson, E. B.2006).

7.2.2. Retardadores.

Se utilizan en secciones más profundas en donde las altas temperaturas generan que el asentamiento del tapón de cemento se realice más rápido, este tipo de químicos aumentan el tiempo de fraguado de la lechada de cemento alterando sus características dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del lugar, los retardadores hacen que el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia a la compresión del cemento sean más lentos, existen diferentes tipos de aditivos retardantes pero los más utilizados en la

industria son las sales acidas de lignosulfanatos y el sodio, estos aditivos son agregados en rangos de 0,1% a 1,5% en porcentaje en peso de cemento, donde son más efectivos en un rango de temperatura entre 260 °F y 600 °F.

7.2.3. Densificantes.

Con el fin de aumentar la presión hidrostática, los densificantes son aditivos que aumentan la densidad del cemento o que aumentan la cantidad de cemento por unidad de volumen de material fraguado, los más utilizados en la industria son las Hermatita y la Barita.

7.3. Clasificación del cemento.

En la industria de los hidrocarburos hay una clasificación para la utilización de los cementos para las diferentes operaciones en las que intervienen, conforme lo dictan los estándares internacionales API de parte del Instituto Americano del Petróleo desde el año de 1953 el cual año tras año se ha venido actualizando, dependiendo de las necesidades de la industria. El cemento Portland es el cemento insignia históricamente más utilizando en las operaciones de cementación de pozos petroleros por su alta calidad, efectividad en el desarrollo e resistencia a la compresión, tensión y sulfatos siendo también el primer cemento de la historia utilizado en un pozo petrolero. Este es un cemento hidráulico y cuando ha fraguado tiene una permeabilidad tan baja en insoluble al agua que se convierte en un material especial para el aislamiento y sellado. (Guerrero Hernández, 2014).

Dependiendo del uso que se le va a dar al cemento, por las condiciones en que se encuentre el pozo a sellar como la profundidad, presión y temperatura, se procede a la elección del cemento el cual está clasificado conforme La API por nueve tipos de cemento (de A a la H)

que se diferencian por sus características físicas, químicas, composición, tiempo de fraguado, duración y costo.

7.3.1. Clase A.

Es la clase de cemento más económico de la industria, producto obtenido de la molienda de Clinker tipo 2 y yeso, denominado cemento tipo 1 por parte de la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales ASTM. Se utiliza en superficie hasta profundidad de 6000 pies, con temperaturas de 170 F máximo, cuando propiedades especiales no son requeridas. Su gran ventaja es que por su moderado calor de hidratación la posibilidad de que se creen fisuras son mínimas, posee bajo contenido de cloruros, alta adherencia en las lechadas y un buen soporté de la tubería.

7.3.2. Clase B.

Denominado cemento tipo 2 por parte de la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales ASTM. Se utiliza en superficie hasta profundidades de 6000 pies, con temperaturas de 170 F máximo, debido a que contiene menor concentración de C3A comparado con el cemento clase A, resultan menos susceptibles al ataque de sulfatos por lo que se utiliza cuando las condiciones necesitan de una resistencia moderada o alta ante los sulfatos.

7.3.3. Clase C.

Cemento tipo 3 por parte de La ASTM. Se usa en superficie hasta 6000 pies de profundidad, con temperaturas de 170 F máximo, este cemento al igual que el tipo 2 presenta alta concentración de C3A, pero a diferencia de este, tiene un alto contenido de C3S, se utiliza cuando las condiciones requieren alta fuerza compresiva en poco tiempo, disponible en tres tipos: ordinaria, media y alta resistencia a los sulfatos. El cemento tipo

3 requiere más agua de mezcla dando lugar a una lechada con una densidad baja desarrollando poca resistencia a la compresión, pero con un asentamiento rápido.

7.3.4. Clase D.

Cemento denominado tipo 4 por parte de La ASTM, siendo uno de los cementos más costosos. Se utiliza para profundidades de 6000 a 10000 pies, bajo condiciones de temperaturas altas, hasta 230 F y presiones moderadas. Disponible en dos tipos, media y alta resistencia a los sulfatos.

7.3.5. Clase E.

Cemento tipo 5 por parte de La ASTM, siendo uno de los cementos más costosos. Se usa desde 10000 ft hasta 14000 pies de profundidad, con temperaturas de 290 F máximo y altas presiones. Fabricación de dos clases, moderada y alta resistencias a los sulfatos.

7.3.6. Clase F.

Denominado cemento tipo 6 por parte de la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales ASTM, siendo un cemento de alto costo. Se utiliza en profundidades entre 10000 ft hasta 16000 ft, con temperaturas de 320 F aproximadamente y presiones altas. Fabricación de dos clases, moderada y alta resistencias a los sulfatos. Los cementos tipo 4, 5 y 6 se hacen llamar cementos retardados, utilizados para profundidades de gran magnitud por su baja concentración en C3A y C3S y su alto tamaño de partícula.

7.3.7. Clase G y H.

Denominados tipo 7 y 8 por parte de la ASTM, son los cementos más utilizados en la actualidad, desarrollados en respuesta a las mejoras en las tecnologías de retardamiento y aceleramiento. Usados para profundidades desde superficie a 8000 pies, puede ser usado

con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozo y temperaturas. Este tipo de cemento solo permite adiciones de sulfato de calcio, agua o ambas. Disponible en dos tipos, media y alta referencia a los sulfatos. La diferencia entre los cementos esta en su área superficial ya que los cementos clase H son más gruesos.

La Tabla 6 expone las características que poseen los diferentes tipos de cemento.

Tabla 6

Características de cementos API.

CARACTERISTICAS DE CEMENTOS API				
API	MEZCLA DE AGUA	DENSIDAD LECHADA	H POZO	TEMP ESTATICA
Clasificación.	gal/saco	lbm/gal	ft	°F
A	5,5	15,6	0 - 6000	80 - 170
B	5,2	15,6	0 - 6000	80 - 170
C	6,3	14,8	0 - 6000	80 - 170
D	4,3	16,4	6000 - 12000	170 - 200
E	5	15,8	0 - 8000	80 - 200
F	4,3	16,4	0 - 8000	80 - 200

Nota: Manual de cementación Halliburton Company. (Halliburton, 2015).

Por otro lado, la Tabla 7 nos muestra la composición química de los diferentes tipos de cemento.

Tabla 7

Composición química de los cementos API.

	Componente.				
CEMENTO	SC3	SC2	AC3	AFC4	MOLIENDA
A	53	24	8	8	1500 - 1900
B	47	32	5	12	1500 - 1900
C	58	16	8	8	2000 - 2800
D	26	54	2	12	1200 - 1600
E	26	54	2	12	1200 - 1600
G	50	30	5	12	1400 - 1700
H	50	30	5	12	1400 - 1700

Nota: Manual de cementación Halliburton Company. (Halliburton, 2015)

8. Guía técnica para el correcto abandono de pozos en Colombia.

Toda operación de abandono de pozo es realizada por parte de la empresa operadora responsable del todo el proyecto petrolífero de un área en específico, esta operación debe regirse a partir de la normatividad vigente por parte de los entes reguladores como lo son el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA. Se presenta el programa de abandono para los diferentes tipos de pozo teniendo en cuenta factores como la presión, la geología del área, la profundidad del pozo y el estado mecánico. La elección de la clase del cemento depende de la profundidad y temperatura del pozo.

Esta guía para el correcto abandono de pozos se realiza teniendo en cuenta las diferentes problemáticas que se han presentado en el país y sus consecuencias, a partir de los requerimientos técnicos y el procedimiento que dicta la normatividad colombiana, la metodología que brinda Ecopetrol S.A. y apoyada por métodos y la normativa internacional que mejor se podrían aplicar en el país.

8.1. Consideraciones.

- Durante las actividades de abandono de pozo debe evitarse en lo posible contaminar el área adyacente, los cuerpos de aguas superficiales y subterráneos, si llegase a ocurrir alguna afectación, contaminación ambiental o daños a tercero a causa del desarrollo de estas actividades, debe corregirse, restaurarse y reparar los daños causados, regidos por la normatividad vigente y las autoridades ambientales.
- Para la realización de estas actividades se podrán utilizar los equipos de perforación, workover o desarrollarse a partir de operaciones rigless, pero con la obligación de que se

garantice que la operación será llevada a cabo de forma segura y confiable teniendo en cuenta las condiciones de presión, temperatura y característica geológicas del pozo.

- Si en el momento de perforación, se pasó por una formación permeable, al proceder con la operación de abandono de pozo se debe instalar como mínimo una barrera primaria en la formación permeable. Si se tienen formaciones productoras de hidrocarburos, acuíferos o formaciones sobre presurizadas se debe instalar una segunda barrera complementando la primera. Las barreras en las formaciones presentan un sello transversal para mayor seguridad.
- La densidad del lodo o fluido durante las operaciones de abandono de pozo debe cumplir con el objetivo que es prevenir perdidas. El fluido a utilizar deberá ser escogido a partir de las condiciones y estado mecánico del pozo para así garantizar la integridad de este. Entre los tapones deberá dejar un fluido con aditivos con el objetivo de mantener la integridad de la tubería de revestimiento, este fluido tendrá una presión equivalente al 10% más de la presión subyacente.
- En pozos revestidos totalmente o hasta el fondo, en las zonas donde la tubería fue cañoneada o que tienen comunicación con la formación se pueden utilizar tapones mecánicos y un tapón de cemento arriba de estos con el fin de mantener la integridad del revestimiento.
- También se debe tener en cuenta un diagnóstico preliminar donde se analice si el pozo sufre de flujos cruzados, sobrepresiones, perdida de la integridad de la tubería de revestimiento para que se corrijan y se pueda seguir con la operación de abandono de pozo.

8.2. Pozos secos.

Algunos de los pozos que se perforan en la industria se denominan “pozos secos o improductivos”, ya sea porque no se encontraron hidrocarburos o porque las cantidades que se pueden llegar a producir no son económicamente rentables, el procedimiento para realizar el abandono de estos pozos es más sencillo, ya que se corre un menor riesgo de que haya migración de hidrocarburos hacia la superficie o hacia las formaciones de agua, de acuerdo a la profundidad del pozo se determina a que distancia se deben colocar los tres tapones de cemento que van a sellar el pozo.

- Evaluación de las condiciones del pozo abandonar.
    - Diagnóstico de la integridad mecánica del pozo: Hueco abierto con zonas sin hidrocarburos.
- Determinar los métodos y cementos a utilizar a partir de las condiciones del pozo.
    - Métodos: Método del tapón mecánico y método de tapón balanceado si el pozo presenta condiciones relativamente normales o comunes.
    - Cemento: Se recomienda para tapón de fondo e intermedio cemento clase G. para tapón de superficie cemento clase A.
- Tipo de abandono: Permanente con tapones mecánicos.
- Procedimiento para abandono:
    - Corroborar que el pozo tenga actualizada la forma 7CR para abandono de pozos entre el ministerio de minas y energía y la empresa operadora.
    - Verificar el estado de la vía y su locación.
    - Preparación del equipo de cementación.

- La presión en cabeza de pozo debe ser de cero, en caso de que la presión no sea de cero, se debe controlar el pozo circulándolo con agua salada si cuenta con la tubería o inyectarle un fluido más pesado para matar esa presión.
- Instalar el tapón de cemento de fondo con un espesor de 100 pies a la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento. La presión debe mantenerse por encima de 10 min para verificar que el tapón y el revestimiento están en buen estado.
- Si la presión no se sostiene, quiere decir que el tapón de cemento o el revestimiento tiene alguna fisura, por lo que se debe dejar por un lapso determinado con el fin de que se estabilice el nivel y luego se coloca un nuevo tapón por debajo del nivel del fluido, aproximadamente a 5 pies.
- Instalar el tapón intermedio de cemento a la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento.
- Instalar el tapón de cemento de superficie a 50 pies.
- Instalar el monumento y la placa de cemento.
- Restauración de la zona.

8.3. Pozos convencionales con fluidos que no son rentables para producción.

Cuando se perfora un pozo y cuando las cantidades de hidrocarburos que se encontraron en estos pozos son consideras no rentables. Se debe tener cuidado de que no haya filtración

o migración de fluidos, aunque por sus pocas cantidades no se considera tan riesgoso y su abandono se considera sencillo.

- **Evaluación de las condiciones del pozo abandonar.**
  - Diagnóstico de la integridad mecánica del pozo: Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos.
- **Determinar los métodos y cementos a utilizar a partir de las condiciones del pozo.**
  - Métodos: Método de tapón mecánico y método de tapón balanceado.
  - Cemento: Para tapón de fondo e intermedio se recomiendo utilizar el cemento clase G o H. Para tapón de superficie cemento clase A.
- **Tipo de abandono.**
  - Permanente con tapones mecánicos o balanceado y cemento en el revestimiento.
- **Procedimiento para abandono.**
  - Corroborar que el pozo tenga actualizada la forma 7CR para abandono de pozos entre el ministerio de minas y energía y la empresa operadora.
  - Verificar el estado de la vía y su locación.
  - Preparación del equipo de cementación.
  - La presión en cabeza de pozo debe ser de cero, en caso de que la presión no sea de cero, se debe controlar el pozo circulándolo con agua salada si cuenta con la tubería o inyectarle un fluido más pesado para matar esa presión.
  - Instalar el tapón de cemento de fondo con un espesor de 100 pies a la profundidad indicada.
  - Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.

- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento. La presión debe mantenerse por encima de 10 min para verificar que el tapón y el revestimiento están en buen estado.
- Si la presión no se sostiene, quiere decir que el tapón de cemento o el revestimiento tiene alguna fisura, por lo que se debe dejar por un lapso determinado con el fin de que se estabilice el nivel y luego se coloca un nuevo tapón por debajo del nivel del fluido, aproximadamente a 5 pies.
- Instalar el tapón intermedio de cemento a la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento.
- Instalar el tapón de cemento de superficie a 50 pies.
- Instalar el monumento y la placa de cemento.
- Restauración de la zona.

8.4. Pozos convencionales que terminaron su vida útil de producción.

Cuando se perfora un pozo y los hidrocarburos encontrados si presentan rentabilidad, se procede a darle producción al pozo. Cuando la vida útil de producción del pozo termina, se procede al abandono de este, pero se debe tener cuidado con la migración de fluidos ya que fue son pozos que, aunque ya hayan perdido rentabilidad aun contienen hidrocarburos y agua, con la posibilidad de migrar y general problemas.

- **Evaluación de las condiciones del pozo abandonar.**
  - Diagnóstico de la integridad mecánica del pozo: Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos.

GUIA PARA EL CORRECTO ABANDONO DE POZOS.

- **Determinar los equipos, métodos y cemento a utilizar a partir de las condiciones del pozo.**
    - Métodos: Método del tapón mecánico y método de tapón balanceado si el pozo presenta condiciones relativamente normales o comunes. Si se presenta que el tapón de cemento o el revestimiento tiene alguna fisura se recomienda el método de dos tapones. Si el pozo es un pozo somero se recomienda el método de cuchara vertedora.
    - Cemento: Para tapón de fondo e intermedio se recomiendo utilizar el cemento clase G o H. Para tapón de superficie cemento clase A.
- **Tipo de abandono.**

  Permanente con tapones mecánicos o balanceado, dos tapones y cuchara vertedora, con cemento en el revestimiento.
- **Procedimiento para abandono.**
    - Corroborar que el pozo tenga actualizada la forma 7CR para abandono de pozos entre el ministerio de minas y energía y la empresa operadora.
    - Verificar el estado de la vía y su locación.
    - Preparación del equipo de cementación.
    - Descargar el pozo: Si tiene gas, cruzar el flujo a través de un separador a TEA para ser quemado. Si tiene fluido líquido, se debe recoger en recipientes y conducirlo a la estación más cercana. Con esto se busca que el pozo tenga una presión de cabeza con valor a cero.
    - Si en la descarga de pozo, la presión en cabeza no cae a cero, se deberá controlar el pozo bombeándole agua salada si tiene tubería o inyectarle un fluido más pesado para lograr la presión deseada.

- Sacar la sarta de tubería, varilla y bomba.
- Instalar el tapón de cemento hasta la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento. La presión debe mantenerse por encima de 10 min para verificar que el tapón y el revestimiento están en buen estado.
- Si la presión no se sostiene, quiere decir que el tapón de cemento o el revestimiento tiene alguna fisura, por lo que se debe dejar por un lapso determinado con el fin de que se estabilice el nivel y luego se coloca un nuevo tapón por debajo del nivel del fluido, aproximadamente a 5 pies.
- Instalar el tapón intermedio de cemento a la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento.
- Instalar el tapón de cemento de superficie a 50 pies.
- Instalar el monumento y la placa de cemento.
- Restauración de la zona.

8.5. Pozo con tecnología coiled tubing o tecnología jet grouting.

Esta es una tecnología que se utiliza cuando el pozo no está en las condiciones ideales para el abandono, se pueden presentar pozos donde el anular no se encuentra cementado, por lo que no se podría asentar un tapón en el interior del casing ya que no cumpliría con la función de generar un sello, cuando se presentan pozos con estas características y se necesita realizar el abandono de estos pozos se puede implementar la herramienta como Coiled Tubing o Jet

Grouting donde se procede a realizar un tapón de cemento en el anular y en el caising para generar un buen sellado.

este procedimiento es necesario cortar el casing en el punto deseado para que la lechada de cemento pueda ingresar y situarse en el anular, luego se procede a bajar la herramienta para realizar el tapón de cemento al interior del casing, la cual requiere de poca presión para generar un tapón de cemento de buena calidad y un buen sellado.

- **Evaluación de las condiciones del pozo abandonar.**
  - Diagnóstico de la integridad mecánica del pozo: Pozos donde el anular no se encuentra cementado.
- **Determinar los métodos y cementos a utilizar a partir de las condiciones del pozo.**
  - Métodos: Método de Jet Grouting o Coiled Tubing son los recomendados para los pozos que no presentan cementación en el anular.
  - Cemento: Se recomienda para tapón de fondo e intermedio cemento clase G. para tapón de superficie cemento clase A.
- **Tipo de abandono.**

  Permanente con tapones mecánicos y cemento en el revestimiento.
- **Procedimiento para abandono.**
  - Corroborar que el pozo tenga actualizada la forma 7CR para abandono de pozos entre el ministerio de minas y energía y la empresa operadora.
  - Verificar el estado de la vía y su locación.
  - Preparación del equipo de cementación coiled tubing o tecnología de cementación jet grouting.

GUIA PARA EL CORRECTO ABANDONO DE POZOS.

- Descargar el pozo: Si tiene gas, cruzar el flujo a través de un separador a TEA para ser quemado. Si tiene fluido líquido, se debe recoger en recipientes y conducirlo a la estación más cercana. Con esto se busca que el pozo tenga una presión de cabeza con valor a cero.
- Si en la descarga de pozo, la presión en cabeza no cae a cero, se deberá controlar el pozo bombeándole agua salada si tiene tubería o inyectarle un fluido más pesado para lograr la presión deseada.
- Cementar los anulares e instalar el tapón de cemento hasta la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento. La presión debe mantenerse por encima de 10 min para verificar que el tapón y el revestimiento están en buen estado.
- Si la presión no se sostiene, quiere decir que el tapón de cemento o el revestimiento tiene alguna fisura, por lo que se debe dejar por un lapso determinado con el fin de que se estabilice el nivel y luego se coloca un nuevo tapón por debajo del nivel del fluido, aproximadamente a 5 pies.
- Instalar el tapón intermedio de cemento hasta lograr el espesor calculado en el programa de abandono e instalarlo a la profundidad indicada.
- Llenarlo con agua fresca y agregarle inhibidor de corrosión.
- Prueba hidrostática con el fin de constatar el estado del tapón de cemento.
- Instalar el tapón de cemento de superficie a 50 pies.
- Instalar el monumento y la placa de cemento.
- Restauración de la zona.

9. Conclusiones.

La guía planteada anteriormente nos muestra que en Colombia las normativas y metodologías técnicas propuestas por parte de los entes reguladores como lo son la ANLA, ANH y el Ministerio de Minas y Energía, se deben reestructurar a partir de las mejores prácticas y recomendaciones que nos brinda las diferentes normas y métodos internacionales que podrían aplicarse en el país.

La normatividad en Colombia presenta diferentes falencias, donde se evidencia la falta de control y vigilancia por parte del Ministerio de Minas y Energía y del ANLA hacia las empresas operadoras para que cumplan con las normativas exigidas y la falta de un conducto o procedimiento regular para el abandono de pozos ya que estas normas están ordenadas de manera global dejando de lado detalles y aspectos específicos.

La operación de abandono de pozos es muy importante, el cual debe realizarse con gran compromiso y siguiendo las diferentes normativitas interpuestas por los entes reguladores que buscan minimizar los problemas que se puedan ocasionar a futuro.

Debido a los diferentes problemas ambientales que han ocurrido en varios pozos abandonados se evidencia que a pesar de que la legislación colombiana brinda las normas, técnicas y procedimientos correspondientes a los diferentes tipos de pozo, las empresas operadoras o responsables de esta operación incurren en errores metodológicos o hasta en la omisión de la aplicación de las técnicas, dejando al descubierto la poca supervisión de parte de los entes reguladores para que estas operaciones se realicen a cabalidad como las normas lo indican.

Las actividades de abandono de pozo se deben tener en cuenta desde la etapa cero del diseño de un pozo petrolero, para así tener más orden y claridad en la información del pozo como la reseña histórica de perforación y producción y su estado mecánico, debido a que el tiempo entre el inicio de las primeras operaciones en un pozo petrolero hasta las operaciones de abandono pueden pasar décadas y esa información podría verse afectada o simplemente perderse.

Al realizar un procedimiento adecuado de abandono de pozos petroleros estaremos minimizando el impacto negativo en el medio ambiente y comunidades, no solamente por derrames o vertimientos a fuentes de agua, sino también por esas fugas de gas que tenemos en los pozos por anulares donde estaremos contaminando la atmosfera.

Realizar una buena práctica de abandono de pozos petroleros ayuda a evitar sanciones y multas cumpliendo las normativas vigentes y de igual manera se evitan costos adicionales por el re-abandono.

10. Recomendaciones.

Debido a los diferentes problemas que se han venido presentando en diferentes partes del país con pozos abandonado y en proceso, nos muestran un vacío legal que existe entre las normativas en Colombia por parte de los entes reguladores y la no aplicación de los métodos y normas por omisión, o desarrollo erróneo de la práctica por parte de las empresas operadoras responsables de esta actividad. Lo más recomendable es que exista un ente supervisor de parte del gobierno que verifique que las empresas operadoras están realizando las actividades de abandono de pozo correctamente.

Se recomienda hacer una reestructuración a la normativa que regula las operaciones de abandono de pozos de petróleo y gas en Colombia, a partir de las mejores prácticas y recomendaciones que nos brindan las diferentes normas y métodos internacionales de países como Estados Unidos, Noruega, Canadá, Reino Unido; quienes se caracterizan por realizar estas operaciones de manera eficiente y de calidad.

Cuando se está instalando el tapón de cemento, si el fluido de completamiento es menos denso que el tapón de cemento, por diferencia de densidad el tapón se ira al fondo, estos en muchas ocasiones no se encuentran y si se llegasen a encontrar, presentarían una muy baja resistencia, perdiendo efectividad. Para reducir este tipo de fallas en los tapones de cemento es recomendable poner un soporte de tapón, hay soportes del tipo píldoras viscosas o reactivas que eviten que la lechada de cemento se vaya hacia el fondo del pozo y, por otro lado, se pueden utilizar herramientas como soportes de tapón tipo "sombrilla" el cual entra hacia la profundidad deseada y se abre sirviendo de soporte para el tapón de cemento.

En muchas ocasiones la lechada de cemento se convierte en un contaminante mezclándose con los fluidos de control y esto debe ser evitado, se recomienda la utilización de simuladores para poder predecir la mezcla de los fluidos que ingresaran en el pozo y así escoger de manera efectiva los aditivos y demás elementos para el bombeo de la lechada de cemento, por otro lado, se pueden utilizar separadores mecánicos, como bolas de esponja, dardos, herramientas de colocación de tapones, que permiten que la lechada baje controladamente sin brindar posibilidad de contaminación hasta la posición deseada. Lo más recomendable es utilizar tanto la simulación previa y si se encuentra contaminación, utilizar los separadores mecánicos para pozos profundos y volumen de lechada pequeños.

Para alcanzar una lechada de cemento lo más resistente posible se deberían tener en cuenta más características como la expansión, flexibilidad, control de migración de fluidos, resistencia a la corrosión y la auto reparación del cemento.

La evaluación del cemento es un factor clave para realizar el abandono de pozos petroleros de manera exitosa, por este motivo es de suma importancia realizar la interpretación de registros para la evaluación del cemento, ya que esta herramienta es primordial para realizar las operaciones de manera efectiva.

Referencias.

Acevedo Rincón, J. J., & Arenas Torres, R. (2008). Evaluación De Tecnologías Y Metodologías Utilizadas Para El Abandono De Pozos. Aplicación Campo Colorado. *Universidad Industrial De Santander*.

ANLA, A. (2015). *Decreto 1076.* Bogotá D.C.

ANLA., A. N. (31 De Agosto De 2018). *AUTO NUMERO 05222.* Bogotá D.C.: Republica De Colombia.

Ashok, S., Peter J, B., & Pang, X. (2012). Influence Of Nanomaterials In Oilwell Cement Hydration And Mechanical Properties. *SPE 156937*.

Barclay, Ian; Pellenbarg, Jan; Tettero, Frans. (2002). *El Principio Del Fin: Revisión De Las Prácticas De Abandono Y Desmantelamiento.* Sugar Land, Texas, EUA.

Delage S, L., Baumbarte C, Thiercelin M, & Vidick B. (25). *New Cement Systems For Durable Zonal Isolation.* Luisiana EUA: De Febrero De 2000.

Dick Bernal, L. E., & Ojeda Triana, P. C. (2017). *Diseño De Un Plan De Reabandono De Un Pozo Tipo En El Campo La Cira Infantas.* Bogotá D.C.: Fundación Universitaria De América.

Ecopetrol S.A. (2 De Octubre De 2007). *De Lo Social A Lo Tecnico, Una Mirada De Paz. Proyecto Cira Infantas.* Republica De Colombia.

Ecopetrol S.A. (2014). *Guia De Abandono De Ecopetrol S.A.* Vicepresidencia De Innovación Y Tecnología Corporativo De Normas Y Estándares.

Ecopetrol S.A. (2018). *Informe Final Incidente Pozo Lizama 158.*

Guerrero Hernández, J. M. (2014). *Opciones De Taponamiento Para Abandono De Pozos Petroleros.* Mexico D.F.: Universidad Nacional Autónoma De Mexico.

Hernández, & Guerrero Hernández, J. M. (2014). *Opciones De Taponamiento Para Abandono De Pozos Petroleros.* México D.F: Universidad Nacional Autónoma De México.

Instituto Americano De Petróleo. (2004). *Norma API 51R.*

Instituto Americano De Petróleo. (2004). *Norma API E3.*

Instituto Argentino Del Petróleo;. (1991). *Guía De Recomendaciones Para Proteger El Medio Ambiente Durante El Desarrollo De La Exploración Y Explotación De Hidrocarburos.* Buenos Aires.

Marky Bertarelli, T. H. (2005). *Deteccion De Presiones Anormales Durante La Perforación De Pozos Petroleros.* Venezuela.

Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible. (21 Julio De 2009). *Ley 1333.* Bogotá D.C.

Ministerio De Minas Y Energia. (15 De Septiembre De 1973). *Decreto 1895.* Bogotá D.C.

Ministerio De Minas Y Energia. (16 De Enero De 2015). *Resolución Número 0048.* Bogotá D.C.

Ministerio De Minas Y Energia. (2 De Septiembre De 2009). *Resolución 18 1495.* Bogotá D.C.

Norsok Standard D-010. (2004). *Well Integrity In Drilling And Well Operations* .

Oil And Gas UK. (2009). *Guidelines For The Suspension And Abandonment Of Wells.* UK: Issue 3.

Sánchez Álvarez, N. (2019). *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.* Medellin.: Universidad De Antioquia.

Schlumberger. (29 De Noviembre De 2020). *Oilfield Glossary En Español*. Obtenido De Https://Www.Glossary.Oilfield.Slb.Com

University Of Texas. (1991). *Handbook On Well Plugging And Abandonment.* Texas EUA.

Vargas Guarín, L. D. (2020). *Impactos Ambientales De La Producción Petrolera EN Colombia Y Su Relacion Con La Innovación Tecnológica En Los Ultimos Quince Años.* Bogota D.C.: Fundación Universidad de America.