

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS DE ABANDONO PARA
POZOS AJUSTADAS A LA NORMATIVA COLOMBIANA.

María José Carrillo Cataño

Trabajo de Grado para Optar el Título de especialista en gerencia de los hidrocarburos

Director

Zuly Himelda Calderón Carrillo

PhD. Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de ingenierías fisicoquímicas
Escuela de ingeniería de petróleos
Especialización en gerencia de los hidrocarburos
Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por brindarme la sabiduría para afrontar todos los retos y obstáculos que se han presentado en mi camino.

A mis padres y hermanos por acompañarme en este proceso y ser mi soporte en los momentos mas difíciles.

A mis amigos y compañeros por siempre tener una palabra de aliento para continuar y apoyarme desde el primer día del ciclo académico.

A mi por mi esfuerzo, sacrificio y dedicación, los cuales tienen frutos en el titulo por el cual presento la siguiente monografía.

Agradecimientos

A mi familia por su apoyo y motivación.

A mis compañeros y amigos que hicieron parte de este proceso, que sin importar el día o la hora estuvieron siempre dispuestos a ayudarme.

A los docentes y profesionales que me apoyaron, por su orientación, observaciones y enseñanzas en mi proceso de formación y camino para optar por el título de especialista de gerencia de los hidrocarburos.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Generalidades.....	16
2.1 Abandonos de pozos petrolíferos.....	16
2.2 Tipos de abandonos de pozos petrolíferos	16
2.2.1 Abandono temporal.....	16
2.2.2 Abandono definitivo	17
2.3 Causas de abandonos definitivos de pozos petrolíferos.....	18
2.4 Criterios para el aislamiento de un pozo.....	20
2.4.1 Integridad de un pozo petrolero	21
3. Técnicas y tecnologías de abandono de pozos petroleros.....	22
3.1 Técnicas de colocación de tapones:	23
3.1.1 Método del tapón balanceado	23
3.1.2 Método del tapón no balanceado “Plug catcher”	24
3.1.3 Método de “Dump Bailer”	26
3.2 Equipos, herramientas y materiales básicos para el abandono de pozos	27
3.2.1 Equipos, unidades y herramientas de trabajo.....	27

3.2.2 Materiales y aditivos	29
3.3 Tecnologías para abandono de pozos	31
3.3.1 Herramienta divergente o “diverter tool”	31
3.3.2 “Sand Jetting”	32
3.4 Posibles problemas generados por abandonos incorrectos	34
4. Normatividad, marco legal y ambiental para abandonos de pozos petroleros.....	36
4.1 Lineamientos internacionales.....	36
4.1.1 API E3.....	36
4.1.2 API 51R	37
4.2 Normatividad en países de Latino América.....	37
4.2.1 Argentina.....	38
4.2.2 Venezuela.....	39
4.2.3 Brasil	40
4.2.4 México	41
4.3 Normatividad en Colombia.....	42
4.3.1 Decreto 1895 de 1973 (Ministerio de Minas y Petróleos, 1973).....	42
4.3.2 Resolución 181495 de 2009 (Ministerio de Minas y Energía, 2009)	44
4.3.3 Normativa en trámite (Ministerio de Minas y Energía, 2016).....	48
5. Alternativas de abandonos de pozos en Colombia	61
5.1 Técnicas de taponamientos de uso en Colombia	61
5.1.1 Técnica del tapón balanceado	61
5.1.2 Técnica del tapón no balanceado “plug catcher”	63

5.2 Metodología para la selección de la técnica y equipos para abandonar un pozo en Colombia	64
6. Caso de estudio “Pozo Colombiano”	65
7. Conclusiones	78
8. Recomendaciones	80
Referencias Bibliográficas	81

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 2 Clasificación API para cementos.....	29
Tabla 3 Clasificación y descripción de aditivos para lechadas de cemento.	30
Tabla 4 Procedimientos para abandonar pozos en Colombia: actuales, en trámite y sugeridos... 58	
Tabla 5 Tipos de revestimientos del Pozo A.	67
Tabla 6 Costos promedio para la operación de abandono del Pozo A.....	77

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Diagrama del método del tapón balanceado.....	24
Figura 2 Diagrama del método tapón no balanceado “Plug catcher”.....	25
Figura 3 Diagrama del método con herramienta “Dump Bailer”.	27
Figura 4 Diagrama de la herramienta divergente.....	31
Figura 5 Patrón de flujo de fluido entrante con y sin herramienta divergente.....	32
Figura 6 Estado mecánico del Pozo A antes de la propuesta de abandono.	66
Figura 7 Estado mecánico de abandono propuesto para el Pozo A.	71

Glosario

Abandono: según la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020), se refiere a las actividades de retiro y desmantelamiento de los materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de pozos, el desmontaje y retiro de todas las plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria, y equipo suministrado o utilizado en la realización de las actividades petroleras, así como la restauración ambiental del área afectada en la realización de las actividades petroleras de conformidad con los términos y condicionales de una Asignación Petrolera o de un Contrato, las mejores prácticas de la industria, la normatividad aplicable y el sistema de administración.

Cementación: corresponde a la operación técnica de preparación y bombeo de cemento y/o lechada en una o unas zonas determinadas del pozo. Las operaciones de cementación pueden llevarse a cabo para: sellar zonas entre el revestimiento y el espacio anular, colocar tapones para realizar desviaciones en pozos ya perforados o durante la perforación, realizar operaciones de taponamiento para abandonos de pozos.

Corrosión: fenómeno físico químico que se presenta debido a las reacciones químicas y electroquímicas en la estructura metálica de un material sometido a diferentes condiciones y ambientes.

Equipo de coiled tubing (Tubería flexible): unidad rigless autónoma de tubería continua flexible de diámetro reducido, la cual puede ser utilizada en operaciones de reacondicionamiento de pozo, fácilmente transportable, de uso en pozos vivos.

Pozo petrolífero: obra ingenieril cuyo objetivo es lograr la comunicación entre el yacimiento y la superficie, con el fin de extraer los hidrocarburos presentes en el subsuelo.

Pozo abandonado: hace alusión a un pozo petrolífero el cual fue intervenido para quedar inactivo de forma definitiva, utilizando tapones de cemento o diferentes empaques, con el fin de

aislarlo definitiva y efectivamente para evitar la contaminación del ambiente en el futuro y comunicación con otras zonas.

Pozo inactivo: hace alusión a un pozo que no tiene utilidad alguna o con finalidad por el momento, y puede en un futuro colocarse en funcionamiento o ser abandonado definitivamente.

Registro de ruido: según glosario de Schlumberger (2020), es el registro del sonido medido en diferentes posiciones en el pozo. Debido a que las turbulencias de los fluidos generan sonidos, las altas amplitudes de los ruidos indican ubicaciones de mayor turbulencia como fugas, canales y disparos (perforaciones, punzados). El registro de ruidos se usa principalmente para la detección de canales, pero también se ha utilizado para medir tasa de flujo, identificar disparos abiertos, detectar producción de arena y localizar interfaces de gas-líquido.

Taponamiento de abandono: operaciones para abandonar un pozo de manera técnica. Se realiza por medio de tapones de cemento ubicados en zonas estratégicas con el fin de garantizar asilamiento hidráulico, verificado con pruebas de integridad.

Workover: conjunto de servicios de preparación los cuales buscan mantener y mejorar la producción de los pozos.

Zapato de revestimiento: extremo inferior de la sarta de revestimiento, incluido el cemento que la rodea. Ayuda a proteger y guiar la tubería hasta el fondo del pozo.

Resumen

Título: Evaluación técnica de las alternativas de abandono para pozos ajustadas a la normativa colombiana*

Autor: María José Carrillo Cataño**

Palabras Clave: abandonos de pozo, legislación colombiana, métodos de abandono de pozo.

Descripción: Durante las actividades de perforación, completamiento y mantenimiento de pozos petrolíferos, se presentan diferentes situaciones tales como; agotamiento de zonas productoras, pozos secos, pozos con invasiones de agua salada, pozos no comerciales, problemas durante la perforación o completamiento, entre otras, las cuales llevan a tomar la decisión de efectuar el taponamiento y abandono del pozo que se interviene, ya sea temporal o definitivo. Las malas prácticas en las operaciones al momento de abandonar definitivamente un pozo petrolífero pueden ocasionar: comunicaciones entre subsuelo y superficie u otras zonas, las cuales se pueden evidenciar en problemas económicos, ambientales, sociales, operacionales y legislativos. Sin embargo, en Colombia la legislación al ser tan general en este tema ha dejado procedimientos sin limitantes y carentes de detalles para realizar una operación de abandonos que garantice la integridad del pozo a largo plazo. En la presente monografía se realiza una compilación bibliografía a nivel de conceptos, operaciones, leyes y recomendaciones para las buenas prácticas al momento de abandonar un pozo petrolero. Así mismo, se proponen posibles métodos a implementar en abandonos de pozos en Colombia y un caso de ejemplo de como realizar la operación de abandono de un pozo típico del Valle Medio del Magdalena.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. PhD. Ingeniería Química

Abstract

Title: Technical evaluation of well abandonments alternatives adjusted to the Colombian legislation.*

Author: Maria Jose Carrillo Cataño**

Key Words: well abandonments, Colombian legislation, well abandonments methods.

Description: While performing the activities of drilling, completing and maintenance of an oil well, some of them may end up being dry or invaded by saltwater; with no commercial interest whatsoever. Which may eventually end up in the decision of sealing the oil well, being intervened completely. Another factor for which, the oil fields are left abandoned is because they reach their technical-economic limit. In this case, is no longer possible to keep it operating - in production and therefore, the well is abandoned either temporally or definitely. The wrongful operations - practices at the moment of definitely abandon an oil well, may create the following: communications between the subsoil and the surface or other zones. And are traceable in economic, social, environmental operational and legislative issues. However, in Colombia, the legal regulatory mainframe has a general approach in this subject. Allowing procedures with no control, missing detailed practices in how to develop a proper oil well sealing in the long term. In this monography, a nationwide bibliographic compilation of concepts, operations, laws and recommendations for the good practices at the moment of abandon an oil field has been made. Furthermore, possible methods had been proposed as well to be applied in Colombia with a case study of how develop the operation of abandon a typical oil well of the Midlands of the Magdalena.

* Degree Work

** Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. PhD. Chemical Engineering

Introducción

La vida de un pozo atraviesa numerosas etapas, la terminación de la producción, y abandono de estos mismos y de las instalaciones de producción son tal vez las que mas afectan la economía de las empresas operadoras de un campo. Las operaciones de taponamiento y abandono son cada vez mas comunes en campos maduros en los cuales por muchos años se han realizado actividades de explotación y producción, donde se han alcanzados límites productivos y/o económicos. Sin embargo, dichas operaciones también pueden llevarse a cabo en campos jóvenes, así como en campos maduros debido a problemas operacionales.

El abandono y taponamiento de pozos constituye una operación crítica para la protección del medio ambiente a nivel de suelo y subsuelo. Un taponamiento y/o abandono exitoso evita un flujo de fluidos hacia otras estructuras geológicas o contaminación de zonas acuíferas.

Las malas prácticas operaciones llevan a incurrir en operaciones de remediación para subsanar las operaciones defectuosas de taponamiento y abandono, las cuales tiene repercusiones económicas y políticas para la empresa operadora y ambientales que pueden llegar a ser catastróficas.

En Colombia las operaciones de abandono de pozos han significado por años problemas operacionales y de cumplimientos de normas, los cual se ven reflejados en inversiones no recuperables. A medida que las regulaciones y normatividad colombiana se tornan más estrictas y complejas, los abandonos realizados técnicamente son esenciales para la protección del medio

ambiente en el largo plazo. Sin embargo, la selección de los métodos y alternativas tecnológicas le dan un nuevo sentido al término “permanente” al hablar de abandonos, al tratar de minimizar los costos de esta misma operación y evitar en largo o corto plazo, realizar una remediación de operaciones defectuosa de taponamiento y abandono.

Entendiendo la importancia de la necesidad del cumplimiento técnico y las exigentes regulaciones políticas y legales de las operaciones de abandono de pozos, se desarrolló en la presente monografía el análisis de diferentes alternativas de abandono de pozos que cumplen con la vigente legislación colombiana.

1. Objetivos

Realizar el análisis de las diferentes alternativas de abandonos de pozos que se ajustan a la normativa colombiana y que pueden representar una solución técnica adecuada.

1.1 Objetivo General

Realizar una evaluación técnica de las diferentes alternativas de abandono de pozos teniendo en cuenta la normativa colombiana.

1.2 Objetivos Específicos

Describir las técnicas y tecnologías de abandono de pozos y los problemas que pueden generar un procedimiento incorrecto.

Analizar la normatividad vigente relacionada con el abandono de pozos en Colombia y otros países de Latinoamérica.

Proponer alternativas de abandono de pozos que se ajusten a la normatividad colombiana.

Evaluar las alternativas de abandono de pozos en un caso de estudio y definir la alternativa técnica más adecuada.

2. Generalidades

2.1 Abandonos de pozos petrolíferos

El abandono normalmente es la última operación que se realiza a un pozo, con el fin de taponarlo y abandonarlo temporal o definitivamente dependiendo de cada escenario; dicho esto los abandonos de pozos se dan por una serie de factores y en las diferentes etapas de operación en los campos petroleros. Desde la etapa de perforación hasta la depleción de las formaciones productoras que lleva a la declinación de la producción de crudo y/o gas.

Los abandonos se relacionan principalmente a los diferentes cambios en la producción de un pozo, problemas operacionales que no tengan una solución inmediata o definitiva y puedan llevar a la contaminación o migración de fluidos, además de presupuestos económicos concatenados a la rentabilidad de la empresa operadora, el cual es principalmente la causa más relevante para el cierre y abandono de un pozo.

2.2 Tipos de abandonos de pozos petrolíferos

Según el Ministerio de Minas y Energía. (2015), existen dos tipos de abandonos a considerar:

2.2.1 Abandono temporal

Operación de abandono que se implementa considerando que, por diferentes razones, el operador puede tener interés en reentrar al pozo durante la fase exploratoria. El cierre técnico del pozo exige la instalación de tapones mecánicos y/o de cemento para aislar intervalos abiertos e impedir la migración de fluidos, pero permite la permanencia del cabezal de pozo para facilitar

futuras intervenciones a consideración del operador, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

2.2.2 Abandono definitivo

Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del contratista, y que incluye no solo la ubicación de tapones mecánicos y de cemento para aislar los diferentes intervalos permeables, sino también el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1.000 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.

El objetivo de este tipo de abandono es aislar el pozo de manera permanente, garantizando la seguridad y protección del ambiente, por medio de tapones ya sean de cementos y/o mecánicos. En esta clase de abandono se debe entregar el pozo correctamente cerrado (depende de la legislación vigente del país), señalados y protegidos según su ubicación y características del pozo extinto.

Adicionalmente, la revista Río Negro (2016), define otro tipo de abandono, abandono de superficie, es decir la boca del pozo desde el cual pueden emanar fluidos o gases tóxicos. Allí el

taponamiento es un proceso definitivo: se corta la cabeza de la perforación y se coloca cemento a presión. Tras el fraguado, se hace una prueba y se suelda una tapa.

2.3 Causas de abandonos definitivos de pozos petrolíferos

Algunas de las causas mas comunes para el abandonamiento total de los pozos descritas por Guerrero (2014), en su investigación “Opciones de taponamiento para abandonos de pozos petroleros”, son:

- ✓ Agotamiento de la zona productora, en la cual el campo sobrepasa su límite económico, volviendo no viable la explotación comercial de los hidrocarburos presentes; esto ocurre cuando la producción de los hidrocarburos producido no cubre los gastos de producción del campo, dejando de producir utilidades, en ese momento la empresa operadora evalúa la posibilidad de generar un plan para aumentar el factor de recobro y obtener ganancias mayores que la inversión o empezar un plan de abandono de los pozos, como estipula la normatividad de cada país. Esta causa de abandono suele ocurrir en campos maduros donde por muchos años se han explotado las formaciones productoras y se ha llegado al final del plan de desarrollo de este mismo.

- ✓ Daños en el revestimiento, el cual soporta, protege y aísla los fluidos del pozo. La tubería de revestimiento tiene la función de soportar la presión y los esfuerzos geo mecánicos ejercidos por los estratos y las formaciones que han sido perforadas durante las operaciones y la vida productora del pozo. Según Dusseault (2001), la

producción de los fluidos de la formación genera una caída en la presión del yacimiento que incrementa los esfuerzos efectivos que reducen el volumen de fluido en el yacimiento, disminuyendo la porosidad debido a la compactación de los estratos. Esto produce una concentración de esfuerzos y como consecuencia el desplazamiento de las tuberías de revestimiento, ocasionando desgastes que pueden generar el taponamiento o el colapso de la tubería (casing), lo cual propicia problemas operacionales y/o de seguridad.

- ✓ Corrosión es una problemática, con altos costos, en la industria. La ruptura o desgastes en la tubería de revestimiento debido al proceso de corrosión externa, es un inconveniente constante en los campos petroleros, debido a la interacción de los metales del revestimiento con agentes en las formaciones, al igual que con los fluidos producidos y sus gases asociados. Estas dificultades conllevan a pérdidas económicas por inconvenientes operacionales y la reparación o reemplazo de los materiales con presencia de corrosión.

- ✓ Presencia de pescados, sucede cuando algún tipo de herramientas, parte del BHA (bottom hole assembly/ ensamblaje de fondo), que es la sección de la sarta de trabajo que agrupa un conjunto de herramientas; o una parte de un sistema de levantamiento, como las bombas o varillas, quedan en fondo por algún tipo de pega o por un problema mecánico y no es posible recuperarlos mediante la operación de pesca.

- ✓ Pozos perforados secos, es decir no hay producción de hidrocarburos.

- ✓ Daños a las formaciones productoras, en la perforación y completamiento, y algunas operaciones de “workover” o servicios a pozos, se utilizan distintos fluidos de control que causan en diferentes proporciones alteraciones en las propiedades a nivel de subsuelo, lo cual provoca un daño en la permeabilidad de la formación. Entre las causas que originan estos daños se destacan:

- a) Invasión de partículas sólidas en los fluidos de control.
- b) Hinchazón de arcillas al ser desestabilizadas por el agua de filtrado del fluido.
- c) Bloqueo del agua o emulsión por el filtrado del fluido.

2.4 Criterios para el aislamiento de un pozo

De acuerdo con Dick y Ojeda (2017), para obtener un buen aislamiento en un pozo de abandono, se deben seguir estos cuatro criterios:

- Longitud: la longitud del tapón de cemento debe ser suficiente para ser calificado como permanente, debido a que este se convertiría en la barrera física para evitar la migración de fluidos tanto a superficie como a otras zonas.
- Sección Transversal: corresponde a la sección radial del pozo que incluye la parte interna de la tubería y el espacio anular, el cual debe estar cementado para generar sello a nivel vertical y horizontal.

- Posicionamiento: la ubicación del tapón debe ser en una sección de la tubería o del hueco abierto que genere la integridad suficiente, lo más cercano posible a la zona productora.
- Verificación: los tres criterios anteriores requieren de verificación, ya sea a través de registros eléctricos, pruebas de presión o implementando herramientas en fondo con el fin de garantizar un abandono exitoso.

2.4.1 Integridad de un pozo petrolero

La integridad de un pozo petrolero es de gran importancia por razones de seguridad, cumplimiento con regulaciones ambientales, reducción de costos de mantenimiento y prevención de paros inesperados de producción.

Al diseñar y construir un pozo, los operadores generalmente instalan varias capas de tuberías de revestimiento y cemento para crear varias barreras de seguridad que protegerán la integridad del pozo en caso de que una de ellas fallara.

Teniendo en cuenta la normativa internacional Norsok Standard D-010 (2004), la integridad de pozos es la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales orientadas a reducir el riesgo de descargas no controladas de fluidos de yacimiento a lo largo de la vida del pozo.

3. Técnicas y tecnologías de abandono de pozos petroleros

Existen dos tipos o métodos de abandonos; el abandono convencional y el no convencional. Ambos tienen características y diferencias importantes que se desarrollan dependiendo del pozo y condiciones, teniendo en cuenta la viabilidad económica para la empresa operadora o compañía que desarrolla el campo y que a la vez cumpla con la regulaciones ambientales y legales de cada país con el fin de completar con éxito el abandono.

El abandono convencional, hace referencia a un desarrollo de operación seleccionado según la metodología de las normas Norsok D-010. Con esto se refiere a tener cálculos de volúmenes de lechada de cemento establecidos en alturas y posiciones en el pozo teniendo en cuenta los intervalos de las formaciones productoras o intervalos a abandonar, y los zapatos de los revestimientos con las especificaciones de la API “American Petroleum Institute” acorde al tipo de cemento, aditivos y la química. Adicionalmente es necesario garantizar el sello de los espacios anulares para evitar el flujo de fluidos de fondo por este mismo.

Estas operaciones se pueden realizar utilizando un equipo de reacondicionamiento de pozos (WO) o de tubería flexible (CT) y demás equipos necesarios para el control de pozos y eventualidades.

El abandono no convencional, hace referencia a una metodología diferente a la planteada por el API, la cual se ve necesaria de implementar por razones de: locaciones de difícil acceso, costos de la operación, problemas operacionales, entre otros, por lo cual se genera la necesidad de una metodología propia incluso pionera para el pozo a abandonar.

3.1 Técnicas de colocación de tapones:

Existen diferentes procedimientos o métodos para la colocación de tapones en pozos petrolíferos, cada uno de los cuales es favorable bajo ciertas condiciones, pero todos cumpliendo con el mismo objetivo de asilar zonas dentro del pozo. Los métodos según CPVEN servicios de pozos (2014), en su seminario de cementación de pozos petrolíferos y/o de gas, se conocen como:

3.1.1 Método del tapón balanceado

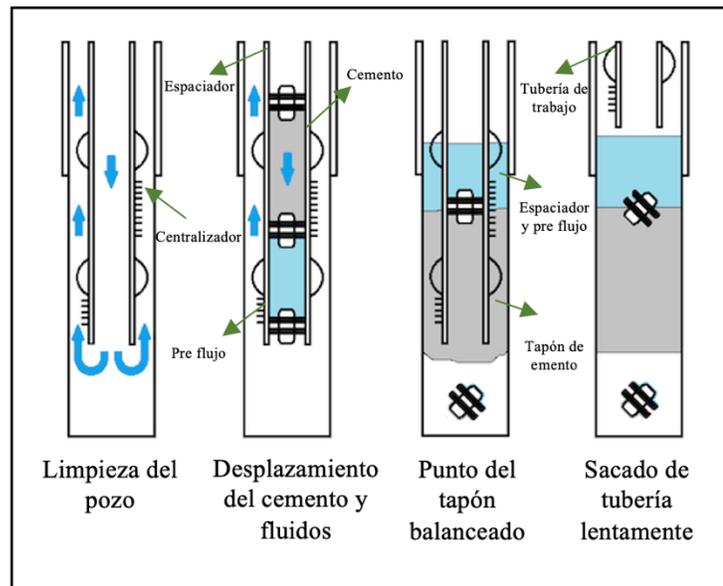
Es el método más ampliamente utilizado, consiste en:

- Colocar el cemento a través de la tubería (drill pipe, tubing, etc) punta libre en la profundidad deseada:
- Bombear un volumen de cemento igual al volumen que cubrirá la altura deseada una vez se retire la tubería.
- Desplazar el cemento hasta una altura un poco mayor que la altura que tiene el cemento por fuera de la tubería con la finalidad de dejar un gradiente de presión positivo hacia el anular y evitar sobre flujo en la planchada (como regla operacional entre 2 y 3 barriles son suficientes para lograr este objetivo). Si se deja una cantidad mayor de volumen diferencial se puede lograr una contaminación.
- Después de colocado el cemento en la tubería se retrae lentamente hasta llegar a un punto donde se esté seguro de estar afuera del cemento (más de 100 pies, si las condiciones lo permiten).
- La tubería se reversa a bajo caudal para limpiar la tubería sin perturbar el tope del cemento.

Dentro de las precauciones generales que se deben considerar en estos trabajos esta:

- ✓ Utilizar un volumen significativo de exceso (hasta el 100%).
- ✓ Utilizar un puente de hierro o retenedor por debajo del tapón de cemento (si es hueco entubado).
- ✓ Utilizar una tubería de diámetro pequeño para perturbar lo menos posible el tapón, cuando se retrae fuera del cemento.

Figura 1 Diagrama del método del tapón balanceado.



Nota: el diagrama muestra la secuencia del método para balancear tapones, diseño del autor basado en Suman & Ellis (1977). Página 58.

3.1.2 Método del tapón no balanceado “Plug catcher”

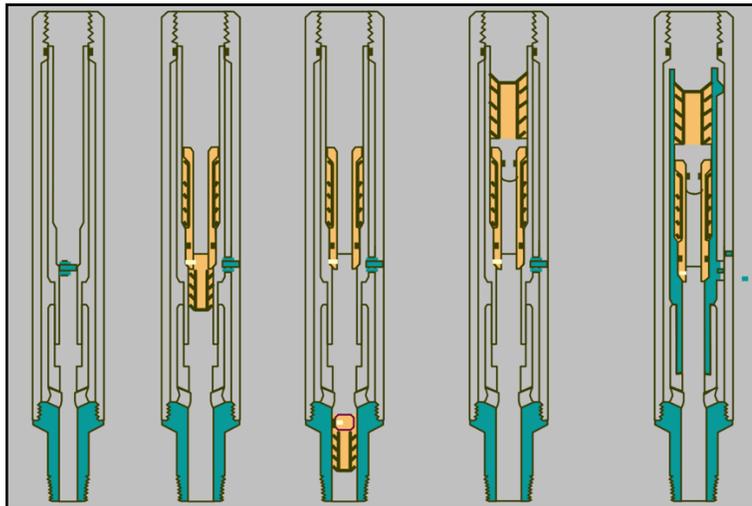
Este método ofrece el mayor grado de confiabilidad, y se recomienda muy especialmente en volúmenes pequeños y zonas muy profundas. Este método es muy similar a la cementación

primaria, el procedimiento básico involucra colocar una herramienta receptora con válvula check (“plug catcher”) en la punta de la tubería, y el desplazamiento del cemento se realiza con dos tapones; uno inferior y uno superior.

El primer tapón está diseñado para pasar a través del “plug catcher”. El tapón superior se acopla en una válvula baffle y evita que la presión hidrostática del anular pueda regresar el cemento dentro de la tubería. Un incremento de presión en superficie indica que llegó el tapón al “plug catcher”.

La tubería se retrae fuera del cemento y se realiza la circulación inversa para limpiar la tubería de cemento, una vez limpia se saca del pozo, se retira el tapón superior y se vuelve a vestir el mecanismo del “plug catcher”.

Figura 2 Diagrama del método tapón no balanceado “Plug catcher”.



Nota: el diagrama muestra el método: 1. Corriendo tubería, 2. Desplazando el tapón inferior, 3. Realizando la limpieza, 4. Asentando el tapón superior, 5. Realizando circulación inversa y sacando la tubería de trabajo.

Tomado de: Schlumberger, “Diseño y colocación de tapones balanceados”, 2003.

3.1.3 Método de “Dump Bailer”

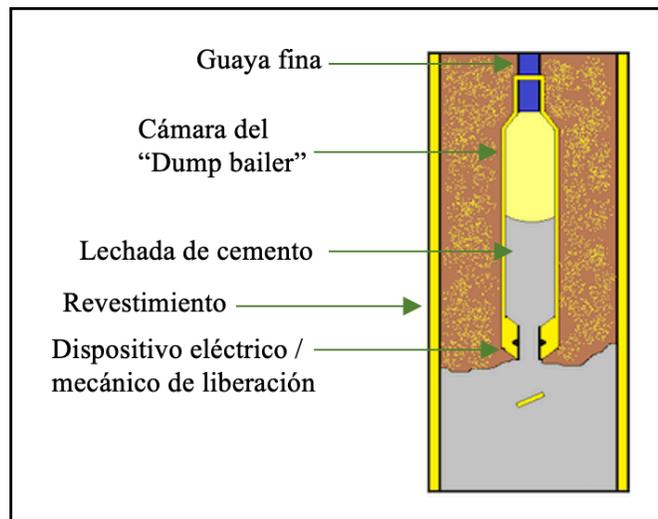
Es un método relativamente simple que permite el control exacto de la colocación del cemento ya que este se baja dentro de la cámara del “dump bailer” hasta el punto deseado a través de una guaya, consiste en:

- Colocar el cemento dentro de la cámara del “dump bailer”.
- Bajar la guaya hasta la profundidad deseada.
- Activar el dispositivo que abre la compuerta.
- Después de colocado el cemento se retrae la herramienta.

La mayor limitación de esta técnica es el volumen reducido que maneja el cual está limitado por la capacidad de la herramienta. Debido que se debe esperar el fragüe del primer tapón de cemento, este método es poco eficiente para casos en cuales se requiera abandonar múltiples zonas.

Es favorable en pozos someros y se recomienda usar tapones de hierro, grava o píldoras debajo del cemento para evitar contaminación.

Figura 3 Diagrama del método con herramienta “Dump Bailer”.



Fuente: proceso de taponamiento con herramienta “Dump bailer”. Elaborado por el autor.

3.2 Equipos, herramientas y materiales básicos para el abandono de pozos

Para el desarrollo de las actividades de taponamiento, se pueden emplear los siguientes equipos y materiales, conforme al caso particular de los pozos que serán intervenidos. La cantidad, capacidades y características de los equipos deben ser definidas para cada caso particular del pozo que será taponado, así mismo, para los materiales también deben ser definidas sus condiciones, características, propiedades y volúmenes requeridos.

3.2.1 Equipos, unidades y herramientas de trabajo

- Equipo de “workover”, diseñado para completar o dar mantenimiento a pozos petroleros, puede estar instalado en embarcaciones, plataformas fijas o plataformas móviles.

- Equipo de perforación, es la maquinaria utilizada para perforar un pozo. Los componentes principales del equipo de perforación son los tanques de lodo, las bombas de lodo, torre de perforación, malacate, mesa rotaria, sarta de perforación, equipo de generación de potencia y el equipo auxiliar.
- Unidad de cementación, proporciona y controla el sistema de mezclado de cemento, controla el caudal y la presión de bombeo, además de suministrar potencia y presión a este mismo.
- Unidad de “coiled tubing” o tubería flexible, es una sección larga y continua de tubería de diámetro reducido que permite realiza operaciones en tiempos reducidos.
- Unidad de “wireline” o registros eléctricos, es utilizada para la evaluación de la cementación (CBL), y para bajar y activar el “dump bailer”.
- “Milling tool”, herramientas para moler y perforar en el fondo de un pozo algún tipo de herramienta, tapones de cemento o empaques entre otros con el objetivo de poder pasar a través de estos y continuar con la operación en curso, ya sea seguir perforando o comunicar diferentes secciones del pozo que antes habían sido aisladas.
- Cañones, herramientas que se utilizan para hacer perforaciones en la tubería de revestimiento para lograr comunicación con la formación, o también perforaciones en la tubería de producción para establecer circulación.

3.2.2 Materiales y aditivos

- Lechada, está compuesta por una mezcla de agua y cemento tipo Portland (más utilizado en operaciones petroleras por su extenso uso y sus propiedades). Es un cemento hidráulico y por lo cual maneja resistencia a la compresión al fraguarse cuando se hidrata, debido a la interacción del agua y sus componentes. El cemento fraguado tiene una baja permeabilidad y es insoluble en el agua así que sus propiedades no se ven afectadas, por esta razón es especial para las operaciones de aislamiento y sello en la industria.

La clasificación API da una guía del cemento que es posible utilizar en diferentes condiciones de profundidad, presión y temperatura. En la Tabla 1, se muestra la clasificación para cementos según la API.

Tabla 1 Clasificación API para cementos

<i>Clasificación API</i>	<i>Profundidad (Pies)</i>	<i>Requerimiento de Agua (gl/sk)</i>	<i>Densidad (lb/gl)</i>	<i>Descripción</i>
<i>Clase A</i>	0 a 6.000	5,2	15,6	Regular común o normal
<i>Clase B</i>	0 a 6.000	5,2	15,6	Resistencia moderada a sulfatos
<i>Clase C</i>	0 a 6.000	6,3	14,8	Cementos rápido fragüe y grano fino.
<i>Clase D</i>	6.000 a 10.000	4,3	Varía	Para presiones y temperaturas moderadas.
<i>Clase E</i>	10.000 a 14.000	4,3	Varía	Presión y temperatura altas
<i>Clase F</i>	10.000 a 16.000	4,3	Varía	Temperaturas extremadamente altas

Clase G & H	0 a 8.000	G – 5,0 H – 4,3	G – 15,8 H – 16,4	Cementos básicos con retardantes
------------------------	-----------	-----------------	-------------------	----------------------------------

Nota: Adaptado de Halliburton (1981), Tabla de cementos.

- Aditivos, su función es modificar las propiedades estándar de la lechada de cemento. Los aditivos pueden variar la densidad de la lechada, incrementar o no la resistencia del cemento, acelerar o retardar el tiempo de fragüe, controlar la tasa de filtrado, modificar la viscosidad, controlar las pérdidas de circulación e incluso mejorar económicamente la operación.

Tabla 2 Clasificación y descripción de aditivos para lechadas de cemento.

<i>Acelerantes</i>	<i>Materiales</i>	<i>Función</i>
<i>Acelerantes</i>	Sales, Cloruro de Sodio, de Calcio.	Reduce el tiempo de fragüe. Alcance fuerza de compresión de 500 psi.
<i>Retardantes</i>	Agentes Químicos	Aumenta el tiempo fragüe. Recomendado en pozos profundos y en altas temperaturas.
<i>Control de Filtrado</i>	Partículas, micelas y películas	Busca una distribución uniforme de las partículas y evita la pérdida del fluido acuoso, con el fin de no alterar las condiciones de la lechada.
<i>Densificantes</i>	Porcentaje de barita, hematita o bentonita.	Adiciona peso al fluido sin modificar propiedades,
<i>Dispersantes</i>	Viscosificantes, adelgazantes.	Facilita el desplazamiento y mecánica del fluido, remueve el lodo de la cara de la formación.
<i>Clarificantes</i>	Bentónita , silicato de sodio.	Aligera grandes columnas de lechada que afectan formaciones de interés por presión hidrostática. Reduce costos de materia prima para mezcla de lechada.
<i>Control de Pérdida</i>	Cascara de nuez, hojuelas, cascara de arroz.	Disminuye o evita migración del fluido a formaciones porosas “ladronas”. Crear un sello en la cara de la formación.

Nota: Tomado de Consultants International, “Production Operations, Well completions, Workover, and stimulation”. (1982) P 105-112.

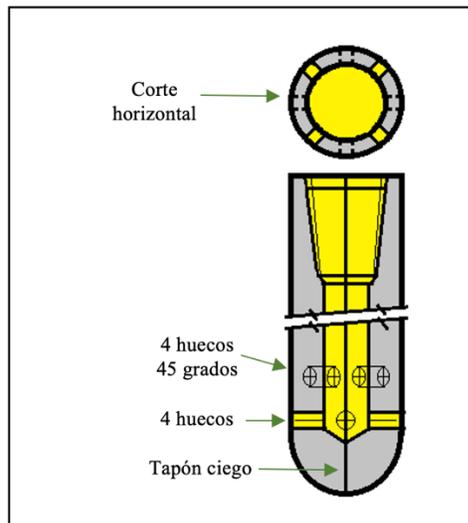
3.3 Tecnologías para abandono de pozos

Debido a la constante necesidad de mejora y condiciones cada vez más exigente al momento de realizar los abandonos de pozos, se proponen algunas opciones de herramientas las cuales suplen dichas condiciones y necesidades como lo son:

3.3.1 Herramienta divergente o “diverter tool”

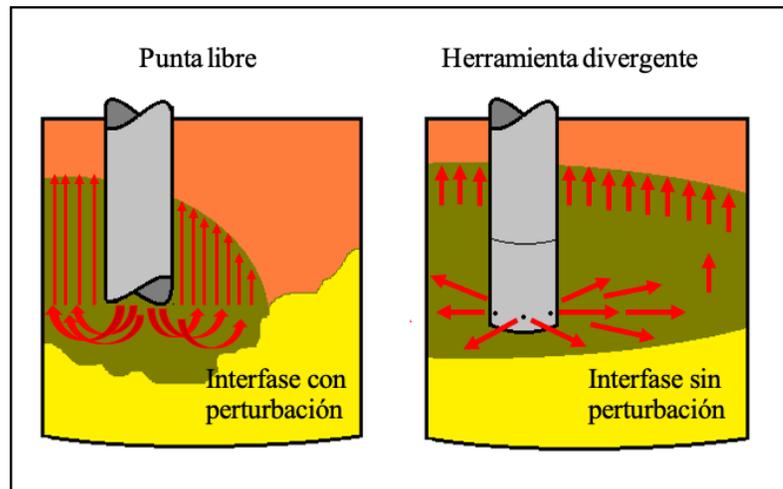
Consiste en un niple ciego en la punta, que tiene dos filas de cuatro huecos de 1” aproximadamente separadas 90 grados entre si en cada fila. La dirección de los huecos es ligeramente hacia arriba para ayudar a dirigir los chorros de fluidos hacia arriba.

Figura 4 Diagrama de la herramienta divergente.



Nota: diagrama realizado por el autor con base a Schlumberger (2003).

Figura 5 Patrón de flujo de fluido entrante con y sin herramienta divergente.



Nota: patrón de desplazamiento con tubería con punta abierta y patrón de desplazamiento con herramienta divergente. Elaborado por el autor con base a CPVEN Servicios petroleros (2014).

En la Figura 5 se observa a la derecha el patrón de flujo de fluidos sin la herramienta divergente, en el cual la penetración del fluido incrementa la perturbación de la interface y facilita su propagación hacia abajo. Cuando se utiliza la herramienta divergente (a la izquierda), el patrón de flujo es radial con cierta inclinación hacia arriba, esta dirección evita la penetración de la interface en dirección hacia abajo, lo cual sugiere una estabilidad, ayudando a que la lechada abarque toda el área anular.

3.3.2 “Sand Jetting”

Es una herramienta que utiliza el principio de abrasión por arena para generar cortes, perforados o comunicaciones en revestimientos y revestimiento- formaciones, la herramienta se puede emplear en operaciones con equipos de reacondicionamiento de pozo y unidades de “coiled tubing”.

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

Ventajas

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

Desventajas

- Su eficiencia se ve afectada por la calidad del gel, viscosidad y capacidad de suspender efectivamente la arena además de ser afectada por la capacidad de unidades de bombeo por las presiones de trabajo.
- Está sujeta a realizar prueba en superficie para su correcto funcionamiento y parametrización según las unidades de bombeo que se tengan disponibles las cuales pueden variar según los fabricantes.

- Si no se verifican parámetros que indican la conexión puede provocar un daño significativo a la integridad del pozo.
- El principio usado por la herramienta es el principio de abrasión generado por la fricción de la arena.

3.4 Posibles problemas generados por abandonos incorrectos

La diferencia entre una buena y una mala decisión puede ser la diferencia entre el éxito y el fracaso, las ganancias y las pérdidas o incluso entre la vida y la muerte (Coopersmith, Dean, McVean, & Storaune, 2001). Lo mismo pasa al generar un mal procedimiento al taponar un pozo, de esto depende su éxito o fracaso.

El mal procedimiento en el abandono de pozo puede ocasionar problemas de brotes de fluidos a superficie, por dos causas principales: Comunicación entre arenas con diferente parametrización de fluidos y Migración de fluidos a superficie, cuya consecuencia es la contaminación el medio ambiente (Dick y Ojeda, 2017).

Marca (1990) explica que, cuando se realizan procedimientos iniciales de abandono del pozo y no se consigue sellar el yacimiento por completo o de forma permanente, entonces es necesario realizar operaciones correctivas adicionales.

Algunos de problemas que se pueden ocasionar por incorrectos procedimientos al momento de realizar un abandono de pozos son:

Flujos Cruzados, ocurre cuando fluidos de una formación migran hacia superficie u otra formación productora debido a una presión externa que desplaza a estos fluidos por entre algún espacio vacío, que permite la comunicación.

Revestimientos no cementados, en este concepto, se ve afectada la integridad del pozo. Al completar los pozos no eran cementados, es decir que el espacio anular entre la cara de la formación y la tubería de revestimiento quedaba vacía; debido a esto, la migración de fluidos se facilita por estos espacios vacíos, además del debilitamiento de la integridad de la tubería por interacción con fluidos de fondo, movimientos telúricos, entre otros generando fisuras en la tubería y aumentando las posibilidades que existiera migración.

4. Normatividad, marco legal y ambiental para abandonos de pozos petroleros

4.1 Lineamientos internacionales

El Instituto Americano del Petróleo (API) es la asociación más reconocida en la industria, y es un referente a nivel global para las buenas prácticas y operaciones petroleras.

Existen dos documentos relacionados con el abandono de pozos, los cuales se enuncian a continuación:

4.1.1 API E3

Aborda la prevención del ambiente durante las prácticas petroleras ejecutadas en las operaciones de abandono. Busca prevenir la contaminación de acuíferos de agua dulce, define los procedimientos en cuanto al aislamiento de las zonas de producción de hidrocarburos y los intervalos de inyección de agua, la protección de los suelos y las aguas superficiales.

Adicionalmente, define el riesgo que existe al contaminar los acuíferos de agua que existan en los pozos. Por medio de este documento el operador debe ser capaz de identificar los pozos existentes en los cuales concurra un potencial de migración y contaminación de los fluidos.

Orienta acerca de los procedimientos de taponamiento y abandono de un pozo, la configuración de los tapones de cemento y los intervalos críticos a tener en consideración para evitar que el pozo se convierta en un conducto de migración para los fluidos.

4.1.2 API 51R

Aborda temas para la protección del medio ambiente, cuyo objetivo principal, es la recuperación integral del suelo y la completa revegetación y arborización con plantas, semillas, hierbas y especies de la zona. Además, plantea que las obras civiles, deben ser aprobadas antes de que se dé inicio a la construcción de cunetas, alcantarillas, desagües entre otros y deben ser aseadas e inspeccionadas regularmente para permitir el libre paso de agua.

Según la norma API 51R, el propósito de cementar las zonas es evitar la migración de fluidos, la contaminación de acuíferos, la superficie y sus aguas, para realizar la correcta explotación de los intervalos productores. La contaminación se previene al realizar una buena práctica de cementación, no solo en las operaciones de abandono, sino en las cementaciones primarias durante la etapa de perforación y completamiento de pozos.

4.2 Normatividad en países de Latino América

En los distintos países, las entidades encargadas han establecido mecanismos para garantizar el cubrimiento de los costos del abandono de pozos, que van desde la creación de fideicomisos hasta el cobro de impuestos especiales para que el Estado pueda asumir los costos en caso de incumplimiento por parte del contratista o licenciataria.

Por otro lado, también se debe presentar el plan de abandono que detalle las actividades que se llevarán a cabo, y debe ser autorizado por la entidad correspondiente, algunos de los países con desarrollo petrolero más relevantes se enuncian a continuación:

4.2.1 Argentina

A nivel nacional, desde el año 1996, existe una norma técnica que prevé los requisitos para el abandono de pozos efectuados por aquellos concesionarios o permisionarios que explotan un yacimiento. Dicha norma es la Resolución 5/96, dictada por la Secretaria de Energía, Transporte y Comunicaciones de la Nación (1996), sin embargo, se carece de normativas específicas que contemple el abandono de pozos en explotaciones costa afuera.

El procedimiento según la Resolución 5/96 es el siguiente:

Las empresas permisionarias o concesionarias, a través del operador, deberán presentar a la Autoridad de Aplicación, el primer cronograma tentativo de realización de trabajos de abandono de pozos del ejercicio en curso, donde conste la cantidad de pozos y las zonas donde se programa llevar a cabo los abandonos temporarios o definitivos.

Todas las actividades que demande el abandono definitivo de un pozo serán controladas en todos sus aspectos, por un supervisor calificado y responsable de la empresa operadora, quien asegurará y certificará la calidad y corrección de las maniobras efectuadas, así como también dejará constancia por escrito, de cualquier aclaración o comentario que estime pertinente.

La falta o ausencia del inspector, no afectará la programación y/o desarrollo de las actividades previstas de abandono de pozos, ni será motivo de revisión posterior de los trabajos efectuados, salvo que se presenten problemas posteriores al abandono.

El inspector verificará el cumplimiento de los programas y dejará constancia por escrito, de cualquier observación que estime pertinente, comunicándola a la Autoridad de Aplicación con copia a la empresa.

4.2.2 Venezuela

Como lo expresa el Ministerio de Minas e Hidrocarburos (1946), en el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de Venezuela, todo pozo de petróleo o de gas que haya de abandonarse deberá ser taponado, previa notificación que deberá presentarse por cuadruplicado al Inspector de Campo respectivo, en la cual se indicaran los datos siguientes:

- Denominación y localización del pozo, con indicación de la parcela en que se halla ubicado.
- Características de los mantos de gas, petróleo o agua encontrados y forma en que serán aislados.
- Método y materiales que se emplearán en la obturación.
- Corte geológico del pozo, con indicación gráfica del taponamiento.
- Diámetro y longitud de las tuberías por extraerse.

El Inspector de Campo hará seguir la notificación a las diferentes entidades interesadas, con informe de acuerdo u oposición de la actividad.

Cuando el concesionario juzgue que no conviene a sus intereses el taponamiento de algún pozo, lo hará saber al inspector respectivo mediante escrito razonado.

Cuando alguno de los mantos encontrados en un pozo por abandonarse sea de agua dulce, el Ejecutivo Federal podrá disponer que el concesionario ejecute los trabajos necesarios para que el pozo sea completado como productor de dicho líquido. En este caso la ejecución de los trabajos se hará a costa de la Nación.

4.2.3 Brasil

Según el Ministerio de Minas e Energía & Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e biocombustíveis (2014), a través de la Resolución N° 25, de 24 de abril de 2014, describe que la devolución de áreas comienza con la Notificación de Devolución del Área por parte del interesado o, en su caso, la devolución puede ser requerida por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP).

Así mismo, la Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e biocombustíveis (2020) en la Resolución 046 de 2016, establece el régimen de seguridad operacional para integridad de los pozos de petróleo y gas, y tiene como parte integrante las disposiciones para conservar la integridad de los pozos en fase de abandono.

El operador petrolero cuenta con un plazo de 60 días, contados a partir de la notificación de devolución del área, para presentar un Plan de Devolución del Área que deberá ser aprobado por la ANP. Dicho plan deberá considerar los trabajos e intervenciones necesarias para la recuperación del medio ambiente del área devuelta, abandono de pozos, des habilitación de instalaciones, así como un cronograma de actividades.

4.2.4 México

Como lo indica el reglamento de trabajos petroleros (1974), el permiso para un taponamiento se solicitará por el organismo dentro de un plazo de 30 días, contados a partir de la fecha en que el pozo deje de ser considerado por el mismo organismo como productivo o comercialmente costeable.

La solicitud de permiso para el taponamiento de un pozo se presentará a la Dirección o a su respectiva Agencia. Cada solicitud se referirá a un solo pozo y en ella se cumplirán los requisitos generales.

En el programa formulado por la oficina técnica respectiva del permisionario, que deberá acompañar a la solicitud de permiso de un taponamiento, se expresarán; el nombre y ubicación del pozo; las causas o motivos por los cuales se proyecta su taponamiento; las características de los fluidos encontrados en los horizontes atravesados; las condiciones en que se encuentren las tuberías de ademe y de producción; los intervalos disparados, marca y número de tapones mecánicos que se instalen, así como la profundidad en que queden alojados; espacios que se llenarán con lodo, y longitud de las tuberías que se pretenda recuperar, así como el número de tapones de cemento que se proyecte colocar. Se anexará el presupuesto global de la obra.

De ello, resulta necesario decir que, en la experiencia internacional se observa que las autoridades encargadas de regular el abandono de pozos consideran principalmente dos elementos:

- La sostenibilidad financiera del plan de abandono, a fin de garantizar que los encargados de ejecutarlo podrán llevarlo a cabo hasta que se dé por terminada la remediación.
- Los estándares técnicos necesarios para que las actividades de abandono se lleven a cabo observando las mejores prácticas en materia de seguridad y protección al medio ambiente.

La intención de las normas de los países mencionados es permitir que en el largo plazo los terrenos utilizados retornen a sus condiciones originales, sin embargo, no se establecen lineamientos precisos acerca de cómo debe realizarse la remediación, a excepción de garantizar que sea financieramente viable.

4.3 Normatividad en Colombia

4.3.1 Decreto 1895 de 1973 (Ministerio de Minas y Petróleos, 1973)

Describe a lo largo del decreto las obligaciones, lineamientos, métodos y procedimientos para taponar y abandonar un pozo de la siguiente manera:

- 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) resultare inadecuado o las tuberías estuvieran corroídas, o la cementación defectuosa, e indujere

filtraciones subterráneas de los fluidos entre los estratos petrolíferos o gasíferos, el explotador deberá corregir inmediatamente estos defectos. Si agotados todos los recursos el pozo no pudiere repararse ni usarse para otro fin útil, este deberá taponarse convenientemente y abandonarse.

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

- Artículo 42 describe el procedimiento para taponar y abandonar un pozo de la siguiente manera:

1. Permiso para abandonar un pozo:

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

2. Métodos de taponamiento y procedimiento:

- a) El pozo deberá llenarse de lodo desde el fondo hasta el tope de cada formación productiva, o colocarse un tapón puente en el tope de cada formación productiva, y en todo caso, deberá colocarse un tapón de cemento no menos de quince (15) pies de longitud inmediato a cada una de las formaciones productivas.
- b) Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.
- c) Deberá colocarse un tapón en la boca de todo pozo taponado y una placa metálica en la cual se indique el nombre del operador, la concesión, aporte de propiedad privada, el número del pozo, sus coordenadas, la profundidad de este y la fecha de abandono.
- d) Los intervalos entre taponamientos deberán llenarse con un lodo cuyo peso no sea menor de 12 libras por galón.
- e) El explorador o explotador escogerá la forma de colocar el cemento en el pozo.

4.3.2 Resolución 181495 de 2009 (Ministerio de Minas y Energía, 2009)

Establece las medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, y define los pasos a seguir para abandonar un pozo seco, un pozo con problemas mecánicos o uno que haya estado inactivo sin justificación por más de 6 meses. Estas recomendaciones deben ser tomadas en cuenta en un plan de abandono en Colombia.

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 la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación. Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

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

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

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

El Ministerio de Minas y Energía podrá en cualquier momento ordenar el taponamiento y abandono inmediato del pozo en el evento de considerarlo técnicamente necesario, debiendo el

contratista diligenciar el Formulario 6 "Informe de terminación oficial" y el Formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono".

- Artículo 32. Suspensión Temporal de Pozos Terminados. El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación.

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

- Artículo 33. Permiso de Abandono de Pozos Oficialmente 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 ejecutarán en condiciones de terminación que permitan su utilización futura como pozo de agua.

- Artículo 35. Reglamentación del Taponamiento. La supervisión y los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad

mecánica que se realicen y las características de los taponos, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

Por otro lado, el MME establecerá la supervisión y procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad mecánica que se realicen y las características de los taponos, según el Artículo 35. Reglamentación del Taponamiento.

Adicionalmente en el Capítulo VII: desmantelamiento de construcciones e instalaciones, también describe en los siguientes artículos el ajuste de programas y desmantelamiento para operaciones de abandonos de pozos:

- Artículo 54. “Ajustes al Programa de Abandono. Con el inicio de la Explotación se debe presentar un programa de Abandono para cada área contratada el cual será actualizado con el informe técnico anual, de existir modificaciones”.

Parágrafo. Si el programa de abandono o sus actualizaciones fueron presentados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos o a Ecopetrol S. A., para efectos contractuales, el Ministerio de Minas y Energía se basará en dicho programa.

- Artículo 55. Desmantelamiento. El desmantelamiento de facilidades, equipos e instalaciones en general requiere permiso previo del Ministerio de Minas y Energía.

La solicitud de permiso deberá expresar las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso que se vaya a dar al material y equipos retirados.

En todo permiso para desmantelamiento de instalaciones se consignará la obligación de dejar el área en las condiciones exigidas por la legislación ambiental.

4.3.3 Normativa en trámite (Ministerio de Minas y Energía, 2016)

Actualmente, está en estudio o trámite un proyecto de Reglamento Técnico de Abandono de Pozos, por la cual se establecen lineamientos técnicos para el abandono de pozos perforados en desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. El Artículo 5, describe las consideraciones generales para el abandono definitivo de pozos, de la siguiente manera:

Todo programa de abandono deberá tener en cuenta las características geológicas del área, la presión del yacimiento y las condiciones mecánicas del pozo. Sin perjuicio de lo anterior, el Operador deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

TÍTULO 2: Operaciones de abandono de pozos

- Artículo 4. Autorización para abandono de pozos. Toda operación de taponamiento y abandono de pozos debe estar previamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de conformidad con los términos y procedimientos establecidos en las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 18 1495 de 2009 y 4 0048 de 2015, o las que las modifiquen o sustituyan.

- Artículo 5. Consideraciones generales para abandono definitivo de pozos. Todo programa de abandono deberá tener en cuenta las características geológicas del área, la presión

del yacimiento y las condiciones mecánicas del pozo. Sin perjuicio de lo anterior, el Operador deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Durante las actividades de abandono de pozos debe evitarse contaminar el área circundante y los cuerpos de aguas superficiales y subterráneos. En caso de alguna afectación, contaminación ambiental o daños a terceros, a causa del desarrollo de este tipo de actividades, debe restaurarse y reparar los daños, conforme lo establezca la normatividad vigente o la autoridad ambiental competente.

2. Podrán utilizarse unidades fijas en superficie (taladros) o desarrollarse mediante operaciones “rigless”, siempre y cuando se garantice confiabilidad, capacidad y presión suficiente, acorde con la profundidad y características geológicas del pozo. En este último caso, deberán utilizarse fluidos espaciadores con el fin de evitar la contaminación del cemento y/o deslizamiento del tapón del lugar a ser sentado.

3. Los cementos que se utilicen para operaciones de abandono de pozos deberán cumplir con las especificaciones de la versión vigente de las especificaciones API 10A o el estándar que le modifique o sustituya.

4. En pozos exploratorios, el peso del lodo al momento del abandono debe ser mayor a la presión de poro conocida, y en caso en que no se conozca, igual al peso del lodo con el que se perforó la sección. En caso de que se hubiese revestido el pozo hasta fondo, se podrá colocar una salmuera con inhibidores con características no corrosivas.

5. Para la ejecución de trabajos de recuperación del revestimiento de los pozos, se deberá solicitar permiso previo al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

6. Todo anular abierto a superficie o que no se encuentre cementado hasta superficie deberá ser sellado.

7. Todo intervalo abierto para producción o inyección de fluidos deberá ser aislado mediante procedimiento de cementación forzada.

8. Se balancearán tapones de cemento en los siguientes casos:

8.1. 100 pies (30,48 metros) por encima de los intervalos perforados.

8.2. En los topes de cada “liner”, 100 pies (30,48 metros) por encima y 200 pies (60,96 metros) por debajo de él.

8.3. Encima de cualquier revestimiento que sea cortado y recuperado, 100 pies (30,48 metros) por encima y por debajo del tope del corte.

8.4. En los “overlaps” de tuberías de revestimientos, 100 pies (30,48 metros) por encima y por debajo del punto de superposición.

8.5. En cabeza de pozo; el tapón de superficie debe ser como mínimo de 100 pies (30,48 metros).

10. En cualquier caso, los taponos en hueco entubado se deben colocar en áreas con cemento verificado en el anular.

11. En pozos productores con varias formaciones aportantes, se requiere colocar un tapón de mínimo 100 pies (30,48 metros) por encima de cada zona, aislando cada una. Las lechadas de cemento usadas en taponos para aislar zonas de hidrocarburos y anormalmente presionadas deben diseñarse para prevenir la migración de gas.

12. En pozos revestidos hasta fondo, los intervalos cañoneados pueden ser aislados con taponos mecánicos debidamente probados. Adicionalmente, y con el fin de asegurar la integridad del empaque, se deberá colocar un tapón de cemento de 50 pies (15,24 metros) encima de este.

13. Se debe verificar la ubicación de los taponos de cemento, así como la integridad de estos de conformidad con lo establecido en el artículo 12 de la presente resolución. Los registros de estas acciones deben ser documentados en la Forma 10ACR “Informe de taponamiento y abandono” y se adjuntará la bitácora de las pruebas de integridad y calidad de la lechada de cemento bombeada.

14. En pozos que se hayan perforado o completado con lodos base aceite, será necesario colocar una píldora reactiva, a base de silicato, que inhiba la reacción de la lechada de cemento con los lodos aceitosos.

15. En aguas someras, donde la lámina de agua es inferior a 1.000 pies (304,8 metros), todos los cabezales, tuberías de revestimiento y otras obstrucciones que representen peligro para otros usuarios del lecho marino u otros usos legítimos del área, deberán ser recuperados por lo menos 5 metros abajo del lecho marino.

- Artículo 6. Abandono de pozos estratigráficos. Los pozos que hayan sido perforados bajo la clasificación de estratigráfico deberán ser taponados, como mínimo, con 2 tapones de cemento ubicados de la siguiente forma:

1. El primero, en fondo, 100 pies (30,48 metros) por encima del zapato del revestimiento más profundo y 50 pies (15,24 metros) por debajo de él.

2. El segundo, en superficie, con un espesor no menor a 100 pies (30,48 metros).

Parágrafo. Zonas en hueco abierto que presenten presiones anormales deberán ser selladas mediante tapones adicionales colocados por encima de los intervalos que presenten dicha condición.

- Artículo 7. Abandono de pozos horizontales. Cuando se requiera abandonar un pozo de tipo horizontal, además de las consideraciones señaladas en el artículo 5, el operador deberá colocar un tapón de cemento de no menos de 300 pies (91,44 metros) por encima del KOP.

- Artículo 8. Abandono de sección de pozo para operación de “sidetrack”. Cuando por motivos técnicos u operacionales, se requiera dejar una zona aislada y proceder a un desvío de la trayectoria del pozo, deberá colocarse un tapón de cemento inmediatamente por encima de la zona a aislar cuyo espesor no podrá ser inferior a 500 pies (152,4 metros) con una densidad de la lechada de cemento superior a 17 libras por galón (2.036,68 Kilogramos / metro cúbico).

- Artículo 9. Abandono de pozos con condiciones mecánicas especiales. Cuando en el pozo se presenten restricciones mecánicas que no permitan el paso de herramientas para el abandono normal del pozo, el operador deberá instalar un primer tapón arriba de la obstrucción, cuyo espesor no podrá ser en ningún caso inferior a 200 pies (60,96 metros) y luego los que sean necesarios de acuerdo con la presión del yacimiento y el estado mecánico del pozo, siguiendo las consideraciones generales del artículo 5 de la presente resolución.

Parágrafo 1. El primer tapón en este caso deberá tener una densidad alta (15 – 16 libras por galón o 1.797,07 – 1.916,88 Kilogramos / metro cúbico) y resistencia a la compresión de 1.500 a 2.000 libras por pulgada cuadrada (10.342,14 – 13.789,52 Kilo pascales) para garantizar un aislamiento adecuado.

Parágrafo 2. Cuando la operación de abandono de sección para sidetrack o de abandono definitivo del pozo obedezca a la pérdida de alguna herramienta con carga radioactiva en el hoyo, el operador deberá agregar una tintura de color rojo en el cemento que lo haga fácilmente distinguible en el evento de un posible “reentry” al pozo y dejar la nota en la Forma 10 ACR

“Taponamiento y Abandono de Pozos”. En este caso, el espesor del tapón de cemento no podrá ser inferior a 300 pies (91,44 metros).

- Artículo 10. Abandono de zonas de alta temperatura. En zonas donde la temperatura de fondo supere los 220°F (104°C) o donde se realicen operaciones de inyección de vapor o combustión in situ, será necesario aplicar mínimo un 35% de sílica flúor u otro aditivo al cemento, que permita resistir dichas condiciones de temperatura.

- Artículo 11. Abandono de pozos perforados costa afuera. Durante el abandono de pozos perforados costa afuera deberán seguirse las mismas consideraciones de selección, distribución y cantidad de tapones de cemento, así como los mismos procedimientos de prueba de integridad establecidos en los artículos anteriores. No obstante, deberán utilizarse aditivos líquidos para facilitar las mezclas y fraguado.

- Artículo 12. Verificación de la integridad de los tapones. El operador deberá probar todos los tapones que se instalen por debajo del tapón de superficie. Para verificar la integridad del tapón, se deberá realizar alguna de las siguientes pruebas:

1. Con peso de la tubería superior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos).
2. Con presión de la bomba no inferior a 1.000 libras por pulgada cuadrada (6.894,76 Kilo pascales), asegurando que no exista una caída superior al 10% en 15 minutos.

3. La prueba de resistencia a la compresibilidad se debe realizar durante 12 horas de duración y a una presión constantes de 2.000 libras por pulgada cuadrada (13.790 Kilo pascales).

Parágrafo 1. Si se usa un empaque mecánico como soporte para el tapón de cemento y este se prueba con peso y presión, el tapón de cemento no requiere verificación.

Parágrafo 2. Para tapones en hueco abierto, en ningún caso la presión de prueba podrá superar la presión de fractura de la formación que haya podido ser determinada mediante pruebas de admisión o de integridad de presión. En hueco revestido, la presión no podrá superar las 1.000 libras por pulgada cuadrada (47,88 Kilo pascales) por encima de la resistencia a la fractura de la formación para asegurar que no hay filtración debajo del zapato del revestimiento.

Parágrafo 3. Los tapones de cemento para abandono de secciones para “sidetrack” deberán ser probados antes de proceder al desvío del pozo con peso de la tubería superior a 25.000 libras (11.340 Kilogramos), asegurando que no exista una caída superior al 10% en 30 minutos, o garantizando una resistencia a la compresión no inferior a 3.000 libras por pulgada cuadrada (20.684 Kilo pascales).

Parágrafo 4. Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa, se deberá notificar por escrito a la mayor brevedad posible al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con un plan de acción correctivo.

Las operaciones de abandono del pozo deben ser suspendidas hasta que se verifique que existe integridad del tapón.

Una vez ejecutada la acción correctiva se podrán reanudar las operaciones de abandono y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

- Artículo 13. Placa de abandono. Para operaciones en tierra, todo pozo que sea abandonado definitivamente deberá colocar una placa de abandono, la cual será parte de un monumento de superficie que tendrá una altura mínima de 3,28 pies (1 metro) sobre el nivel del suelo. Dicha placa tendrá información tal como compañía, nombre del pozo, contrato, coordenadas del pozo en sistema magna sirgas, profundidad vertical real (TVD por sus siglas en ingles) y medida (MD por sus siglas en ingles), así como las fechas de inicio de perforación y abandono.

- Artículo 14. Operaciones de abandono temporal de pozos. Las operaciones de abandono temporal deberán cumplir con los lineamientos establecidos para el abandono definitivo de pozos (artículo 5) y los requerimientos de prueba de tapones (artículo 12), pero no será necesario el corte de revestimientos, la remoción del cabezal del pozo y/o la limpieza de la locación.

Parágrafo 1. Durante el abandono temporal de pozos perforados costa afuera se deberá recubrir el equipo superficial con campanas anticorrosivas muy bien sujetadas. Los pozos deben contar también con señalamientos visibles y dispositivos para su posterior detección.

Parágrafo 2. Durante el abandono temporal de pozos en áreas continentales, se debe aislar el pozo (cercarlo), asegurar el equipo superficial y señalar, de manera visible, su estado y características.

A manera de síntesis de los procedimientos actuales, en proceso de aprobación y sugeridos dentro de esta monografía para el abandono definitivos de pozos convencionales en Colombia se presenta la siguiente tabla:

Tabla 3 Procedimientos para abandonar pozos en Colombia: actuales, en trámite y sugeridos.

<i>Decreto 1895 de 1973</i>	<i>Resolución en trámite</i>	<i>Recomendaciones del autor</i>
Métodos de taponamiento y procedimiento:	Se balancearán tapones de cemento en los siguientes casos:	Teniendo en cuenta la información recopilada y analizada se propone:
✓ 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.	✓ 100 pies (30,48 metros) por encima de los intervalos perforados.	✓ Realizar evaluación de integridad de cemento y revestimientos, así mismo evaluar posibles influjos por medio de registros eléctricos.

<p>✓ Deberá colocarse un tapón de cemento de una longitud aproximada de 50 pies por debajo de los intervalos que contengan agua dulce.</p>	<p>✓ Encima de cualquier revestimiento que sea cortado y recuperado, 100 pies (30,48 metros) por encima y por debajo del tope del corte.</p>	<p>✓ Balancear taponos de cemento desde fondo hasta 100 ft por encima del intervalo producción.</p>
<p>✓ Deberá colocarse un tapón en la boca de todo pozo taponado y una placa metálica en la cual se indique el nombre del operador, la concesión, aporte de propiedad privada, el número del pozo, sus coordenadas, la profundidad de este y la fecha de abandono.</p>	<p>✓ En cabeza de pozo; el tapón de superficie debe ser como mínimo de 100 pies (30,48 metros).</p>	<p>✓ Balancear taponos de cemento 100 ft por encima y 100 ft por debajo del intervalo del acuífero.</p>
<p>✓ Los intervalos entre taponos deberán llenarse con un lodo cuyo peso no sea menor de 12 libras por galón.</p>	<p>✓ En los “overlaps” de tuberías de revestimientos, 100 pies (30,48 metros) por encima y por debajo</p>	<p>✓ Realizar cementación remedial entre el hueco y el revestimiento de presentarse pobre</p>

	del punto de superposición.	cementación.
<p>✓ El explorador o explotador escogerá la forma de colocar el cemento en el pozo.</p>	<p>✓ En los topes de cada “liner”, 100 pies (30,48 metros) por encima y 200 pies (60,96 metros) por debajo de él.</p>	<p>✓ Realizar evaluación del tipo de cemento a implementarse para cada pozo a abandonar, dependiendo de las condiciones de este y del yacimiento.</p>
		<p>✓ Evaluar presiones de fractura con relación a la profundidad para el yacimiento con relación para pozo a abandonar con el objetivo de terminar presiones de prueba de integridad.</p>

Nota: la tabla es una recopilación realizada por el autor a manera comparativa entre lo reglamentado por la legislación Colombiana y lo sugerido por el autor a manera de complemento.

5. Alternativas de abandonos de pozos en Colombia

5.1 Técnicas de taponamientos de uso en Colombia

Al evaluar técnicamente los diferentes métodos, herramientas y equipos desarrollados anteriormente; se propone la implementación de los siguientes métodos para abandonos de pozos que se ajustan a las actuales y posibles nuevas regulaciones legales en Colombia:

5.1.1 Técnica del tapón balanceado

Normalmente cuando se planifica la colocación de un tapón balanceado, utilizando la técnica de balance de densidad en vasos comunicantes, se utiliza normalmente un modelo que representa en forma ideal como se desplazaría el cemento en el pozo y como debería quedar en términos el bombeo, en el cual el modelo asume:

- A. Tubería centralizada
- B. Cambio total de dirección de los fluidos salientes
- C. Perfecta nivelación de los fluidos dentro y fuera de la tubería
- D. Colocación uniforme de todos los fluidos en el anular
- E. Poco disturbio por debajo de la punta libre
- F. Estado estático después de terminado el bombeo

Equipo o unidades posibles de usar para esta técnica: principalmente la selección de los equipos o unidades depende de las condiciones de acceso a las locaciones, espacios de trabajo disponibles, condiciones a nivel de subsuelo del yacimiento, condiciones actuales del pozo a intervenir. En Colombia es posible el uso de 4 diferentes equipos o unidades para realizar las operaciones de abandono, teniendo en cuenta para cada uno sus ventajas y limitaciones, los cuales son los siguientes:

- o Equipo de perforación: equipo más completo, con altos manejos de capacidades lo cual permite realizar trabajos con optimización y en condiciones de altas profundidades, presiones y temperaturas, ideal para pozos profundos y súper profundos, su principal limitación es el tamaño, costos y tiempos de movilización.

- o Equipo de workover: equipo medianamente completo, permite trabajar con tuberías de trabajos de diámetros reducidos, buen manejo de capacidades, cargas más compactas, ideal para pozos de espacios y profundidades medias, su principal limitación es el manejo de capacidades en condiciones de pozos súper profundos.

- o RSU (rapid service unit): unidad de servicios rápidos, es una unidad compacta que puede emplearse en ciertas operaciones dependiendo de las condiciones del pozo, reduce costos, es fácil de transportar, su principal limitación es el manejo de capacidades.

- o Unidad de coiled tubing: equipo más sencillo y compacto, fácil de movilizar y transportar, permite realizar trabajos de manera rigless lo cual reduce en la mayoría de los casos costos, manejo de diámetros de tubería flexible reducidos, permite realizar operaciones con tubería de producción, ideal para pozos “slim-hole” y someros, su principal limitación es la fricción que se genera en pozos profundos, requiere siempre ser usado en huecos entubados.

5.1.2 Técnica del tapón no balanceado “plug catcher”

Cuando se utiliza la técnica de “plug catcher”, salvo las diferencias propias inherentes a esta técnica, como son, el desplazamiento total del cemento fuera de la tubería y el sistema no balanceado, la técnica también asume:

- A. Tubería centralizada
- B. Desplazamiento total de los fluidos en el anular
- C. Estado estático después de levantada la tubería fuera del tapón

Equipo o unidades posibles de usar para esta técnica: debido a la necesidad de conexión del plug catcher a un diverter tool y su uso en pozos de profundidad media a alta, solo es posible emplear esta técnica con equipos ya sea de perforación o workover.

Para ambos casos anteriormente planteados en un panorama real, las condiciones del pozo pueden generar una serie de situaciones que afectan la colocación y desarrollo de un tapón óptimo, observándose dos problemáticas, las cuales se enuncian a continuación:

- Controlar la colocación del cemento sin que este se contamine
- Controlar la estabilidad del cemento después de colocado

Por lo cual se recomienda como posibles soluciones a dichas problemáticas el uso de:

- Píldora viscosa como “base soporte” del cemento

- Herramienta divergente en la punta para lograr cambien la dirección del flujo vertical hacia abajo por radial hacia arriba.

5.2 Metodología para la selección de la técnica y equipos para abandonar un pozo en Colombia

Si bien es cierto, la etapa de planeación es una de las etapas más importantes y cruciales en cualquier operación, por lo cual se propone la siguiente metodología para la determinación de la técnica y equipos para realizar el abandono de un pozo en Colombia:

1. Recopilar información del pozo y yacimiento: estado mecánico, registros eléctricos, antecedentes e historial de intervenciones y demás desde la perforación hasta la actualidad.
2. Teniendo en cuenta la información recopilada: seleccionar el método a taponar el pozo, ya sea convencional o no convencional dependiendo de las condiciones de este mismo.
3. Revisar las condiciones de la locación en la cual se realizan las operaciones, vías de acceso, posibilidades de mejorar accesos y espacios de la locación.
4. Teniendo en cuenta las limitaciones generadas por la localización, condiciones del lugar e información del pozo (si cuenta con sarta de producción, restricciones y demás) seleccionar el equipo o unidad para realizar el abandono.

6. Caso de estudio “Pozo Colombiano”

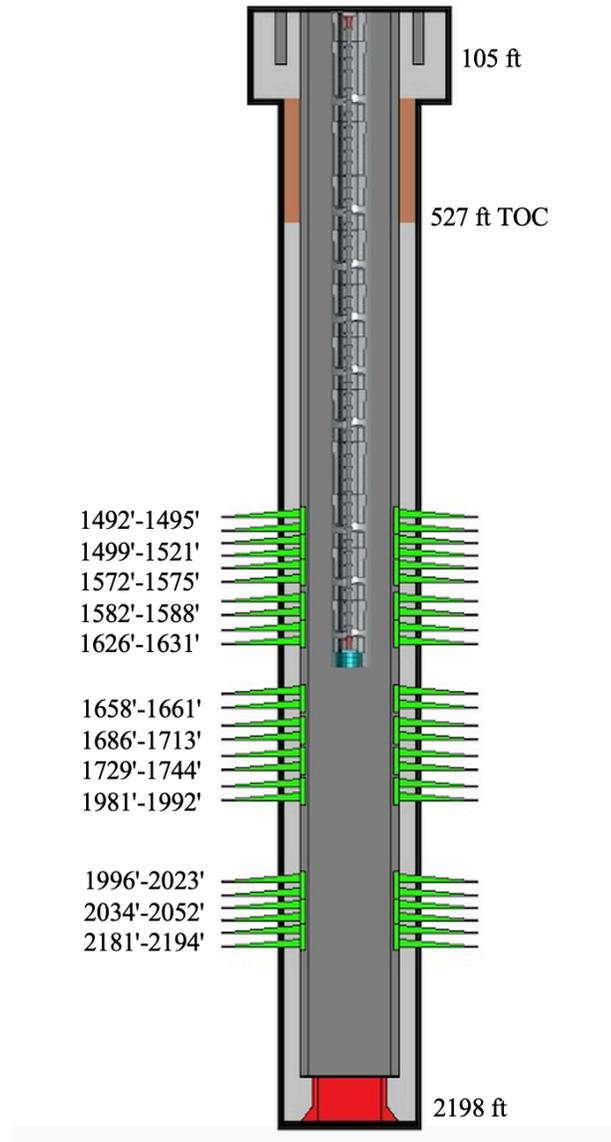
En Colombia los abandonos de pozos cada día son un reto tanto para la entidad operadora de los campos; debido a los costos y presupuestos ajustados, como para la empresa reguladora; al velar por el cumplimiento de las condiciones pactadas. Inadecuadas prácticas operacionales han llevado a incidentes catastróficos a nivel económico, social, ambiental y político.

A continuación, se propone el plan de abandono de un pozo convencional teniendo en cuenta las nuevas propuestas generadas en esta monografía.

Para este ejercicio se considera un pozo típico del Valle Medio del Magdalena (denominado Pozo A), cuya perforación y tiempo de vida útil se consideran fueron antes de la implementación del sistema de inyección de agua como sistema de recobro secundario en esta cuenca.

Teniendo en cuenta que uno de los factores mas importantes a la hora de realizar la selección del método, equipos, herramientas y materiales para realizar un eficiente abandono de pozo es, la información histórica y condiciones actuales del pozo, se supone la siguiente información:

Figura 6 Estado mecánico del Pozo A antes de la propuesta de abandono.



Nota: el diagrama muestra el estado mecánico del Pozo A en las condiciones actuales, el diseño fue elaborado por el autor.

El estado mecánico del Pozo A (figura 6), muestra un pozo cuya cementación primaria no fue realizada hasta superficie en el revestimiento de producción, lo cual supone, posibles problemas de integridad en esa zona que pueden causar influjos.

Los revestimientos del Pozo A se relacionan a continuación:

Tabla 4 Tipos de revestimientos del Pozo A.

<i>Tipo de revestimiento</i>	<i>Profundidad</i>	<i>Grado</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>
<i>Superficie</i>	6'- 105' (zapato flotador)	J-55	9.625	8.835
<i>Producción</i>	6'- 2198' (zapato flotador)	N-80	6.625	5.921

Nota: tabla elaborada por el autor.

Se identifican los siguientes intervalos de perforados de la siguiente manera:

1492'-1495'

1499'-1521'

1572'-1575'

1582'-1588'

1626'-1631'

1658'-1661'

1686'-1713'

1729'-1744'

1981'-1992'

1996'-2023'

2034'-2052'

2181'-2194'

Como información adicional, el Pozo A presenta dos zonas con presencia de agua comprendidas de la siguiente manera:

Intervalo de fondo: desde 2198' hasta 2180' (agua salada)

Intervalo intermedio: desde 492' hasta 487' (intervalo del acuífero)

El Pozo A, se considera como un pozo productor de crudo el cual quedó inactivo debido a baja productividad y que debe abandonarse para cumplir con la regulación vigente en Colombia.

Teniendo en cuenta la metodología anteriormente desarrollada en esta monografía, se determinó para el Pozo A:

1 Técnica: técnica del tapón balanceado, debido que es un pozo de poca profundidad y que permite la correcta implementación de la técnica, siendo ésta una técnica eficiente y con un costo económico inferior con relación a la técnica del tapón no balanceado.

2 Equipo: equipo de workover para poder sacar la sarta de completamiento presente en el Pozo A y realizar la operación de abandono.

3 Cemento: clase G, debido que es un cemento de resistencia moderada y alta a los sulfatos, con una aplicación de hasta 8000 ft de profundidad.

4 Aditivos: biocidas y anticorrosivos para añadir al fluido que se dejara en la zona que no se cementará del Pozo A, esto debido que históricamente se ha evidenciado que los pozos que no fueron diseñados inicialmente para trabajar con un sistema de inyección de agua pueden generar bacterias sulfato reductoras que deterioran el cemento y así mismo el acero del revestimiento generando a futuro posibles problemas de integridad.

Para poder evaluar la ubicación de los tapones de cemento para el Pozo A se supone que, el registro eléctrico de cementación muestra una cementación aceptable en las zonas de presencia de agua señaladas anteriormente, por lo cual se procede con la ubicación de los tapones de cemento para este caso, teniendo en cuenta las recomendaciones realizadas a la normativa actual en la Tabla 3 (Procedimientos para abandonar pozos en Colombia: actuales, en tramites y sugeridos):

1. Tapón de fondo: desde 2198' (zapato flotador) hasta 1390', con el fin de garantizar sellar la zona correspondiente a los perforados desde el fondo a 2160" hasta 100 ft por encima del tope del ultimo perforado (recomendación del autor), se plantea cementar desde fondo debido a la presencia de agua salada en esa zona.
2. Tapón intermedio: desde 600' hasta 350' abarcando la zona del acuífero comprendida desde 492' hasta 487', dejando un margen de 100 ft por encima del perforado y 100 ft por debajo del intervalo del acuífero (recomendación del autor) con el fin de garantizar que, si la zona de acción del acuífero aumenta se conserve la integridad.

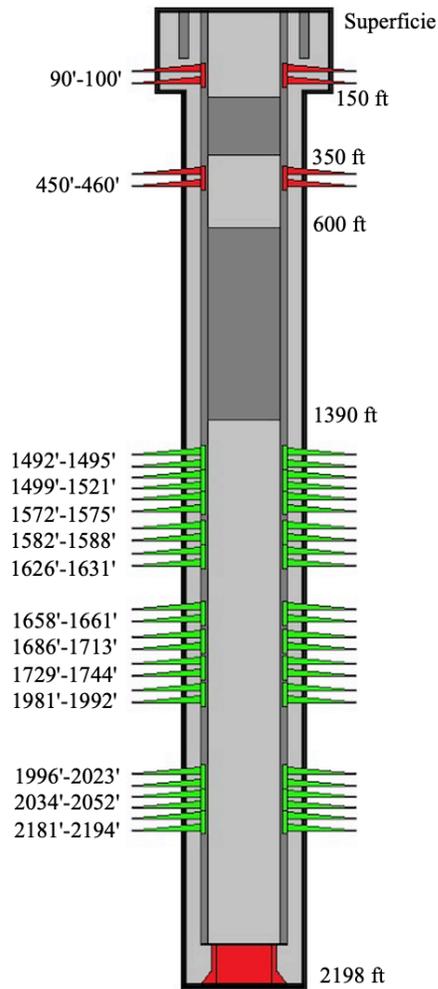
Nota: se propone antes de hacer el tapón, cañonear el intervalo desde 460' hasta 450' para remediar la falta de cemento de la cementación primaria del pozo.

3. Tapón de superficie: desde 150' hasta superficie. Zapato flotador revestimiento de superficie 105'.

Nota: como práctica para garantizar la cementación de anulares se propone cañonear desde 110' hasta 100' antes de realizar el tapón de superficie.

A continuación, se propone el estado mecánico del Pozo A (Figura 7) para su abandono final, según lo anteriormente desarrollado:

Figura 7 Estado mecánico de abandono propuesto para el Pozo A.



Nota: la figura muestra el estado mecánico propuesto teniendo en cuenta las condiciones anteriormente expuesta. Elaborado por el autor.

Teniendo en cuenta las selecciones anteriormente desarrolladas, se propone el siguiente plan de abandono para el Pozo A:

Movilización y Rig Up

1. Movilizar equipo de “workover” y herramientas hacia la localización del pozo.
2. Instalar y armar el 100% del equipo de acuerdo con el “layout” establecido
3. Realizar divulgación del programa de abandono y charla de seguridad con todo el personal involucrado en la operación.

Operación de POOH y limpieza

4. Registrar y descargar presiones THP y CHP hasta cero (0) psi.
5. Retirar Barra lisa y Stuffing Box, Armar preventora de varilla y herramientas de manejo.
6. Realizar el POOH de la sarta de bombeo a superficie
7. Retirar preventora de varilla y Pumping tee.
8. Armar y probar set de preventoras de tubería
9. Realizar POOH sarta de producción hasta superficie.
10. Verificar fondo del pozo (si se encuentra fondo limpio omitir paso #11)
11. Limpiar pozo por circulación hasta fondo limpio. CF: 2198 ft

Toma de registros

12. Con unidad “electric-line” realizar registro de integridad de cementación, integridad del revestimiento y ruido desde fondo @2198 ft hasta superficie, Nota: El programa de taponamiento queda sujeto a cambios de acuerdo con, los resultados de los registros y si ya se cuenta con dichos registros en intervenciones anteriores omitir este paso.

Tapón de fondo (2198' - 1390'): 808 ft**Primera etapa del tapón de fondo (2198' - 1700'): 498 ft**

13. Armar y bajar BHA de cementación con herramienta divergente en punta. Profundizar con tubería de trabajo hasta fondo @ 2198 ft.
14. Realizar cementación por medio del método de tapón balanceado desde 2198 ft hasta 1700 ft usando una lechada clase "G" convencional de 15.6 lpg
15. Realizar POOH de la sarta de cementación dejando punta de tubería a +/- 1400 ft. Nota: sacar la tubería a una velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo del tapón.
16. Circular agua en reversa para lavar tubería de trabajo (mínimo el doble de la capacidad de la tubería si el pozo está lleno; de lo contrario llenar el pozo y luego reversar).
17. Esperar fragüe del tapón de cemento según datos de laboratorio de la lechada (9-12 hrs)
18. RIH con tubería de trabajo para verificar tope del tapón de cemento. Probar tapón de cemento con 10 klbs de WOB por 10 minutos.

Segunda etapa del tapón de fondo (1700'-1390'): 310 ft

19. Realizar cementación por medio del método de tapón balanceado-forzado desde 1700 ft hasta 1390 ft usando una lechada clase "G" convencional de 15.6 lpg
20. Realizar POOH de la sarta de cementación dejando punta de tubería a +/- 1100 ft. Nota: sacar la tubería a una velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo del tapón.
21. Circular agua en reversa para lavar tubería de trabajo (mínimo el doble de la capacidad de la tubería si el pozo está lleno; de lo contrario llenar el pozo y luego reversar).

22. Cerrar preventora y bombear 4 bls de agua para forzar 4 bls de lechada a la formación, dejar presurizado 250-350 psi.
23. Esperar fragüe del tapón de cemento según datos de laboratorio de la lechada (9-12 hrs)
24. RIH con tubería de trabajo para verificar tope del tapón de cemento. Nota: Si el tope se encuentra por debajo de 1390 ft se debe reforzar la cementación.
25. Probar tapón de cemento con 10 klbs de WOB por 10 minutos.
26. Hacer prueba de integridad con 500 psi por 15 minutos. Si la caída de presión no es mayor al 10%, ok.
27. Realizar POOH de la sarta de cementación a superficie
Cañoneo de abandono (460'-450'): 10 ft
28. Con unidad Wire Line realizar cañoneo al intervalo 460'-450' ft, Nota: usar cargas big hole de poca penetración.
Tapón intermedio (600'-350'): 250 ft
29. Realizar RIH de la sarta de cementación con herramienta divergente en punta, posicionar punta de la sarta @1700 ft
30. Circular pozo hasta retornos limpios
31. Preparar y bombear píldora de inhibidor de corrosión y biocida, como colchón de soporte para el tapón intermedio desde 1700 ft hasta 650 ft.
32. Realizar POOH sarta de cementación a velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo de la píldora dejando la punta de la sarta @600 ft
33. Realizar cementación por medio del método de tapón balanceado-forzado desde 600 ft hasta 350 ft usando una lechada clase "G" convencional de 15.6 lpg

34. Realizar POOH de la sarta de cementación hasta superficie lavando tubería en los racks.

Nota: sacar la tubería a una velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo del tapón.

35. Conectar líneas por el cabezal del pozo, cerrar preventora y bombear 3 bls de agua para forzar 3 bls de lechada a la formación, dejar presurizado 250-350 psi.

36. Esperar fragüe del tapón de cemento según datos de laboratorio de la lechada (9-12 hrs)

37. RIH con tubería de trabajo para verificar tope del tapón de cemento. Nota: Si el tope se encuentra por debajo de 350 ft se debe reforzar la cementación.

38. Probar tapón de cemento con máximo peso de la sarta (aprox 4 Klbs) de WOB por 10 minutos.

39. Hacer prueba de integridad con 300 psi por 15 minutos. Si la caída de presión no es mayor al 10%, ok.

40. Realizar POOH de la sarta de cementación a superficie

Cañoneo de abandono (100'-90'): 10 ft

41. Con unidad Wire Line realizar cañoneo al intervalo 100'-90' ft, Nota: usar cargas big hole de poca penetración. (zapato de revestimiento de superficie de 9-5/8" a 105').

Tapón de superficie (150'-6'): 144 ft

42. Realizar RIH de la sarta de cementación con herramienta divergente en punta, posicionar punta de la sarta @350 ft

43. Circular pozo con abundante agua asegurando la circulación del anular entre revestimientos con el objeto de remover posible crudo y lodo atrapado. Circular hasta obtener retornos limpios en superficie.

44. Preparar y bombear píldora de inhibidor de corrosión y biocida, como colchón de soporte para el tapón intermedio. Desde 350 ft hasta 200 ft
45. Realizar POOH sarta de cementación a velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo de la píldora dejando la punta de la sarta @150 ft
46. Realizar cementación por medio del método de tapón balanceado-forzado desde 250 ft hasta 6 ft usando una lechada clase “G” convencional de 15.6 lpg. Asegurando el correcto llenado del espacio anular entre revestimientos y retornos en superficie de cemento de 15.0 lpg o más.
47. Realizar POOH de la sarta de cementación hasta superficie lavando tubería en los racks.
48. Con preventor cerrado y salida anular entre revestimientos cerrada. Conectar líneas al cabezal del pozo y forzar 4 bls de lechada 15.6 lpg con presión máxima de 150 psi. Dejar presurizado el pozo con 150-100 psi.
49. Esperar fragüe del tapón de cemento según datos de laboratorio de la lechada (9-12 hrs)
50. Retirar mesa de trabajo, herramientas de levante y set de preventoras de tubería.
51. Retirar residuos y dejar aseada la locación, instalar módulos de encerramiento, liberar equipo, dejar pozo listo para instalar monumento, placa de abandono y restauración ambiental.

Se proponen dos etapas de cementación para el tapón de fondo debido a la altura de este mismo, teniendo en cuenta las probabilidades de pega de la tubería.

Como un estimado de costos para la propuesta de abandono presentada anteriormente se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5 Costos promedio para la operación de abandono del Pozo A.

<i>Descripción del costo</i>	<i>USD</i>
Equipo de workover por la operación	40.750
Unidad de cementación por la operación	10.140
Personal de la operadora	2.500
Servicio de cañoneo	10.500
Servicio de registros eléctricos, unidad de registros eléctricos	30.000
Materiales y aditivos para los tres tapones	40.000
Movilizaciones de equipos y herramientas	20.000
TOTAL APROXIMADO (USD)	153.890

Nota: La relación económica fue realizada teniendo en cuenta los datos expuestos en la tesis “Diseño de un plan de re-abandono de un pozo tipo en el campo la Cira Infantas” Dick y Ojeda (2017).

Cabe resaltar que algunas operaciones como las rigless realizadas con unidad de coiled tubing pueden presentar reducciones a nivel económico, sin embargo para este caso no se contemplo la posibilidad debido que se contaba con BHA de producción dentro del pozo el cual se pretendía recuperar, para evitar contaminación y aprovechar el material.

7. Conclusiones

Realizar una óptima recopilación de datos del pozo a evaluar, mejora las posibilidades de optimizar la selección del método más eficiente para abandonar un pozo.

La legislación actual colombiana en materia de abandonos de pozos carece de detalles para la ejecución de dichas operaciones, los cuales permitan a las empresas operadoras asegurar a largo plazo la conservación de las condiciones del abandono realizado.

A nivel de Latino América se observa que la mayoría de los países petroleros no cuentan con regulaciones detalladas y específicas en materia de abandonos de pozos.

Los abandonos de pozos no convencionales, al no seguir un plan establecido sugieren mayores dificultades y problemas asociados a la operación, los cuales se pueden ver representados en pérdidas económicas.

El realizar registros de ruido, podría ser una nueva práctica que permita asegurar la integridad del pozo en zonas con influjos de fluidos.

Identificar las condiciones de la tubería de revestimiento, antes de realizar las intervenciones para abandonar un pozo, podría hacer la diferencia entre la planeación de un eficiente programa de abandonos o un programa sujeto a constantes modificaciones las cuales se pueden traducir en aumentos de costos.

Al iniciar un proyecto de operaciones petrolera, se deben contemplar las actividades de planeación, perforación, operación y abandono. Con el fin de garantizar la integridad del pozo, prever problemas ambientales y problemas en la etapa de abandono final.

Se propusieron alternativas de abandonos de pozos que se ajustan a la normatividad Colombiana, como el método del tapón balanceado con herramienta divergente y la implementación de la tecnología del “sand jetting”.

Se propuso un caso de estudio en el cual se evaluó la metodología presentada en la monografía, para la selección de la alternativa de abandono de pozo que se ajusta a la normatividad Colombiana y que bajo las condiciones del caso de estudio era posible implementar.

8. Recomendaciones

Realizar el análisis de riesgos de las diferentes posibles condiciones de abandono para el Pozo A.

Elaborar un plan de control de migración de gas en superficie en los pozos abandonados con la metodología anteriormente planteada.

Evaluar de manera técnico-económica la viabilidad de uso de la herramienta divergente con píldora viscosa en un abandono de pozos.

Comparar económicamente una operación de abandono con equipo de workover y una operación de abandono “rigless”.

Referencias Bibliográficas

- Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis. (29 de Septiembre de 2020). *RANP 46 - 2016*. Obtenido de <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2016/novembro&item=ranp-46--2016>: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2016/novembro&item=ranp-46--2016>
- Bedoya, J. C., y Zapata, C. E. (2003). *Guía para las Operaciones de Abandono en la Industria del Petróleo y del Gas* (Vol. 6). Gestión y Ambiente. Obtenido de <http://bdigital.unal.edu.co/>.
- Calao, J. (2007). *Caracterización ambiental de la Industria Petrolera : Tecnologías disponibles para la prevención y mitigación de impactos ambientales*. Medellín: Tesis de Grado.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (20 de Septiembre de 2020). <https://cnh.gob.mx/media/14189/2-abandono-analisis-internacional.pdf>: . Obtenido de <https://cnh.gob.mx/media/14189/2-abandono-analisis-internacional.pdf>:
- Consultants International (1982). Production Operations, Well completions, Workover, and stimulation. 105-112.
- Coopersmith, Dean, McVean, y Storaune. (2001). La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. *Primavera de 2001*.
- CPVEN servicios petroleros. (2014). *Seminario de cementacion de pozos petroleros y/o de gas* . Maracibo.
- Dick B, L., y Ojeda, P. (2017). *Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo la Cira Infantas*. Bogotá, D.C.: Proyecto integral de Grado.

- Dusseault, M. B. (2001). *“Casing Shears: Causes, cases and cures”*. *SPE Drilling and Completion.*, 1-2.
- Guerrero, H. (2014). *Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros*. México D.F. Ciudad Universitaria: Tesis de Grado.
- Halliburton. (1981). *Datos técnicos de cementos para pozos petroleros y aditivos para el cemento*.
- Herdon, J. S. (1976). *“Plugging wells for abandonment A state of the art study and recommended procedures”*. Oklahoma, USA: Halliburton Services. Duncan.
- León, y Bohada. (2009). *Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo Colorado*. Bucaramanga, Santander: Trabajo de Grado.
- Marca, C. (1990). *Remedial Cementing en NelsonEB: Well Cementing. Sugar Land. Texas, EUA: Schlumberger Dowell*.
- Ministerio de Energía y Minas. (26 de Diciembre de 2016). <https://www.minenergia.gov.co/>.
Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/>: <https://www.minenergia.gov.co/>
- Ministério de minas e energia agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis. (2014). *Resolução nº 25, de 24 de abril de 2014*. Brasil: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS.
- Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Resolución 40048 de 2015*. Bogotá.
- Ministerio de Minas y Energía. (2009). *Resolución 181495 de 2009*. Bogotá.
- Ministerio de minas e hidrocarburos. (1946). *Reglamento de la Ley de Hidrocarburos*. Caracas, Venezuela: Gaceta Oficial de los Estados Unidos de Venezuela ” N° 46 Extraordinario.
- Ministerio de Minas y Petróleos. (1973). *Decreto 1895 de 1973*. Bogotá.

Norsok Standard D-010. (2004). *Well integrity in drilling and well operations*. Strandveien: Standards Norway.

Reglamento de trabajos petroleros. (1974). *Reglamento de trabajos petroleros*. México: Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos.

Río Negro. (2016). El "abandono" de un pozo. *Revista Río Negro*, 35.

Sciactaluga, E. (2018). Abandono de pozos en la actividad hidrocarburífera. *Microjuris.com, Inteligencia Jurídica*, 12-14.

Schlumberger (2003). Diseño y colocación de taponos balanceados, programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo. https://www.academia.edu/35233917/Diseño_y_Colocación_de_Taponos_Balanceados_Programa_de_Entrenamiento_Acelerado_para_Ingenieros_Supervisores_de_Pozo.

Schlumberger (2020). Oilfield glosary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/noise_log.aspx Obtenido de: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/noise_log.aspx

Secretaria de energia, transporte y comunicaciones. (1996). *Resolución 5/96*. Argentina: Boletín Nacional del 09-Ene-1996.

Suman, G & Ellis, R. (1977). *World Oil's cementing handbook*. Gulf Company. Página 58.