



IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE POZOS EN SU ETAPA DE ABANDONO DEFINITIVO

JOSÉ ANTONIO GUERRERO BENAVIDES

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE POSGRADOS
TUNJA
2022

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE POZOS
EN SU ETAPA DE ABANDONO DEFINITIVO

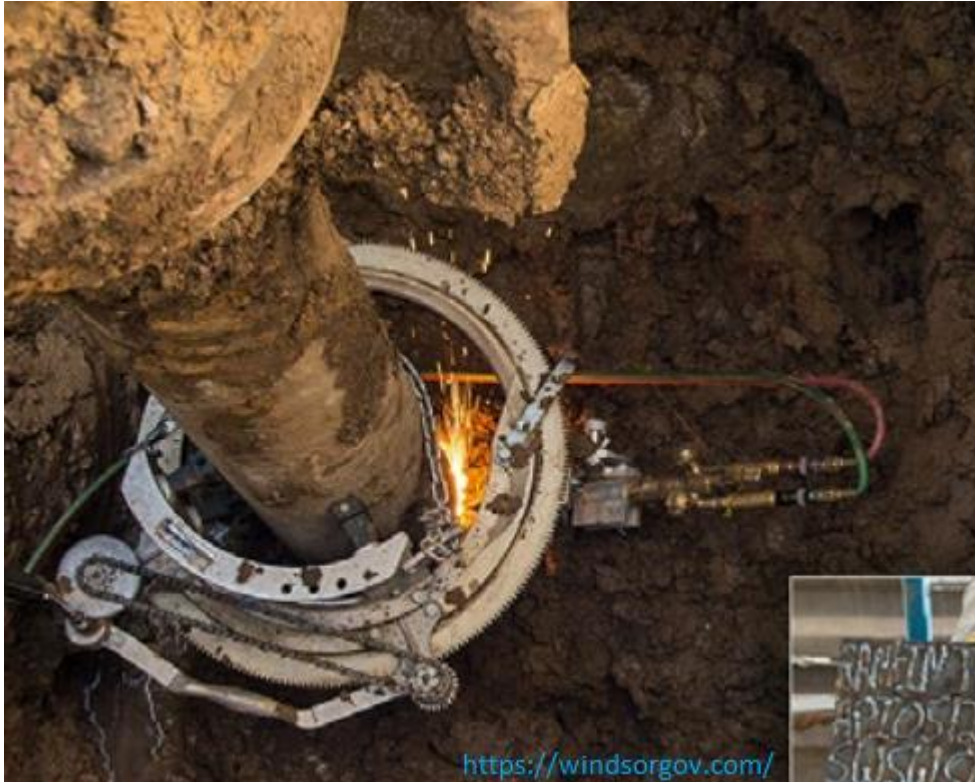
JOSÉ ANTONIO GUERRERO BENAVIDES

Trabajo de grado, presentación para optar al título de
Especialista de Gestión de Integridad y Corrosión

Dirigido por:
José Aníbal Serna Gil
Doctor en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE POSGRADOS
TUNJA
2022

“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE POZOS
EN SU ETAPA DE ABANDONO DEFINITIVO”



MONOGRAFÍA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN
DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

ING. JOSÉ ANTONIO GUERRERO BENAVIDES

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

TUNJA

2022

CONTENIDO

RESUMEN DE LA MONOGRAFÍA/ INTRODUCCIÓN	8
Importancia o relevancia	8
Glosario de Abreviaturas, términos y definiciones	9
OBJETIVOS	13
Objetivo General	13
Objetivos Específicos	13
1. CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO / ESTADO DEL ARTE	14
2. CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO	20
3. CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA	21
3.1 Generalidades y Objetivos	24
3.2 Estructura Organizacional y Tareas	26
3.3 Diseño de Abandono	27
3.3.1 Bases de diseño, premisas, y asunciones	27
3.3.2 Casos de Carga	28
3.3.3 Planes de Acción de Control de Pozo	29
3.3.4 Requerimientos de Control de Pozo	30
3.3.5. Criterios de Aceptación de Barrera de Pozo	30
3.3.6 Criterios de Aceptación de Elemento Barrera de Pozo	33

3.3.6.1 Elementos Barrera de Pozo Externos	58
3.3.6.2 Elementos Barrera de Pozo Internos	59
3.4 Gestión del Riesgo	59
3.5 Gestión del Cambio	61
3.6 Entregable	62
4. CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
BIBLIOGRAFÍA	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo de Vida de Pozo

21

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Elementos Comunes de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su Fase de Abandono Definitivo	23
Tabla 2. Casos de Carga	28
Tabla 3. Planes de Acción de Control de Pozo	29
Tabla 4. Criterios de Aceptación de Barrera de Pozo	30
Tabla 5. Requerimientos de Material de la Barrera de Pozo	31
Tabla 6. Criterios de Aceptación para Revestimiento (Casing)/Liner	33
Tabla 7. Criterios de Aceptación para Cemento Anular	35
Tabla 8. Requerimientos Adicionales para Elementos Barrera en la Fase de Abandono	43
Tabla 9. Criterios de Aceptación para Tapón de Cemento	44

RESUMEN DE LA MONOGRAFÍA/ INTRODUCCIÓN

Esta monografía se realiza con el fin de servir como herramienta para la gestión de integridad de pozo en su etapa de abandono por medio de normas y estándares internacionales como la Norsok D-10, ISO 16530-2, ISO 16530-2 y API RP 90-2 entre otros los cuales permitirán estandarizar las propuestas de abandono definitivo de pozos por parte de las diferentes operadoras que explotan y exploran hidrocarburos en Colombia, según la legislación actual vigente como lo es la Resolución 40230 de 2022.

El aporte de esta monografía se centra en la necesidad del sector Oil & Gas, en el aseguramiento de integridad de pozos, según las normas y legislación, por medio de elementos comunes de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos, permitiendo a este sector gestionar el riesgo de una falla de integridad de manera oportuna.

Importancia o relevancia

Esta monografía es el inicio de una herramienta muy necesaria hoy por hoy en el sector Oil & Gas en Colombia, ya que las operadoras no cuentan en su gran mayoría con un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos, a lo largo del ciclo de vida de estos, especialmente en su etapa de abandono, lo cual afecta el adecuado diseño de abandono según sus campañas para alcanzar dichos objetivos.

Esto permitirá establecer una comunicación asertiva técnica entre las operadoras que extraen el recurso hidrocarburífero con el ente regulador, en el ámbito propiamente dicho de pozos abandonados, suspendidos e inactivos.

Logrando así, que la operadora realice, bases de diseño, diseño, ejecución operacional y aseguramiento de integridad de los pozos en tu fase final, gestionando el riesgo de falla de integridad según la actualización de estándares técnicos y

regulación actual vigente, en sus respectivos Sistemas de Gestión de Integridad de Pozos.

Glosario de Abreviaturas, términos y definiciones

Los siguientes conceptos, términos y definiciones fueron extraídas de la Resolución 40230 de 2022, por la cual se establecen los requisitos técnicos mínimos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 18 1495 de 2009 y de la Norsok D-010:2021+AC2:2021 Well integrity in drilling and well operations :

Abandono definitivo. Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del operador, que incluye la ubicación de tapones de cemento y/o mecánicos como barrera primaria y secundaria para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico). Incluye también el relleno del contrapozo, la instalación del monumento y la placa de abandono y el desmantelamiento de equipos y facilidades de producción, esto último, siempre y cuando en la misma locación no haya otros pozos en operación, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción.

Abandono temporal. Operación de abandono que se implementa considerando que, por diferentes razones, el operador puede tener interés en reingresar al pozo durante las fases de exploración y producción. El cierre técnico del pozo exige la instalación de tapones de cemento y/o mecánicos como barrera primaria y secundaria para aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello

litológico), permitiendo la permanencia del cabezal de pozo para facilitar futuras intervenciones a consideración del operador, previa autorización del Ente de Fiscalización de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Análisis de riesgos. Uso estructurado de información disponible para identificar peligros y describir sus respectivos riesgos.

Barrera de pozo. Conjunto de elementos de barrera que conforman una envolvente en el pozo, capaz de prevenir el flujo no intencional de fluidos desde la formación hacia el pozo o hacia otras formaciones o la superficie, incluyendo los acuíferos que haya atravesado el pozo.

Barrera de pozo permanente: Barrera de pozo permanente que cubre completamente la sección transversal del pozo.

Barrera de pozo primaria. Barrera que se encuentra expuesta al fluido de formación y por lo tanto la que primero contiene el movimiento no controlado de este hacia la superficie o hacia otra formación dentro del pozo.

Barrera de pozo secundaria. Barrera que no se encuentra expuesta al fluido de formación y que provee redundancia en caso de falla o ruptura en la barrera primaria.

Criterios de aceptación de elementos barrera de pozo. Requerimientos técnicos y operacionales y guías que se deben cumplir para verificar los elementos de barrera del pozo

Elemento de barrera de pozo (well barrier element WBE). Elemento físico que por sí solo no previene el flujo, pero combinado con otros elementos de barrera forman una barrera de pozo. El elemento de barrera debe ser diseñado para soportar las condiciones de diseño del pozo: tipo de fluido, presión de yacimiento, temperatura, y demás consideraciones.

Elemento barrera común de pozo: Elemento barrera compartido entre las barreras de pozo primaria y secundaria.

Integridad de pozo. Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de una liberación descontrolada de fluidos de formación y fluidos de pozo, a lo largo del ciclo de vida del pozo.

Fuente de Influjo. Formación con el potencial para fluir.

Lecho marino. Relieve oceánico que se encuentra en el fondo de los océanos. También puede ser llamado relieve del mar, relieve submarino o lecho oceánico.

Pozo inactivo. Pozo que no se encuentra desarrollando alguna actividad durante un período de máximo 6 meses continuos. Puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonado, razón por la cual debe estar aislado, con una o más válvulas cerradas en la dirección del flujo.

Pozo terminado. Pozo en el que se ha desarrollado el conjunto de operaciones y trabajos en el subsuelo que tienen por objeto comunicar el pozo con la formación y

dotarlo de todo lo requerido para producir hidrocarburos o inyectar fluidos en la formación.

Tagging. Verificación de profundidad mediante la aplicación de peso con la tubería de trabajo.

Tapón. Dispositivo o material ubicado en el pozo con la intención de prevenir el flujo.

Taponamiento. Actividades de aseguramiento de un pozo por medio de la instalación de barreras de pozo requeridas.

OBJETIVOS

Objetivo General

Desarrollo de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su etapa de abandono según los estándares técnicos y legislación actual vigente en Colombia.

Objetivos Específicos

Hallar los estudios, avances, normas, estándares, legislación y papers relacionados con la Gestión de Integridad de Pozos.

Identificar los elementos comunes de un Sistema de Gestión de Integridad de un pozo.

Seleccionar los elementos comunes de un Sistema de Gestión de Integridad de un pozo en su etapa de abandono.

Implementar un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos de un pozo en su etapa de abandono.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO / ESTADO DEL ARTE

Esta monografía es la aplicación de las normas y estándares técnicos actualizados de gestión de integridad de pozos, pero sobre todo la legislación colombiana actual vigente con respecto al abandono de pozos.

La Resolución del Ministerio de Minas y Energía de Colombia 40230 del 7 de julio de 2022, por la cual se establecen los requisitos técnicos mínimos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución 18 1495 de 2009, introduciendo en términos de integridad de pozos a la operadora y al Ente de Fiscalización, el aseguramiento de los pozos en su etapa final del ciclo de vida.

El estándar técnico NORSOK D-010:2021+AC2 Well Integrity in drilling and well operations del 2021, el cual define el desempeño y mínimo funcional de los requerimientos para los elementos barrera a lo largo del ciclo de vida del pozo.

Por otro lado, la API RECOMMENDED PRACTICE 65-3 Wellbore Plugging and Abandonment, del 2021 provee una guía de diseño, ubicación, y verificación de tapones de cemento en pozos para abandonar temporal o permanentemente, 14as como la restauración y verificación de barreras anulares. Pozos temporalmente abandonados (suspendidos) están destinados a ser re-ingresados en el futuro. La colocación de barreras dependerá de si el pozo será abandonado temporal o permanentemente.

La información de este API es de naturaleza general. El taponamiento y prácticas de abandono de pozo variarán con los requerimientos regulatorios, tipo de pozo, y propósito. Se deben aplicar prácticas sólidas de ingeniería y de abandono para cada operación de taponamiento de pozo. Las longitudes de tapón de cemento no son consideradas en este documento.

En la ISO 16530-1 Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance en el año 2017, se aplica a los pozos que son operados por la industria del gas natural y el petróleo. Este documento es aplicable a cualquier pozo, o grupo de pozos que, por edad, locación (incluyendo onshore y ofsshore) o por tipos como flujo natural, artificial o inyectores).

Este documento está destinado a asistir a la industria del petróleo y el gas, por medio de la gestión efectiva de la integridad de pozos durante su ciclo de vida proporcionando: requerimientos mínimos para asegurar la gestión de integridad del pozo, así como recomendaciones y técnicas que los operadores del pozo pueden aplicar, basados en características específicas de los riesgos de pozo.

Por otro lado, la especificación técnica ISO 16530-2 Petroleum and natural gas industries — Well integrity Part 2: Well integrity for the operational 15ase, publicada en el año 2013, provee los requerimientos y métodos de la industria del Oil & Gas para gestionar la integridad de un pozo en su fase operacional. Ya que esta fase es considerada la extensión de la entrega del pozo, luego de su construcción, es decir, antes del abandono. En esta especificación, se incluye el siguiente alcance:

Una descripción del proceso requerido para establecer la gestión del riesgo con las bases de diseño definidas. Este proceso de gestión del riesgo también aplica para desviaciones de esta especificación técnica.

El proceso de gestión de integridad de pozo al operarlo de acuerdo a sus límites de funcionamiento o de operación, para todo tipo de pozos que se definen en función de la exposición al riesgo para las personas, medioambiente, y reputación de la compañía operadora. Dicha gestión, es soportada en conjunto con el

mantenimiento, monitoreo, planeación, revisiones técnicas y gestión del cambio, del pozo y las diferentes actividades durante esta fase.

Paper Number: OTC-31354-MS Risk Based Underwater Inspection RBUI Methodology for Subsea Integrity Management SubSIM of Subsea Assets in Malaysian Operations. Autores: Ahmad Razali Yaakob; Awaluddin Berwanto; Izyani Ismail; M Fahmie Rashid; M Syafiq Husni Ahmad Zawawi; Nadiah Fatimah Abdul Hamid; Riaz Khan; Steven Hammond. Marzo de 2022.

PETRONAS actualmente opera varios campos submarinos en aguas de Malasia. En 2019, PETRONAS se embarcó en el desarrollo de Subsea Integrity Management (SubSIM) para las operaciones de Malasia, a fin de comprender y gestionar mejor los riesgos operativos de los activos submarinos a lo largo del ciclo de vida del desarrollo de un campo submarino.

Subsea Integrity Management (SubSIM) es un sistema de gestión que garantiza que se apliquen los procesos y procedimientos adecuados a lo largo del ciclo de vida de los activos submarinos, desde la puesta en marcha hasta el desmantelamiento, para garantizar que, a través de un proceso de gestión de riesgos, la idoneidad de los activos submarinos. PETRONAS también ha iniciado un flujo de trabajo de mantenimiento basado en datos mediante el cual se ha determinado que la Guía de aseguramiento de mantenimiento e inspección aguas arriba (U-IMAGE) de PETRONAS es un facilitador clave para el desempeño de la industria del petróleo y el gas en el cuartil superior de PETRONAS.

U-IMAGE es un conjunto estándar de pautas para la implementación de programas de inspección y mantenimiento en las instalaciones de producción aguas arriba de PETRONAS, donde los activos submarinos son parte de esto (PETRONAS, 2018b). Un elemento esencial de U-IMAGE es una gestión de datos eficaz para impulsar la estrategia de inspección y mantenimiento. Para garantizar la entrega efectiva de SubSIM y para respaldar y fortalecer la implementación de U-IMAGE, PETRONAS se ha embarcado en una estrategia y metodología de inspección submarina basada

en riesgos submarinos (RBUI) para sus activos submarinos (PETRONAS 2020). Como parte de SubSIM que respalda la implementación de U-IMAGE, el enfoque Subsea RBUI prioriza y optimiza los esfuerzos de inspección al equilibrar los costos de riesgo (relacionados con las personas, la seguridad, el medio ambiente o el negocio) con los costos de inspección, y permite una mejor comprensión de los niveles de riesgo por encima de lo previsto. Vida útil del activo submarino para iniciar acciones correctivas rentables.

Este documento abordará la metodología y las herramientas utilizadas para llevar a cabo la planificación de la inspección submarina basada en el riesgo (RBUI) para activos submarinos dentro de las operaciones de PETRONAS.

Este estudio aporta al desarrollo de herramientas que permitan por medio de la gestión del riesgo y datos estadísticas de pozos para la operadora como gestión de integridad de estos en las etapas de su ciclo de vida.

Paper Number: OTC-31502-MS. Casing and Cement Evaluation on Drillpipe: New Tool Acquires Well Integrity Data in Parallel with Existing Drillpipe Deployed Operations from Drilling to Plug and Abandonment. Autores: Andrew Hawthorn; Roger Steinsiek; Shaela Rahman. Marzo 2022. Durante mucho tiempo, la adquisición de registros de evaluación de cemento y revestimiento ha sido esencial para el éxito y la seguridad de las operaciones de pozos, desde la perforación hasta el abandono. De hecho, dado que el revestimiento y el cemento subsiguiente desempeñan un papel tan crítico en la separación de fluidos y la provisión de barreras de presión de fondo de pozo, es esencial y, a veces, también un requisito reglamentario obtener dichos datos. Por ejemplo, comprender la condición de la tubería de revestimiento, ya sea que esté desgastada o corroída, y el material en el espacio anular detrás de la tubería de revestimiento, como cemento, fluido, formación o incluso gas, juega directamente en el éxito o no y también en la seguridad de múltiples operaciones de pozos. Históricamente, esta información solo

ha estado disponible a partir de herramientas transportadas por cable. Como consecuencia de esto, las operaciones de otros equipos de perforación deben detenerse para permitir el registro con cable. También es cierto que en las últimas décadas los pozos se han vuelto significativamente más complejos, más desviados y profundos. Además, los regímenes de presión han requerido márgenes más estrechos que aumentan el riesgo de las operaciones y exigen una mayor necesidad de comprender la integridad de las barreras de revestimiento y cemento. A medida que los pozos se vuelven más profundos, más complejos y desviados, también es más difícil ejecutar herramientas transportadas por cable, lo que a menudo aumenta significativamente la cantidad de tiempo necesario para ejecutar y obtener estos datos. De hecho, se puede ver claramente que cada vez más, los operadores a menudo se niegan a obtener estos datos críticos debido al tiempo y esfuerzo requerido en ciertas circunstancias para iniciar sesión en línea fija. Esto ha tenido un impacto significativo en términos de tiempo improductivo asociado con la falta de comprensión de la condición de la tubería de revestimiento y el cemento en las operaciones de pozos, como las operaciones de seguimiento lateral o de corte y extracción.

Este documento presentará una herramienta de evaluación de cemento y tubería de revestimiento transportada por tubería de perforación que se puede implementar en paralelo con otras corridas en el pozo para mejorar la eficiencia de las operaciones y al mismo tiempo aumentar la frecuencia de veces que se pueden adquirir estos datos. A través de casos prácticos, demostraremos cómo los operadores mejoraron la eficiencia, redujeron el tiempo de la plataforma y el personal a bordo, mejoraron la seguridad de las operaciones y redujeron el riesgo de tiempo improductivo mediante la aplicación de esta nueva tecnología de tubería de perforación transportada. Fundamental para el diseño del abandono definitivo de un pozo, el annulus cement es un elemento barrera que es verificado a partir de los resultados de los registros de calidad de cemento.

Paper Number: OTC-31340-MS. Challenges in Implementing an Integrity Operating Window IOW Program in Offshore Operations. Autores: Rehan Ahmed; Rohana

Jaafar; Alia Rashiqah Ab Rahman; Mohd Fikhri Fikhri Sabturani; Ahmad Naim A. Khairudin. Marzo 2022.

Objetivos: Destaca los desafíos que enfrentan los activos maduros de petróleo y gas en alta mar durante la implementación o mejora del monitoreo de la ventana operativa de integridad (IOW) y las soluciones propuestas para abordar los desafíos. PETRONAS Upstream se ha embarcado en un ejercicio de actualización de sus informes IOW a la luz del aumento en el número de incidentes de pérdida de contención primaria (LOPC) y fallas prematuras de equipos que han resultado en incidentes de aplazamiento no planificado (UPD) y de salud, seguridad y medio ambiente (HSE).

Métodos, Procedimientos, Proceso

Los IOW son conjuntos de límites utilizados para determinar las diferentes variables que podrían afectar la integridad y confiabilidad de una unidad de proceso. Se realizan análisis comparativos entre la implementación de un sistema automatizado en línea con capacidades de Inteligencia Artificial versus un sistema manual más convencional. Exploramos las ventajas y desventajas de cada uno de estos enfoques, incluido el elemento del costo. La integración del historial de Pi y el sistema de gestión de información de laboratorio (LIMS) al módulo IOW ayudará a proporcionar datos y análisis en tiempo real al sistema de inspección basado en riesgos (RBI) implementado manualmente y en línea.

La implementación de la supervisión y los informes de IOW interactúan con otras soluciones digitales para lograr un proceso de trabajo continuo y autónomo. Entre las soluciones digitales que interactúan con la base de datos IOW se encuentran la Revitalización predictiva de instrumentos para maximizar la eficiencia (PRIME), LIMS y otras soluciones digitales internas, como el Programa de gestión de la corrosión en línea y la Inspección basada en riesgos (RBI).

2. CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO.

El enfoque de esta monografía es cualitativo, ya que se plantea un problema, con diseño de estudio, análisis de datos con su respectiva interpretación de resultados, para realizar la implementación del sistema de gestión de integridad de pozos en su etapa de abandono definitivo para las compañías operadoras y el ente fiscalizador.

En el alcance de este documento se tendrán en cuenta todo tipo pozos, y estará dirigido para todas las compañías operadoras y ente regulador de estas. El diseño de esta consiste en:

Paso I - Recolección de información:

Realizar revisión bibliográfica de normas y estándares técnicos, así como la legislación actual vigente respecto a la integridad de pozos en su fase de abandono.

Paso II - Análisis de la información:

Seleccionar los elementos comunes de los estándares y legislación, para la gestión del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su etapa de abandono definitivo.

Paso III - Aplicación de las normas técnicas y legislación actuales:

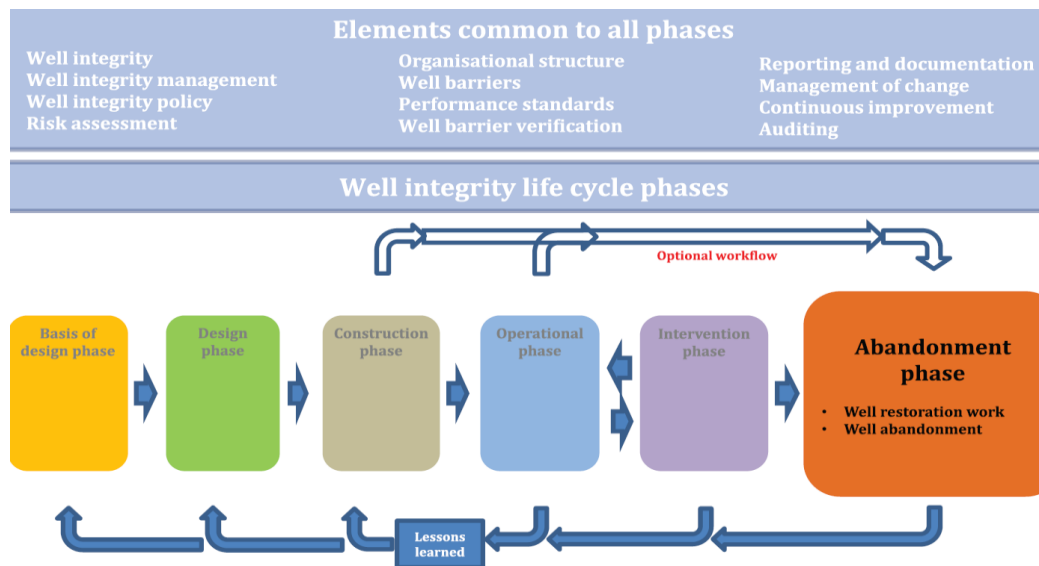
Implementar los elementos comunes obtenidos del paso anterior en el Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su fase de abandono definitivo, en una propuesta de abandono presentado por una operadora.

3. CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA

De acuerdo a lo mencionado anteriormente en el estándar Norsok D-10 respecto a la integridad de pozo en su fase de abandono, definiendo integridad como la “(...) aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formaciones y fluidos de pozo a lo largo del ciclo de vida de un pozo (...)”, e ISO 16530-1 expresando la integridad de pozo como: “(...) la contención y prevención de la fuga de fluidos desde formaciones subterráneas a superficie (...)”, por lo tanto, de estos estándares especializados se obtendrán los elementos necesarios para implementar el sistema de gestión de integridad de pozos en su etapa de abandono.

La fase de implementación del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos es el de abandono definitivo como se muestra a continuación:

Figura 1. Ciclo de Vida de Pozo



Fuente: ISO 16530-1 Well Integrity – Part 1: Life cycle governance en 2017.

Algunas de las referencias bibliográficas que presentan los elementos de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos son las siguientes:

- Resolución 40230 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- API RECOMMENDED PRACTICE 1160 THIRD EDITION, FEBRUARY 2019 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline
- API RECOMMENDED PRACTICE 65-3 Wellbore Plugging and Abandonment
- OTC-25734-MS Guidance for the Development and Implementation of an Effective Well Integrity Management System. De Valerie Wilson, de Conoco Phillips 2015
- ASME B31.8S-2020 (Revision of ASME B31.8S-2018) Managing System Integrity of Gas Pipelines
- Norsok D-010: Well integrity in drilling an well operations
- ISO 16530-1 Petroleum and Natural Gas Industries – Well Integrity – Part 1: Life Cycle Governance
- ISO 16530-2 Well Integrity – Part 2: Well Integrity for the operational pase
- Paper Number: OTC-31354-MS Risk Based Underwater Inspection RBUI Methodology for Subsea Integrity Management SubSIM of Subsea Assets in Malaysian Operations.
- Paper Number: OTC-31397-MS. Implementation of Key Risk Mitigation Strategies and Learnings Enabling Successful Efficient Execution in Malikai Phase 2 Project Mooring Campaigns.
- Paper Number: OTC-31502-MS. Casing and Cement Evaluation on Drillpipe: New Tool Acquires Well Integrity Data in Parallel with Existing Drillpipe Deployed Operations from Drilling to Plug and Abandonment.
- Paper Number: OTC-31340-MS. Challenges in Implementing an Integrity Operating Window IOW Program in Offshore Operations.
- Paper Number: OTC-25734-MS. Guidance for the Development and Implementation of an Effective Well Integrity Management System

Desarrollo del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos

Teniendo en cuenta la revisión bibliográfica y documentación relacionada y revisada, los elementos comunes a esta estructura, se obtienen a continuación la siguiente tabla:

Tabla 1. Elementos Comunes de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su Fase de Abandono Definitivo

ISO 16530-1 Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance	NORSOK D- 010:2021+AC2 Well Integrity in drilling and well operations	Resolución 40230 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía	Elementos Comunes del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su Etapa de Abandono Definitivo
Objetivos de la fase de abandono de pozos	Generalidades	Artículo 3. Definiciones y siglas.	Generalidades y objetivos
Estructura Organizacional y tareas	Criterios de aceptación de barrera de pozo	Artículo 4. Modificación de definiciones.	Estructura Organizacional y tareas
Programa de Abandono de Pozo	Criterios de aceptación de elementos barrera de pozo	Artículo 8. Consideraciones generales para abandono definitivo de pozos.	
Calificación y selección de material de la barrera de pozo	Esquemáticos de barrera de pozo	Artículo 12. Abandono de zonas de alta temperatura y/o presencia de H2S y/o CO2.	Diseño del abandono definitivo del pozo y Verificación de Barreras de Pozo
Configuración, redundancia y ubicación de barrera de pozo	Ejemplos para diferentes opciones de abandono permanente	Artículo 13. Verificación de la integridad de los tapones.	

Verificación de barrera de pozo	Section Milling para establecer un tapón de cemento	Artículo 14. Placa de abandono.	Gestión del riesgo
Documentos referencia para barreras de abandono de pozos	Método alternativo para establecer una barrera de pozo permanente	Artículo 20. Informe de las condiciones en el lecho marino de pozos abandonados definitivamente.	Gestión del cambio
Gestión del riesgo	Riesgos		Entregable
Gestión del cambio			
Entregables (Documentación y Reportes)			

Fuente: Propia del documento.

Según lo referenciado a las normas y regulación arribas mencionadas, se obtienen los siguientes elementos comunes:

- Generalidades y objetivos
- Estructura Organizacional y tareas
- Diseño del abandono definitivo del pozo y Verificación de Barreras de Pozo
- Gestión del riesgo
- Gestión del cambio
- Entregable

Por lo tanto, la concepción de cada elemento común para el sistema de gestión de integridad para el abandono permanente del pozo es el siguiente:

3.1 Generalidades y Objetivos

Este elemento común trata acerca de las generalidades y objetivos del aseguramiento de la integridad en su abandono definitivo y permanente, en esta

fase el estado del pozo corresponde a uno que no será usado o reingresado de nuevo.

Según la ISO 16530-1 del 2017, esto se confirma ya que esta establece que el abandono del pozo es la actividad final realizada con barreras permanentes en el pozo, conservando el diseño de integridad sin intenciones de reingresar. También menciona que en algunos países sus regulaciones locales requieren tareas adicionales para ser realizadas cuando esta fase se lleve a cabo, como por ejemplo el retiro del cabezal del pozo. Aunque algunas compañías operadoras y entes reguladores, requieren según su sistema de gestión de integridad de pozos la inspección periódica de estos pozos abandonados, la configuración de la integridad de esta fase no depende de esto.

Los requerimientos del abandono permanente del pozo deberían considerar totalmente el ciclo de vida del pozo, desde su fase de las bases de diseño. Los pozos deberían diseñarse, construirse y realizar su mantenimiento, para que, en su fase final, se logre un pozo abandonado con barreras efectivas. Estos requerimientos dependerán de una filosofía barreras.

Los objetivos enmarcados en la preparación de las actividades de abandono permanente los siguientes, pero no los únicos:

- Prevención de escape de fluidos de pozo de formación o inyección al medioambiente.
- Prevención de migración de fluidos entre formaciones con potenciales de flujo.
- Prevención de la contaminación de acuíferos.
- Aislamiento de materiales radiactivos de otros materiales peligrosos que pueden permanecer en el pozo durante la fase de abandono.
- Cumplir con requerimientos legales específicos.

3.2 Estructura Organizacional y Tareas

Las compañías a implementar un sistema de gestión de integridad de pozos en su fase de abandono, debería establecer planes de mantenimientos estratégicos para la finalización oportuna del inventario de sus pozos a abandonar. Incluyendo la planeación a largo plazo y la finalización de las actividades de desmantelamiento.

Se debería establecer y mantener, una capacidad organizada para ejecutar eficazmente los planes de abandono de pozo apropiadamente. La estructura organizacional requiere para soportar esta planeación y ejecución la experiencia adecuada correspondiente. Los ejemplos típicos necesarios de esta experticia y habilidades funcionales son:

- Ingeniería de perforación, completamiento, intervenciones y sus operaciones.
- Ingeniería de cementación y sus operaciones.
- Ingeniería de yacimientos y geología de superficie.
- Ingeniería estructural.
- Gestión y valoración del riesgo.

Se deberán definir claramente los roles, responsabilidades y niveles de autoridad requeridos y asignados, necesarios para la planeación, ejecución y algunas actividades del post-abandono del pozo. Las cartas RACI pueden resumir la estructura organizacional requerida para estas actividades. Adicionalmente, se deberían definir los requerimientos de competencia y asegurar que únicamente personal competente sean asignados a las actividades de planeación y ejecución de abandono de pozo según el estándar – Guidelines on competency management for well operations personnel (ISO/TS 17969:2017), por ejemplo.

3.3 Diseño de Abandono

3.3.1 Bases de diseño, premisas, y asunciones

Todas las fuentes de influjo deben ser identificadas y documentadas.

Todos los elementos barrera de pozo para el taponamiento de pozos deben resistir las condiciones de carga y del ambiente, a las cuales pueden estar expuestos durante la operación y el periodo de abandono.

Las bases del diseño deben incluir:

- ✓ Configuración del pozo (inicial y actual) incluyendo profundidades, y especificaciones de formaciones que son fuentes con potencial de influjo, características de revestimientos, cementación en anular (cementaciones primarias), otros huecos en el pozo y desvíos de este.
- ✓ Secuencia estratigráfica de cada hueco del pozo, en el cual se pueda observar los yacimientos e información acerca del potencial de producción actual y futuro, los fluidos de yacimiento y presiones inicial, actual y de perspectiva eterna del pozo.
- ✓ Registros, data e información de las operaciones de cementación.
- ✓ Formaciones con propiedades de elementos barrera apropiados (por ejemplo, esfuerzos, baja permeabilidad, ausencia de fracturas y fallas).
- ✓ Condiciones de especificaciones del pozo, como la generación de "scale" (escamas), desgaste, colapsos, H₂S, CO₂, hidratos y otros problemas similares en revestimientos y tuberías.

El diseño y la ubicación de los elementos barrera del pozo que consisten en cemento o materiales alternativos deben tener en cuenta las incertidumbres relacionadas con:

- ✓ Técnicas de ubicación de estos elementos en el fondo del pozo.
- ✓ Volúmenes mínimos requeridos para una mezcla de lechada homogénea.
- ✓ Control del volumen en superficie.

- ✓ Contaminación de los fluidos de la operación de abandono del pozo.
- ✓ Parámetros de eficiencia de bomba.
- ✓ Encogimiento del cemento o del material alternativo del taponamiento.
- ✓ Centralización del revestimiento en su etapa de construcción del pozo.
- ✓ Soporte necesario para lechada pesada.
- ✓ Degradación del elemento barrera del pozo a lo largo del tiempo.

3.3.2 Casos de Carga

Se diseñará una combinación de las cargas funcionales y de ambiente para:

Para abandono permanente de pozos, la gravedad específica contabilizada del fluido del pozo, en el diseño será mayor o igual al gradiente de formación o de agua de mar (para pozos offshore) a menos que se documente lo contrario.

Los siguientes casos de carga se aplicarán para el diseño de abandono del pozo:

Tabla 2. Casos de Carga

Ítem	Descripción	Requerimientos Adicionales
1	Presión inducida por la migración de fluidos de formación en el pozo, de acuerdo con la presión de depósito anticipada del peor escenario y la menor densidad del fluido anticipada, durante periodo de abandono.	Para abandono permanente, el aumento de la presión de yacimiento debido a una restauración de la presión natural en su nivel inicial (virgen), se contabilizarán y documentarán los escenarios de los proyectos de inyección o de almacenamiento de gas, de dicho pozo. La perspectiva eterna con respecto a la recarga de presión de la formación se verificará y documentará.
2	Prueba de presión para taponos de cemento	Criterio según la tabla de criterios de aceptación para taponos de cemento.

3	Colapso por cargas del hundimiento del fondo marino o compactación del yacimiento	Se incluirán los efectos del hundimiento del fondo marino por encima o con relación al yacimiento.
---	---	--

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table 22 – Load Cases de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021.

3.3.3 Planes de Acción de Control de Pozo

La siguiente tabla describe los escenarios de los incidentes para los cuales deberían estar disponibles los planes de acción (si corresponde) para que estos se apliquen en el caso de materializarse dichos eventos.

Tabla 3. Planes de Acción de Control de Pozo

Ítem	Descripción	Comentarios
1	Corte de revestimiento	Pérdidas de fluido o presión de gas atrapado en el anular del hueco revestido
2	Conjunto de sello de la tensión del casing hanger	

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table 23 – Well Control Action Plans de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021.

3.3.4 Requerimientos de Control de Pozo

El corte o la perforación del revestimiento y recuperación del conjunto de sellos deben realizarse con el equipo de control de presión activa en su lugar para evitar el posible flujo descontrolado del anular entre revestimientos y hacia el pozo.

3.3.5 Criterios de Aceptación de Barrera de Pozo

El pozo abandonado permanentemente deberá ser taponado con una perspectiva eterna, tomando en cuenta los efectos de cualquier falla previsible, de inyección, drenaje, de procesos químico y geológicos. La perspectiva eterna. Dicha perspectiva eterna con respecto a la recarga de la presión de formación se deberá verificar y documentar, hasta que esta se vuelva estable y se gestione las incertidumbres correspondientes a esta recarga.

El seguimiento individual o combinado de las barreras de pozo y asilamientos, deberá ser el resultado de actividades de taponamiento de pozo, según la siguiente tabla:

Tabla 4. Criterios de Aceptación de Barrera de Pozo

Nombre	Función	Posición de Profundidad
Barrera Primaria	Aislar una fuente con potencial de influjo de la superficie, a una formación con presión normal o formación con sobre-presurizada	La base de las barreras de pozo debe estar posicionada a la profundidad donde la integridad de la formación sea más alta que la presión potencial por debajo de esta.
Barrera Secundaria	Back up de la barrera primaria de pozo, para contener una fuente con potencial de flujo.	

Tapón en Superficie	Prevenir acceso al pozo luego que los revestimientos son cortados o retirados, y contener fluidos dañinos para el medio ambiente. La formación expuesta puede estar sobre-presurizada y esto permitiría prevenir el flujo de fluido a superficie. Usado también para pozos sin hidrocarburos presentes en el yacimiento.	No hay requisitos de profundidad con respecto a la integridad de la formación
---------------------	--	---

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table 25 – Well Barrier Depth Position de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021.

La barrera permanente del pozo se extenderá a través de la sección del pozo, incluyendo todos los anulares y sellándolos vertical y horizontalmente. Las barreras de pozo se ubicarán adyacentes a una formación impermeable o de permeabilidad baja con una integridad de formación suficiente para la máxima presión anticipada.

Remover el equipo de fondo del pozo, es requerido cuando esto causa la pérdida de integridad del pozo.

Se verificará y documentará la idoneidad de los materiales seleccionados del taponamiento, considerando la degradación del revestimiento, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 5. Requerimientos de Material de la Barrera de Pozo

Ítem	Propiedad	Requerimiento
a	Integridad a largo plazo	Indicadores clave de integridad como la resistencia a la compresión y tensil, permeabilidad y Módulo de Young deben medirse durante un periodo más largo y confirmar una tendencia de no deteriorarse a largo plazo y continuar determinando este valor estable final.

b	Permeabilidad	La permeabilidad al agua debe ser menor o igual a 5 microD, o menor o igual a 1000 veces la permeabilidad de la formación, escogiendo el mayor de estos. Alternativamente, el material de aislamiento zonal debe tener como mínimo una permeabilidad y longitud combinadas, de tal manera que su capacidad para evitar la migración de fluidos sea tan buena o mejor que la roca sello.
c	Contracción Radial	Para tapones en hueco abierto, tapones anulares en hueco abierto, el diseño de encogimiento de la lechada debe ser bajo. Para elementos barrera interna, para hueco revestido deben contar con expansión lineal positiva a largo plazo.
d	Cargas mecánicas	Para elementos barrera de pozo expuesto a las cargas externas en los cuales el conocimiento y la experiencia es muy importante, como son los casos de geotermia, inyección, alto depletamiento, altas pruebas de presión, en el análisis de elementos finitos se deberá alcanzar un 40% de factor de seguridad en cada caso.
e	Estabilidad química	Soportar la exposición a químicos o sustancias que pueden existir sin afectación sustancial la integridad requerida. Como por ejemplo al H ₂ S, al CO ₂ , al H ₂ O, e hidrocarburos.
f	Adherencia a tubulares	Elemento barrera que se adherirá adecuadamente al revestimiento o liner. Si la adherencia no se puede lograr, se debe demostrar que el material tiene un mecanismo de compensación, que proporciona sello hidráulico al casing y a cualquier formación expuesta en contacto con la misma.
g	Efecto sobre la integridad tubular	No afectará negativamente a las propiedades de las tuberías en contacto con este elemento barrera.

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table 26 – Well Barrier Material Requirements de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021.

3.3.6 Criterios de Aceptación de Elemento Barrera de Pozo

Las siguientes tablas describen los requerimientos y las guías correspondientes criterios de aceptación para los elementos barrera de pozo en su fase de abandono:

Tabla 6. Criterios de Aceptación para Revestimiento (Casing)/Liner

Caraterísticas	Criterios de Aceptación	Mirar la Norma
Descripción	Estos elementos pueden ser el revestimiento, liner y tubería en el caso de perforación y el completamiento.	
Función	El propósito del revestimiento y/o liner es proveer un aislamiento para detener el flujo descontrolado del fluido de formación o inyección de fluidos a través del revestimiento y su anular.	
Diseño, construcción y selección	<p>1) Características de revestimiento/liner, incluyendo las conexiones que deberán ser diseñadas para resistir las cargas y los esfuerzos esperados durante el ciclo de vida del pozo (incluyendo las actividades planeadas y situaciones potenciales de control de pozo). Se deberán incluir los efectos de la degradación.</p> <p>2) Factores de diseño de requerimientos mínimos aceptable deberán ser calculados para cada tipo de carga. Estimar los efectos de la temperatura, la corrosión y el desgaste.</p> <p>3) Todos los casos de carga deberán ser definidos y documentados con respecto al estallido, colapso y tensión/compresión.</p> <p>4) El diseño del revestimiento puede basarse en modelos determinísticos o probabilísticos.</p> <p>5) Todos los revestimientos funcionan como un elemento barrera de pozo que puede estar sometido a hidrocarburos al finalizar la construcción del pozo, deberán tener conexiones para gas-tight.</p>	<p>ISO11960 (14) ISO13679 ISO10405 (1)</p>

Prueba Inicial y Verificación	<p>1) El revestimiento/liner deberá ser probado hasta la máxima presión diferencial.</p> <p>2) El revestimiento o liner que ha sido perforado luego de la prueba inicial de fuga, se deberá probar nuevamente durante las actividades completamiento.</p> <p>3) La prueba de fuga del revestimiento se deberá realizar cuando la lechada aún este en estado líquido, es decir, inmediatamente después del bombeo o luego que la lechada se haya posicionado. No se debe realizar prueba de presión durante el fragüe de la lechada de cemento.</p>	
Uso	El revestimiento/liner deben ser almacenados y manejados apropiadamente para prevenir daños de	
Monitoreo	<p>1) El anular A deberá ser continuamente monitoreado antes del abandono definitivo para getionar presiones irregulares. Así como cualquier otro anular accesible deberá ser monitoreado.</p> <p>2) Todos los revestimientos deberán ser verificados por medio de regsitros eléctricos, después de la perforación si la simulación indica desgaste excesivo supera el desgaste permitido según el diseño del revestimiento.</p>	
Barrera de Pozo Común	<p>1) Durante las actividades de perforación con la BOP de superficie, el anular externo del diseño actual deberá ser monitoreado continuamente y se definirán los niveles de alarma, según los umbrales de presión.</p> <p>2) El estado actual del revestimiento deberá ser conocido y confirmada la capacidad de resistir la máxima presión esperada luego de un posible desgaste.</p> <p>3) Las pruebas de presión deberán incluir un margen de seguridad, cubriendo el desgaste esperado luego de la prueba.</p> <p>4) Se instalará un imán en la línea de flujo de retorno del lodo para permitir la medición de la cantidad de limaduras de acero en este y evaluar los cambios en la naturaleza de las limaduras de acero.</p> <p>5) Si se perfora a través de un revestimiento (casing) viejo:</p> <p style="padding-left: 20px;">a) Antes de la perforación, se deben ejecutar registros de desgaste de la tubería de revestimiento (calliper y/o sónico). Los registros deben ser verificados por personal calificado y documentados.</p>	

	b) Los registros pueden identificar doglegs localizados (intervalo de 1 m entre mediciones) por medio de registros gyro o similar	
--	---	--

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table C.2 – EAC Table 2 - Casing de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021.

Tabla 7. Criterios de Aceptación para Cemento Anular

Características	Criterios de Aceptación - Norsok D-010:2021+AC2:2021	Criterios de Aceptación - Resolución 40230 de 2022	Mirar la Norma
Descripción	Este elemento consiste en la lechada de cemento en su estado sólido localizado en el anular concéntricos entre revestimientos y entre revestimiento/liner y hueco abierto o formación.		
Función	Proveer un sello continuo y permanente a lo largo del hueco abierto o revestido en el anular del revestimiento o entre revestimientos, para prevenir el flujo de fluidos de formación y/o fluidos de inyección, resistir presiones desde arriba o abajo, y soportar estructuralmente el revestimiento o el liner.		

<p>Diseño, construcción y selección</p>	<p>1) Se emitirá un programa de cementación para cada trabajo de cementación, los cuales deberán contener los siguientes requisitos:</p> <p>a) La centralización del revestimiento/liner deberá brindar el suficiente stand-off para lograr la integridad del sello de integridad con el sello natural de la formación.</p> <p>b) Usar fluidos espaciadores</p> <p>c) Efectos del diferencial de presión hidrostática, dentro y fuera del revestimiento, del ECD durante el bombeo, y pérdida de presión hidrostática antes del posicionamiento de las lechadas según el diseño del programa de cementación.</p> <p>d) Riesgo y mitigación de pérdida de retorno de fluidos durante la operación de cementación.</p> <p>2) Se realizarán simulaciones de hidráulica y de desplazamiento durante la planeación de la operación.</p> <p>3) Para condiciones HPHT y diseños de lechadas complejos, el programa será verificado por personal calificado.</p> <p>4) El diseño de la lechada se probará en el laboratorio con muestras de cemento, agua y</p>	<p>TÍTULO 3 Operaciones de abandono de pozos Artículo 8. Consideraciones generales para abandono definitivo de pozos.</p> <p>4. Toda formación permeable perforada desde superficie o desde el lecho marino requiere como mínimo de una barrera primaria. Esta barrera debe estar complementada con una barrera secundaria para los casos en los que se tengan formaciones productoras de hidrocarburos, acuíferos y/o formaciones sobre presurizadas.</p> <p>5. Estas barreras de pozo deben permitir un sello transversal, es decir, las barreras deben proveer sello de forma horizontal y vertical en el punto de evaluación. En caso de que no se pueda proveer un sello transversal por condiciones específicas del pozo, se deberá asegurar un sello por encima</p>	<p>API RP 10B ISO10426- 1 (9)</p>
--	---	---	--

	<p>aditivos, a las condiciones del pozo. Las pruebas deberán proveer el resultado del tiempo de espesamiento y desarrollo de la resistencia a la compresión.</p> <p>5) Las propiedades del fragüe de la lechada deberán proporcionar el aislamiento de zona, soporte estructural del revestimiento y soportar la exposición a temperaturas esperadas.</p> <p>6) Las lechadas de cemento son usadas para el aislamiento de fuentes de flujo que contienen hidrocarburos, las cuales serán diseñadas para prevenir la migración de gas, incluyendo CO₂ y H₂S, si están presentes.</p> <p>7) Longitud anular de cemento planeada:</p> <p>a) Deberán ser diseñadas para permitir el uso futuro del pozo como desvíos de este, re-completamientos y abandono.</p> <p>b) General: Deberá esta mínimo a 100 m en MD arriba del zapato del revestimiento o de la ventana del kick tolerance y mínimo 200 m en MD si la siguiente sección penetrará una fuente de flujo.</p> <p>c) Conductor: Deberá ser definido basado en los requerimientos de</p>	<p>de la zona de potencial de flujo más somero. La segunda barrera puede ser la primera barrera para zonas potenciales de flujo más someras. Toda zona potencial de flujo debe tener como mínimo dos barreras.</p>	
--	--	--	--

	<p>integridad estructural.</p> <p>d) Revestimiento de Superficie: Deberá estar basada en las condiciones de carga en el equipo de la cabeza de pozo y operaciones. El tope de cemento debe llegar hasta superficie / lecho marino.</p> <p>e) Revestimiento intermedio: Si el revestimiento penetra una fuente de influjo, la longitud de cemento planeada debe estar mínimo 200 m en MD por encima de esta.</p> <p>f) Revestimiento de producción/liner: Debe estar mínimo a 200 m en MD por encima de la profundidad planeada del empaque de producción. Si el revestimiento penetra una fuente de influjo, la longitud de cemento planeada deberá estar a 200 m en MD por encima de esta.</p> <p>Nota: Si no se logra cumplir con esta cuando se corre un liner de producción, la longitud del cemento en el anular se puede combinar con el cemento anular del casing previo.</p> <p>g) Shoe track: Un revestimiento/liner debe tener una longitud de shoe track de mínimo 25 m en MD.</p>		
--	---	--	--

<p>Prueba Inicial y Verificación</p>	<p>La lechada debe dejarse intacta, es decir permitir el tiempo de fragüe luego de su posicionamiento, hasta que desarrolle la resistencia suficiente para soportar la carga a aplicar.</p> <p>1) La capacidad de sellado del cemento se verificará por medio de una FIT luego de perforar el zapato o una ventana.</p> <p>2) La longitud del cemento en el anular, debe ser verificada por alguno de los siguientes métodos:</p> <p>a) Registros de adherencia del cemento: Los métodos de registros/herramientas serán seleccionados en función de la capacidad de proveer la verificación de adherencia. Las mediciones deberán ser de datos azimutales/segmentados. Los registros deben ser documentados y verificados por personal calificado.</p> <p>b) Cálculos de desplazamiento: Los parámetros reales como el caudal de desplazamiento, perfil de presión, volúmenes y datos de retorno deberán ser comparados usando simuladores de la industria, software reconocidos por tener en cuenta la geometría del pozo, propiedades del</p>	<p>TÍTULO 3 Operaciones de abandono de pozos Artículo 8. Consideraciones generales para abandono definitivo de pozos.</p> <p>7. El operador deberá realizar registros de integridad que permitan obtener las siguientes evidencias sobre el aseguramiento de las barreras anulares del pozo:</p> <p>a) La longitud efectiva del cemento en el espacio anular se verificará por los siguientes métodos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registros de evaluación de cemento: las herramientas de registros (eléctricos, de imágenes, etc.) y el método de evaluación se seleccionarán de acuerdo con los requerimientos particulares para evaluar la adherencia del cemento a la tubería y a la formación. Los registros deberán ser verificados por personal calificado y la evaluación documentada. Las 	<p>API 10TR1</p>
---	--	--	------------------

	<p>fluido, pérdidas por fricción. Se deben evaluar las implicaciones de los parámetros que se desvían del plan. En caso de pérdidas, se deberá documentar si esta zona se encuentra por encima del tope de cemento planeado. La documentación aceptable es la comparación de registros de trabajo con casos de pérdida similares en un pozo de referencia que ha alcanzado una longitud suficiente verificada mediante registros de adherencia de cemento.</p> <p>c) Además de lo anterior, se utilizará una PIT/FIT o LOT para verificar la integridad adecuada de la formación/cemento. En caso de un trabajo de cementación comprometido (debido, por ejemplo, a pérdidas), puede ser aceptable perforar la siguiente sección con un buen PIT / FIT / LOT si el revestimiento anterior no es un WBE en la configuración final del pozo. <u>(Este método no se utilizará para la verificación de cemento anular como WBE para propósitos de producción o abandono permanente).</u></p> <p>3) Este elemento barrera deberá ser verificado por</p>	<p>secciones del pozo que deben ser registradas para evaluación del cemento son:</p> <ul style="list-style-type: none"> + Cuando el Liner/revestimiento cubre una zona con potencial de producción de hidrocarburos, agua, CO2 u otros. + Cuando el Liner/revestimiento es parte de la barrera primaria y/o secundaria del pozo. + En pozos en los cuales la presión de inyección supere la integridad de la roca sello. <p>- Cumplimiento a satisfacción del plan de trabajo y ejecución de la operación de cementación, con el objeto de evaluar un adecuado aislamiento anular en concordancia con las mejores prácticas aplicables de cementación de la industria. Previo a la ejecución del trabajo, se debe realizar una simulación de desplazamiento de fluidos usando un paquete de software aprobado por personal calificado de</p>	
--	--	---	--

	<p>medio del registro de adherencia de cemento en los siguientes escenarios:</p> <p>a) Cuando el mismo cemento anular es parte de las barreras primaria y secundaria;</p> <p>b) Pozos con presión de inyección que exceden la integridad de la formación de la cap rock.</p> <p>4) Longitud de cemento actual para calificar el elemento barrera de pozo será:</p> <p>a) Por encima de una fuente de injlujo/yacimiento</p> <p>b) Será adyacente al sello hidráulico de la formación con integridad, excediendo la presión máxima esperada a la base de cada intervalo.</p> <p>c) 50 m en MD verificados por cálculos de desplazamiento o 30 m en MD verificados por registros de adherencia de cemento.</p> <p>d) 2 x 30 m en MD verificados por registros de adherencia de cemento cuando es el mismo elemento barrera de las barreras primaria y secundaria.</p> <p>e) Para pozos con presión de inyección que exceden la integridad de formación de la cap rock: La longitud del cemento se extenderá por encima del punto de inyección</p>	<p>la industria. Los resultados de planeación deberán ser comparados con los resultados de la ejecución del trabajo, y se deberá documentar cualquier desviación y el impacto derivado en la calidad del trabajo.</p> <p>- En caso de pérdidas de circulación durante el trabajo de cementación, se deberá evaluar el tope de cemento requerido versus el tope de cemento obtenido, mediante evaluación conjunta de registros eléctricos y los parámetros obtenidos durante el trabajo de cementación de los revestimientos diferentes al de superficie que se verifica con los retornos a superficie. Se deberá evaluar si se requiere algún trabajo de remediación.</p> <p>b) La longitud efectiva de cemento para que una barrera anular sea calificada como aceptable debe cumplir con los siguientes requerimientos:</p>	
--	---	---	--

	<p>superior (somera) hasta 30 m en MD por encima del top del yacimiento , verificado por registros de adherencia de cemento.</p> <p>f) Para usara el shoe track como un elemento barrera de pozo, se aplicará lo siguiente:</p> <p>i) Al relajar presión luego del sentamiento del tapón, el volumen de retorno por tuebría de desplazamineto no debe exceder el volumen calculado.</p> <p>ii) Será probado con presión y por fluido sobrealanceado o prueba de influjo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estar localizada por encima del tope de la formación con potencial hidrocarburífero y que se encuentre ubicada frente a una formación sello litológico. • Tener una longitud mínima sobre el tope de la formación con potencial hidrocarburífero de 100 pies (30,48 metros) a profundidad, medida verificada por registros de evaluación de cemento. • En el caso que el cemento y revestimiento sean parte de la barrera primaria y/o secundaria del pozo, la longitud de cemento debe ser como mínimo 200 pies (60,96 metros) a profundidad, medida verificada por registros eléctricos de evaluación de cemento. • En el caso de pozos inyectoros, la columna de cemento se debe extender desde el tope de la formación inyectora, hasta mínimo 100 pies (30,48 metros) a 	
--	--	---	--

		profundidad medida por encima y que se encuentre ubicada frente a una formación sello.	
Uso	Ninguno		
Monitoreo	1) La presión anular por encima del anular de cemento será monitoreado regularmente cuando se acceda a anulares existentes. 2) La salida por el anular del revestimiento conductor y el de superficie debe ser observado regularmente.		
Barrera de Pozo Común	El cemento anular se registrará adherencia del cemento cuando sea elemento común de las barreras primaria y secundaria.		

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table C.22 – EAC Table 22 – Annulus Cement de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021 y del Título 3 de la Resolución 40230 de 2022.

Tabla 8. Requerimientos Adicionales para Elementos Barrera en la Fase de Abandono

Tabla	Nombre del Elemento Barrera	Requerimiento
6	Revestimiento	Los tubulares deberán ser soportados por cemento o material alternativo.

7	Cemento Anular	El cemento en el traslape del liner o en el anular del tubing puede ser aceptado como un elemento barrera de pozo permanente cuando el liner es centralizado en la sección del traslape. El mismo debe ser verificado por medio del registro de calidad de cemento.
----------	----------------	---

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table 27 – Additional EAC Requirements de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021.

Tabla 9. Criterios de Aceptación para Tapón de Cemento

Caraterísticas	Criterios de Aceptación - Norsok D-010:2021+AC2:2021	Criterios de Aceptación - Resolución 40230 de 2022	Mirar la Norma
Descripción	El elemento consiste en lechada en estado sólido que forma un tapón en el hueco del pozo.		
Función	El propósito de este tapón es prevenir el flujo de fluidos de formación dentro del pozo y entre zonas de formación/ o a superficie / o al lecho marino.	<p>Artículo 4. Modificación de definiciones. Modificar las definiciones de “abandono definitivo”, “abandono temporal”, “pozo inactivo” y “terminación”, contenidas en el artículo 6 de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 y en el artículo 1 de la Resolución 40048 del 16 de enero de 2015, las cuales quedarán de la siguiente manera:</p> <p>Abandono definitivo. Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del operador, que incluye la ubicación de taponos de cemento y/o mecánicos como barrera primaria y secundaria para</p>	

		<p>aislar formaciones productoras de agua, gas o petróleo, garantizando un sello transversal (revestimiento – cemento – formación – sello litológico). Incluye también el relleno del contrapozo, la instalación del monumento y la placa de abandono y el desmantelamiento de equipos y facilidades de producción, esto último, siempre y cuando en la misma locación no haya otros pozos en operación, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción.</p>	
<p>Diseño, construcción y selección</p>	<p>1) Se emitirá un programa para cada instalación de tapón de cemento. 2) La barrera del pozo se colocará en un intervalo de profundidad donde la integridad de la formación sea mayor que la presión potencial desde abajo. 3) Para condiciones HPHT y diseños de lechada complejos, el programa de cementación debe ser verificado por personal calificado. 4) El diseño de la lechada se probará en el laboratorio con muestras de cemento, agua y aditivos, a las condiciones del pozo. Las pruebas deberán proveer el</p>	<p>TÍTULO 3 Operaciones de abandono de pozos Artículo 8. Consideraciones generales para abandono definitivo de pozos. 3. Los cementos que se utilicen para operaciones de abandono de pozos deberán cumplir con las especificaciones de la versión vigente del API Specification 10A (Specification for Cements and Materials for Well Cementing) o el estándar que le modifique o sustituya. Cuando las condiciones o limitaciones operacionales indiquen que el cemento no es el material más apropiado o que pueden obtenerse mejores resultados con otros</p>	<p>API 10A Guidelines on qualification of materials for the suspension and abandonment of wells</p>

	<p>resultado del tiempo de espesamiento y desarrollo de la resistencia a la compresión.</p> <p>5) Las lechadas de cemento utilizadas en los tapones para aislar las fuentes de influjo que contienen hidrocarburos deben diseñarse para evitar la migración de gas y ser adecuadas para el entorno del pozo (CO₂, H₂S).</p> <p>6) Los tapones de cemento para abandono permanente deben diseñarse para proporcionar un sello duradero a las condiciones y cargas estáticas y dinámicas esperadas.</p> <p>7) Se diseñará para la presión diferencial más alta y la temperatura de fondo de pozo más alta esperada.</p> <p>8) Se debe definir un volumen mínimo de lechada de cemento para garantizar que se pueda hacer una lechada homogénea, teniendo en cuenta todas las fuentes de contaminación desde la mezcla hasta la colocación.</p> <p>9) La longitud mínima del tapón de cemento será:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tapones de cemento en hueco abierto: 100 m en MD con mínimo 50 m en MD por encima del 	<p>materiales, podrán emplearse, previa autorización del Ente de Fiscalización, materiales alternativos como cerámicos, resinas, polímeros, entre otros, siempre y cuando se demuestre que estos cumplen con los requerimientos establecidos en la versión vigente de la guía sobre calificación de materiales para la suspensión y abandono de pozos (Guidelines on qualification of materials for the suspension and abandonment of wells) establecida por la Asociación Comercial de la Industria del Petróleo y Gas en el Reino Unido (Oil & Gas UK), o el estándar que le aplique.</p> <p>4. Toda formación permeable perforada desde superficie o desde el lecho marino requiere como mínimo de una barrera primaria. Esta barrera debe estar complementada con una barrera secundaria para los casos en los que se tengan formaciones productoras de hidrocarburos, acuíferos y/o formaciones sobrepresurizadas.</p> <p>5. Estas barreras de pozo deben permitir un sello transversal, es decir, las barreras deben proveer sello de forma horizontal y vertical en el punto de evaluación. En caso de que no se pueda</p>	
--	--	---	--

	<p>profundidad de la fuente con potencial de influjo o de fuga. Para un tapón en transición entre hueco abierto y revestido, se deberá extender al menos hasta 50 m en MD por encima y debajo del zapato del revestimiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tapones de cemento en hueco revestido: 50 m en MD si es por encima de un tapón mecánico o de tapón de cemento, caso contrario 10 m en MD. Si la longitud calificada de la barrera anular es de 30 m en MD y se coloca sobre un tapón mecánico/de cemento como base, el tapón puede ser de 30 m. - Hueco abierto al tapón de superficie: 50 m en MD si se instala en un tapón mecánico, de lo contrario 100 m MD. <p>10) Si el tapón de cemento es parte de una barrera de sección transversal, debe colocarse a lo largo del elemento barrera de pozo externo y su longitud debe coincidir con el requisito de las longitudes mínimas de un tapón de cemento anteriormente descritas o con la longitud del elemento barrera externo, la que sea mayor.</p> <p>11) Colocar un tapón de cemento continuo en el hueco revestido es una</p>	<p>proveer un sello transversal por condiciones específicas del pozo, se deberá asegurar un sello por encima de la zona de potencial de influjo más somero. La segunda barrera puede ser la primera barrera para zonas potenciales de influjo más someras. Toda zona potencial de influjo debe tener como mínimo dos barreras.</p> <p>6. Para el caso del abandono en superficie se bombeará un tapón balanceado de cemento en superficie, junto con el abandono de los anulares. Como una medida de aseguramiento, y cuando aplique según el análisis de riesgo efectuado, se instalará un flanche ciego en boca de pozo, antes de colocar monumento y placa de abandono del pozo.</p> <p>10. La densidad del lodo o fluido a usarse durante el abandono deberá ser la adecuada para prevenir aportes y pérdidas de fluido, teniendo en cuenta las condiciones de las secciones perforadas. El lodo o fluido usado deberá ser seleccionado de acuerdo con las condiciones y estado mecánico del pozo, con el fin de garantizar su integridad. Antes de realizar el bombeo de un tapón balanceado, debe asegurarse que el pozo esté en condiciones</p>	
--	--	--	--

	<p>solución aceptable como parte de las barreras primaria y secundaria del pozo cuando se coloca sobre una base verificada (p. ej., tapones mecánicos/tapón de cemento probados).</p> <p>12) La colocación de un tapón de cemento continuo en hueco abierto es una solución aceptable como parte de las barreras de pozo primaria y secundaria con las siguientes condiciones:</p> <p>a) El tapón de cemento debe extenderse 50 m dentro del revestimiento.</p> <p>b) Se colocará sobre una base confiable (TD o tapón(es) de cemento verificado(s) de TD). Los tapones de cemento se colocarán directamente uno encima del otro.</p>	<p>estables, es decir, que no haya influjo o pérdidas de circulación. En el evento en que no se logre remediar la pérdida de circulación, se deberá evaluar la viabilidad de sentar un tapón mecánico en el revestimiento para aislar la zona de pérdida, complementado con un tapón de cemento.</p> <p>11. Entre tapones debe dejarse un fluido con una presión equivalente al 10% adicional de la presión subyacente y aditivos que preserven la integridad mecánica del revestimiento.</p> <p>13. Todo intervalo abierto para producción o inyección de fluidos deberá ser aislado.</p> <p>14. El diseño y ejecución de las operaciones de bombeo y balance de los tapones de cemento debe garantizar que se cuente, como mínimo, con barreras de aislamiento localizadas y configuradas de la siguiente forma:</p> <p>14.1. Como mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima de intervalos perforados o abiertos para producción o inyección de fluidos.</p> <p>14.2. En los topes de cada liner, 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima y 100 pies (30.48 metros) de longitud efectiva por debajo de él.</p> <p>14.3. Encima de cualquier</p>	
--	---	--	--

		<p>revestimiento que sea cortado y recuperado, 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima y 100 pies (30.48 metros) de longitud efectiva por debajo del tope del corte.</p> <p>14.4. Si se abandona en hueco abierto y durante la perforación no se alcanzaron formaciones productoras de hidrocarburos, se debe colocar un tapón de fondo de mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima y 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por debajo del zapato del revestimiento.</p> <p>14.5. Si se abandona en hueco abierto y durante la perforación se alcanzaron formaciones productoras de hidrocarburos, se debe colocar un tapón de fondo ubicado frente al sello litológico verificable con registros eléctricos, de mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima del tope las formaciones productoras.</p> <p>14.6. En cabeza de pozo el tapón de superficie debe ser como mínimo de 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva. Adicional al abandono del pozo, se debe presentar una propuesta de abandono de los espacios anulares con mínimo 200 pies (60,96 metros) de cemento.</p> <p>14.7. Para un pozo</p>	
--	--	--	--

		<p>horizontal se colocará un tapón mecánico en hueco entubado por encima del tope de la formación productora abierta más somera y se balanceará con un tapón de cemento de 200 pies (60,96 metros) de longitud efectiva en la parte vertical del pozo.</p> <p>14.8. Para pozos altamente desviados y/o horizontales debe considerarse que las condiciones de aislamiento señaladas en los numerales anteriores deben darse en términos de profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth – TVD).</p> <p>16. Los tapones deben estar diseñados para controlar la reducción de volumen (contracción). De requerirse, en pozos con presencia de gas con altas temperaturas, se deberán adicionar aditivos especiales que eviten la canalización de gas o la retrogresión del cemento. Para los pozos con presencia de gas las pruebas de expansión deben ir soportadas por su respectiva prueba de laboratorio y deberá ser suficiente para evitar la canalización del cemento (rango de 0-0.5% de expansión).</p> <p>17. En cualquier caso, los tapones en hueco revestido deberán ubicarse en intervalos de profundidad donde se consiga obtener</p>	
--	--	--	--

		<p>una barrera a través de la sección transversal del pozo, incluyendo los anulares. Para tal fin, el operador deberá verificar o evaluar la calidad o integridad del cemento en las zonas donde se planea instalar la barrera. De no ser posible lo anterior, deberá garantizar el aislamiento transversal por medio de una cementación remedial y/o corte de la tubería y/o ensanchamiento del hueco y/o con tapón de cemento balanceado en forma de "T".</p> <p>18. En pozos con varios intervalos aportantes se debe colocar un tapón de cemento de mínimo 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima de cada intervalo, aislando cada uno. El material cementante usado en tapones para aislar zonas de hidrocarburos y anormalmente presionadas deberán diseñarse para prevenir la migración de fluidos.</p> <p>19. En el evento en que los intervalos aportantes no tengan más de 100 pies de separación (30,48 metros), se podrán aislar con un solo tapón que será colocado desde la base del intervalo inferior y la altura de este será de 100 pies (30,48 metros) de longitud efectiva por encima del intervalo más somero.</p> <p>20. En pozos revestidos</p>	
--	--	---	--

		<p>hasta el fondo los intervalos cañoneados o comunicados con la formación pueden ser aislados con tapones mecánicos debidamente probados y ubicados por encima del intervalo abierto. Adicionalmente, y con el fin de asegurar la integridad del empaque se deberá colocar un tapón de cemento de 50 pies (15,24 metros) de longitud efectiva encima de este.</p> <p>21. Se debe verificar la profundidad de los toques de los tapones de cemento, así como su integridad de conformidad con lo establecido en el artículo 13 de la presente resolución. Las evidencias de estas acciones deben ser documentadas en el Formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono" adjuntando los soportes de las pruebas de integridad y reporte de laboratorio de la calidad de la lechada de cemento bombeada.</p> <p>22. En todos los trabajos de cementación será necesario colocar una píldora o colchón espaciador o preflujo, que promueva la adherencia del cemento a la tubería y/o al hueco abierto. El uso de preflujo dependerá de las condiciones asociadas al control de pozo para el trabajo.</p>	
--	--	--	--

<p style="text-align: center;">Verificación Inicial</p>	<p>1) El tapón del hueco revestido debe probarse en la dirección del flujo o desde arriba.</p> <p>2) El desarrollo de la resistencia a la compresión de la lechada de cemento debe verificarse a través de la observación de muestras superficiales de la mezcla, curadas en el sitio a temperaturas representativas.</p> <p>3) La instalación del tapón se verificará mediante evaluación de ejecución de la operación de cementación teniendo en cuenta estimaciones de tamaño de hueco, volúmenes bombeados y retornos.</p> <p>4) Los taponos deberán ser verificados por:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Barrera en hueco abierto: Tagging (probar con el peso de la tubería sobre el tope del tapón de cemento). - Barrera en hueco revestido: Tagging <p style="padding-left: 40px;">Prueba de presión que deberá ser de 70 bar (1000 psi) por encima de la presión de fuga estimada (LOT) por debajo de la tubería/fuga potencial, o 35 bar (500 psi) para taponos de tubería de superficie; y no exceder la prueba de</p>	<p>Artículo 13. Verificación de la integridad de los taponos. El operador deberá probar cada uno de los taponos que se instalen por debajo del tapón de superficie. Para verificar la integridad del tapón se deberá realizar la prueba con presión de la bomba como mínimo de 500 psi por encima de la presión de inyección por debajo de la barrera, considerando en todo caso las propiedades y condiciones del revestimiento y el desgaste de este, asegurando que no exista una caída superior al 10% de la presión en los primeros 15 minutos de la prueba. Esta presión equivalente puede ser inferior a 500 psi, previa autorización del Ente de Fiscalización, en aquellos casos que el Operador justifique técnicamente la imposibilidad de aplicar presión prevista, considerando las condiciones específicas de integridad del revestimiento.</p> <p>Parágrafo 1. Si por razones estrictamente técnicas el Ente de Fiscalización lo considera pertinente, podrá solicitar que se realice, además, la prueba con peso de la tubería no inferior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos) en fondo. En el caso de abandonos con tubería flexible el peso de tubería para prueba será</p>	
--	---	--	--

	<p>presión del revestimiento y la clasificación de estallido del revestimiento correcta para el desgaste del mismo.</p> <p>La presión de prueba se puede reducir a 35 bares (500 psi) por encima de LOT para campos maduros donde existe una base de datos grande y relevante con respecto a los valores de LOT esperados.</p> <p>Si el tapón de cemento se coloca sobre una base probada a presión, no se requiere una prueba de presión. Se verificará mediante tagging.</p> <p>Se puede omitir el etiquetado si se cumplen todas las condiciones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. El tapón de cemento del hueco revestido se ha verificado previamente mediante el tagging para la misma geometría del pozo/revestimiento, cemento y sistema de fluidos, y ii. Se ha establecido un historial exitoso y auditable, utilizando una matriz de calificación con un parámetro documentado. iii. La operación del tapón de cemento se ha realizado según los criterios definidos en la matriz de calificación. En caso de pérdidas, o de 	<p>evaluado caso a caso, de acuerdo con la configuración del pozo. Este peso podrá ser inferior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos), previa autorización del Ente de Fiscalización, en aquellos casos que el Operador justifique técnicamente la imposibilidad de aplicar dicho peso.</p> <p>Parágrafo 2. Si se usa un tapón mecánico como soporte para el tapón de cemento, solamente bastará la prueba de presión para la verificación del tapón de cemento.</p> <p>Parágrafo 3. La verificación de integridad de tapones en hueco abierto solo podrá realizarse con peso mediante contacto con la sarta de tubería o el equipo de intervención operado con cable. En hueco revestido la verificación mediante presión se realizará acorde con el diseño del revestimiento, por encima de la resistencia a la fractura de la formación para asegurar que no hay filtración debajo del zapato del revestimiento.</p> <p>Parágrafo 4. 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 10.000 libras (4.536 Kilogramos). Este peso podrá ser inferior a 10.000 libras (4.536</p>	
--	--	---	--

	<p>imposibilidad de realizar la operación de taponamiento con cemento del hueco revestido de acuerdo con el conjunto de parámetros definido en la matriz de calificación, el tapón de cemento deberá ser verificado con tagging y prueba de presión.</p> <p>IV. Se deberá documentar y aprobar la verificación del diseño y ejecución del tapón de cemento y el cumplimiento de los criterios de la matriz de calificación.</p> <p>- Tapón de superficie: Tagging, el cual se puede omitir si el hueco abierto al tapón de la superficie se coloca sobre un fundamento (tapón) mecánico verificado.</p>	<p>Kilogramos), previa autorización del Ente de Fiscalización, en aquellos casos que el Operador justifique técnicamente la imposibilidad de aplicar el peso establecido.</p> <p>Parágrafo 5. Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa o de que alguno de los tapones no tiene integridad después de realizar las pruebas señaladas anteriormente, el operador deberá comunicar, a la brevedad, y sin que se sobrepasen los 5 días hábiles, al Ente de Fiscalización con un plan de acción correctivo. La verificación de la integridad de los tapones de cemento es necesaria para dar continuidad al desarrollo de fases posteriores dentro del programa de abandono.</p> <p>Parágrafo 6. En caso de balanceo de tapones consecutivos en hueco abierto y revestido, que tengan el mismo diseño, solo se requerirá realizar prueba y verificación del tapón más somero cuando el régimen de presión de las formaciones permeables sean las mismas.</p>	
<p>Uso</p>	<p>Esta tabla de criterios no se aplica a los tapones instalados con la técnica de Perforación, Lavado y Cemento (PWC) o el método de milled en</p>		

	sección. En estos casos, consultar las tablas correspondientes a los mismos.		
Monitoreo	Proveer la documentación de monitoreo preliminar al abandono definitivo.		
Barrera de Pozo Común	<p>1) Si se define un tapón de cemento continuo (en la misma operación de cementación) como parte de las barreras de pozo primaria y secundaria, se debe verificar realizando el drilling out al tapón hasta que se confirme el tope de cemento duro.</p> <p>a) Si el tapón de cemento continuo se ubica en condiciones favorables para las operaciones de cementación, como en agua de mar/salmuera y sobre una base confiable y verificada (excluyendo píldoras de fluido viscoso/pesado), se puede verificar mediante tagging/prueba de carga únicamente.</p> <p>2) Se someterá a prueba de presión el tapón de cemento de hueco abierto que se extienda dentro de la tubería de revestimiento.</p>		

Fuente: Adaptación para abandono definitivo de pozos desde la Table C.24 – EAC Table 24 – Cement Plug de la norma técnica Norsok D-010:2021+AC2:2021 y del Título 3 de la Resolución 40230 de 2022.

Cuando se dejen tuberías de completamiento en el pozo y se instalen elementos barrera en la tubería y espacio anular, se deberá verificar la posición e integridad de estos:

a) El cemento del espacio anular entre el revestimiento y la tubería se verificará mediante pruebas de presión.

b) El tapón de cemento (en el interior de la tubería) se probará por medio de tagging y se someterá a prueba de presión.

3.3.6.1 Elementos Barrera de Pozo Externos

El elemento de barrera de pozo externo (por ejemplo, cemento anular) se verificará de acuerdo con la tabla de criterios de aceptación correspondiente.

Este elemento debe estar adyacente a una integridad de formación de sello que exceda la presión máxima esperada en la base de cada intervalo.

Cuando el mismo cemento anular sea parte de las barreras primaria y secundaria del pozo, el cemento anular deberá verificarse mediante registro de adherencia de cemento o, si corresponde, mediante la identificación de dos intervalos separados y la prueba de presión de cada intervalo de barrera para verificar cada elemento de barrera de forma independiente. La presión de integridad se debe verificar mediante la aplicación de un diferencial de presión en cada intervalo, que no debe tener más de 30 m en MD de largo. El monitoreo facilitará la detección de pequeñas fugas.

Si se observa presión sostenida en el revestimiento, se debe evaluar la fuente de presión en el espacio anular y se debe remediar la presión sostenida en el revestimiento.

3.3.6.2 Elementos Barrera de Pozo Internos

Un elemento de barrera interno (por ejemplo, un tapón de cemento) se colocará junto a la longitud total del elemento barrera de pozo externo calificado y se verificará según la tabla de criterios de aceptación respectivo.

3.4 Gestión del Riesgo

La compañía que realizará el sistema de gestión de integridad de pozo en su fase de abandono definitivo debe identificar las áreas de riesgo clave para las actividades de abandono del pozo y las medidas preventivas, controles y medidas de mitigación que se requieren para gestionar los aspectos de integridad del pozo de la actividad. Los riesgos deben documentarse en un registro de riesgos y revisarse con el personal involucrado en la realización de las operaciones de abandono de pozo.

Al planificar las actividades de abandono, la compañía debe identificar claramente lo siguiente:

- a) todos los objetivos de integridad de la actividad de abandono de pozos;
- b) los riesgos que pueden amenazar el logro de cada uno de los objetivos;
- c) los medios disponibles para controlar y mitigar tales riesgos;
- d) capacidad para cumplir con los requisitos reglamentarios.

Al identificar y evaluar dichos riesgos y objetivos de abandono, la compañía debe al menos considerar:

- los riesgos asociados con cualquier actividad concurrente en el momento del abandono del pozo;
- propiedad del pozo a largo plazo y responsabilidad, obligaciones y riesgo;
- posibles actividades futuras en el lugar de abandono o áreas adyacentes (superficie y actividades de subsuelo);
- cambios potenciales en la presión del yacimiento y la composición del fluido debido a proyectos futuros o procesos.

Se evaluarán los riesgos de diseño y operativos. Los riesgos típicos pueden incluir:

- 1) Incertidumbres de presión e integridad de la formación;
- 2) Efectos de tiempo:
 - a) Desarrollo a largo plazo de la presión del yacimiento;
 - b) Deterioro de los materiales utilizados;
 - c) Escurrimiento de materiales densificantes en fluidos de pozos.
- 3) Scale en la tubería de producción;
- 4) Presencia de H₂S o CO₂;
- 5) Liberación de la presión atrapada;
- 6) Estado desconocido de equipos o materiales;

7) Aspectos ambientales.

3.5 Gestión del Cambio

El proceso de gestión del cambio descrito a continuación se aplicará durante la planeación del abandono de pozos y la ejecución de actividades, con el fin de abordar cualquier cambio en el programa de abandono de pozos.

a) Identificar un requerimiento para el cambio.

b) Identificar el impacto del cambio y los actores clave involucrados. Esto incluye identificar qué estándares, procedimientos, prácticas de trabajo, sistemas de proceso, dibujos, etc. se verían afectados por el cambio.

c) Realizar un nivel apropiado de evaluación de riesgos de acuerdo con el proceso de evaluación del riesgo del operador del pozo. Esto incluye:

— identificar el cambio en los niveles de riesgo mediante el uso de una matriz de evaluación de riesgos u otros medios;

— identificar medidas preventivas y de mitigación adicionales que puedan aplicarse para reducir el nivel de riesgo;

— identificar el riesgo residual de implementar el cambio/desviación;

— revisión del nivel de riesgo residual contra la tolerabilidad del riesgo del operador del pozo/aceptación de ALARP criterios;

— actualizar el registro de riesgos en consecuencia.

d) Presentar la propuesta de gestión del cambio para su revisión y aprobación de acuerdo con el sistema del operador del pozo.

e) Comunicar y dejar constancia de la gestión del cambio aprobada.

f) Implementar la gestión del cambio aprobada.

Al final del período de validez de la gestión del cambio aprobada, este se retira o se presenta una prórroga para revisión y aprobación.

NOTA Si el cambio es permanente, su implementación finaliza el proceso de la gestión del cambio.

3.6 Entregable

El operador del pozo debe identificar la documentación y los informes que se requieren para:

- a) Que resulte en la aceptación final de la entrega del abandono del pozo y la ubicación del pozo;
- b) documentar la configuración final del pozo en su fase de abandono.

La información requerida para documentar la configuración final del pozo en esta fase puede incluir lo siguiente:

- ubicación final de la superficie del pozo inspeccionado;
- estudio definitivo del pozo del subsuelo;

- detalles de todas las sartas de revestimiento y componentes de completamiento que quedan en el pozo;
- topes de cemento, propiedades del cemento, tipo de soporte;
- Soportes de los tapones de cemento como tapones mecánicos, píldoras otros tapones;
- ubicación y composición del elemento de barrera;
- esquemático de la barrera del pozo;
- fluidos que quedan en el pozo (tipo, propiedades);
- materiales peligrosos dejados en el pozo (fuentes radiactivas, productos químicos, etc.);
- registros de verificación de todas las barreras permanentes;
- discusión sobre cualquier preocupación en el logro de los objetivos finales de abandono;
- inspección final del sitio e informe de condición;
- revisión y retroalimentación de mejora continua;
- recomendaciones para cualquier actividad posterior al abandono;
- registro de riesgos actualizado.

El operador del pozo debe establecer los requisitos para la disponibilidad a largo plazo de la documentación del pozo después del abandono, y que aborden mínimo lo siguiente:

- 1) período de tiempo en que se deben conservar los registros;
- 2) accesibilidad de los registros de pozos;

3) lugares y medios seguros de almacenamiento de registros.

4. CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para dar continuidad a la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su Fase de Abandono, se tendrá en cuenta lo expuesto en el paper OTC-25734-MS Guidance for the Development and Implementation of an Effective Well Integrity Management System. De Valerie Wilson, de Conoco Phillips 2015:

“Una encuesta entre los profesionales de Gestión de Integridad, indicó las siguientes acciones/elementos clave para lograr implementación exitosa de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos:

Comunicación;

Auditorías y Reporte Regulares;

Apoyo de la gerencia para impulsar el programa de gestión de integridad de pozos;

Responsabilidad;

Involucramiento del personal en todos los niveles de la organización;

Manejo eficiente de los datos que respaldan el sistema de gestión de integridad;

Divulgación de los resultados y estadísticas asociados con los KPI de integridad;

Fondos suficientes para apoyar el sistema de gestión de integridad;

Mejora Continua;

Trabajo en equipo;

Objetivos Claros.”

Al aplicar esta metodología a la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su Fase de Abandono se tiene:

- Generalidades y objetivos
- Estructura Organizacional y tareas
- Diseño del abandono definitivo del pozo y Verificación de Barreras de Pozo
- Gestión del riesgo
- Gestión del cambio
- Entregable

Por lo tanto, es necesario ubicar los hallazgos más críticos, luego de dividir por partes, para priorizar el orden de ejecución. Asignando a cada parte un cronograma y un alcance, asignando roles y responsabilidades a un determinado grupo de trabajo para desarrollar la implementación de este sistema.

De esta manera las etapas a seguir para esta implementación consisten en: planeación, ejecución, evaluación, e implementación en curso.

Planeación

La planeación debe tener en cuenta lo expuesto por las diferentes normatividades de referencia, asegurando que se mantengan las políticas y requerimientos técnicos. Para iniciar esta implementación del sistema de gestión de integridad de pozos, es necesario desarrollarlo como un proyecto, gestionando los costos, un cronograma, la calidad, los recursos, las comunicaciones, los riesgos, las adquisiciones, estrategias, los interesados, es decir lo requerido para llevar a cabo un proyecto de esta dimensión.

Ejecución

En esta etapa se realizará el seguimiento del cronograma según lo planeado, y las herramientas de control desarrolladas como los KPI para monitorear el avance del proyecto del sistema de gestión de integridad, adicionalmente según la gestión de comunicación es necesario mantener a todos los interesados informados del avance y el éxito del sistema, por medio de informes, y entregables.

Evaluación

Establecer hitos y medir el avance del sistema de gestión de integridad de pozos, para determinar su éxito hasta los objetivos generales, por medio lecciones aprendidas, curvas de aprendizaje, análisis de falla, auditorías, para hallar oportunidades de mejora, hasta alcanzar la mejora continua, optimizando los recursos para lograrla y aplicar medidas correctivas y preventivas de ser necesario.

Implementación en Curso

Como resultado de la implementación es necesario desarrollar un programa de entrenamiento, con su debida gestión del cambio y de las comunicaciones, así mismo realizar auditorías periódicas al sistema de gestión de integridad de pozos y a su programa de entrenamiento. Continuando en el proceso de mejora continua por medio de los hallazgos, compromisos, lecciones aprendidas y el desarrollo de herramientas ofimáticas que permitan volver más eficiente el mejoramiento continuo, en cada uno de los elementos comunes del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su Fase de Abandono para cualquier organización que desee llevarlo a cabo.

Unas de las recomendaciones son las siguientes:

Desarrollo de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos (Well Integrity Mangament System) para cada una de las fases del ciclo de vida del pozo como en las Bases de Diseño, Diseño, Construcción, Operacional e Intervención.

Desarrollo de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos (WIMS) para todo el ciclo de vida del pozo, luego de realizar el punto anterior.

Aplicación del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en su fase de abandono con elementos barrera alternativos al cemento y aplicación de técnicas alternas diferentes a la presentada como por ejemplo el uso de la técnica PWC (Perforate, Wash and Cement), Section Milling y dejando tubería en el hueco, para establecer barreras permanentes en la fase final del pozo.

BIBLIOGRAFIA E INFOGRAFIA

Resolución 40230 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía en Colombia. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/normativa/>

Resolución 40048 del 16 de enero de 2015 del Ministerio de Minas y Energía en Colombia. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/normativa/>

Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía en Colombia. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/normativa/>

Paper OTC-25734-MS Guidance for the Development and Implementation of an Effective Well Integrity Management System. De Valerie Wilson, de Conoco Phillips 2015. Disponible en: [Guidance for the Development and Implementation of an Effective Well Integrity Management System | OTC Offshore Technology Conference | OnePetro](#)

ISO 16530-1 Petroleum and Natural Gas Industries – Well Integrity – Part 1: Life Cycle Governance del 2017. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

ISO 17776, Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment. Secciones 4, 5, 6 y 7 del 15 de diciembre de 2016. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

OLF 117 - Norwegian Oil and Gas, Recommended Guidelines for Well Integrity, June 6, 2011. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

NORSOK Standard D-010:2021+AC2, Well Integrity in Drilling and Well Operations. Secciones de la 1 a la 15, del 24 de diciembre de 2021. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

OP095 - Oil & Gas UK, Well Lifecycle Integrity Guidelines, Issue 2, June 2014. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Technical Specification ISO/TS 16530-2, First Edition, Well Integrity - Part 2: Well Integrity for the Operational Phase. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Technical Specification ISO/TS 16530-1, First Edition, Well Integrity - Part 1: Life cycle governance. Secciones de la 1 a la 11, de marzo del 2017. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Paper Number: OTC-31354-MS Risk Based Underwater Inspection RBUI Methodology for Subsea Integrity Management SubSIM of Subsea Assets in Malaysian Operations. Autores: Ahmad Razali Yaakob; Awaluddin Berwanto; Izyani Ismail; M Fahmie Rashid; M Syafiq Husni Ahmad Zawawi; Nadiah Fatimah Abdul Hamid; Riaz Khan; Steven Hammond. Marzo de 2022. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Paper Number: OTC-31397-MS. Implementation of Key Risk Mitigation Strategies and Learnings Enabling Successful Efficient Execution in Malikai Phase 2 Project Mooring Campaigns. Autores: Sharizal bin Amurol Jamal; Tiing-Poh Hii; Zhili Ang; Kenneth Yip; Tee Bin Lim. Marzo 2022. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Paper Number: OTC-31502-MS. Casing and Cement Evaluation on Drillpipe: New Tool Acquires Well Integrity Data in Parallel with Existing Drillpipe Deployed Operations from Drilling to Plug and Abandonment. Autores: Andrew Hawthorn; Roger Steinsiek; Shaela Rahman. Marzo 2022. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Paper Number: OTC-31340-MS. Challenges in Implementing an Integrity Operating Window IOW Program in Offshore Operations. Autores: Rehan Ahmed; Rohana Jaafar; Alia Rashiqah Ab Rahman; Mohd Fikhri Fikhri Sabturani; Ahmad Naim A. Khairudin. Marzo 2022. (En línea). (Consultado Noviembre 2022). Disponible en: [OnePetro](#)

Caracterización del proceso de implementación del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos en las compañías Operadoras. José Guerrero. Junio 2022.